

**ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ ДЕРЖАВНИЙ ТЕХНІЧНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ**

На правах рукопису

ВАСИЛЬЧЕНКО Анатолій Олександрович

622,245.3+622,245.6(043)

УДК 622.248.3:622.244.442:66.067

B19

**УДОСКОНАЛЕННЯ ФІЗИКО-ХІМІЧНИХ МЕТОДІВ
ЗБЕРЕЖЕННЯ СТІЙКОСТІ СТІНОК СВЕРДЛОВИН
В ПРОЦЕСІ БУРІННЯ**

05.15.10 - Буріння свердловин

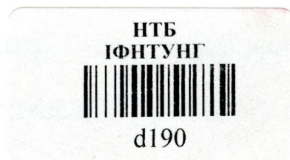
Дисертація на здобуття наукового ступеня

кандидата технічних наук

Науковий керівник

докт. техн. наук, професор

М. А. Мислюк



Івано - Франківськ – 2001



N190

З М І С Т

ВСТУП.....	5
Розділ 1 СУЧАСНИЙ СТАН ПРОБЛЕМИ ЗБЕРЕЖЕННЯ СТІЙКОСТІ СТІНОК СВЕРДЛОВИНИ В ПРОЦЕСІ БУРІННЯ.....	10
1.1 Теоретичні і практичні проблеми хімічного закріплення стінок свердловин.....	12
1.2 Суперечливість і складність теоретичних уявлень про інгібування перетоків у системі буровий розчин – приви́бійна зона свердловини.....	14
1.3 Огляд способів визначення осмотичних властивостей бурових розчинів.....	19
1.4 Висновки до розділу 1.....	20
Розділ 2 КОНЦЕПТУАЛЬНА МОДЕЛЬ ФІЗИКО-ХІМІЧНИХ ПРИЧИН ПОРУШЕННЯ СТІЙКОСТІ СТІНОК СВЕРДЛОВИНИ.....	22
2.1 Сучасні уявлення про структуру рідин.....	22
2.1.1 Структура водних розчинів в об’ємних умовах	23
2.1.2 Структура розчинів у капілярно-пористому середовищі	25
2.2 Гіпотеза про ентропоосмос.....	27
2.3 Експериментальне підтвердження гіпотези про ентропоосмос.....	34
2.3.1 Капілярні явища.....	34
2.3.2 Вирішальні експерименти з ентропоосмосу.....	47
2.4 Ентропоосмотична модель нагромадження механічних напружень у гірських породах і руйнування стінок свердловин.....	51
2.4.1 Нагромадження аномально високих напружень у кристалічних породах.....	52
2.4.2 Нагромадження напружень у покладах нафти.....	56
2.4.3 Виникнення напруженого стану у солевих відкладеннях.....	58
2.4.4 Ентропоосмотична модель руйнування стінок свердловин	59
2.5 Оцінка адекватності ентропоосмотичної моделі руйнування	

стінок свердловин.....	61
2.6 Висновки до розділу 2.....	62
Розділ 3 РОЗРОБКА І УДОСКОНАЛЕННЯ ФІЗИКО -ХІМІЧНИХ МЕТОДІВ ЗБЕРЕЖЕННЯ СТІЙКОСТІ СТІНОК СВЕРДЛОВИНИ.....	63
3.1 Принципи попередження руйнування стінок свердловин.....	63
3.2 Ізоляція стінок свердловин з використанням вапняних бурових розчинів.....	64
3.2.1 Механізм закріплюючої дії вапна.....	64
3.2.2 Оцінка рівня інгібуючих властивостей вапна.....	65
3.2.3 Дослідження розриву гідродинамічного зв'язку в системі буровий розчин – привибійна зона свердловини.....	69
3.2.4 Удосконалення рецептур вапняних бурових розчинів.....	71
3.3 Дослідження і удосконалення методу регулювання рівнів структурної організованості води у системі буровий розчин – привибійна зона свердловини.....	78
3.3.1 Розробка способу визначення рівнів структурної організованості води у системі буровий розчин - привибійна зона свердловини.....	82
3.3.2 Розробка рецептури високоінгібуючого бурового розчину.....	86
3.4 Висновки до розділу 3.....	92
Розділ 4 ПРОМИСЛОВІ ВПРОВАДЖЕННЯ ТА ОЦІНКА ЕФЕКТИВНОСТІ МЕТОДІВ ЗБЕРЕЖЕННЯ СТІЙКОСТІ СВЕРДЛОВИНИ.....	94
4.1 Впровадження вапняного бурового розчину на основі органічної колоїдної фази.....	94
4.2 Впровадження гуматноакрилокалієвого бурового розчину	106
4.3 Висновки до розділу 4.....	114
ВИСНОВКИ.....	116
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	119
ДОДАТКИ.....	135

ВСТУП

Актуальність теми дослідження. Подолання паливно - енергетичної кризи в Україні можливе за умови розширення обсягів розвідувального та експлуатаційного буріння, підвищення його техніко - економічних показників. Ускладнення та аварії, пов'язані з втратою стійкості стінок свердловин, є найбільшим негативним чинником, який впливає на техніко - економічні показники буріння. Наприклад, тільки по буровому управлінню "Укрбургаз" збитки, пов'язані з ліквідацією прихватів, головним чином обумовлених нестійкістю стінок свердловин, склали у 1998р. – 824 тис. грн і у 1999р. – 397 тис. грн.

Серед багатьох причин, які викликають руйнування стінок свердловин, чільне місце посідають причини, зумовлені фізико – хімічною взаємодією бурових розчинів з гірськими породами. З самого початку усвідомлення фізико-хімічних причин руйнування стінок свердловин для вирішення проблеми стійкості залучались фундаментальні теоретичні положення фізичної хімії: осмос, капілярні явища, теорія іоннообмінних процесів, тощо. В різні часи окремі аспекти даної проблеми вважались визначальними і їм приділялась особлива увага. На даний час фізико-хімічні методи збереження стійкості стінок свердловин недостатньо систематизовані. Разом з тим існує певний розрив між технологією бурових розчинів і сучасними досягненнями фізичної хімії, а сама технологія застосування бурових розчинів залишається переважно емпіричною справою. Внаслідок цього інженери з бурових розчинів відчувають труднощі під час вибору рецептури і засобів впливу на фізико – хімічні процеси у системі буровий розчин – привибійна зона свердловини (БР – ПЗС).

Тому проблема систематизації і удосконалення фізико – хімічних методів збереження стінок свердловин в процесі буріння є актуальною і важливою для галузі.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Дисертаційна робота виконана у відповідності з напрямком національної

програми "Нафта і газ України до 2010 року" та тематикою науково – дослідних робіт ДК "Укргазвидобування".

Метою дисертаційної роботи є підвищення ефективності фізико – хімічних методів збереження стійкості стінок свердловин в процесі буріння. Досягнення поставленої мети пов'язане з вирішенням наступних завдань:

1. Розробка та обґрунтування ентропоосмотичної моделі фізико – хімічного механізму руйнування стінок свердловин.

2. Розробка способу оцінки осмотичних властивостей бурових розчинів і дослідження впливу хімічних реагентів на рівень осмотичних властивостей.

3. Розробка та удосконалення рецептур бурових розчинів з високими інгібуючими властивостями.

4. Промислове впровадження розроблених рецептур бурових розчинів та оцінка їх ефективності.

Об'єктом дослідження даної роботи є фізико-хімічні процеси в системі БР-ПЗС, які викликають руйнування стінок свердловини.

Предметом дослідження є самодовільний рух води в системі БР-ПЗС.

В роботі застосовувались наступні методи дослідження:

лабораторні експерименти з моделювання фізико-хімічних процесів;

теоретичний аналіз результатів лабораторних експериментів із залученням елементів синергетичного підходу.

Наукова новизна одержаних результатів. Запропонована і обґрунтована ентропоосмотична модель руйнування стінок свердловин, суть якої полягає у здатності рідин у системі БР-ПЗС самодовільно рухатись проти градієнту своєї структурної організованості (СО) у пори і тріщини гірських порід, викликаючи нагромадження механічних напружень і руйнування стінок. Запропоновано використовувати параметр діелектричної проникності для визначення інгібуючих (осмотичних) властивостей бурових розчинів. Із застосуванням нових теоретичних положень розроблено

рецептури високоінгібуючих бурових розчинів, які впроваджені у виробництво.

Практичне значення одержаних результатів полягає у створенні принципів вибору рецептур бурових розчинів з рівнем інгібуючих властивостей, який забезпечує стійкість стінок свердловин. Вимірювання параметру діелектричної проникності в лабораторних умовах і на бурових дозволяє оперативно підбирати більш ефективні варіанти хімічної обробки інгібуючих бурових розчинів.

На основі запропонованих теоретичних положень розроблені нові бурові рецептури високоінгібуючих бурових розчинів – вапняного і гуматно-акрилокалієвого.

Впровадження цих бурових розчинів здійснювалось під час буріння глибоких свердловин у складних гірничо – геологічних умовах Дніпровсько – Донецької западини, а також шельфів Баренцевого та Чорного морів, що забезпечило одержання значного економічного та технологічного ефекту.

Особистий внесок здобувача. Основні результати дисертації одержані здобувачем самостійно [9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 33, 36, 119, 121, 124, 126, 127, 138, 160, 161, 162]. Самостійно сформульована і експериментально підтверджена гіпотеза про ентропоосмос.

Спосіб визначення осмотичної активності бурових розчинів шляхом вимірювання діелектричної проникності і рецептури вапняного і гуматноакрилокалієвого бурових розчинів [4, 32, 34, 35, 37, 38, 39, 62, 71, 72, 82, 118, 122] розроблені у співавторстві з В.А.Андрусівим, М.В.Боровиком, П.Г. Кулагіним, В.Л.Кушнар'овим, С.В.Локтевим, А.Г.Нагієвим, О.В.Саломатіною, В.М.Фільовим, В.Г.Фільом та Я.С.Яремійчуком.

Особистий внесок здобувача полягав у виборі напрямку проведення науково-дослідних робіт, теоретичному аналізі одержаних результатів, організації впровадження нових рецептур бурових розчинів на бурових підприємствах.

Апробація результатів дисертації. Основні положення дисертаційної роботи були викладені і обговорені на V Республіканській конференції з фізикохімії, технології одержання і використання промивних рідин, дисперсних систем і тампонажних розчинів (м. Полтава, 1981), на Всесоюзній науково-технічній конференції “Розкриття продуктивних горизонтів і освоєння нафтових свердловин” (м. Івано - Франківськ, 1982), на Республіканській науково - технічній конференції “ Актуальні науково - технічні проблеми підвищення швидкості буріння нафтових і газових свердловин в УРСР”(м.Полтава, 1982), на VI Республіканській конференції з фізикохімії, технології одержання і використання промивних розчинів (м. Івано - Франківськ, 1985), на VII Міжнародному конгресі з методології і філософії науки (м. Москва, 1987), на II Всесоюзній науково - технічній конференції "Розкриття нафтогазових пластів і освоєння свердловин" (м. Івано - Франківськ, 1988), на IV і V Міжнародних симпозіумах з методології математичного моделювання (м. Варна, 1988, 1990), на I Всесоюзній науково-практичній конференції “Аномально високі пластові тиски і нафтогазоносність надр” (м. Ленінград , 1990), на Міжнародній конференції “Розробка газоконденсатних родовищ“ (м. Краснодар, 1990), на Українсько - французькому симпозіумі “ Конденсовані матеріали: наука і виробництво “ (м. Львів, 1993), на науково - практичній конференції “Нафта і газ України“ (м. Київ, 1995), на науково - практичній конференції “Нафта і газ України - 96 “ (м. Харків, 1996), на науково-практичній конференції "Проблеми і перспективи науково – технічного прогресу АТ "Укрнафта" в умовах ринку" (м. Івано – Франківськ, 1995), на науково- практичній конференції професорсько – викладацького складу університету (м. Івано – Франківськ, 1996), на Міжнародній конференції "Поверхневі сили" (м. Москва, 1996), на 5 Міжнародній конференції "Нафта – газ України – 98" (м. Полтава, 1998), на Міжнародній конференції з колоїдної хімії та фізико – хімічної механіки (м. Москва, 1998).

У повному обсязі дисертація доповідалась на засіданнях кафедри буріння нафтових і газових свердловин ІФДТУНГ (травень 1999р. та червень 2000р.).

Публікації Основний зміст дисертації викладено в 44 наукових публікаціях , в тому числі 11 винаходах. [4, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 62, 71, 72, 82, 118, 119, 121, 122, 124, 126, 127, 128, 160, 161, 162].

Термінологія в дисертації, за виключенням відзначеної за текстом, є загальноприйнятою в науково – технічній літературі даного напрямку. В дисертації прийняті наступні скорочення: БР-ПЗС – система "буровий розчин – привибійна зона свердловини"; В-ВНМ-ВР – система "чиста вода – вода у напівпроникній мембрані – вода у розчині"; ВБРОКФ – вапняний буровий розчин на основі органічної колоїдної фази; СО – структурна організованість.

Автор щиро вдячний науковому керівнику професору М.А. Мислюку.

РОЗДІЛ 1

СУЧАСНИЙ СТАН ПРОБЛЕМИ ЗБЕРЕЖЕННЯ СТІЙКОСТІ СТІНОК СВЕРДЛОВИНИ В ПРОЦЕСІ БУРІННЯ

Відомо [1,2, 31, 40, 48, 50, 83, 84, 87, 113, 115, 148, 151, 155, 157, 163], що багато факторів здатні спричинити руйнування стінок свердловини під час буріння: напружено-деформований стан масиву гірських порід, ерозія стінок буровим розчином, дія змінних термічних полів, механічна дія бурильного інструменту, розчинювання компонентів гірських порід, явище переносу води у системі БР – ПЗС, яке має фізико – хімічну природу.

Напружено – деформований стан масиву гірських порід, на відміну від інших факторів, має чисто природне походження, виявляє себе при будь – якій системі бурового розчину і його проявлення можна дещо зменшити тільки підвищенням гідростатичного тиску у свердловині.

Ерозія стінок свердловин виникає при здійсненні інтенсивного промивання вибою під час застосування системи бурового розчину з невідповідними структурно – реологічними властивостями. Застосування систем бурових розчинів, які на виході з насадок долота мають в'язкість на рівні в'язкості чистої води, а у заколонному просторі – структуровану течію, дозволило подолати дію цього фактору.

Руйнування стінок свердловин внаслідок дії змінних термічних полів попереджують шляхом зменшення кількості спуско – підіймальних операцій і тривалості буріння інтервалу ствола до перекриття його обсадною колоною.

Усунення фактору механічної дії бурильного інструменту на стінки свердловин в даний час успішно вирішується за рахунок застосування вибійних двигунів, а також підбору раціональних компоновок низу бурильної колони.

Розчинювання компонентів гірських порід відносять до фізико – хімічних факторів, а його дію усувають шляхом насичення середовища

бурового розчину речовинами, які вилучаються з гірських порід привибійної зони.

В межах даної роботи розглядатимуться тільки фізико – хімічні причини руйнування стінок свердловин, зумовлені переносом води у системі БР – ПЗС.

Основні способи впливу на фізико – хімічні процеси у свердловині мають майже столітню історію:

- 1) спосіб зниження фільтрації бурового розчину шляхом домішування речовин, які вміщують крохмаль, запатентований у 1887 р. [98];
- 2) спосіб кріплення стінок свердловин шляхом обробки бурового розчину вапном, описаний в підручнику у 1904 році [46] і запатентований у 1921 р. [95];
- 3) спосіб гідрофобізації і кріплення стінок свердловин за рахунок використання деревного дьогтю, смоли або бітуму, запатентований у 1919 р. [97];
- 4) спосіб регулювання осмотичних властивостей бурового розчину шляхом додавання неорганічних солей, запатентований у 1930 р. [96].

Саме спосіб регулювання осмотичних властивостей бурових розчинів можна вважати початком використання фізико–хімічних теорій у технологіях бурових розчинів.

Значний внесок у вивчення окремих фізико–хімічних явищ зробили такі видатні науковці, як П.О. Ребіндер, Б.В. Дерягін, Ф.Д. Овчаренко, М.М. Круглицький, Ю.О. Тарасевич, М.В. Чураєв, А.Х. Мірзаджанзаде та інші [105, 57, 58, 92, 93, 132, 83, 84]. Зв'язок академічної науки з проблемами з гірничої справи плідно здійснювали Н.Г.Аветісян, В.С.Войтенко, С.М. Гамзатов, В.Д. Городнов, А.Г. Розенгафт, Б.Ф. Рельтов, В.І. Рябченко, Л.О. Свірідов, М.К. Сеїд – Рза, В.Ю. Шеметов, Р.С. Яремійчук, В.Г. Ясов та інші дослідники [1, 40, 43, 48, 106, 107, 108, 113, 114, 115, 133, 148, 149]. Визначальний вплив на погляди фахівців з буріння свердловин щодо фізико-хімічного механізму руйнування стінок зроблено американськими

науковцями: Д. Андерсоном, С. Едвардсом, В. Вейсом, Дж. Гресм, Г. Дарлі, Дж. Келлі, Т. Мондшайном, Дж. Сімпсоном та іншими [2, 50, 94, 151, 154, 155, 156, 157, 158, 159, 163, 164].

В результаті розвитку фізичної хімії бурових розчинів протягом семидесяти років збереглися два основних напрямки, які були намічені на початку століття:

хімічне закріплення стінок свердловин шляхом використання вапняних бурових розчинів;

інгібування перетоків води в системі БР – ПЗС шляхом використання неорганічних електролітів і органічних понижувачів фільтрації.

Використання гідрофобізаторів стінок свердловин грає допоміжну роль при реалізації обох напрямків.

Здавалося б, за час, що минув, всі теоретичні проблеми фізичної хімії бурових розчинів уже розв'язані. Але практичне втілення теоретичних концепцій виявляє їх суперечливість і недостатність.

1.1. Теоретичні і практичні проблеми хімічного закріплення стінок свердловин

Історія розвитку вапняних бурових розчинів представляє яскравий приклад вирішальної ролі теоретичних концепцій. Ще у сорокові роки, коли вапняні розчини одержали найбільше поширення, склалася уява, що інгібуюча дія вапна полягає у тому, що іони кальцію, які утворюються в результаті дисоціації гідроксиду кальцію, замінюють іони натрію в обмінному комплексі глини, що знижує здатність їх до набухання [33, 164]. Тому у більшості патентів на вапняні бурові розчини підкреслюється необхідність використання добре розчинюваних солей кальцію або забезпечення умов для дисоціації гідроксиду кальцію, наприклад, за рахунок зниження рН.

Ці уявлення про механізм інгібуючої дії суперечать загальновідомому факту посилення інгібуючої дії вапна у відношенні до глини зі збільшенням температури, коли знижується розчинюваність гідроксиду кальцію і ступінь його дисоціації у воді. Прискорення реакції вапна з глинистими мінералами з підвищенням температури стало головною причиною еволюції вапняних розчинів у напрямку висококальцієвих і гіпсових розчинів зі зниженим (у порівнянні з вапняними розчинами) рН. Це давало змогу використовувати глинисту колоїдну фазу, яка несумісна з вапном, але практично повністю нейтралізувала ефект кріплення стінок. В науковій літературі закріпилась уявлення про безумовно негативну роль високих значень рН [43, 50, 67, 107, 110]. В той же час відомо [100], що тужавіння цементу відбувається при $\text{pH} > 12$.

Провідний американський науковець Дж. Сімпсон [163] пішов далі свого співвітчизника В. Вейса [164] і удосконалив як теоретичне підґрунтя вапняних бурових розчинів, так і їх рецептуру. Він висловив припущення, що в системі БР – ПЗС протікають як іоннообмінні процеси (обмін гідратованих іонів натрію на гідратовані іони кальцію на гідратованій поверхні глинистих мінералів, що зменшує набухання глини), так і хімічна реакція іонів кальцію з вапна з алюмінатами і силікатами глинистих мінералів.

Відомо, що для протікання хімічної реакції вапна з глинами необхідна висока концентрація вапна і високий рівень лужності у буровому розчині. Оскільки колоїдну основу вапняного бурового розчину, за Дж. Сімпсоном, складає бентонітова глина, то за для попередження її затвердіння у свердловині він вимушений підтримувати чітко визначену концентрацію вапна, а іоннообмінні процеси посилити застосуванням гідроксиду калію замість гідроксиду натрію. При цьому Дж. Сімпсон вважає високу лужність шкідливою, а лігносульфонати – диспергаторами, які сприяють руйнуванню стінок свердловин.

Наступним прогресивним кроком у застосуванні вапняних розчинів послужила стаття 1991 року Дж. Ельсена з співавторами [152]. Без будь – якого теоретичного обґрунтування була запропонована система вапняного бурового розчину без насичення водного середовища іонами калію з мінімальним вмістом бентонітової глини та з використанням гуматів і модифікованих лігносульфонатів для регулювання реологічних і фільтраційних властивостей бурового розчину, а також сульфированого бітуму для інгібування, гідрофобізації і зниження вибівної фільтрації.

На жаль, стаття Дж. Ельсена з співавторами, як і наші праці [18, 22, 71, 72] пройшли не поміченими. Публікації 90-х років [43, 49] показали, що фахівці з бурових розчинів притримуються теоретичних положень В. Вейса і впроваджують відповідні рецептури бурових розчинів з низьким рН і низьким вмістом вапна.

1.2. Суперечливість і складність теоретичних уявлень про інгібування перетоків у системі БР-ПЗС

Систему БР-ПЗС вважають відкритою і складною тому, що в ній діють усі фізичні поля, які існують у природі. У фізичній хімії склалося так, що з кожним фізичним полем, яке здатне впливати на рух рідини, пов'язане певне фізичне явище: термічне поле – термоосмос; електричне поле – електроосмос; баричне поле – набухання, розклинюючий тиск; поле концентрації солей – концентраційний та капілярний осмос; поле "поверхневих" сил мінералів – капілярне всмоктування. При цьому напрямок руху води під впливом частини цих фізичних полів направлений протилежним чином іншій частині полів (рис.1.1). В умовах реальної системи БР-ПЗС здається неможливим визначити, яким буде результуючий напрямок руху води. Фахівці умовно спростили цю задачу і, згідно переважній більшості наукових праць [48, 50, 80, 94, 110, 115, 151, 154, 155,

157, 159 та інших], притримуються теоретичних положень, які можна вважати загальноприйнятими:

надходження води з середовища бурового розчину відбувається внаслідок дії двох основних процесів – поверхневої гідратації (адсорбційного всмоктування) і осмотичної гідратації;

поверхнева гідратація представляє процес всмоктування води у пори гірських порід з силою, еквівалентною геостатичному тиску у гірському масиві, який протягом геологічного часу спричинив їх часткову дегідратацію;

після проникнення води у гірські породи внаслідок поверхневої гідратації відбувається десорбція іонів з поверхні мінералів і починають діяти осмотичні процеси.

Такий підхід не пояснює випадків, коли тиск, викликаний надходженням води у глинистий сланець, може значно перевищувати тиск від ваги вищезалігаючих гірських порід, який спричинив часткову дегідратацію [42]. Крім того, прийняте положення не відповідає реальній дійсності, що нижче дзеркала ґрунтових вод всі гірські породи у більшій чи меншій мірі гідратовані, гідросфера нерозривна за винятком нафтових і газових покладів.

Більш складна і суперечлива проблема пов'язана з проявом осмосу в системі БР – ПЗС. Як відомо, осмос – це самодовільний перетік води (розчинника) крізь напівпроникну мембрану у об'єм, де концентрація розчиненої речовини більша. Таким чином проявлення класичного концентраційного осмосу за Вант-Гоффом може мати місце за наявності напівпроникної мембрани. В той же час найбільш чутливі до дії перетоків води аргіліти представляють собою тріщинувату гірську породу, яку не можна класифікувати як напівпроникну мембрану. На стінках свердловини, які представлені аргілітами, навіть відсутня фільтраційна кірка, тому що аргіліти вважають породами, які фільтраційно непроникні. Тому не можна

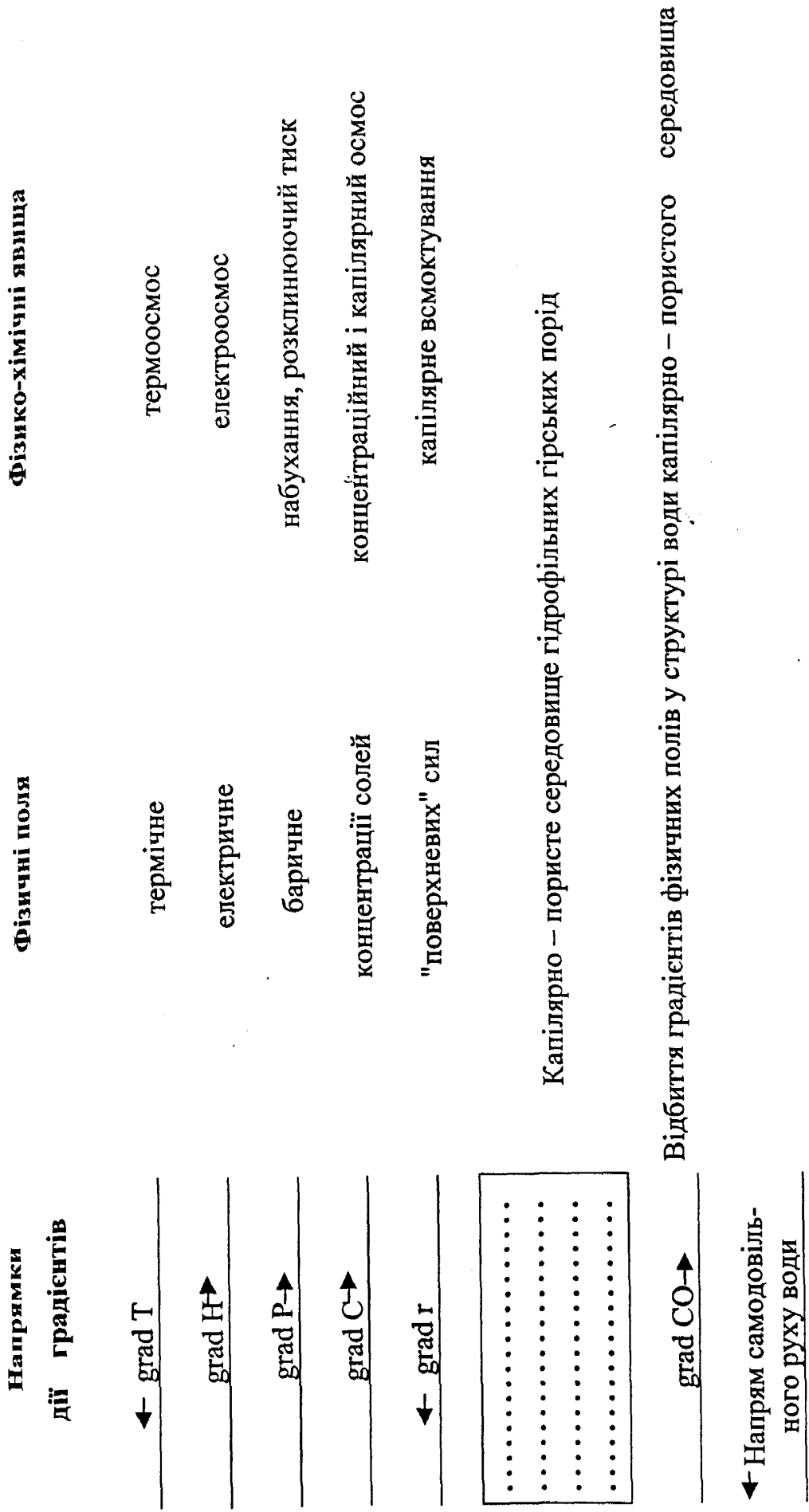


Рис. 1.1 Схема можливих напрямків самодовільного руху води у капілярно – пористому середовищі в залежності від дії різних фізичних полів

висунути аргумент про те, що фільтраційна кірка виконує роль напівпроникної мембрани.

Сама теорія осмосу досить суперечлива. Найбільш уразливе місце в ній - це припущення про відсутність взаємодії розчинника з розчиненою речовиною. Перший в історії нобелівський лауреат з хімії Вант-Гофф так пояснював запропоновану ним теорію осмосу [8]: «Якщо розглядати осмотичний тиск як такий, що має кінетичне походження, тобто виникаючий внаслідок ударів молекул розчиненої речовини, то при доведенні приходять до визнання пропорційності числа ударів за одиницю часу з кількістю молекул, що ударяються в одиниці об'єму ... Якщо ж навпаки, бачити в осмотичному тиску прояв водопротягуючої дії розчинів, то його величина, очевидно, пропорційна кількості молекул, що притягуються в одиниці об'єму. Це справедливо за умови, коли можна припустити для достатньо розбавлених розчинів, що розчинені молекули не впливають одна на одну, але кожна робить свій постійний внесок в це притягування води».

Для свого часу модель осмосу Вант - Гоффа була видатним досягненням. Проте в наш час дослідники вважають аналогію з газами хибною і визнають, що загальноприйнятого наукового пояснення осмотичного тиску немає [80]. Дослідниками одержані результати, коли перетоки води крізь певні мембрани направлені з об'єму з розчином солі у об'єм з чистою водою [1, 44, 74, 106, 113, 114 та інші].

Цей "негативний" осмос пояснюють проявом капілярного осмосу – самодовільним рухом рідини під дією градієнта концентрації розчиненої речовини у капілярах.

Деяка невизначеність існує і у відношенні термоосмосу, який визначають просто: самодовільний рух води під дією градієнта температур [53]. Проти чи за градієнтом - саме складає предмет суперечки. В науково-технічній літературі [48] закріпилось просте твердження: «ефект термоосмосу полягає у виникненні потоку рідини під впливом температурного градієнта в ґрунті, направленою при повному зволоженні у бік зростаючих температур».

Це положення суперечить результатам інших дослідників, які визначили, що термоосмотичний потік завжди спрямований у бік низьких температур [45,51]. Помилка з'явилась в результаті особливостей експериментів Б. В. Дерягіна і М. В. Чураєва: в капілярах перенос води відбувався не тільки у рідкому середовищі, але й у паровій фазі [53].

Уже ці перераховані неясно визначені фізико-хімічні явища (треба додати ще електроосмос і кілька різновидів дифузій) ставлять питання перед фахівцями з буріння свердловин, на яке неможливо знайти відповіді: в реальній системі БР- ПЗС, де діють всі можливі фізичні поля, яким буде результуючий потік води?

Певного корегування потребують також існуючі уявлення про механізми інгібуючої дії у системі БР – ПЗС іонів калію і органічних полімерів та колоїдів.

Вперше глинистий розчин саме з хлористим калієм був запатентований у 1944 році Г. Тьюфлетом (патент США № 2445893). Механізм інгібуючої дії був запропонований також американськими науковцями ще у 70 - ті роки [50, 156, 157]. Він полягає у тому, що іон K^+ діаметром 0,266 нм входить у міжплощинний простір глинистого мінералу (відстань між площинами 0,288 нм), замінює там іони натрію і кальцію. Калієва форма глинистого мінералу більш стійка, менше гідратується і набухає.

Наведений механізм недостатньо фізично обгрунтований, тому що автори [50,156,157] розглядають іон K^+ у водному середовищі негідратованим, тобто без гідратної оболонки. Дійсно, у відношенні калію, цезію, хлору і йоду використовують вираз „негативно гідратовані іони”. Проте деяке збільшення рухливості молекул води поблизу цих іонів не означає, що вони не мають щільної гідратної оболонки.

Варіант механізму інгібування глинистих мінералів іонами калію був дещо удосконалений Дж.Сімпсоном з співавторами (1983р.) [163]. Він запропонував розглядати іони калію, натрію та кальцію гідратованими з діаметрами відповідно 0,76; 1,12; 1,92 нм. Але в той же час він збільшує розмір

міжкристалічного простору до 1,5 нм, щоб гідратовані іони калію могли увійти в глинистий мінерал і утворити калієву форму замість натрієвої. Все одно залишається не обгрунтованим зустрічний потік іонів натрію, без якого глинистий мінерал буде так само набухати, як і до іонного обміну.

Що стосується інгібуючої дії органічних полімерів і колоїдів у системі БР – ПЗС, то Дж. Грей і Г. Дарлі зазначають, що неясно у чому він полягає [50]. На семінарах, які проводять фахівці зарубіжних фірм з бурових розчинів, висловлюється думка, що органічні полімери захищають стінки свердловини та попереджують диспергування глинистих часток у середовищі бурового розчину внаслідок їх інкапсуляції. Це означає, що стінки свердловини і глинисті частки вкриваються захисним адсорбційним шаром органічної речовини. З цим твердженням можна погодитись, хоча воно не повністю відображає механізм інгібуючої дії органічних полімерів і колоїдів.

1.3. Огляд способів визначення осмотичних властивостей бурових розчинів

Дослідників завжди цікавила інформація про осмотичні властивості бурових розчинів і питання, у якому напрямку буде діяти осмотичний перетік у системі БР – ПЗС. Цій темі присвячено багато наукових праць і патентів на способи визначення осмотичних властивостей бурових розчинів або саме перепаду тиску у системі буровий розчин – модель пластової рідини [1, 120, 123, 44, 80, 113, 114].

Усі способи визначення осмотичних властивостей побудовані за схожою схемою: досліджується перенос рідини крізь мембрану (цементний камінь, фенолформальдегідна перегородка, динамічна мембрана і таке інше) при контакті бурового розчину з моделлю пластової води. Цікаво, що дослідники [1, 44, 80, 113] одержували перетоки з "пласта" з концентрацією солей до 25 % у прісній буровій розчині. В реальній системі БР – ПЗС такого роду негативний осмос також може виникнути, коли, наприклад, прісний буровий розчин

контактує через глинисту фільтраційну кірку з мінералізованою пластовою водою у високопроникному пісковіку. Такий результат лабораторних досліджень не коректно переносити на випадки, коли буровий розчин контактує безпосередньо з глинистими або аргілітовими пластами, які саме і є чутливими до дії води у середовищі бурового розчину.

Недоліками наведених способів визначення осмотичних властивостей бурових розчинів є те, що:

експеримент триває багато годин;

досліджуваний буровий розчин взаємодіє через напівпроникну мембрану з моделлю пластової рідини у об'ємних умовах, а вплив порового середовища повністю усувається.

В той же час відомо, що зразки глини, обтиснуті з усіх боків, при контакті з водою, насиченою солями, всмоктують у себе воду, що призводить до зростання механічних напружень у зразку.

Таким чином, існуючі способи визначення осмотичної активності бурових розчинів через методичні похибки проведення досліджень не здатні адекватно охарактеризувати властивості бурового розчину в системі БР – ПЗС.

1.4. Висновки до розділу 1

Систематизований аналіз фізико-хімічних методів збереження стійкості стінок свердловин в процесі буріння дозволив виявити ряд питань, що потребують уточнень і пояснень. Ці питання представляються важливими для вибору ефективних рецептур інгібуючих систем та зводяться до наступного:

уявлення про концентраційний, капілярний, термічний, електричний осмос суперечливі і не можуть слугувати надійним інструментом дослідження явищ переносу в системі буровий розчин - привибійна зона свердловини;

якщо брати до уваги фізико – хімічні процеси, які протікають у системі буровий розчин - привибійна зона свердловини, то неможливо однозначно визначити напрямок дії результуючого потоку води у цій складній системі;

існуючі способи визначення осмотичних властивостей бурових розчинів недостатньо інформативні, довготривалі, не враховують ролі капілярно – пористого середовища гірських порід;

уявлення про механізм закріплюючої дії вапна на стінки свердловини не враховують реальні хімічні процеси, які протікають у системі, що стримує розвиток даного напрямку технології бурових розчинів;

механізм інгібуючої дії калію у системі буровий розчин - привиби́йна зона свердловини фізично не достатньо обґрунтований;

механізм інгібуючої дії органічних полімерів і колоїдів не повністю розкритий.

Результати аналізу сучасного стану проблеми збереження стійкості стінок свердловини в процесі буріння послужили основою для обґрунтування мети і основних завдань досліджень дисертації, які наведені у Вступі.

РОЗДІЛ 2

КОНЦЕПТУАЛЬНА МОДЕЛЬ ФІЗИКО-ХІМІЧНИХ ПРИЧИН ПОРУШЕННЯ СТІЙКОСТІ СТІНОК СВЕРДЛОВИН

2.1. Сучасні уявлення про структуру рідин

Визначення “структура” означає сукупність стійких зв’язків об’єкту, які забезпечують його цілісність і тотожність самому собі, тобто збереження основних властивостей при різних зовнішніх та внутрішніх змінах [129].

Рідини відрізняються від газів сильною взаємодією атомів і молекул та існуванням ближнього порядку в розташуванні структурних елементів. На відміну від твердих тіл у рідин відсутній дальній порядок. Дослідження структури рідини привели до того, що численні структурні моделі виявились відкинутими, а дослідники вимушені були визнати, що “вичерпної відповіді на питання, як побудована рідина поки не існує” [117]. Проте твердо визначеними вважають наступні положення:

- 1) рідина – це щільна нерегулярна структура (не квазікристалічна);
- 2) висока рухливість частинок і присутність невеличких груп з локальною щільністю, яка перевищує кристалічну, забезпечує умови для обміну енергією і молекулярних перебудов [117].

Дослідники вважають наступні особливості в будові води:

- 1) молекули води зв’язані єдиною безперервною на чотири боки координованою нерегулярною сіткою водневих зв’язків, яка поширюється на весь простір і не має “мертвих кінців” (розірваних водневих зв’язків), але характеризується значними флуктуаціями локальних властивостей [89];

- 2) усі мікроскопічні процеси у воді суттєво кооперативні;

- 3) перенесення здійснюється механізмом неактиваційного характеру [130].

З радіальної функції розподілення води витікає, що її структура в об'ємних умовах є ажурною, число найближчих сусідів складає 4,4. Максимальне число водневих зв'язків у однієї молекули води може бути чотири. Згідно теорії перколяції (протікання) безперервна сітка водневих зв'язків при певному критичному числі зв'язків у молекули води. Методом молекулярної динаміки перколяційний поріг для сітки водневих зв'язків визначений на рівні 1,3 водневих зв'язки на одну молекулу води [89].

На границі розділу вода-повітря, а також поблизу гідрофобних поверхонь і навколо гідрофобних частинок рівень структурної організованості води нижче, ніж в об'ємі, що обумовлено збільшенням числа ступенів свободи у молекул на границі розділу і збільшенням ентропії [128, 131, 140].

2.1.1. Структура водних розчинів в об'ємних умовах. На даний час не існує загальноприйнятої точки зору на процес гідратації, який супроводжує розчинення речовини у воді, і будову водних розчинів.

Згідно кінетичної теорії гідратації О. Я. Самойлова [111] під гідратацією розуміють дію частинок розчиненої речовини на трансляційну рухливість молекул води. Дію частинок розчиненої речовини можна розділити на дві складові різного походження.

Перша складова пов'язана з тим, що частинка, реагуючи з молекулами води, впливає на їх тепловий рух або гальмуючу, або прискорюючу дію. Цей ефект являє собою або позитивну, або негативну гідратацію частинок [111]. Для іонів дія цієї складової зростає зі збільшенням заряду або, при тому ж заряді, зі зменшенням розмірів. Взаємодія речовини з молекулами виявляється тим сильніше, чим менше структурованість розчинювача внаслідок дії зовнішніх факторів: структурування розчинювача веде до зменшення сольватації (гідратації), руйнування – до збільшення сольватації. Зі збільшенням температури, наприклад, дана складова зростає. Першу складову запропоновано назвати гідрофільною складовою.

Прояв другої складової полягає у гальмуючій дії на трансляційний рух води просто внаслідок існування власного об'єму розчиненої частинки (ефект

перешкод). Ця складова зростає зі збільшенням розмірів частинок розчиненої речовини. Другу складову запропоновано називати гідрофобною складовою гідратації, або гідрофобною гідратацією. Вона викликає структурування вільної води. Згідно Денуає і Жолікеру [52] гідрофобна гідратація не є наслідком сильної взаємодії молекул розчинювача і розчиненої речовини, а виникає внаслідок викликаного гідрофобними групами або молекулами посилення взаємодії між молекулами самого розчинювача.

Ю. П. Сирніков, визнаючи існування позитивної і негативної гідратації, вважає, що інтерпретація цих явищ у термінах діркової теорії рідини має суттєві недоліки [130]:

- 1) не відбиває кооперативного характеру водневих зв'язків у розчині;
- 2) суперечить неактиваційному механізму перенесення речовини у розчині.

Положення кінетичної теорії гідратації за О. Я. Самойловим потребує уточнення у зв'язку з зауваженням Г. В. Юхневича відносно неможливості точного визначення місця знаходження більш рухливих молекул води за даними спектрального і дифракційного методів аналізу. Крім того, застосування визначення негативна інформація відносно розчинених у воді таких іонів, як K^+ , Cs^+ тощо, суперечить реальному факту існування навколо цих іонів щільних гідратних шарів, які виявляють себе в процесі зворотноосмотичного очищення води [60].

При побудові моделі води необхідно брати до уваги теорію розчинів електролітів Д. І. Менделєєва [77], яка актуальна і в наш час:

- 1) розчини є результатом взаємодії розчинювача і частинок розчиненої речовини;
- 2) розчин являє собою динамічну систему, в якій знаходиться в рухливій рівновазі більш або менш міцні сполуки молекул розчинювача з частинками розчиненої речовини.

Згідно Г. А. Крестову [70] взаємодія в розчині електролітів полягає у перерозподілі іонного заряду на молекули води. Сполуки молекул води з частинками розчиненої речовини досить добре відображені у моделі розчину електроліту за Френком і Івенсом [153]. Згідно цій моделі навколо іона в розчині існує область високовпорядкованих молекул води внаслідок дії центрально-симетричного поля іона. За межами цієї області знаходиться область, в якій молекули більш рухливі, ніж у чистій воді. Далі слідує область води з незруйнованою структурою.

Утворення водних розчинів вуглеводнів супроводжується зниженням ентропії води і збільшенням рівня структурованості [109, 113]. Молекули вуглеводнів, не вступаючи безпосередньо у хімічний зв'язок з водою, зв'язують у гідрат в розчині метану, етану, пропану і н-бутану відповідно 15, 20, 27 і 33 молекули води [109]. При цьому кількість водневих зв'язків збільшується на одну молекулу води у гідраті в середньому на 1,94 %.

2.1.2. Структура розчинів у капілярно-пористому середовищі.

Поблизу гідрофільних поверхонь полярні рідини утворюють граничні шари зі структурою, більш впорядкованою дією поля поверхневих сил. Товщина граничних шарів може сягати сотень ангстрем. Б. В. Дерягін і С. В. Нерпін, а пізніше Дрост-Хансен, висловили припущення про складну будову граничних шарів води. За їх думкою, шари води, які знаходяться безпосередньо на поверхні, більш впорядковані і молекули в них сильніше зв'язані одна з одною, ніж у об'ємі, а між цим шаром і об'ємною фазою води існує перехідний, так званий підплавлений шар, з меншим рівнем структурної організованості і порушеними міжмолекулярними зв'язками.

Про стан води в граничному шарі можна судити по їх структурно-чутливим властивостям – густині, в'язкості, теплоємності, діелектричній проникності тощо. Так, наприклад, за результатами відтиснення води із суспензії натрієвого і літєвого монтмориллоніту і за зміною об'єму дисперсій при переході поля у гель Хіллер, Андерсон і Лоу зробили висновок про меншу густину води в граничному шарі у порівнянні з об'ємною фазою. А.М. Блох

[6] переконливо показав, що метод відтіснення надає точних уявлень про стан води у капілярно-пористому середовищі. В той же час, за даними адсорбційних і рентгенівських вимірів та дифракції нейтронів [132], густина шарів води, які адсорбовані алюмосилікатними пакетами натрієвої форми монтморилоніту вище густини звичайної води. Результати досліджень в'язкості граничних шарів [66, 132, 134] однозначно свідчать про більш щільну структуру води на гідрофільній поверхні.

Що стосується вивчення ІК – спектрів води в граничних шарах [66], то, як і у випадку розчинів хлориду калію, одержують збільшення кількості молекул води з меншим числом водневих зв'язків в граничних шарах у порівнянні з об'ємною фазою. Збільшення кількості слабозв'язаних молекул води в граничних шарах відносять на рахунок існування деструктурованого перехідного (підплавленого) шару між об'ємною водою і ущільненим шаром поблизу гідрофільної поверхні [61, 66].

Для даного дослідження являє інтерес визначення відносного рівня структурованості води у капілярно-пористому середовищі та колоїдних системах у порівнянні з об'ємною водою. Пониження величини теплоємності [102] і діелектричної проникності [57] води в граничних шарах, як і дані про густину і в'язкість, дозволяють зробити висновок про те, що рівень структурної організованості у капілярно-пористому середовищі та колоїдних системах збільшується відносно об'ємної води.

Неполярні рідини при додаванні до них полярних молекул утворюють граничні шари товщиною у сотні ангстрем [54]. Це пояснюють тим, що орієнтований моношар адсорбованих молекул здатний змінити структуру неполярного розчинювача на значній відстані від поверхні.

Розчинені у воді речовини здатні змінювати структуру граничних шарів. Іони неорганічних солей зменшують товщину граничних шарів води [82,122]. Руйнування граничних шарів і зниження рівня структурованості відбувається можливо внаслідок теплового коливання іонів [92]. У ряду однозарядних іонів

руйнуюча дія зростає зі збільшенням розмірів іонів [101]. Зі зростанням заряду іонів руйнуюча дія слабшає.

На відміну від неорганічних солей молекули органічних речовин (полімерів і колоїдів) збільшують в'язкість і товщину граничних шарів у капілярно-пористих тілах [66] і, відповідно, рівень структурованості води.

Температурна межа існування граничних шарів на гідрофільних поверхнях визначений на рівні 65-70 °С [54]. У капілярно-пористих тілах, де відбувається перекриття і самопідтримування ущільнених структур, граничні шари існують у всьому діапазоні рідкої води [134].

2.2. Гіпотеза про ентропоосмос

У працях [15, 17] вперше було висловлено припущення, що фізичною причиною осмотичних процесів є не удари молекул по напівпроникній мембрані (кінетична модель за Вант-Гоффом), а різні ступені структурованості розчинника у об'ємах рідин, розмежованих напівпроникною мембраною.

Для підтвердження гіпотези необхідно співставити її як з експериментальними фактами, описаними у науковій літературі, так і з результатами вирішальних експериментів (*experimentum crucis*), поставлених цілеспрямовано, щоб спростувати попередню гіпотезу і підтвердити нову.

Суть запропонованої гіпотези полягає в наступних положеннях. Активним, самостійно діючим початком у розчині є вода (розчинник). Вода відбиває у власній структурі усі зовнішні дії, кількість і якість розчиненої речовини, природу і геометрію пор напівпроникної мембрани, геометрію посудин через тиск стовпа рідини. Поблизу напівпроникної мембрани рівні СО води в посудинах і порах мембрани співставляються і виробляється реакція у формі самодовільного руху молекул води у напрямку більш організованого у структурному відношенні об'єму води.

Власне, останнє положення і складає суть нового фізико - хімічного явища ентропоосмосу: рідина (розчинник) самодовільно рухається у напрямку

збільшення рівня структурної організованості (СО), тобто проти градієнту СО. Дійсно, при аналізі явища на мікрорівні стає ясным, що частинки розчиненої речовини є таким самим зовнішнім фактором, як і геометрія посудин, оскільки зовсім позбавлені можливості битись об поверхню мембрани. Відомо [57, 53, 59, 60], що на поверхні мембрани і в її порах існує щільний граничний шар води, який називають нерозчинюючим, тому що іони солей не можуть проникнути через нього до поверхні. Крім того, самі іони оточені щільною гідратною оболонкою, яка не тільки перешкоджає їм безпосередньо битись об поверхню мембрани, але і перешкоджає їх проникненню крізь пори. Таким чином, поблизу напівпроникної мембрани, де, власне, і відбувається явище осмосу, тільки вода взаємодіє тільки з водою. Тому правильно, на наш погляд, шукати причину явища у воді, у різниці її структурної організованості. Природно виникає питання, чому рідина рухається в напрямку збільшення ступеня організованості її структури? На основі діркової теорії рідини цей феномен можна пояснити таким чином: здійснення трансляційного стрибка в напрямку більш впорядкованої структури ймовірніше, тому що коливальний рух сусідніх частинок утворює менше перешкод для заповнення порожнин у структурі [10]. Можна навести ще одну можливу фізичну причину явища ентропоосмосу: в напрямку зростання СО час існування структурних зв'язків і, відповідно, їх „притягуюча” дія зростає.

Параметр СО може слугувати в якості параметра порядку у загальнотеоретичних дослідженнях. У конкретно наукових дослідженнях поряд з параметром СО можуть використовуватись так звані структурно-чутливі параметри рідини - густина, в'язкість, діелектрична проникність, ізотермічна стисливість та інші, які можна вимірювати і які добре корелюють з ним [9, 31].

Розглянемо тепер осмотичні перетоки в системі чиста вода - вода у напівпроникній мембрані - вода у розчині (В - ВНМ - ВР) .

На рис.2.1 зображений випадок, коли напівпроникна мембрана 2 розділяє два напівбезконечних басейни: басейн 3 з розчином, стінка 4 якого

здатна без тертя пересуватись вліво при будь - якому збільшенні тиску, відмінному від нуля, і басейн 1 з чистою водою. Якщо розглянути відносні величини параметру CO у всіх частинах системи, то виявиться, що найбільшою ця величина буде в порах напівпроникної мембрани і найменшою в чистій воді. Згідно гіпотези про ентропоосмос можливі два потоки розчинника, направлені з басейнів у пори мембрани. Оскільки потік з об'єму з чистою водою сформований більшим за величиною потенціалом CO , то реалізується потік у напрямку басейна з розчином.

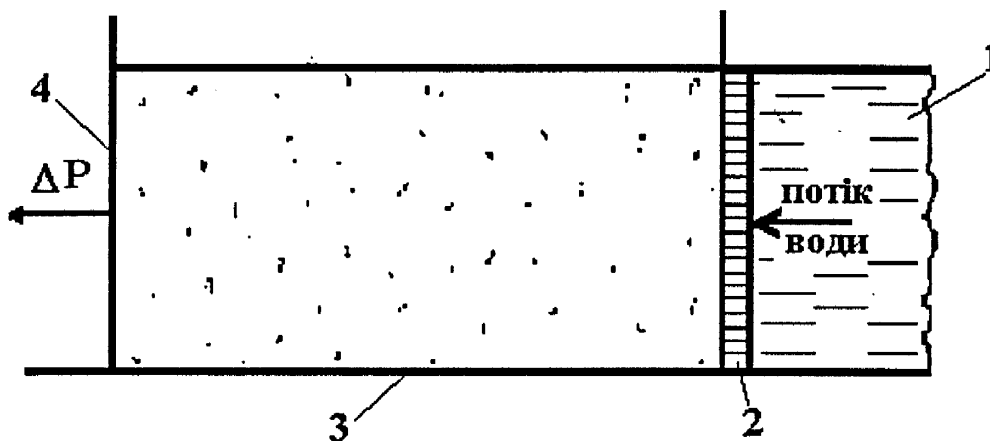


Рис. 2.1. Дія негативного зворотного зв'язку в системі В-ВНМ-ВР:

- 1 - басейн з чистою водою; 2 – напівпроникна мембрана;
3 – басейн з розчином; 4- рухома стінка.

На рис.2.2 зображена система В - ВНМ - ВР з негативним зворотним зв'язком, зміст дії якого полягає у тому, що перетік будь - якої кількості води викликає пересування стінки 4, розбавлення розчину, зниження рівня CO .

Розглянемо тепер систему В - ВНМ - ВР з позитивним і негативним зворотними зв'язками. На рис.2.2 і 2.3 зображені осмотичні системи, в яких напівпроникна мембрана 3 відокремлює розчин у посудині 2 від чистої води у напівбезконечному басейні 1. В результаті перетоку води крізь мембрану 3 відбувається розбавлення розчину і зниження рівня CO води (прояв негативного зворотнього зв'язку) і збільшення рівня розчину в посудині,

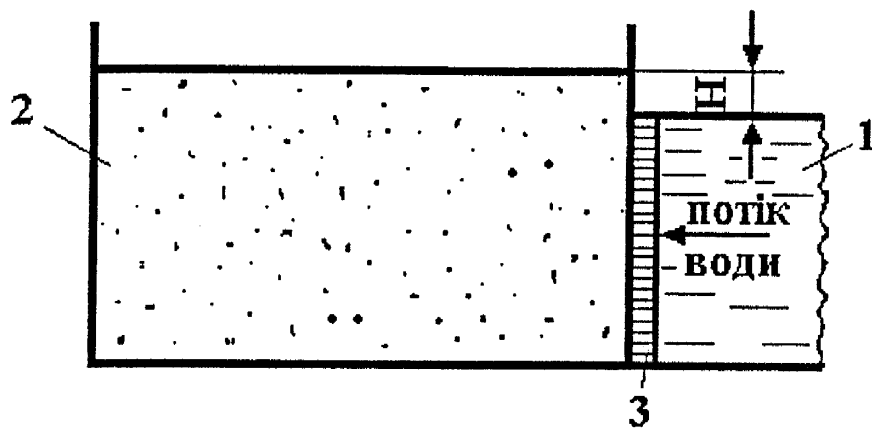


Рис. 2.2. Дія негативного і позитивного зворотних зв'язків в системі В-ВНМ-ВР:

1 - басейн з водою; 2 - посудина з розчином; 3 - напівпроникна мембрана

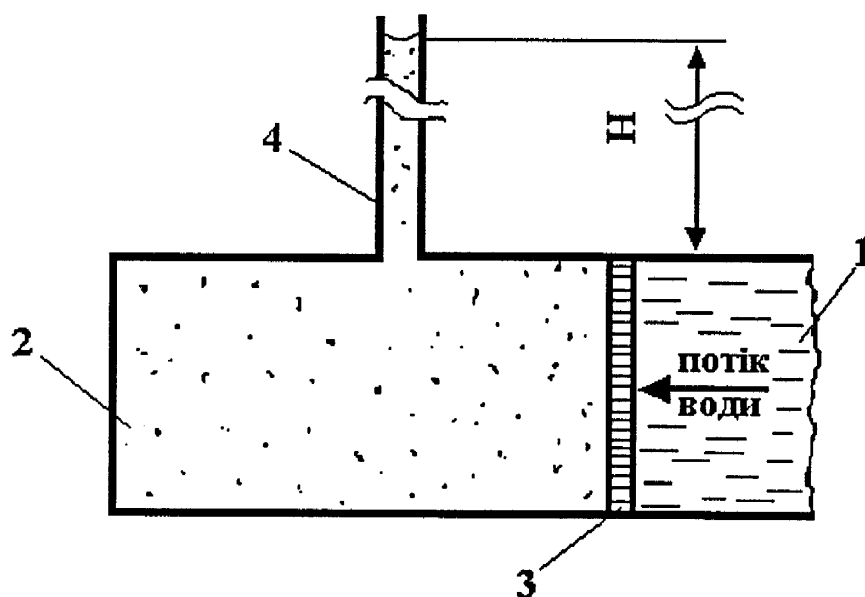


Рис. 2.3. Переважаюча дія позитивного зворотного зв'язку в системі В-ВНМ-ВР:

1 - басейн з водою; 2 - посудина з розчином; 3 - напівпроникна мембрана; 4 – капіляр.

підвищення гідростатичного тиску, збільшення рівня СО води, що є проявом позитивного зворотного зв'язку. Результат протидії зворотних зв'язків протилежних знаків в даному випадку визначається геометрією посудин: коли посудина повністю зверху відкрита (рис. 2.2), то переважає дія негативного зворотного зв'язку, а коли посудина з розчином зверху закінчується капіляром 4 (рис. 2.3), то переважає дія позитивного зворотного зв'язку.

Дію негативного зворотного зв'язку (розбавлення) можна усунути, якщо посудину 2 зробити замкненою. В цьому випадку позитивному зворотному зв'язку буде протидіяти лише хаотичний тепловий рух молекул води, який руйнуватиме структуру води. Але і цей вид негативного зворотного зв'язку можна усунути за умови роздрібнення об'єму посудини на мікрокомірки, які сполучаються одна з одною, тобто утворити капілярно - тріщинне середовище.

На практиці для здійснення ентропоосмотичного перетоку в умовах, коли діє тільки позитивний зворотний зв'язок, досить затиснути зразок аргіліту між двома пластинами так, щоб площини нашарування були паралельні їм (див. рис. 2.4). Торець аргілітового зразка приводять у контакт з водою або водяною суспензією глини, або навіть з розчином солі. Далі вода починає рухатись у тріщини та міжшаровий простір глинистого сланцю, зумовлюючи зростання як СО, так і тиску. Нічим не обмежене зростання тиску, який у фізичній хімії називають розклинюючим, може сягати величин, що вимірюються десятками мегапаскалів [53].

При цьому вода наближається до стану склоподібної речовини. Для порівняння зазначимо, що в об'ємних умовах (в замкненій посудині) тиск може сягти лише перших одиниць мегапаскалів [60].

Наприкінці аналізу осмотичних (ентропоосмотичних) процесів в системі В - ВНМ - ВР необхідно підкреслити не чисто фізичний характер цих процесів. Можна зтверджувати, що перетоки і результати, до яких вони

призводять, обумовлені інформаційною причиною, достатньою ознакою якої є дія інформаційних зворотних зв'язків.

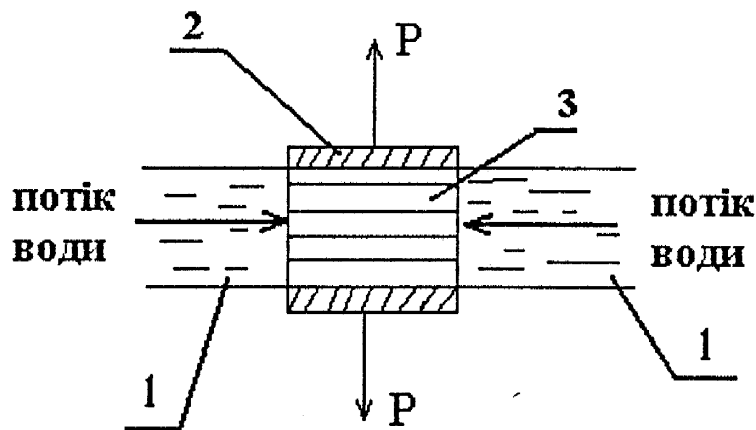


Рис. 2.4 . Прояв дії позитивного зворотного зв'язку під час протікання ентропоосмосу в умовах обмеженого теплового руху молекул води:

1 - об'єм з водою або розчином; 2 - пластини; 3 - зразок аргіліту; P - ентропоосмотичний (розклинюючий) тиск.

Крім того, треба зазначити і таку ознаку інформаційної причини, як виникнення великих наслідків від малих причин. Наприклад, в системі з позитивним зворотним зв'язком розчин хлориду натрію з концентрацією 0,6 моль/л може викликати зростання тиску до 2,7 МПа [59]. Електричні заряди іонів у розчині не є прямою причиною виникнення тиску, тому що заряди повністю компенсовані, гідратні оболонки повністю побудовані. Накопичення механічної енергії відбувається внаслідок інформаційного процесу перетворення зв'язаної енергії рідини у потік на мікрорівні і далі у потенціальну енергію міжмолекулярних водневих зв'язків.

Якщо звичайно пускову (інформаційну) причину пов'язують з розрядкою нагромадженої енергії, то в даній системі інформаційна причина

проявляє себе у перетворенні зв'язаної внутрішньої енергії в потенціальну механічну енергію, яку далі можна перетворити у роботу.

Нагромадження енергії в системі В - ВНМ - ВР є типовим прикладом процесу самоорганізації. Основні умови, при яких утворюються високоорганізовані структури, відображені у працях І.Пригожина [103], Г.Хакена [141, 142] і В.Ебелінга [145]. В.Ебелінг, наприклад, перераховує умови, при яких відбувається самоорганізація:

- постійне надходження негативної ентропії;
- сильне відхилення від рівноваги;
- нелінійність рівнянь, які описують систему;
- кооперативна поведінка підсистем;
- посилення відхилення від стійких станів;
- відбір і спонтанна самоорганізація у макромолекулярних системах [103].

Для формулювання узагальненого принципу самоорганізації необхідно серед багатьох умов вибрати необхідні і достатні.

На нашу думку [10], самоорганізація речовини і (або) енергії в системі відбувається закономірно, якщо зовнішня дія обумовлює порушення рівноваги і кооперативну (когерентну) поведінку елементів, і в системі переважає дія позитивного зворотного зв'язку.

В рамках даної праці недоцільно обґрунтовувати запропонований синергетичний принцип. Проте його справедливність можна прослідкувати на конкретних прикладах.

Наприклад, розглянута вище система В-ВНМ-ВР (рис.2.3) є неврівноваженою відносно параметра порядку CO (зміна структурної організованості поблизу мембрани нелінійна), молекули ведуть себе когерентно (виникає потік), переважає дія позитивного зворотного зв'язку (тиск викликає збільшення CO). В результаті відбувається самоорганізація речовини і енергії у посудині з розчином за рахунок припливу речовини і енергії через мембрану.

2.3. Експериментальне підтвердження гіпотези про ентропоосмос

Якщо ентропоосмос проявляється у випадку осмотичних перетоків, то логічно припустити, що він може бути причиною виникнення інших фізико – хімічних явищ, суть яких полягає у самодовільному русі рідини.

2.3.1. Капілярні явища. Капілярне підняття води звичайно пояснюють дією сил змочування, сил поверхневого натягу або просто капілярних сил. Розглянемо це явище з позицій синергетичного принципу і прослідкуємо зміну параметрів СО. Щоб усунути ефект змочування, будемо розглядати капіляр, який вже був змочений, і на його внутрішній поверхні існує гідратний шар (рис.2.6).

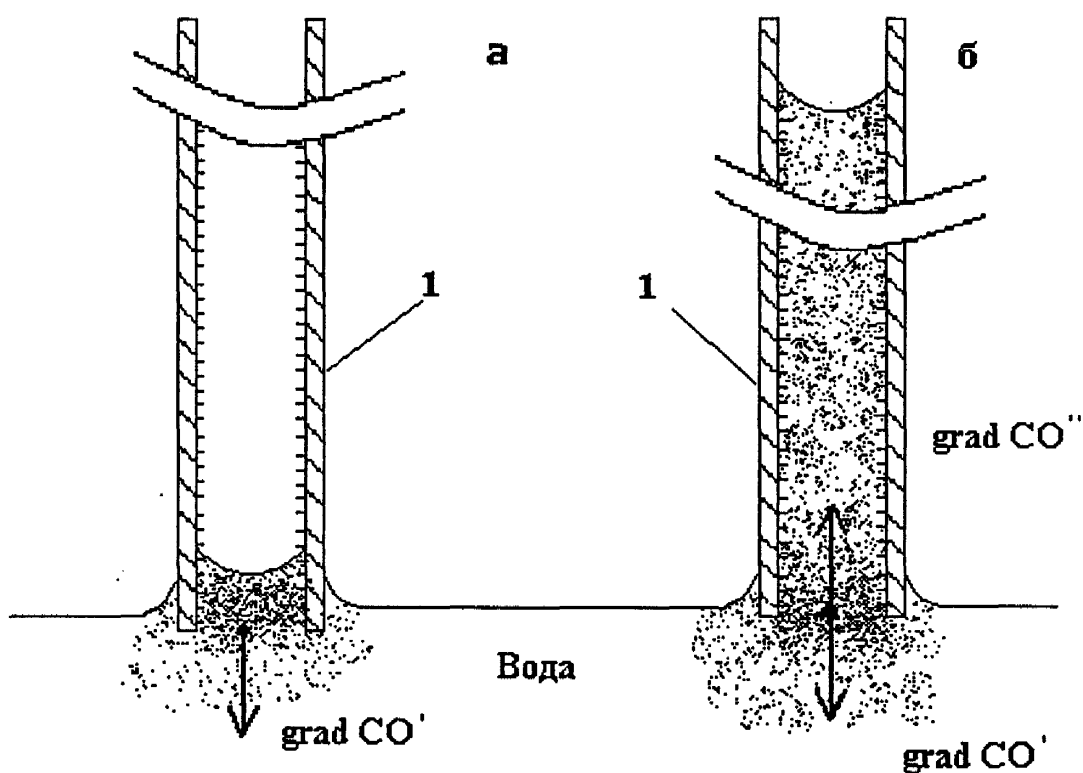


Рис. 2.6 . Виникнення ентропоосмотичного тиску у скляному капілярі під дією градієнтів СО.

Розглянемо структуру води в усті капіляра, коли він дотикається до поверхні води. Внаслідок стиснених умов, які забезпечують стінки капіляра, ущільнені граничні шари води транслюють свою структуру до центру

капіляра, викликаючи деяке збільшення рівня СО (початкове порушення рівноваги у системі). Градієнт СО води, який виник поблизу від устя капіляра, формує з теплового хаотичного руху молекул потік, направлений з об'єму води у середину капіляра. Підвищення рівня води обумовлює зростання тиску в усті капіляра і додаткове ущільнення структури води, що за механізмом позитивного зворотного зв'язку посилює ентропоосмотичний потік. Підняття води припиняється, коли дія позитивного зворотного зв'язку зрівноважується дією негативного зворотного зв'язку - потоком проти градієнта СО (і градієнта тиску) уже в самому капілярі, але направленим зверху вниз.

Ультразвуковий капілярний ефект (УКЕ) представляє інтерес тому, що деякими дослідниками [1] пропонується застосування ультразвуку для укріплення стінок свердловин.

В 1972 році було зареєстроване як відкриття явище аномального збільшення (в десятки разів) швидкості руху і висоти підняття рідини у капілярах, коли на них діяли ультразвуком. Ефект посилювався з підвищенням температури [69] і збільшенням діаметру капіляра [64].

На даний час немає єдиної точки зору відносно природи УКЕ. У [64] показано, що УКЕ проявляється і тоді, коли відсутня кавітація, і не пов'язаний тільки з коливанням стінок капіляра. Самі ж автори [64] запропонували своє пояснення УКЕ, яке полягає у тому, що просто існує асиметрія опору при втіканні і витіканні рідини з капіляра у середовище. Таке пояснення не розкриває причин виникнення потоку. Традиційний підхід до капілярного підняття, який пояснює явище дією „сили поверхневого натягу” і викривленням меніску, в даному випадку зовсім не можна застосувати, оскільки під час дії ультразвуку форма меніску стає плескатою, а капілярне підняття посилюється [64].

Розглянемо експерименти, які описані у праці [64]. Досліди проводили на приладі, який являє собою посудину з водою 1, капіляр 2 і електродинамічний вібратор 3, який жорстко закріплений з капіляром (рис.

2.7). Вібратор, який здатний генерувати поздовжні ультразвукові коливання, включали після закінчення природного підняття рідини у капілярі. Після включення вібратора рівень води у капілярі підвищувався тим більше, чим більша частота і амплітуда ультразвукових коливань (рис. 2.7 а). Коли до устя капіляра прикріплювали конусне звуження 4, повернуте вузьким отвором до об'єму рідини, то при увімкненні вібратора помічали пониження рівня в капілярі (рис. 2.7 б). Якщо звуження було направлено в середину капіляра, то під час дії ультразвуку відбувалось додаткове підняття, яке вдвічі перевищувало рівень без конічного звуження (рис. 2.7 в).

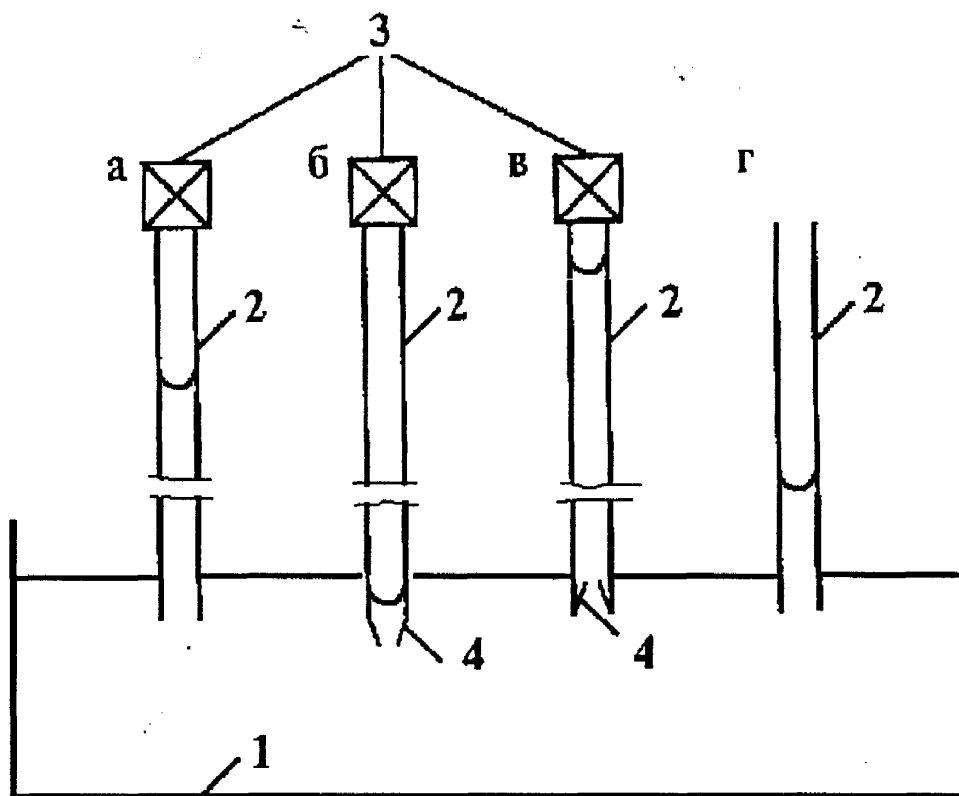


Рис. 2.7. Схема експерименту з підняття води у скляному капілярі під впливом ультразвуку:

1 - посудина з водою; 2 - скляний капіляр; 3 - генератор ультразвуку;
4 - конусне звуження.

Розглянемо величини параметра CO води на границі рідини в об'ємі посудини з рідиною у капілярі під час дії ультразвуку. Структура води в усті

капіляра більш щільна, оскільки сприймає тиск стовпа рідини. В даному випадку капіляр можна розглядати як збільшений варіант пори напівпроникної мембрани, в якій вода також знаходиться під підвищеним внутрішнім тиском. Оскільки рівень СО води в капілярі вище, то і здатність сприймати і відбивати у власній структурі зовнішні дії у неї вище. Тому у фазі стиснення ультразвуковою хвилею вода в усті капіляра ущільнюється більше, ніж в об'ємі посудини. У фазі „відпочинку”, коли настає розрідження, в рідині у посудині структура встигає релаксувати, руйнується тепловим рухом молекул. В усті капіляра структура релаксує значно більший час, довше зберігає в своїй структурі слід дії, тобто зберігає „пам'ять” про зовнішню дію. Тому, коли молекули води в об'ємі посудини переважно знаходяться в хаотичному тепловому русі, в усті капіляра виникає ентропоосмотичний потік води у напрямку більш щільної води, що обумовлює додаткове підвищення рівня і відповідно зростання градієнта СО води в усті капіляра.

Під час нового циклу стиснення - розрідження відбувається додаткове підняття градієнта СО. Таким чином, дія тиску ультразвукової хвилі відіграє роль не насоса, а зовнішнього фактора, який деформує структуру води. Причиною УКЕ є інформаційний процес ентропоосмосу, який самопосилюється за рахунок дії позитивного зв'язку.

Ентропоосмотичний механізм УКЕ добре пояснює посилення ефекту при підвищенні температури і діаметру капіляра: по - перше, кінцева різниця потенціалів СО і відповідно висоти підняття води у капілярі тим більші, чим нижче початковий потенціал СО води в об'ємі і, по-друге, інтервал збільшення потенціала СО води в усті капіляра до повної верхньої межі, обумовленому дією в системі негативного зворотного зв'язку, зростає зі збільшенням діаметра капіляра.

У випадку, коли устя капіляра закінчується конусним звуженням, направленим в об'єм рідини (рис. 2.7 б), УКЕ протікає інакше. У фазі стиснення найбільше ущільнення структури рідини відбувається у вузькій

частині конуса, а в середині формується градієнт СО, обумовлений конусністю поверхні і направлений до капіляра. Тому, коли фаза стиснення змінюється фазою розрідження, реалізується ентропоосмотичний потік з конічного звуження в об'єм у відповідності з вже сформованим градієнтом СО. Цей феномен можна пояснити тим, що на початку фази розрідження, коли молекули води в об'ємі переважно знаходяться в хаотичному тепловому русі, у вузькому закінченні конусного отвору їм протистоїть щільна структура води. При цьому молекули води в об'ємі посудини сприймають різницю потенціалів структурної організованості, проте не організовані сіткою кооперативних водневих зв'язків для колективного руху. В той же час більш рухливі молекули води в широкій частині конічного звуження сприймають градієнт СО і підготовлені водневими зв'язками до колективного руху. В цьому виявляється превалююча роль когерентної поведінки частинок у процесі самоорганізації і зв'язок його з інформаційною дією. На цьому прикладі можна виявити ще одну закономірність: градієнт параметра порядку в процесах самоорганізації переважає різницю потенціалів СО.

Поверхневий натяг. Допоміжну роль поняття „поверхневий натяг” дуже точно розкрили М.Ф.Семенко і В.І.Демідова [116]: за поверхневим натягом приховане існування внутрішнього тиску рідини, зумовленого силою, що втягує молекули в середину рідини. До цього залишається додати, що сила, яка втягує молекули у рідину, породжена рухом молекул проти градієнта СО, тобто ентропоосмотичним потоком. Дійсно, як було показано вище, на границі "вода – повітря" структура води менш впорядкована, ніж в об'ємі. Тому ентропоосмотичний потік втягує молекули в середину, підтримуючи структуру більш щільною.

Ці мікропотоки води, зумовлені ентропоосмосом, дослідники безпосередньо спостерігали в експерименті. На рис. 2.8 зображена схема і результат експеримента. В.В.Ямінський і В.С.Ющенко [147] у водному середовищі здійснювали зближення плоскої гідрофобної поверхні 1 і кулі 2,

поверхня якої була гідрофобізована. При зближенні на відстані кількох молекулярних діаметрів водне середовище розривалось і утворювалась

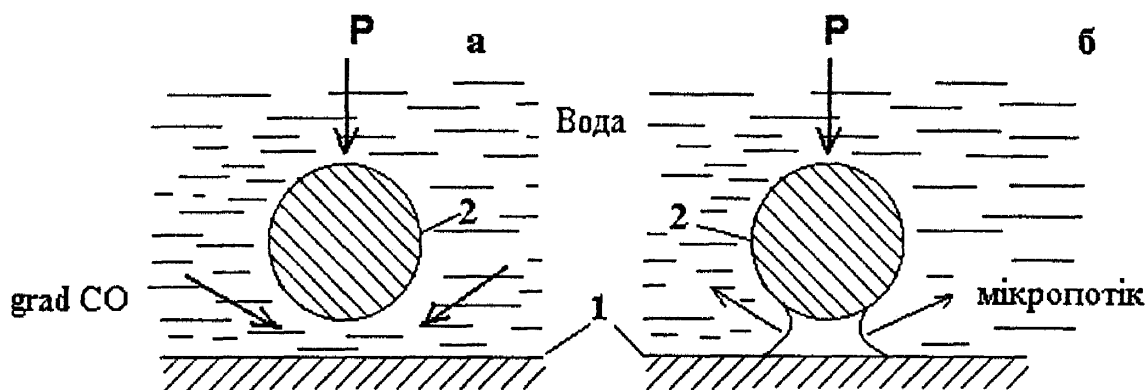


Рис. 2.8. Розрив суцільності води під дією ентропоосмотичних мікропотоків:

1 - гідрофобна площина; 2 - куля з гідрофобною поверхнею; P - притискаюча сила

порожнеча (рис. 2.8 б). При віддаленні гідрофобних поверхонь пустий простір зникав на значно більших відстанях. Розрив водного середовища відбувається внаслідок дії ентропоосмотичного потоку, направленою із зазору в об'єм.

Експерименти з гідрофобними поверхнями у водному середовищі можуть слугувати моделлю прояву так званих ентропійних сил, які відповідають за утворення міцел і гідрофобну взаємодію у воді. При розчиненні у воді дифільних поверхнево - активних речовин, наприклад, жирних кислот відбувається самодовільне упорядкування молекул у міцели. Цей досить швидкий процес протікає не за рахунок випадкових зіткнень, а за рахунок мікропотоків води, які зближують вуглеводневі „хвости” і відштовхують гідрофільні частини молекул. Таким чином відбувається самоорганізація речовини завдяки дії ентропоосмотичних мікропотоків води.

Електрокапілярні явища. Ще одне незвичайне капілярне явище, яке заслуговує того, щоб його розглянути і пояснити з позиції синергетичного

підходу, полягає у тому, що зовнішнє електричне поле здатне прискорювати рух полярних рідин у капілярах [65]. Явище виявлено в експерименті, схема якого представлена на рис.2.9. Суть експеримента полягала у тому, що, змінюючи положення електроду відносно меніска рідини, який рухається у капілярі 2, прискорювали або гальмували швидкість підняття рідини дією зовнішнього неоднорідного електричного поля. Було визначено, що при розташуванні електроду попереду меніска полярної рідини, що піднімається, в позиції „а” і „б” процес підняття прискорюється. При розташуванні електроду в позиції „в” електричне поле перешкоджає підняттю рідини. В позиції „б” швидкість підняття більша, ніж в позиції „а”. Ефект проявляється сильніше при використанні капілярів з великими радіусами. При використанні неполярних рідин ефект не спостерігається.

Звернемося знов до дослідження параметра CO рідини в капілярі. При розташуванні електроду в положеннях а і б (рис.2.9) градієнт

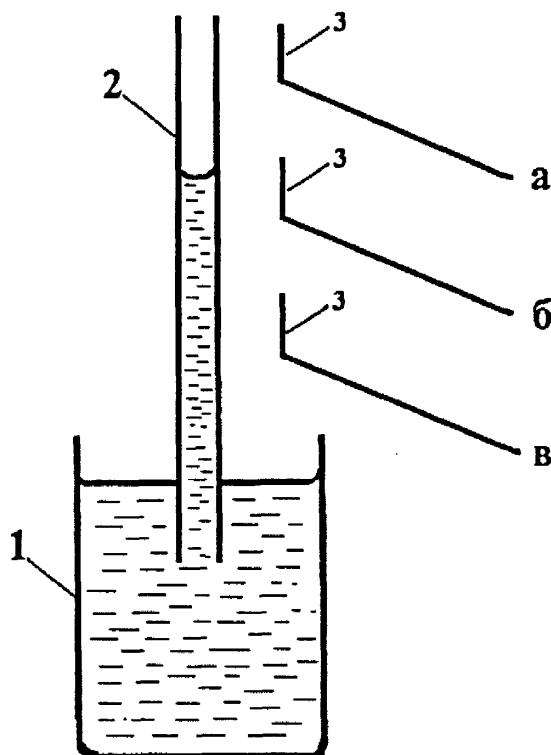


Рис. 2.9. Підняття води у скляному капілярі під впливом постійного електричного поля:

1 - посудина з водою; 2 - скляний капіляр; 3 - електрод.

напруженості електричного поля відбивається в структурі рідини у формі градієнта СО. Градієнт СО формує ентропоосмотичний потік, який співпадає за напрямком з основним потоком. Сума двох рушійних сил обох потоків забезпечує прискорення підняття рідини. В положенні б в структурі рідини відбивається більший градієнт напруженості електричного поля, ніж в положенні а. Доказом того, що градієнти одержують адекватне відображення в структурі рідини, слугує більша швидкість підняття рідини при розташуванні електрода в положенні б. Неполярна рідина нездатна відбивати в своїй структурі електричне поле, тому під час дослідження її руху в скляному капілярі ефект відсутній.

Всі закономірності, характерні для розглянутого електрокапілярного явища, можуть бути поширені також і на явище електроосмоса.

Термоосмотичний перенос води. У північних широтах, де ґрунти промерзають на велику глибину або існує споконвічна мерзлота, люди стикаються з явищами, які завдають їм великої шкоди: на поверхню полів вилізає каміння (морени), а недостатньо заглиблені стовпи і фундаменти будівель виштовхує з землі та ж сама невідома сила. Ще більше збитків завдається, коли у мерзлоті зминаються міцні колони нафтових і газових свердловин.

І в наш час в літературних джерелах немає сприйнятного пояснення процесів, які протікають у промерзаючих ґрунтах та гірських породах. Найбільш представницьким і вивченим серед явищ у промерзаючих ґрунтах є їх зпучування під час промерзання. Ще у ХІХ столітті було визначено, що зпучування ґрунтів пов'язане з міграцією води, а також з дисперсністю і капілярністю ґрунтів [135]. Вирішальну роль води у процесах, які відбуваються у ґрунтах і гірських породах образно висловив В.І. Вернадський: гірські породи подібні губці, стінки якої утворені плівковою води, а комірочки заповнені мінеральною речовиною. Визначено також [135], що в природі немає і не може бути мерзлих ґрунтів, які б не вміщували рідкої

води. А рідка вода в мерзлих ґрунтах характеризується більш щільною структурою і енергією міжмолекулярних зв'язків.

Найбільш цікаве припущення щодо причини міграції води під час промерзання ґрунтів висловив І. А. Тютюнов [136]: оскільки порушення структури води, як і уповільнення трансляційного руху її молекул, відбувається в результаті дії зовнішньої сили, градієнт цієї сили і є причиною міграційного процесу. Питання про зовнішню “всмоктуючу силу” є центральним у досліджуваній проблемі і не вирішеним [135].

У якості первинної сили, яка обумовлює виникнення градієнта загального термодинамічного потенціалу вологи і забезпечує перенос її у бік більших значень, розглядають градієнт температури [55]. Але таке пояснення тільки виявляє певний зв'язок між градієнтом температури та міграцією води. Без відповіді залишаються питання, приплив якої енергії здатний забезпечити напруження у промерзаючих ґрунтах на рівні 1500 МПа/м [55], якщо обмежена їх деформація?

Запропоновано [30] застосувати синергетичний підхід до аналізу процесів нагромадження енергії, основу якого становить узагальнений принцип: в системі закономірно відбувається самоорганізація речовини і енергії, якщо зовнішня дія порушує стан рівноваги, обумовлює кооперативну (когерентну) поведінку елементів і в системі переважає дія позитивного зворотного зв'язку. В геологічних капілярно-пористих системах, до яких відносяться і ґрунти, що промерзають, кооперативну поведінку молекул води забезпечує явище ентропоосмосу.

Тепер розглянемо процеси міграції води під час промерзання ґрунтів. Виділимо в цій відкритій системі два головних моменти:

існує градієнт температури;

існує суцільна мережа капілярів з водою у плівковому стані.

Градієнт температури виконує в даній системі не роль сили, а роль інформаційного фактору: в структурі плівкової води формує градієнт СО. Згідно з градієнтом СО виникає ентропоосмотичний потік, направлений у

бік пониженої температури, де вода більш ущільнена. Приплив води у обмежений простір капілярів ґрунту призводить до зростання тиску, що за механізмом позитивного зворотного зв'язку посилює ентропоосмотичний потік води. Якщо ґрунт не випучується або не виконується яка-небудь інша робота, напруження можуть нагромаджуватись необмежено і сягати значних величин – 1500 МПа/м.

Що стосується зім'яття колон нафтових і газових свердловин у мерзлоті, то наведена вище модель нагромадження енергії досить ясно вказує на спосіб вирішення цієї технічної проблеми.

Ефект Ребіндера. Ефект адсорбційного пониження міцності (ЕАПМ) твердих тіл, або ефект Ребіндера, був виявлений П.А.Ребіндером у 1928 році під час проведення дослідів з метою визначити абсолютну величину поверхневого натягу кристалічної грані. П.А.Ребіндер встановив, що мімальне зусилля, необхідне для руйнування кристалу, зменшується у 3, 4 і більше число разів від додавання до води, яка змочує грань, дуже малої кількості сильно поверхнево-активних речовин.

Разом з Л.А.Шрейнером і К.Ф.Жигачем у 1944 році П.А.Ребіндер опублікував піонерську працю “Понижувачі твердості у бурінні”, в якій теоретично було обґрунтовано застосування ЕАПМ під час буріння свердловин [105]. До цієї праці вважалось, що під час буріння основним призначенням бурових розчинів є тільки очищення вибою свердловини від вибуреної породи та охолодження породоруйнуючого інструмента. Автори показали, що буровий розчин, у середовищі якого відбувається руйнування гірських порід, може активно приймати участь у цьому процесі, полегшуючи та прискорюючи його. Застосування правильно підібраних понижувачів твердості під час буріння свердловин дозволяє значно підвищити технологічні властивості цих бурових розчинів, а також усунути шкідливий вплив на них частинок вибуреної породи і навіть примусити ці частинки бути корисними компонентами [105].

Згідно П.А.Ребіндеру, до характерних особливостей ЕАПМ слід віднести наступні:

- 1) пониження вільної поверхневої енергії на границі між твердим тілом і рідиною, яка його змочує;
- 2) ефект простежується у широкому температурному інтервалі;
- 3) процес зростання тріщин руйнування твердого тіла є об'ємним і потребує швидкого проникнення адсорбційно-активних часток до поверхні внутрішніх мікропорожнин шляхом нерегулярної дифузії (двомірної міграції) уздовж дефектів.

Важливим кінетичним фактором, який контролює прояв ЕАПМ, є умови проникнення адсорбційно-активного середовища. Дійсно, сутність адсорбційного пониження міцності полягає у тому, що акт адсорбції повинен відбуватись одночасно з актом розриву зв'язку саме в момент виникнення нової поверхні. У звичаних умовах швидкість роста тріщини при крихкому руйнуванні може сягати величини швидкості звука; в умовах пониження міцності під дією поверхнево-активного середовища швидкість поширення тріщини обмежена надходженням молекул з цього середовища, тобто швидкістю поверхневої дифузії або течією по стінках тріщини до її вершини.

При змочуванні рідиною внутрішньої поверхні твердого тіла у мікротріщинах зони передруйнування може вивільнитись значна кількість енергії, пропорційна цій поверхні. Енергія змочування на одиницю змоченої поверхні тим більша, чим більша фізико-хімічна спорідненість твердого тіла до рідини; енергія змочування і є кількісною мірою цієї спорідненості [105], тобто мірою здатності даної рідини насичувати вільні молекулярні сили на виникаючих поверхнях твердого тіла. Ця величина енергії змочування, або "енергії спорідненості", залежить від молекулярної природи як твердого тіла, так і рідини. На думку авторів праці [105], проникнення рідини у клиновидну вузьку мікросщілину відбувається за рахунок дії зовнішніх сил і енергії розклинюючого тиску, який виникає внаслідок процесу змочування і тому не може перевищувати величину енергії змочування.

В тих випадках, коли адсорбційні шари, які утворюються з рідини на поверхні твердого тіла у мікрощілинах, збільшують фізико-хімічну спорідненість твердого тіла до рідини, тобто енергію змочування, це виявляється або у збільшенні розклинюючого тиску при тій самій товщині змочуючої плівки, або у збільшенні товщини плівки при тому ж розклинюючому тиску. Для одержання значних ефектів з пониження міцності достатньо проникнення у мікрощілини найтонших – мономолекулярних шарів [105].

Запропонована авторами модель ЕАПМ показує, що сумарний процес руйнування не можна розглядати як миттєвий процес. Він складається з ряду попередніх процесів місцевого руйнування і поступового розвитку зони передруйнування по всій напруженій зоні. У мікрощілини, які розвиваються в цій зоні по всім напрямкам, встигає проникати буровий розчин або його найбільш активний у адсорбційному відношенні компонент – понижувач міцності. Значна частина мікрощілин напруженої зони самодовільно змикається після зняття зовнішнього навантаження. Адсорбційні шари стримують цей процес тим сильніше, чим міцніше вони зв'язані молекулярними силами з поверхнями породи у мікрощілинах.

Порівняння величин енергії змочування поверхонь мінералів і величин, яких може сягати розклинюючий тиск, показує, що сама лише енергія змочування не може бути єдиним джерелом енергії для ЕАПМ. Крім того, не розкритий у науковій літературі механізм течії рідини у мікрощілині. Тому постає проблема перегляду як механізму ЕАПМ, так і джерела енергії для забезпечення цього ефекта.

У працях [160,161,162] автора даної роботи запропоновано механізм ефекта адсорбційного пониження міцності, а також розкрито додаткове джерело енергії, яке поряд з зовнішнім навантаженням забезпечує руйнування твердого тіла.

На думку автора, молекулярний механізм ЕАПМ полягає у формуванні ентропоосмотичного потоку води згідно з градієнтом CO з

середовища рідини до вершини мікротріщини, яка виникла під дією зовнішнього навантаження. Енергія ентропоосмотичного потоку є внутрішньою енергією даної системи і результатом перетворення теплового хаотичного руху молекул градієнтом СО. У певних умовах розклинюючий тиск може самостійно, без дії зовнішнього навантаження призводити до руйнування твердого тіла.

Таким чином, основним компонентом-понижувачем міцності є молекули розчинювача, який активно руйнує тверде тіло на передньому краї – у вершинах мікротріщин колективним зусиллям частинок, організованих у потік. Розчинені у рідині молекули поверхнево-активної речовини виконують допоміжну роль, яка полягає в утворенні адсорбційних шарів на поверхні мікротріщин, які унеможливають їх змикання.

2.3.2. Вирішальні експерименти з ентропоосмосу. Як відомо, в експериментах з класичного концентраційного осмосу за Вант – Гоффом перетік повинен відбуватись з об'єму з меншою концентрацією у об'єм з більшою концентрацією. Наведемо експерименти, які суперечать гіпотезі Вант – Гоффа і можуть бути пояснені з позиції ентропоосмосу.

Капілярний осмос. Багато дослідників одержували в лабораторних умовах перетік води крізь пористі перегородки з концентрованих розчинів солей у чисту воду [1, 44, 74, 80, 106, 113] . Цей „негативний”, або капілярний, осмос пояснюють проявом капілярного осмосу - руху рідини під дією градієнта концентрації розчиненої речовини [53]. Експерименти з капілярного ("негативного") осмосу нами були максимально спрощені (рис. 2.10). Скляна посудина 1, заповнена 10%-ною суспензією бентонітової глини у воді 2, приведена у дотик з 20%-ним розчином NaCl 4 через перегородку 3 з щільної бавовняної тканини. Через деякий час на поверхні глинистої суспензії з'являється шар прозорої рідини. Так здійснюється робота проти сили тяжіння. З'являються тріщини у глинистому тілі 2, що свідчать про підвищений тиск в суспензії у посудині 1.

Механізм явища полягає в наступному. Іони солі дифундують через перегородку 3 у пористе середовище глинистої суспензії, де руйнують граничні шари води навколо глинистих частинок, знижуючи тим самим рівень СО і формуючи градієнт СО. У відповідності з градієнтом СО виникає ентропоосмотичний потік води через перегородку 2, який виконує роботу з підняття води і підвищення тиску у посудині 1.

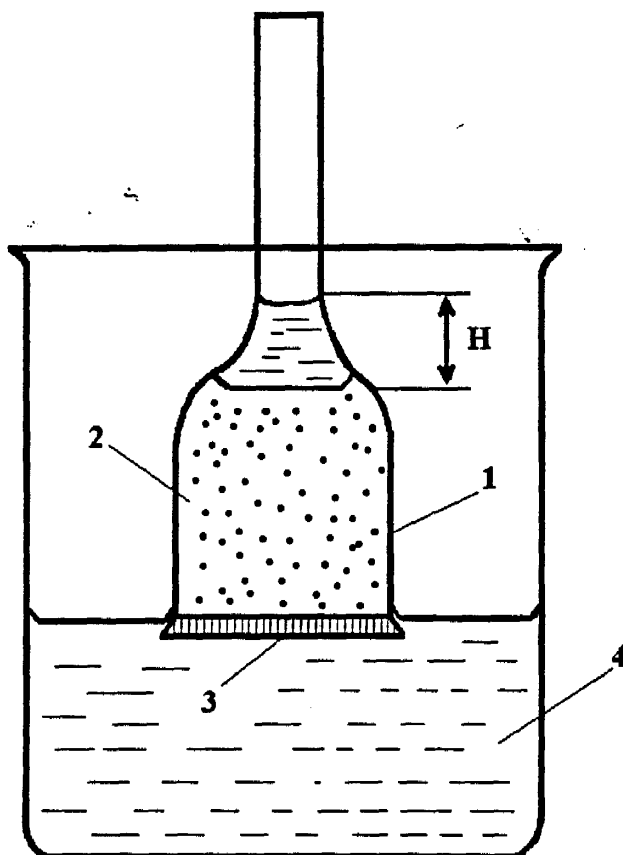


Рис. 2.10. Схема експерименту з капілярного ("аномального") осмосу.

1 - скляна посудина; 2 - 10 % суспензія бентонітової глини у воді; 3 - перегородка з тканини; 4 - 20 % розчин солі.

Експеримент з капілярного осмосу досить точно моделює реальну систему БР-ПЗС, в якій гірські породи представлені глинами. Відомо [73,74,92], що глинисті відклади вміщують воду у міжчастинному просторі з аномально високими в'язкістю і густиною, що свідчить про дуже високий

рівень СО води. Якщо навіть у наведеному експерименті з глинистою суспензією, вода в якій має значно нижчий рівень структурної організованості, ніж у глинистих відкладах, перетік відбувається у папрямку суспензії, то очевидно, що в реальній системі БР-ПЗС буде діяти такий самий перетік, але спричинений більшою рушійною силою (різницею рівнів СО). Згідно теоретичним положенням ентропоосмосу і наведеному механізму капілярного осмосу перетік води в системі БР-ПЗС буде направлений у пори глинистого пласта з середовища бурового розчину при будь - якій його мінералізації.

Ентропоосмос у вуглеводневому середовищі. Під час буріння газових свердловин в умовах аномально низьких пластових тисків з використанням бурових розчинів на вуглеводневій основі часто виникають газопрояви. Причиною газопровів традиційно вважають аномально високі пластові тиски і обирають як спосіб боротьби обважнення бурового розчину, що іноді призводить до поглинання.

Однією з можливих причин газопровів є ентропоосмотичний перетік низькомолекулярних вуглеводнів з продуктивного пласта в буровий розчин. Спочатку одразу після розкриття продуктивного пласта вуглеводні з середовища бурового розчину відфільтровуються у пори привибійної зони. Виникає неврівноважена відносно параметра СО вуглеводнів система "вуглеводні в буровому розчині - вуглеводні в порах пласта". Внаслідок структуруючої дії розчинених у вуглеводневому середовищі поверхнево-активних речовин, колоїдних часток та емульгованої води, рівень СО вуглеводнів в буровому розчині значно вищий, ніж в порах гідрофільних порід. Крім того, вуглеводні в порах пласта насичуються низькомолекулярними вуглеводнями з природного газу, що додатково знижує рівень СО і обумовлює виникнення градієнта СО. Згідно з градієнтом СО формується ентропоосмотичний потік низькомолекулярних вуглеводнів в середовище бурового розчину. Після проведення спуско-підіймальних операцій, коли привибійна "пачка" бурового розчину

наближується до устя свердловини, низькомолекулярні вуглеводні переходять у газову фазу, що викликає газопрояв.

Ентропоосмотичний перетік вуглеводнів згідно з градієнтом СО досліджували в лабораторних умовах на приладі, зображеному на рис.2.11.

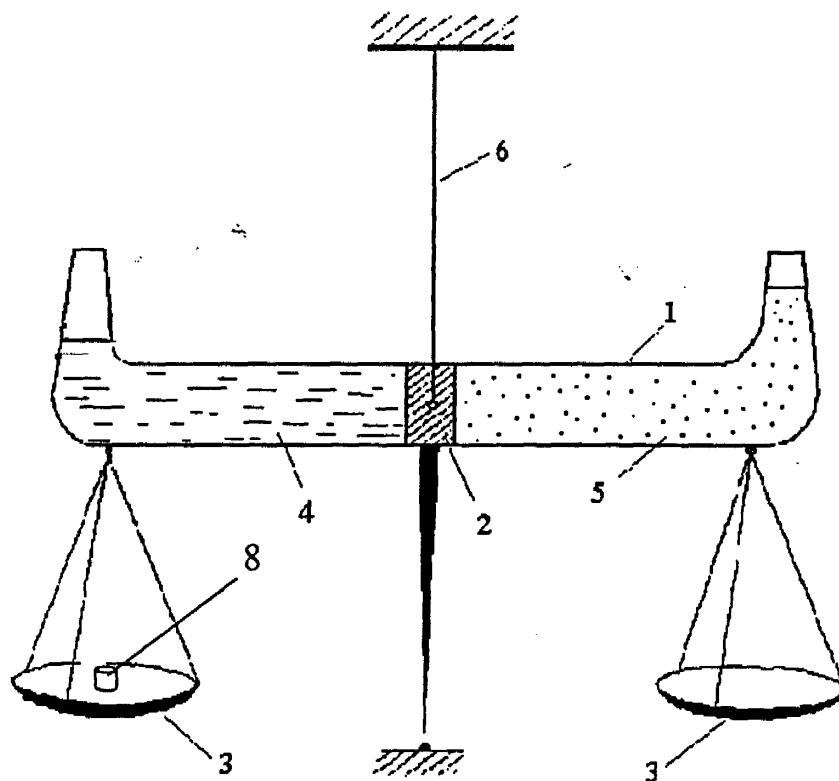


Рис. 2.11. Схема приладу для дослідження ентропоосмотичних перетоків у вуглеводневих системах:

1 - циліндрична посудина; 2 - шматок пісковика; 3 - шальки терезів; 4 – низькомолекулярні вуглеводні; 5 - високомолекулярні вуглеводні; 6 - нитка для підвішування; 7 - стрілка для врівноважування; 8 - вага

Прилад діє за принципом терезів і представляє собою горизонтально підвішену циліндричну посудину 1, розділену навпіл шматочком керну

пісковика 2. Кінці посудини загнуті догори. Для врівноваження обох половин приладу до нього прикріплені шальки терезів 3.

Ентропоосмотичний перетік досліджували між 2% розчином бітуму в дизельному паливі з одного боку і чистими вуглеводнями з різною молекулярною масою з другого боку. У всіх дослідах перетік вуглеводнів відбувався у бік розчину бітуму. Вуглеводні в другій частині приладу залишались прозорими, що свідчить про напівпроникні властивості пісковика в даній системі. В ході досліджень було відмічено, що перетік дизельного палива в розчин бітуму відбувається повільніше, ніж низькомолекулярних вуглеводнів (петролейного ефіру).

В наступному експерименті ліву частину посудини заповнили низькомолекулярними вуглеводнями (петролейним ефіром) а праву частину високомолекулярними вуглеводнями (дизельним паливом). Приладом був зафіксований перетік у об'єм з високомолекулярними вуглеводнями. Умови і результати цього експерименту доводять обмеженість закону про осмос за Вант-Гоффом, який не охоплює випадки, коли рідина не вміщує розчиненої речовини, але перетік відбувається, обумовлений градієнтом СО.

2.4. Ентропоосмотична модель нагромадження механічних напружень у гірських породах і руйнування стінок свердловин

Прояви аномально високого напруженого стану зустрічаються у гірських породах усіх типів: монолітних кристалічних, солевих, хемогенних, гідрофобних і гідрофільних сланцях тощо. Незважаючи на різний мінералогічний склад і умови залягання, можна у всіх цих випадках прослідкувати дію єдиного механізму нагромадження аномально високих напружень.

2.4.1. Нагромадження аномально високих напружень у кристалічних породах. Під час буріння Кольської надглибокої свердловини

в міцних кристалічних гірських породах відбувалось еліпсоподібне розширення ствола одразу після розкриття масиву гірських порід долотом [68]. Характерне руйнування стінок свердловини простежувалось у всьому інтервалі буріння, натомість геофізичними дослідженнями відмічено різке збільшення гірського тиску тільки на глибині приблизно 2800 – 3400 м. Таке ж саме еліпсоподібне розширення вертикальних гірських виробок у рудниках мало місце у масивах гірських порід, в яких як геофізичними дослідженнями, так і безпосередніми вимірами виявлені високі горизонтальні напруження, які перевищують у деяких випадках вагу гірських порід, що залягають вище, у 10 – 20 разів [81].

Умови формування і характер прояву напруженого стану гірських порід детально вивчені [81] і представлені наступним чином. При переході вивітрилих приповерхневих порід до монолітних, які залягають нижче місцевих базисів ерозії, відбувається надзвичайно різке зростання їх напруженості. На ряді рудників в Хібінському масиві головні горизонтальні напруження на глибинах 50 – 100 м мають відношення до вертикального напруження від ваги гірських порід, які залягають вище, $\sigma_1 = jH$, як $\sigma_1 : \sigma_2 : \sigma_3 = 1 : 10 : 20$. Розрахунки показують, що прояви таких напружень за рахунок ваги порід можна очікувати, починаючи з глибини більше 1000 – 1500 м, а не 50 – 100 м.

На глибині приблизно 1000 – 1500 м високі горизонтальні напруження майже не відрізняються від величини вертикальної складової гірського тиску, у віддалені від геологічних порушень і регіональному плані приурочені до зон, де рух земної кори направлений вгору. У межах геологічних блоків, які приймають участь у піднятті, максимальні горизонтальні напруження відмічають у центральних зонах блоків.

Високі горизонтальні напруження за своєю природою є тектонічними і мають в основі геостатичний тиск великих глибин, який під час руху земної кори вгору розвантажується безпосередньо після денудаційного зрізу

гірських порід, а розвантаженню у горизонтальному напрямку перешкоджає боковий тиск оточуючих порід.

За допомогою наведеної моделі виникнення напруженого стану гірських порід [81] неможна пояснити, чому при локальному опусканні масиву, коли в більшій мірі виявляє себе боковий тиск оточуючих порід, високі горизонтальні напруження не виявлені, а проявляють себе найбільш інтенсивно у масивах, які піднімаються, що зумовлює розтріскування і збільшення об'єму гірських порід.

Закономірності прояву напруженого стану і механізм “підгодовування” напружень в гірських породах несуперечливо пояснює фізико-хімічна модель, яка ґрунтується на гіпотезі про ентропоосмос [24]. В результаті тектонічного підняття ділянок земної кори гірські породи розущільнюються і утворюється одна субгоризонтальна і дві субвертикальні системи тріщин, площини яких паралельні площинам діючих у масиві головних напружень [81].

Вода в тріщинах монолітних кристалічних порід ущільнюється ентропоосмотичним потоком атмосферної вологи, яка надходить з великих тріщин вивітрилих порід. В результаті дії ентропоосмотичного потоку вода в мікротріщинах ущільнюється і відбувається процес самоорганізації речовини і енергії згідно з узагальненим синергетичним принципом. Кількість нагромадженої у гірському масиві механічної енергії пропорційна кількості мікротріщин.

Максимальна величина ентропоосмотичного тиску води у мікротріщинах обмежена гранично можливою величиною різниці потенціалів CO води в системі. Тому з глибиною аномальність горизонтальних напружень зменшується, в інтервалі 1000 – 1500 м вони вже не відрізняються на фоні напружень від ваги гірських порід.

Таким чином, джерелом енергії високих горизонтальних напружень є енергія тектонічних процесів. Але зв'язані вони між собою наступним ланцюгом перетворень: робота тектонічних сил по утворенню мікротріщин –

вільна поверхнева енергія гідрофільних кристалічних порід – хімічна енергія міжмолекулярних зв'язків, які виникають при змочуванні водою нових поверхонь, - енергія ентропоосмотичного потоку води – тиск у прошарках води.

Механізм руйнування стінок свердловини і вертикальних виробок рудників в масиві кристалічних гірських порід можна уявити наступним чином. В умовах Кольського півострова переважаючий розвиток одержала система субвертикальних тріщин, площина яких має мередіальну орієнтацію (див. рис. 2.12., вісь $N-N^1$). У відповідності з викладеною вище фізико-хімічною моделлю у водних прошарках мікротріщин розвивається ентропоосмотичний тиск, що обумовлює дію напружень відриву і проявляє себе як заколоутворення і стріляння порід у гірських виробках, розширення ствола і дискуванні керна під час буріння свердловини.

В результаті відриву шматків породи січення рудоспусків поступово стають еліпсоподібними. При цьому площа дії відривних напружень зменшується, а процес розширення уповільнюється і далі зупиняється. За контуром еліпса руйнувань у напрямку великої вісі $O-O^1$ утворюється зона ерозії порід, в якій відбувається розрядка напружень і інтенсивний розвиток тріщин. Осипання шматків породи не відбувається внаслідок збереження частини фазових контактів між ними і підтискуючої дії напружень у водних прошарках іншої системи субвертикальних мікротріщин, площина яких паралельна вісі $O-O^1$.

Якщо у не розкритому масиві гірських порід головні горизонтальні напруження мають місце вздовж вісі $O-O^1$, то у виробках, в яких відбулося еліпсоподібне розширення, основними стають напруження, які діють вздовж малої вісі еліпса [81].

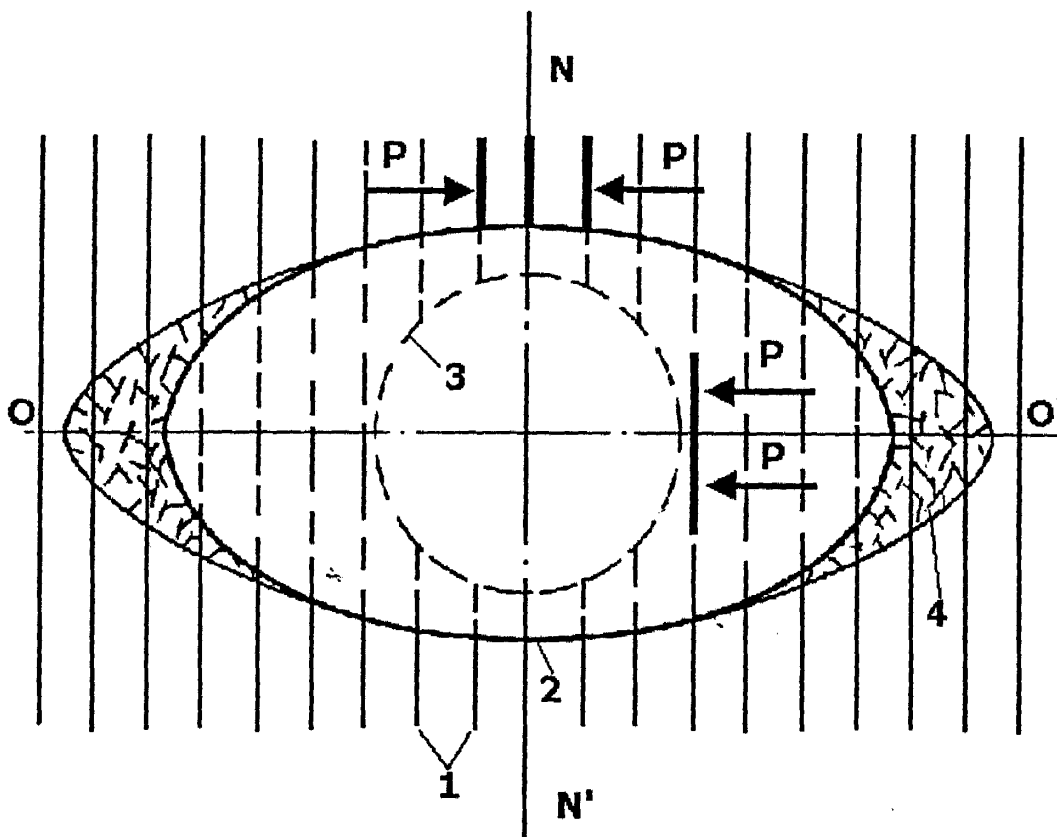


Рис. 2.12. Схема ентропоосмотичного механізму руйнування стінок свердловини у гірському масиві, з превалюючою системою субвертикальних тріщин:

1 - система субвертикальних тріщин; 2 - еліпсоподібний контур свердловини; 3 - номінальний контур свердловини; 4 - зона передруйнування; P - високі горизонтальні напруження.

Незначне руйнування порід у напрямку малої вісі можна пояснити дією великих стискаючих напружень, підтримуючих гірські породи у стійкому стані. Міцність кристалічних порід на стискання більш ніж у 10 разів перевищує їх міцність на розтягування [81]. Величина ентропоосмотичного тиску у водних прошарках мікротріщин, яка оцінюється у деяких випадках у 40 – 70 МПа, достатня для руйнування гірських порід внаслідок відриву і недостатня для руйнування внаслідок стискання.

Нагромадження аномально високих напружень у монолітних кристалічних гірських породах іноді призводить до виникнення в рудниках гірських ударів, потужність яких сягає рівня землетрусів. Гірські удари спричиняють руйнування гірських споруд і завдають великих збитків.

Була виявлена закономірність, згідно якій гірські удари у гірських виробках виникають після випадання дощів і збільшення вологості повітря. Зв'язок цих атмосферних явищ з гірськими ударами полягає у тому, що волога з рудничного повітря конденсується у тріщинах гірських порід, ущільнюється ентропоосмотичним тиском у мікротріщинах довколо гірської виробки і викликає додаткове зростання напружень. Це і призводить до руйнування гірської виробки в результаті гірського удару.

Запропоновано спосіб попередження гірських ударів у гірських масивах [126] шляхом утворення ізолюючого вологонепроникного шару по контуру гірської виробки.

2.4.2. Нагромадження напружень у покладах нафти. Цікавий випадок нагромадження механічних напружень являє собою баженівська світа Салимського нафтового родовища. Для колекторів баженівської світи характерно чергування масивних і плитчато – листових бітумінозних глин. Тріщинуватість баженітів обумовлена особливостями осадоутворення, тектонічними процесами та процесами перетворення органічної речовини.

Число тріщин – сотні на один погонний метр керна. Тріщини складають серії, в межах яких вони субпаралельні. Кожна з серій характеризується кутами нахилу та орієнтації тріщин. Нахили тріщин в серіях можуть коливатись від 0 до 90⁰. Чим більше потужності ділянок з тріщинуватістю порід, тим більша кількість серій тріщин і більш крутий їх нахил. В поверхневих умовах породи легко розсланцюються, розшаровуються по площинах.

Для пластів баженівської світи характерні аномально високі пластові тиски, які обумовлюють високий напружений стан порід, руйнування керна на поверхні, каверноутворення під час буріння і освоєння свердловин.

При розробці нафтових покладів баженівської світи на Салимському родовищі успішність буріння складає близько 60 %, а більше 40 % свердловин – “сухі”. Фахівці не виявляють будь – якої певної закономірності розподілу продуктивних зон на родовищі. Розподіл свердловин по дебітах як розвідувальних, так і експлуатаційних на родовищах має випадковий характер: поряд з високопродуктивною свердловиною може знаходитись свердловина, яка не дала припливу нафти.

Висока літологічна однорідність порід баженівської світи, а також приклади одержання дебітів з “сухих” свердловин після дії поступовим збільшенням депресії і механічними імпульсами дає підставу переглянути модель родовища з випадковим чергуванням продуктивних та непродуктивних зон (лінз) [121].

Дані про особливості розробки і експлуатації покладів баженівської світи дозволяють обґрунтувати модель формування колектора в породах баженівської світи:

обладнання експлуатаційного вибою “глухою” колоною, цементування і перфорація призводять до втрати дебіта у порівнянні з відкритим вибоєм;

продуктивні зони переважно розташовані за межами локальних піднять; освоєння свердловини і виклик припливу (більше 10 т/добу) супроводжується винесенням породи, свердловина буває засипана шламом;

в непродуктивних інтервалах і свердловинах каверни відсутні;

висока механічна швидкість буріння не співпадає з високопродуктивними інтервалами;

непродуктивні зони баженівської світи відзначаються підвищеними, а продуктивні зони пониженими рівнями енергії відбиття сейсмічних хвиль;

графік поточного пластового тиску від сумарного відбору нафти має нелінійний характер.

Модель нагромадження напружень у вуглеводневому середовищі і формування тріщинного колектору у нафтових покладах типу баженівської світи полягають у наступному. Вуглеводні і розчинені в них поверхнево –

активні речовини (асфальтени, смоли тощо) в шаруватих і тріщинуватих гідрофобних сланцях, згідно з гіпотезою ентропоосмосу, самодовільно рухаються проти градієнта СО. В результаті дії ентропоосмотичного потоку молекули вуглеводнів стискаються у мікротріщинах, що зумовлює напружений стан глинистих сланців. Під час розкриття покладу нафти свердловиною, вісь якої субпаралельна площині нашарування глинистих сланців, тріщини під дією тиску у прошарках вуглеводнів розкриваються у бік свердловини, що призводить до каверноутворення і формування колектору. Колектор також формується при освоєнні свердловини (за умови закінчення її відкритим вибоєм) в результаті здійснення депресії.

Згідно з наведеною вище моделлю розроблений спосіб закінчення свердловин [121]. Впровадження даного способу на Уренгойському НГКР забезпечило значне підвищення продуктивності свердловин [91].

2.4.3. Виникнення напруженого стану у солевих відкладеннях. Відомо [139], що насичені розсоли здатні самодовільно проникати у полікристали, які до контакту з рідиною були суцільні, позбавлені відкритих пор. Утворення прошарків рідини, насиченої речовиною полікристала, призводить до значних напружень. Коли зразки полікристалів солі змочують розсолом під дією зовнішнього навантаження, то відбувається їх пластична деформація. Сухий же хлористий натрій під дією диференціального напруження не здатний до пластичної деформації. Вважається [139], що сполучення у природних умовах солі з розсолом призводить до солевого діпіризму. Під час буріння свердловин проникнення розсолу з середовища бурового розчину в міжкристалічний простір по границям зерен також обумовлює виникнення додаткових напружень в гірських породах і їх витікання у свердловину. Але найбільші неприємності відбуваються вже після цементування обсадної колони, коли напруження надгеостатичного рівня зминають колону, розраховану на повний гірський тиск [34].

Запропонована [34] модель нагромадження високих механічних напружень у солевих гірських породах в результаті дії ентропоосмотичного

потіка розсола, направлено у солеві породи поблизу свердловини, додатково посиленого внаслідок розчинення вуглеводневих газів. Розроблено [125] спосіб кріплення свердловин, який забезпечує надійну ізоляцію продуктивних пластів, попереджує виникнення заколонних перетоків і зім'яття обсадних колон.

2.4.4. Ентропоосмотична модель руйнування стінок свердловини.

Головне питання, яке виникає при дослідженні фізико-хімічного механізму руйнування стінок свердловин, це чому і в якому напрямку відбувається перетік в системі БР - ПЗС?

Як було показано вище, вода самодовільно рухається проти градієнта CO. В структурі води і, відповідно, у градієнті CO знаходять відбиття всі фізичні поля, які на рівні фізико-хімічних явищ здатні помітно впливати на дану систему. Дослідження параметру діелектричної проникності в системі БР - ПЗС показує, що рівень CO у порах і тріщинах гірських порід завжди вищий, ніж у буровому розчині. Вирівняти параметри CO води в системі БР - ПЗС неможливо без втрати буровим розчином його технологічних властивостей, наприклад, за рахунок структурування води дуже великими концентраціями полімерів та колоїдів. Таким чином, вода з бурового розчину під дією перепаду рівнів CO завжди рухатиметься з середовища бурового розчину у пори і тріщини гірських порід. В результаті ущільнення води у порах і тріщинах гірських порід привибійної зони відбувається зростання її CO, що за механізмом позитивного зворотного зв'язку посилює рушійну силу ентропоосмотичного потоку. Слід відрізнити принцип Ле - Шательє, який повертає систему у стан рівноваги, від дії позитивного зворотнього зв'язку, який посилює невірноваженість системи.

Самоорганізація і нагромадження механічної енергії в досліджуваній системі відбувається у відповідності з узагальненим синергетичним принципом: система невірноважена відносно параметра CO, молекули поводять себе когерентно (діє потік) і переважає дія позитивного зворотнього зв'язку (зростання тиску у рідкому середовищі викликає збільшення CO

води). Коли напруження у гірських породах дорівнює межі міцності, відбувається руйнування стінок. Ентропоосмотичне перенесення рідини і нагромадження напружень протікає в часі. Це пояснює періодичний характер обрушування, який був відмічений ще І.Є.Шевалдіним і І.Г.Юсуповим [144].

Відомо, що найбільш небезпечними щодо осипання та раптового обрушування стінок свердловин є інтервали залягання аргілітів. Аргіліти відносять до практично непроникних порід. В той же час відомо, що їх руйнування відбувається швидше і інтенсивніше, якщо показник фільтрації перевищує певну межу. В такому випадку, в чому полягає роль показника фільтрації, якщо породи фільтраційно непроникні, і в чому взагалі особливість аргілітів?

Особливістю аргілітів є анізотропія будови, яка обумовлена шаруватою текстурою, існуванням площин напластування тощо. Анізотропія будови проявляє себе в анізотропії фізичних властивостей: міцність шаруватих і тріщинуватих порід на стискання більш ніж у 10 разів перевищує їх міцність на розтяг [40], а міцність на розтяг уздовж площин нашарування також на порядок більша за міцність поперек нашарування.

Міжшаровий і міжтріщинний простір є тим резервуаром, де нагромаджується тиск у водних прошарках. Під час перетинання масиву гірських порід з превалюючою системою субвертикальних тріщин і відповідно надвисоких горизонтальних напружень свердловиною відбувається саморозширення ствола і його овалізація (див. рис.2.12.). Напруження у водних прошарках превалюючої системи субвертикальних тріщин викликають відрив шматків породи уздовж вісі OO' і стиснення по вісі NN' . Коли свердловина перетинає гірський масив, в якому площина головної системи тріщин або площина нашарування сильно відрізняється від горизонтального або вертикального напрямку, то відбувається утворення жолоба.

Відомо, що утворенню жолобних виробок сприяють удари бурильного інструмент під час його обертання у свердловині. Але переважаючим фактором в процесі виникнення жолобів є фізико-хімічні процеси в системі БР-ПЗС. Фізико-хімічна природа жолобоутворення обумовлює і вибір способів боротьби з цим явищем, а саме регулювання ентропоосмотичних перетоків з середовища бурового розчину у пори і тріщини гірських порід на стінках свердловини. Серед засобів такого роду зниження показника фільтрації, наприклад за рахунок обробки бурового розчину органічними полімерами та колоїдами, призводить до збільшення СО, гальмування ентропоосмотичного перетоку у тріщини аргілітів. Таким чином зниження показника фільтрації зумовлює підвищення стійкості сланців, які фільтраційно непроникні.

2.5. Оцінка адекватності ентропоосмотичної моделі руйнування стінок свердловин

Запропонована фізико-хімічна модель руйнування стінок свердловин ґрунтується на гіпотезі про ентропоосмос. Тому оцінка її адекватності пов'язана з питанням достовірності гіпотези про ентропоосмос.

Як було показано вище, гіпотеза про ентропоосмос не суперечить жодному випадку самодовільного руху рідин. Тільки в рамках нової гіпотези знайшло несуперечливе пояснення явище "негативного" осмосу. Гіпотеза про ентропоосмос здатна передбачати напрям перетоків флюїдів у такій складній системі, як "буровий розчин - привибійна зона свердловини", де діють одночасно всі фізичні поля.

Що стосується продуктивності гіпотези про ентропоосмос, то в області геології, наприклад, запропоновані несуперечливі пояснення механізму виникнення аномально високих пластових тисків [10,12], механізму виникнення ропопороявів [13], механізму несподіваних викидів газу, вугілля і породи [27]. Гіпотеза про ентропоосмос пояснює механізм

зародження та зростання кристалів [26]. На основі нових теоретичних положень розроблені спосіб самодовільного очищення рідини [119] та пристрій [138] для здійснення процесу самодовільного очищення морської води, спосіб закінчення свердловин [121], спосіб попередження гірських ударів [126], спосіб попередження ропопроявів [124], спосіб стиснення газів [127].

2.6. Висновки до розділу 2

Запропонована гіпотеза про ентропоосмос, яка полягає у здатності рідини самодовільно рухатись проти її структурної організованості. Гіпотеза на якісному рівні узгоджується з відомими фізико-хімічними явищами переносу, в тому числі і аномальними.

На підставі того, що ентропоосмос виконує роль узагальненого фізико-хімічного явища в системі, розроблено ентропоосмотичну модель руйнування стінок свердловин, яка включає наступні положення:

вода в системі рухається в пори і тріщини гірських порід, де рівень структурної організованості вищий;

згідно з узагальненим синергетичним принципом у привибійній зоні свердловини відбувається самоорганізація речовини і енергії, що призводить до нагромадження напружень;

коли напруження у масиві гірських порід дорівнюють межі міцності, відбувається руйнування стінок.

Сформульовані гіпотеза ентропоосмосу і модель руйнування стінок свердловин відкривають нові можливості для уточнення фізико-хімічних способів впливу на інтенсивність переносу води в системі буровий розчин - привибійна зона свердловини і відповідно на збереження стійкості стінок свердловин.

РОЗДІЛ 3

РОЗРОБКА І УДОСКОНАЛЕННЯ ФІЗИКО -ХІМІЧНИХ МЕТОДІВ ЗБЕРЕЖЕННЯ СТІЙКОСТІ СТІНОК СВЕРДЛОВИНИ

3.1. Принципи попередження руйнування стінок свердловин

На основі запропонованої моделі ентропоосмотичного механізму руйнування стінок свердловин можливі способи збереження їх стійкості можна класифікувати таким чином [14, 22, 29, 31, 33]:

- 1) ізолювати стінки свердловини мало- або непроникним шаром (гідрофобізація, цементация, полімерне покриття і т. ін.);
- 2) підвищити рівень СО води в буровому розчині (підвищення густини, домішування колоїдних та полімерних речовин);
- 3) знизити рівень СО води в тріщинах гірських порід привибійної зони (домішування електролітів до бурового розчину).

Ізоляція стінок свердловини гідрофобним шаром добре відомі із праць Г. Дарлі [50] та Д. Андерсона [2] і зараз широко застосовується зарубіжними фірмами. В нашій країні застосування гідрофобізаторів, наприклад високоокисленого бітуму, складає чималий резерв підвищення стійкості стінок.

Цементация стінок застосуванням вапняних розчинів за кордоном стримувалось відсутністю термостійких вапняних систем розчинів. На даний час уже розроблені термостійкі вапняні розчини і впровадження укріплюючих систем почало зростати [152]. В нашій країні розроблені термостійкі вапняні розчини, але їх впровадження стримується, по - перше, через відсутність якісного вапна, і, по - друге, через недостатню інформованість про властивості цього типу бурових розчинів. Стимує впровадження також сильна упередженість щодо високих показників рН.

Підвищення рівня СО води в буровому розчині за рахунок обважнення або домішування колоїдних і полімерних речовин практикується майже від початку застосування промивання вибою під час буріння. Буровики винайшли його, не звертаючись до наукових теорій. Проте і в цьому напрямі захисту стінок свердловин є певні резерви: свідомий підбір рецептури на основі оцінки параметра СО, перегляд властивостей і ролі у захисті стінок свердловин гуматів і лігносульфонатів та величини рН.

3.2. Ізоляція стінок свердловин застосуванням вапняних бурових розчинів

Як було показано вище, напрям закріплення стінок свердловин шляхом використання вапняних бурових розчинів потребує:

висвітлення механізму закріплюючої дії;

визначення рівня інгібуючих властивостей вапна;

розробки рецептур, які б забезпечили необхідні технологічні параметри.

3.2.1. Механізм закріплюючої дії вапна. Механізм дії вапна в системі БР – ПЗС нічим не відрізняється від механізму утворення в'язучої речовини у цементах. Тому його просто можна запозичити з добре відомих джерел. Згідно, наприклад, з А.А. Пашенко [100], утворення в'язучої речовини пов'язане з обов'язковим розчинюванням компонентів у воді: спочатку компоненти розчиняються у воді, далі відбувається їх гідратація, а потім виділення з розчину важкорозчинних гідратів. Швидкість процесу утворення гідратів визначається кінетикою розчинення вихідних компонентів. Швидкість гідратації в'язучих речовин можна прискорити шляхом підвищення швидкості розчинення вихідних речовин. Швидкість розчинення алюмінатів та силікатів збільшується при підвищенні рН та температури. Розчинюваність та ступінь дисоціації гідроксида кальцію зі збільшенням температури та рН різко зменшується.

Найбільш важливим моментом механізму утворення в'язучої речовини є участь у цьому процесі гідроксида кальцію не в іонній формі, а в молекулярній. Тобто збільшуючи концентрацію іонів кальцію і знижуючи рН не можна посилити закріплюючу дію вапна в системі БР - ПЗС.

3.2.2. Оцінка рівня інгібуючих властивостей вапна. В науковій літературі закріпилося уявлення, що найсильнішим інгібітором серед неорганічних речовин є хлористий калій. Цікаво співставити інгібуючі властивості хлористого калію і вапна, особливо при високих температурах, коли посилюється закріплююча дія вапна. Раніше проведені порівняльні лабораторні дослідження з обкатки кернового матеріалу в моделях фільтратів калієвого та вапняного бурових розчинів при температурі 293 К показали, що сильнішим інгібітором є хлористий калій [2, 151]. Слід зазначити, що частота обертання скляних посудин у дослідах була 1 с^{-1} , а шматочки аргіліту мали обкатану форму, що дає підставу припустити, що в експерименті відбувалось не тільки фізико - хімічне, але і механічне руйнування.

Для перевірки цього припущення були проведені порівняльні дослідження інгібуючої дії вапна і іонів калію під час обкатки кернового матеріалу в моделях фільтратів бурових розчинів. Обкатку проводили в скляних посудинах з частотою обертання 1 с^{-1} при температурі 293 К за методикою А.Г.Розенгафта [107] і додаткові досліди при 293 К і 423 К в металічних автоклавах, які робили один оберт протягом 4 с через кожні 60 с. В якості досліджуваного матеріалу використовували kern твердого чорного сланцю з відкладів верхнього карбону, відібраний на свердловині 23 Ланна в інтервалі 3596 - 3606 м. Після загальноприйнятої підготовки певну кількість кернового матеріалу фракції 3-5 мм помістили у посудину і залили рідиною. В моделі фільтратів вапняних розчинів додавали вапно у кількості, що перевищувало межу розчинюваності. Щоб урахувати вплив твердих часток вапна на процес обкатки, в рідинах, які не вміщували вапна, додатково вводили нерозчинюваний у воді фосфат кальцію.

Результати дослідження наведені у табл. 3.1. Коефіцієнт стійкості (або стабільності) у таблиці представляє відношення, виражене у відсотках, маси висушеного залишку на ситі №1 після обкатки до маси кернавого матеріалу, взятого для дослідження.

Таблиця 3.1

**Коефіцієнти стійкості кернавого матеріалу при обкатуванні
в моделях фільтратів бурових розчинів**

Склад рідини, мас. %	Т, К	Тривалість		Коефіцієнти стійкості, % при частоті обертання	
		обкатки, г	дослідю, г	1 с ⁻¹	0,25 с ⁻¹ через 60 с
ВБРОКФ: вапно-5; колоїдна органічна фаза - 10; Na ₂ CO ₃ -0,5; вода-84,5	293	64	240	-	92,4
	423	20	72	-	94,72
вапно-2; вода-98	293	8	48	52,68	-
	293	64	240	-	83,4
	423	20	72	-	94,72
КСІ-5; КОН-0,1; КМЦ-600-0,5 Са ₃ (РО ₄) ₂ -2; вода - 92,4	293	64	240	-	86,4
	423	20	72	-	89,52
КСІ-5; КОН-0,1; КМЦ-600-0,5 Са ₃ (РО ₄) ₂ -2; вода - 92,25	293	8	48	64,44	-
	293	64	240	-	85,4
	423	20	72	-	82,8

Шматочки керна після обкатки при частоті обертання 1 с⁻¹ мали кулеподібну форму. Після обкатки при малій частоті обертання кернавий матеріал набув білого відтінку, а той, що знаходився у середовищі вапняного розчину на основі органічної колоїдної фази (ВБРОКФ), став більш темного кольору.

З результатів дослідження видно, що при малій інтенсивності механічної дії, коли переважає фізико - хімічний механізм руйнування,

інгібуюча дія вапна вище, ніж іонів калію. Це обумовлено специфічними особливостями інгібуючої дії вапна.

Посилення інгібуючої дії вапна у присутності лігносульфонатів потребує пояснення. Відомо, що, згідно прийнятим системам класифікації хімічних реагентів для обробки бурових розчинів, лігносульфонати відносять або до диспергаторів, або до розріднювачів. Власні інгібуючі властивості лігносульфонатів оцінюються невисоко [2]. Проявлення синергетичного ефекту при спільному використанні вапна і лігносульфонатів можна пояснити наступним чином. Відомо, що при зрощуванні часток гідратів у жорсткий каркас розвиваються кристалізаційні тиски, які обумовлюють зниження міцності структури. Проте в присутності лігносульфонатів нова фаза гідрата мінеральної в'язучої речовини утворюється у рентгеноаморфній формі внаслідок адсорбційної стабілізації зародкової фази. Це обумовлює високу міцність структури при малій напруженості контактів, які утворюються.

Результати лабораторних досліджень і теоретичний аналіз дозволяє зробити наступні висновки [72]:

з неорганічних компонентів бурового розчину найбільші інгібуючі властивості має гідроксид кальцію, далі слідує хлористий калій;

інгібуюча дія вапна зростає зі збільшенням рН і температури;

інгібуюча дія вапна полягає в утворенні мінерального в'язучого з глинистими породами, укріпленні тріщин;

при спільному використанні вапна і органічних колоїдів (лігносульфонатів) інгібуюча дія посилюється (ефект синергізму).

Далі були проведені дослідження керового матеріалу у моделях фільтратів вапняних і калієвих систем з різними органічними компонентами. Обкатку проводили в автоклавах, що оберталися в роликовій печі фірми „Фанн ” при температурах 298, 388 і 423 К. Досліджували kern аргіліту, відібраний з відкладів верхнього карбону свердловини № 108 Ново - Українська. Результати досліджень наведені у табл. 3.2.

Єдиний з неорганічних реагентів, який зі збільшенням температури забезпечує зростання коефіцієнту стійкості,- це гідроксид кальцію. Про зростання швидкості та інтенсивності хімічних процесів взаємодії гідроксиду кальцію з аргілітом з підвищенням температури додатково свідчить колір шматочків керну (рис. 3.1).

Таблиця 3.2

**Результати обкатування аргілітового матеріала
в моделях фільтратів бурових розчинів**

Склад рідини, мас.%	Коефіцієнт стійкості аргіліту, %		
	Температура, К		
	298	338	423
Дистильована вода – 100	90,1	85,8	81,2
Вода – 95; КСІ – 5	95,4	93,9	93,2
Вода – 95; ПВЛР – 5	82,4	81,1	75,2
Вода – 90; ПВЛР - 5; КСІ – 5	96,2	96,6	98,2
Вода – 89; ПВЛР - 5;	98,7	98,2	97,9
ГПАА - 1; КСІ – 5			
Вода – 95; Ca(OH) ₂ – 5	95,3	96,2	99,7
Вода – 95; Ca(OH) ₂ – 5; КСІ – 5	96,0	96,7	99,4
Вода - 95; Ca(OH) ₂ – 5;	97,0	97,7	97,3
ПВЛР - 5; КСІ – 5			

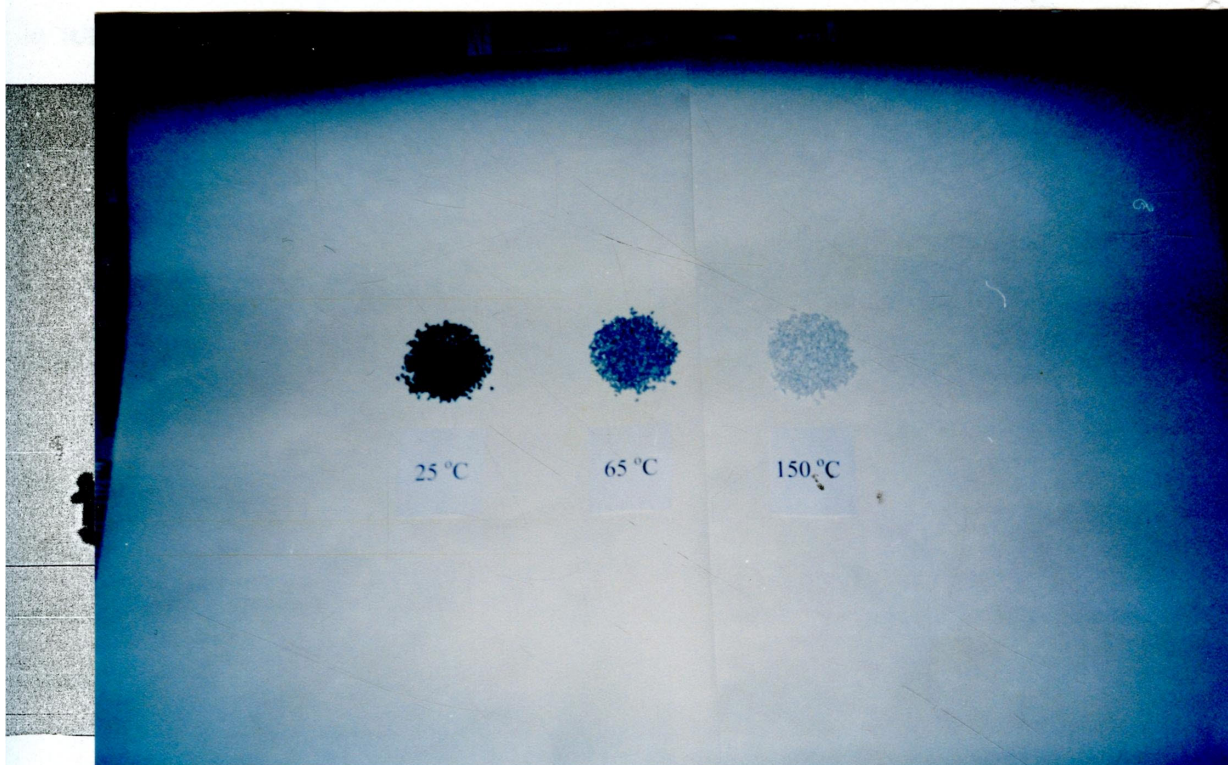


Рис. 3.1 Шматочки керна аргіліта після обробки в автоклаві

3.2.3 Дослідження розрива гідродинамічного зв'язку в системі буровий розчин – приви́бійна зона свердловини

Відомо, що навіть бурові розчини на нафтовій основі, які вміщують до 5 % води, не попереджують руйнування глинистих порід внаслідок переносу води з бурового розчину в гірські породи при підвищених температурах.

Можливість попередження ентропоосмотичного переносу при застосуванні бурового розчину на вапняній основі досліджували на глинистих зразках, виготовлених з аргілітового кернавого матеріалу з розміром частинок менше 0,5 мм, а також з бентонітового глинопорошку. Аргілітовий матеріал і бентонітовий глинопорошок змочували 7 % води, залишок відпресовували під тиском 20 МПа, що відповідає геостатичному

залишок відпресовували під тиском 20 МПа, що відповідає геостатичному тиску на глибині приблизно 1000 м, протягом 30 хвилин. Далі зразки поміщали в автоклав і прогрівали протягом 7 годин при температурі 423 К. Загальний час контакту глинистого зразка з досліджуваною рідиною складав 24 години. Досліди проводили у середовищі вапняного (вапно - 15 мас. %, КССБ - 10 мас. %, NaOH - 3 мас. %) і калієвого бурового розчину (бент. глина- 5 мас. %, KCl - 5 мас. %, KOH - 0,1 мас. % , КМЦ - 600 - 0,5 %).

Після закінчення досліду глинисті зразки дістати з автоклаву з калієвим буровим розчином не було можливості, тому що вони повністю зруйнувались. Глинисті зразки, які були у контакті з вапняним розчином, зберегли початкову форму, міцність поверхневого шару у них збільшилась. Дослідження зразків у розрізі показало, що товщина укріпленого шару складала 1 - 3 мм, за яким глинистий матеріал був без ознак впливу бурового розчину.

На основі одержаних результатів можна зробити висновки:

при взаємодії вапна з бурового розчину з алюмінатами і силікатами гірських порід при підвищених температурах відбувається утворення непроникного бар'єру на стінці свердловини, який розриває гідродинамічний зв'язок між свердловиною і породами привибійної зони (це підтвердилося під час впровадження вапняного бурового розчину);

невелика товщина непроникного шару на стінці свердловини дозволяє використовувати вапняні бурові розчини для розкриття продуктивних пластів [16].

Характер інгібуючої дії вапна, який полягає в утворенні в'язучої речовини з матеріалом пласта, та існування ефекта розрива гідродинамічного зв'язку в системі БР – ПЗС пред'являють дещо інші вимоги до технологічних параметрів. Це стосується, в першу чергу, показника фільтрації бурового розчину. Американськими фахівцями [159] визначено, що при вибійних температурах, які перевищують 50 °С, швидкість утворення в'язучої речовини на стінках свердловин така, що дозволяє застосувати вапняні

розчини з нерегульованим показником фільтрації. Це також свідчить про те, що немає необхідності зважати на рівні СО води у системі БР – ПЗС і дотримуватись звичайних методів регулювання інгібуючих властивостей.

3.2.4. Удосконалення рецептур вапняних бурових розчинів.

Основну складність при створенні рецептур вапняного бурового розчину представляє обставина, яка в той же час є головною перевагою цих систем – хімічна реакція вапна з алюмінатами і силікатами і утворення в'язучої речовини. Це робить недоцільним використання глинистої фази для одержання структурно – реологічних властивостей і обмеження фільтрації.

Перед дослідниками виникає два варіанти вирішення проблеми: додати до розчину структуроутворювач при використанні традиційних понижувачів показника фільтрації або зменшити інгібуючу дію вапна.

Перший шлях веде до використання таких речовин, як асбест, відомий як канцерогенна речовина, або органічних волокон целюлози [8]. Інший шлях полягає у збереженні частини глинистої фази у колоїдному стані, чого досягають зниженням рН і чітким регулюванням співвідношення глини і вапна [152,163].

В УкрНДІгазі розвивається концепція бурових розчинів на основі органічної колоїдної фази [62, 71, 72, 39], яка забезпечує вирішення проблеми вапняних розчинів з повноцінними технологічними властивостями.

Суть технічного рішення полягає в одержанні за допомогою пептизації лігносульфонатів або гуматів лугами і утворення органічної колоїдної і твердої фази, яка стійка до дії іонів кальцію і високих концентрацій солей лужних металів. Це дозволяє одержувати системи високомінералізованих бурових розчинів з низьким показником фільтрації без використання традиційних понижувачів фільтрації - КМЦ і крохмалю.

В якості лігносульфонатів можна використовувати як модифіковані продукти (КССБ), так і немодифіковані продукти - сульфит-спиртову барду (ССБ) або концентровану сульфит-дріжджову бражку (КСДБ).

Немодифіковані лігносульфонати являють собою багатотонажний відход виробництва лісопаперової промисловості, проблема утилізації якого ще далека від вирішення.

При наявності високих інгібуючих властивостей вапняний буровий розчин має високу стабільність зі всіма необхідними технологічними властивостями, які регулюються у широких межах (табл. 3.3).

Насичення водного середовища бурового розчину солями лужних металів незначно впливає на показник фільтрації. Це свідчить про високу солестійкість органічної колоїдної фази, одержаної з лігносульфонатів. Органічна колоїдна фаза забезпечує високу стабільність бурового розчину: при обважненні до густини $\rho = 2050 \text{ кг/м}^3$ осідання бариту не відбувається.

В'язкість вапняного бурового розчину, а також статичне напруження зсуву доцільно регулювати органічними структуроутворювачами - волокнами целюлози [82], гідролізним лігніном або торфом. У випадку загушення бурового розчину під час буріння у глинистих породах розрідження досягають додаванням кальцинованої соди і вапна, тобто перетворенням колоїдної глини в інертну тверду фазу.

Густину вапняного розчину підвищують додаванням крейди або бариту, а також насиченням водного середовища солями лужних металів.

Вапняний буровий розчин на неглинистій основі був додатково удосконалений для застосування в умовах аномально низьких пластових тисках. відомо, що буровий розчин, призначений для буріння в умовах аномально низьких пластових тисків, повинен забезпечувати:

- стійкість стінок свердловин;
- попередження поглинань;
- солестійкість.

Такі властивості потребував, наприклад, буровий розчин під час буріння свердловини 704 Західно-Шебелинська під 324 мм проміжну колону, але не забезпечив ні попередження, ні ліквідації катастрофічного поглинання.

Природа виникнення поглинання ще до цього часу викликає суперечки.

Рецептури вапняного бурового розчину на основі органічної колоїдної фази

Органічна колоїдна фаза		Склад бурового розчину, мас. %										Параметри бурового розчину			
КСДБ	ССБ	Лужний електроліт		Вапно	Мастильні домішки			Обважнювач			Вода	ρ, кг/м ³	Т, с	Ф, см ³ /30хв	СНЗ 1/10, ДПа
		Na ₂ CO ₃	NaAlO ₂		СМАД-1	Нафта	Крейда	Барит	NaCl _r						
7,5		1		8							83,5	1010	19	10,5	0/0
15			1	1							83	1020	20	5	0/0
	20	3		4						25	48	1220	27	6	5,1/8,3
25			8	8							59	1070	32	2	8,2/16
15		2,5		2,5							80	1010	19	6,5	0/0
15		2		8		5				20	70	1200	30	5,5	9/13
	15		5	5		5	10				60	1010	36	5	9,5/15
	10	2		3		5	20				60	1000	38	5	12/19
	10		8	8			10	30			34	1300	84	4	55/86
	5		2,5	2,5			5		75		90	2050	62	2	31/45

Довідник з технології бурових розчинів фірми "Бароїд" розподіляє породи, схильні до поглинань таким чином:

- 1) кавернозні породи;
- 2) високопроникні породи, які залягають на невеликій глибині, наприклад, гравій;
- 3) пори, які вміщують великі природні тріщини;
- 4) породи, в яких можуть легко виникнути тріщини під час буріння.

Умови аномально низьких пластових тисків слід віднести до випадку, коли у породах легко виникають тріщини. внаслідок дії великих гідродинамічних тисків у стволі свердловини.

На Шебелинському ГКР успішно попереджали виникнення поглинань у відкладах нижньої пермі та верхнього карбону під час буріння надглибоких свердловин 500, 600, 700 і 800 за рахунок застосування вапняного бурового розчину.

Попередні рецептури вапняних бурових розчинів, забезпечуючи високі інгібуючі властивості, мали певні недоліки: для регулювання реологічних властивостей необхідно застосувати велику кількість органічної колоїдної фази або волокнистих наповнювачів. відомо, що оцептури, запропоновані американськими фахівцями, передбачають застосування бентонітової глини, що вимагає дуже суворе дозування вапна протягом всього процесу буріння.

В УкрНДІгазі розвивається напрям вапняних бурових розчинів, які вміщують нерозчинений надлишок вапна. у якості колоїдної фази, яка забезпечувала б необхідні структурно – реологічні параметри доцільно застосувати неорганічні гелі гідроксидів перехідних металів – заліза, алюмінію, магнію тощо. гідроксиди цих металів інертні до вапна і взагалі до дії неорганічних солей.

Для регулювання показника фільтрації доцільно використовувати пвлр у поєднанні з невеликими кількостями целюлозних полімерів. Серед полімерів перевагу слід віддати карбосиметилоксиетилцелюлозі (тілоза ряду CHR), яка стійка до іонів кальцію і достатньо термостійка.

Для підвищення кольматуючих та інгібуючих властивостей доцільно використовувати гідрофобізатори гірських порід, наприклад високоокислений бітум (ВОб). Враховуючи те, що для використання ВОб у середовищі водного бурового розчину, його необхідно попередньо розчинювати у нафті, була зроблена спроба розробити екологічно безпечний реагент, який виконував би такі самі функції в буровому розчині.

Такими екологічно безпечними гідрофобізаторами можуть слугувати солі жирних кислот фракції $C_{12} - C_{20}$. Складність їх застосування для оброки бурових розчинів пов'язана з високою температурою їх розчинювання у воді ($70^{\circ}C$). Для поліпшення технології застосування солей жирних кислот нами запропоновано використовувати їх у складі нового хімічного реагента – милогуматного. Дрібні частинки вугле-лужного реагента слугують носієм солей жирних кислот. Співвідношення гуматів до мил жирних кислот в інтервалі 2:1 ...1:1 виявилось оптимальним. При цьому милогуматний реагент залишається сипучим і добре розчинюваним у воді. Проведені токсикологічні дослідження виявили, що милогуматний реагент відноситься до четвертого класу небезпеки.

Дослідження нових рецептур вапняного бурового розчину проводили з попередньо розчиненими реагентами – ПВЛР, високоокисленим бітумом та милогуматним реагентом. Порядок введення: спочатку готували неорганічний гель і до нього додавали захисні колоїди та полімери.

Рецептури нового вапняного розчину наведені у таблиці 3.4. Як видно з таблиці, 10 – 12 мас. % сірчаноокислого заліза або магнію забезпечують надання буровому розчину достатніх структурно – реологічних властивостей. Концентрації Тілози у межах 0,2 ...0,5 мас. % при вмісті ПВЛР 5 мас. % достатньо для зниження показника фільтрації до рівня $\Phi = 8 \text{ см}^3/30 \text{ хв.}$ Можливе застосування рецептури без полімерів (див. п. 6 в табл. 3.4), якщо додати КССБ на рівні 5 мас. %.

Таблиця 3.4

Рецептури вапняного бурового розчину на основі гідрогелів

№ рецептури	Склад бурового розчину, мас. %										Параметри бурових розчинів								
	Ca(OH) ₂	FeSO ₄	MgSO ₄	ПВЛР	Милогум. реагент	NaCl	Тілоза CHR-6M	ВОБ	КССБ	Нафта	Наповнювач	КМС LV	ρ, кг/м ³	T, с	Φ, см ³ /хв	СНЗ 1/10, дПа	τ, МПа·с	τ ₀ , дПа	pH
1	8		12	5			0,5	2		8	2		1080	38	8	8/12	42	48	10,56
2	7		12	5			0,2	2		8	2		1080	107	8	12/21	36	30	10,82
3	9		10		5		0,3				2		1080	186	8	6/21	48	87	13,02
4	8	10			5		0,2				2		1090	145	6,5	72/141	39	81	12,76
5	8	10			5	15	0,25		5				1100	154	6	39/90	28	45	11,96
6	8	10			5				5				1090	26	6	0/0,5	6	3	12,78
7	7	10				26	0,5		5	20	5		1210	71	7	14/33	22	18	11,41
8	Буровий розчин зі свердловини 704 З – Шебелинська від 13.04.00										1090	35	36	21/24	4	12	11,52		
9	4	3							7		3	0,2	1170	89	14	66/93	16	18	10,99

Високоокислений бітум використовується як додатковий понижувач фільтрації і як гідрофобізатор. У екологічному виконанні цей розчин може вміщувати милогуматний реагент замість ВОБ.

Вапняний буровий розчин може бути повністю насичений солями (див. п. 7 в табл. 3.4) при збереженні низького показника фільтрації. Необхідно підкреслити, що зниження показника фільтрації мінералізованого вапняного бурового розчину забезпечують не полімери (0.5 мас.% Тілози), а гумати, які вважають, згідно довідникам, соленестійкими. Що стосується показника фільтрації вапняних бурових розчинів, то Дж. Сімпсон [158] вважає можливим його взагалі не регулювати.

В табл. 3.4 (див. п. 8) наведений приклад з регульованого переходу з звичайного глинистого бурового розчину на вапняний із забезпеченням необхідних технологічних параметрів.

В новій рецептурі вапняного бурового розчину для буріння в умовах аномально низьких пластових тисків передбачено також застосування наповнювачів, які зменшують втрати бурового розчину під час виникнення поглитань. У якості наповнювача можна використовувати сломель (див. табл.3.4) або целюлозний реагент, який виробляється для забезпечення потреб буріння.

Целюлозний реагент виробляється підприємством “Ренко” (м. Харків). Він складається переважно з целюлози, і ступінь його розчинюваності у 20 % соляній кислоті складає 60%.

Вміст целюлозного реагента на рівні 2 ...5 мас.% майже не позначається на структурно-реологічних властивостях вапняного бурового розчину.

3.3. Дослідження і удосконалення методу регулювання рівнів структурної організованості води у системі буровий розчин – привибійна зона свердловини

3.3.1. Розробка способу визначення рівнів структурної організованості води у системі буровий розчин – привибійна зона свердловини. З фізичної хімії відомо, що структурно – чутливими параметрами, на основі яких можна судити про рівень СО води у певних частинах водної системи, є ізотермічна стисливість, теплоємність, діелектрична проникність та інші. Серед перерахованих, короткотривалим і найбільш придатним для застосування у цільових умовах з метою дослідження бурових розчинів, є параметр діелектричної проникності. Що стосується діелектричної проникності води у капілярно – пористому середовищі, то переконливі результати були одержані М.С. Мецик з співробітниками [85] під час дослідження тонких плівок між платівками слюди при 8 °С (табл. 3.5).

Таблиця 3.5

Діелектрична проникність водної плівки

Товщина плівки води, мк	3,7	2,9	1,6	0,3	0,1	0,07
Діелектрична проникність води	80	79	75	35	8	4,5

З результатів дослідження видно, що діелектрична проникність водних шарів між платівками слюди при зміні товщини водного шару від 3,7 до 0,07 мк знижується від об'ємного значення до 4,5. Це свідчить про сильну структурованість води у тонких порах і тріщинах .

Виміри діелектричної проникності бурових розчинів і розчинів хімічних реагентів вже проводились фахівцями. В.С.Войтенко, спираючись на праці П.О.Рєбіндера, запропонував використовувати параметр

діелектричної проникності у якості однієї з характеристик руйнуючої дії рідкого середовища на гірські породи [40].

Згідно гіпотези ентропоосмосу, висунутої автором, параметр діелектричної проникності характеризує структурні властивості води в системі БР - ПЗС, осмотичні характеристики водних середовищ. Таким чином, замість тривалих експериментів з осмосу достовірну інформацію про фізико-хімічні властивості можна одержати за рахунок вимірювань діелектричної проникності.

В описуваних в даній роботі дослідах діелектричну проникність вимірювали на двох типах приладів. Перший прилад, розроблений на кафедрі фізичної хімії Харківського політехнічного університету, представляє собою коаксіальний перетворювач, виконаний у вигляді посудини Дьюара зі скла марки „Пірекс”. Електроди в приладі розташовані з зовнішнього боку циліндра з більшим діаметром і з внутрішнього боку циліндра з меншим діаметром. Вимірювання діелектричної проникності проводили за допомогою мосту змінного струму на частоті $f = (1000 \pm 5)$ Гц. Відносна похибка вимірювання діелектричної сприйнятності складала 0,05 %.

Більша частина вимірювань діелектричної проникності були здійснені на діелектрометрі, розробленому в Харківському науково-дослідному інституті радіоелектроніки НАН України. Для дослідження діелектричної проникності бурових розчинів була запропонована блок-схема (рис. 3.2), яка включає модулятор, блоки живлення, підсилювач. В якості модулятора для р-і-п діода використано задаючий мультівібратор на транзисторах типу КТ 315 Б. В стабілізованих блоках живлення генератора надвисоких частот і модулятора р-і-п діода використано мікросхеми К 142 ЕН 2. Підсилювач має низький рівень власних шумів, з диференційним входом. Селективний підсилювач забезпечує роботу приладу в режимі вузької полоси на фіксованих частотах 1 і 10 кГц.

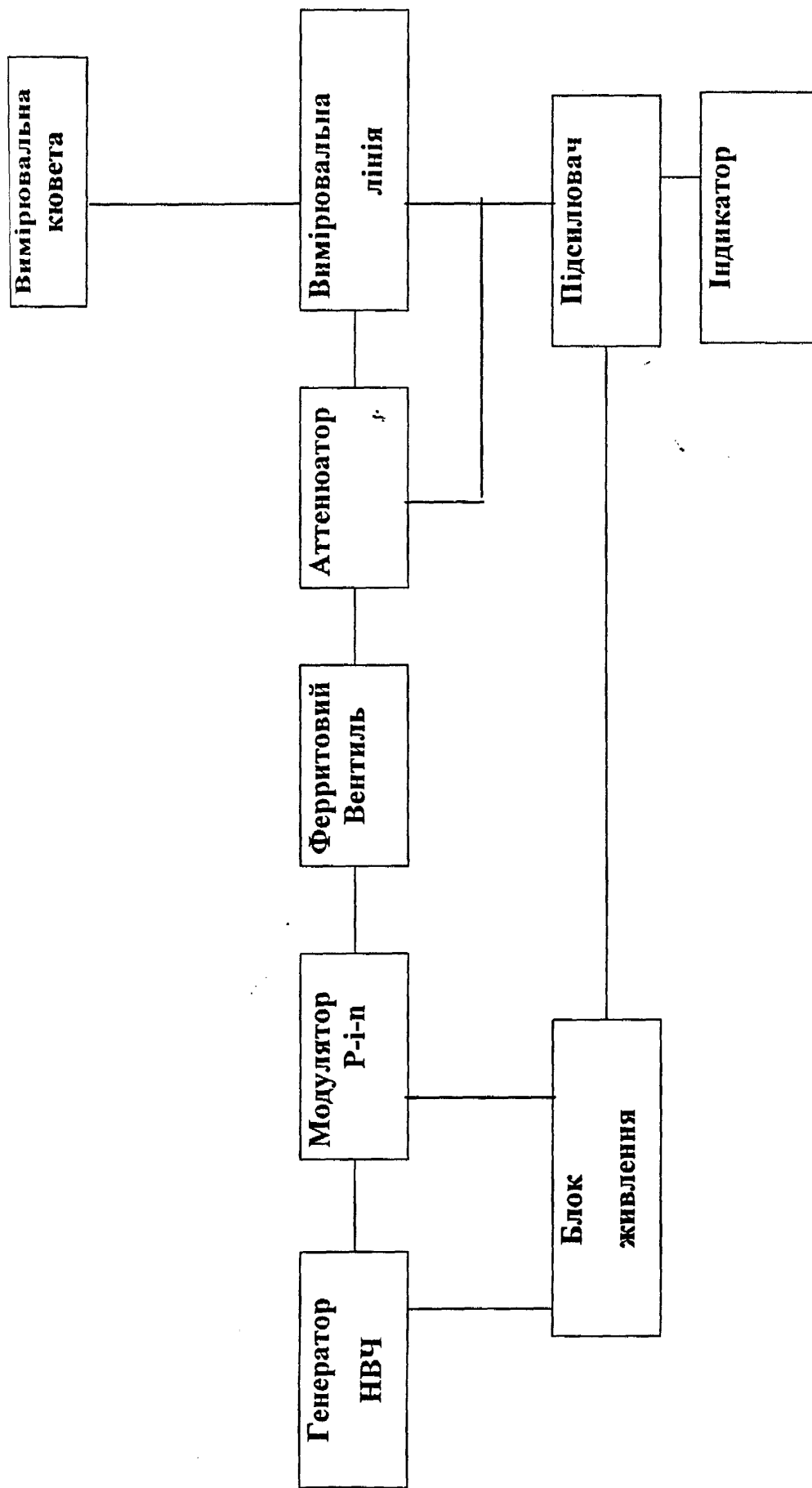


Рис. 3.2. Блок – схема комплексу для вимірювання діелектричної проникності бурових розчинів

В якості генератора в установці використана резонансна камера з діодом Гана. Стабільність генератора по частоті і амплітуді підтримується з допомогою стабілізованого блоку живлення; розв'язка генератора та вимірюючої лінії забезпечена ферритовим вентилем, а також змінним аттенуатором. В процесі вимірювання ретельно налаштовується резонатор зонду. Для контролю вимірювальної лінії знімається крива розподілу електричного поля в короткозамкненому хвилеводі без зразка при русі зонда вздовж щілини вимірювальної лінії при нерухомому поршні, а також при русі поршня, але при фіксованому положенні зонда.

Короткозамикаючий поршень, забезпечений мікрометричним гвинтом, дає можливість контролювати зміщення поршня з точністю 0,01 мм. Щоб виключити вплив інтерференції використовується квадратичний детектор, який працює в області дуже малих потужностей.

Контрольне вимірювання діелектричної проникності еталонних рідин на діелектрометрах Харківського політехнічного університету та Харківського інституту радіоелектроніки дало близькі результати.

Згідно гіпотезі про ентропоосмос рушійна сила потоку води під час протікання осмосу пропорційна різниці потенціалів СО рідин, які досліджуються в осмометрі. Тому для підтвердження можливості використання параметру діелектричної проникності для визначення осмотичних властивостей рідин необхідно співставити їх діелектричні проникності з табличними величинами осмотичних тисків.

Те, що зміна структурно-чутливих параметрів - діелектричної проникності і густини - добре корелюють з вимірами осмотичного тиску, можна бачити з результатів, наведених у табл. 3.6. Більш впорядкована структура води у розчинах хлористого натрію забезпечує менші величини діелектричної проникності і більші величини густини, а також більше зростання осмотичного тиску при контакті через напівпроникну мембрану з водою, ніж розчини хлористого калію тих же самих концентрацій.

Таблиця 3.6

**Залежність структурно–чутливих параметрів
від концентрації солей**

Концентрація, мас %	Діелектрична проникність		Осмотичний тиск, МПа		Густина, кг/м ³	
	NaCl	KCl	NaCl	KCl	NaCl	KCl
1	71,2	80,8	0,78	0,61	1005	1004
5	49,3	50,4	4,1	3,1	1034	1029
7	40,1	43,5	5,9	3,8	1049	1043
10	31,8	36,7	9,1	6,5	1071	1063
20	19,9	22,1	24,6	15,6	1148	1133

Дані з осмотичних тисків взяті з досліджень Ю.Й.Дитнерського [59]. За даними табл.3.6 були обчислені коефіцієнти кореляції між осмотичним тиском і густиною $r_{pp} = 0,991$ (NaCl) і $r_{pp} = 0,995$ (KCl), а також між осмотичним тиском і діелектричною проникністю – $r_{pe} = -0,856$ (NaCl) і $r_{pe} = -0,849$ (KCl). Оцінки коефіцієнтів кореляції та дані табл. 3.6 вказують на можливість використання діелектричної проникності як параметра, який точно характеризує рівень СО води.

Діелектрична проникність, на відміну від густини, є більш інформативним структурно-чутливим параметром у водних системах з вмістом різних хімічних реагентів.

Згідно ентропосмосу, інгібуюча дія полімерів і органічних колоїдів в системі БР-ПЗС полягає не тільки в адсорбції на поверхні мінералів, а, головним чином, у збільшенні структурної організованості води в буровому розчині. Про зміну параметра СО води у розчинах полімерів, гуматів і лігносульфонатів можна прослідкувати по зміні діелектричної проникності (табл. 3.7). Як видно з табл.3.7, гумати і лігносульфонати структурують воду не гірше гідролізованого поліакриламід у або КМЦ - 700 .

Таблиця 3.7

Діелектрична проникність розчинів органічних полімерів і колоїдів

Порошкоподібна КССБ		Порошкоподібний ВЛР		Гідролізований ПАА		КМЦ – 700	
мас.%	ε	мас.%	ε	мас.%	ε	мас.%	ε
0,1	53,9	0,5	53,1	0,1	60,9	0,1	80,8
0,5	23,1	1	30,5	0,25	51,8	0,25	50,4
1	20,4	3	14,6	0,5	38,3	0,5	36,7
5	11,3	5	9,1	1,0	28,3	1,0	9,4

Діелектрична проникність не є адитивною величиною у випадку багатокомпонентного бурового розчину (табл. 3.8).

Таблиця 3.8

Діелектрична проникність глинистих розчинів

Склад розчину , мас. %	ε
Бентонітова глина - 10	17,8
Бентонітова глина - 10; КСІ - 5	48,3
Бентонітова глина - 7	18,4
Бентонітова глина - 7; ГПАА - 0,5; ПВЛР - 5	12,5
Бентонітова глина - 7; КМЦ – 700 – 0,5; ПКССБ – 5	9,5
Бентонітова глина - 7; ГПАА – 0,5; ПВЛР - 5; КСІ – 5	41,0
Бентонітова глина - 7; КМЦ – 700 – 0,5; ПКССБ - 5; КСІ – 5	39,2

Якщо органічні гідрофільні речовини, а також колоїдні глинисті частки збільшують структурованість води в буровому розчині, то додавання неорганічних електролітів призводить до загального збільшення діелектричної проникності. Це ще раз демонструє властивість іонів неорганічних солей руйнувати гідратні шари навколо колоїдних частинок. Під час розробки рецептури бурового розчину параметр діелектричної

проникності допомагає підібрати оптимальне співвідношення органічних і неорганічних речовин .

Результати вимірювань діелектричної проникності цікаво співставити з традиційними дослідженнями набухання глини за методикою Жигача - Ярова. Для дослідження вибрали ті ж розчини, які використовувались при визначенні діелектричної проникності. Результати досліджень наведені у таблиці 3.9.

При загально прийнятій нормі витрат полімерних реагентів зарубіжними фірмами на рівні 2 мас.% в запропонованій рецептурі вміст акрилових полімерів визначений в межах 0,1 – 0,5 мас.%. Крім того, поєднання гуматів з акриловими полімерами забезпечує не тільки високу термостійкість (200°C), а і солестійкість при повному насиченні солями одновалентних металів, що суперечить даним про гумати, наведених у довідниках (наприклад [110]). Можна припустити, що прояв синергізму пов'язаний з утворенням міжмолекулярних комплексів гуматів калію з акриловими полімерами. Цим же можна пояснити менший ступінь термічної деструкції молекулярних комплексів під час прогріву бурових розчинів в автоклавах при температурі 200°C .

Структурно-реологічні параметри бурового розчину можна регулювати у широких межах за рахунок зміни концентрації бентонітової глини, ПВЛР і полімерів. При бурінні у відкладах карбону Дніпровсько-Донецької западини, для яких і призначений гуматноакрилокалієвий буровий розчин, в'язкість і структурні властивості доцільно підтримувати підвищеними. Якщо порівнювати вплив іонів Na^{+} і K^{+} , то швидкість набухання у розчині KCl більша протягом першої години експерименту. Це можна пояснити, по-перше, проникненням води по великих капілярах, які існують між глинистими частинками, де гідратні шари ще слабо впливають на CO води і , по-друге, тим, що менша величина CO розчину NaCl

Кінетика набухання бентонітової глини

Водне середовище	Величина набухання , поділок мікрометра								ε
	Час від початку експерименту , с								
	5	30	60	600	3600	14400	86400		
Розчин 5 мас.% NaCl	25	70	112	177	192	201	203	49,3	
Розчин 5 мас.% KCl	60	125	147	174	184	184	184	50,4	
Розчин 5 мас.% ПВЛР	9	28	39	115	256	476	673	9,1	
Розчин 5 мас.% КССБ	20	63	85	181	267	327	372	11,3	
Розчин 7 мас.% бент. глини, 5 мас.% ПВЛР, 0,5 мас. % ГПАА, 5 мас.% KCl			1	7	29	54	106	41,0	
Розчин 7 мас. % бент.глина, 5 мас.% КССБ,0,5 мас.% КМЦ-700, 5 мас.% KCl		2	4,5	25	43	105	118	39,2	

($\varepsilon = 49,3$) забезпечує меншу величину рушійної сили (ΔCO) ентропоосмотичного потоку. Коли процес охоплює міжшаровий простір глинистих часток, то включаються захисні функції іонів калію, які проникають у тонкі пори, і руйнують гідратні шари. Це забезпечує меншу величину рушійної сили потоку наприкінці експерименту.

3.3.2. Розробка рецептури високоінгібуючого бурового розчину.

У зв'язку зі збільшенням кількості свердловин з проектними глибинами 5000 - 6000 м постає проблема застосування високоінгібуючих і термостійких бурових розчинів. Крім того, бурові підприємства останнім часом відчувають труднощі у забезпеченні реагентами імпортного виробництва. Тому виникла необхідність у розробці високоінгібуючого і термостійкого бурового розчину, рецептура якого базувалась би на реагентах вітчизняного виробництва.

На підставі виконаних досліджень, результати яких наведені вище, з'явилась можливість переглянути інгібуючі властивості хімічних реагентів вітчизняного виробництва [32] і підібрати рецептуру високоінгібуючого бурового розчину, призначеного для широкого застосування (табл. 3.10). Колоїдну основу бурового розчину складає бентонітова глина. Акрилові полімери (гідролізований поліакриламід або гіпан) і вуглелужний реагент виконують функції понижувачів показника фільтрації і захисних колоїдів відносно глинистих часток.

Гумати калію разом з акриловими полімерами утворюють синергетичну суміш, що надає можливість зменшити витрати полімерів. Крім основних компонентів, рецептура гуматноакрикалієвого бурового розчину може додатково включати обважнювачі, мастильні домішки, гідрофобізатори і наповнювачі для попередження поглинань. Головною перешкодою під час буріння на великих глибинах на родовищах ДДз є нестійкість стінок свердловин, що призводить до каверноутворення, недостатнього очищення вибою свердловини, тривалих проробок.

Типовими умовами за своєю складністю можна вважати буріння свердловин на Ново – Українському ГНКР. Погане очищення вибою від уламків порід, їх накопичення у кавернах та раптове осипання обумовлюють прихвати бурильного інструменту, великі витрати на ліквідацію аварій і, нарешті, передчасний спуск обсадної колони.

На семінарі в Краснограді у 2000 році представник фірми "Шлюмберже" П.Майсько порадив, крім застосування прокачок обважнених "пачок" бурового розчину, звернути увагу на гідрогелеві системи, які мають унікальні реологічні властивості і успішно впроваджуються в Західній Африці. П. Майсько навів приклади успішного подолання ускладнень зі стволом під час буріння за рахунок застосування бурових розчинів на основі сумішей гідроксидів металів. Суть технічного рішення полягає у тому, що гідроксиди Al та Mg – це дрібні кристали, нерозчинні у воді, поверхня яких, на відміну від глинистих часток, заряджена позитивно. При контакті з бентонітовою глиною утворюються структури, які надають буровому розчину унікальні реологічні властивості: утворюють структурований гель одразу після припинення дії зовнішньої сили, але цей гель легко руйнується і здатний текти. В результаті у свердловині не всі 100 % бурового розчину перебувають у русі, а утворюються "мертві" зони, які захищають стінки свердловини від шкідливої дії потоку. В результаті застосування фірмою "Elf Aquitaine" бурового розчину на основі сумішей гідроксидів металів у порівнянні зі звичайними полімерними буровими розчинами значно зменшилось каверноутворення, поліпшилось очищення свердловини від шламу при зменшенні у півтора рази продуктивності бурових насосів і удвічі тиску на стояку.

З урахуванням зарубіжного досвіду доцільно розробити малоглинисту полімерну систему бурового розчину, основу якого складала б гідроксиди перехідних металів.

Рецептури гуматноакриловокалієвого бурового розчину

№ п/п	Склад розчину, мас. %				Параметри розчину									
	Глина	ПВЛР	Акриловий полімер		КСІ	ρ, кг/м ³	Т, с	Φ, см ³ /30 хв.	СНЗ 1/10, дПа	η, мПа*с	τ ₀ , дПа	рН	ε	
			ГПАА	Гіпан										
1	4	5	0,5		2	1060	163	4	30/46	50	55	10,0	16,3	
2	4	5	0,5		26	1200	123	8	30/49	25	79	9,5	25,5	
3	5	4	0,1	0,1	5	1080	92	6	25/36	9	41	10,3	18,4	
4	5	4	0,1		26	1200	72	9	25/25	7	59	9,9	27,1	
5	7	5	0,25		7	1130	з.м.в.	8	105/187	47	115	9,8		
6	6	5	0,25		10	1130	155	7	58/92	28	110	9,8		
7	6	5	0,25		26	1200	120	7	44/60	18	63	9,3		
8	5	4	0,5		5	1080	132	4	39/64	14	62	10,1		
9	Розчин №8 після прогріву при 170 °С, 4 години					1080	95	6	28/48	12	52	9,8		
10	розчин №8 після прогріву при 200 °С, 4 години					1080	91	6,5	25/48	11	46	9,6		
11	5	5	0,1	0,5	5	1080	22	6	9/10	3	4	10,5		
12	6	5		1,0	5	1090	55	6	48/54	6	24	11,2		
13	Розчин №12 після прогріву при 150 °С, 4 години					1090	32	18	30/36	12	12	9,7		
14						1090	35	5	25/25	13	8	10,0		
15						1070	25	21	6/7	6	9	9,8		

Типовими умовами за своєю складністю можна вважати буріння свердловин на Ново – Українському ГНКР. Погане очищення вибою від уламків порід, їх накопичення у кавернах та раптове осипання обумовлюють прихвати бурильного інструменту, великі витрати на ліквідацію аварій і, нарешті, передчасний спуск обсадної колони.

На семінарі в Краснограді у 2000 році представник фірми "Шлюмберже" П.Майсько порадив, крім застосування прокачок обважнених "пачок" бурового розчину, звернути увагу на гідрогелеві системи, які мають унікальні реологічні властивості і успішно впроваджуються в Західній Африці. П. Майсько навів приклади успішного подолання ускладнень зі стволом під час буріння за рахунок застосування бурових розчинів на основі сумішей гідроксидів металів. Суть технічного рішення полягає у тому, що гідроксиди Al та Mg – це дрібні кристали, нерозчинні у воді, поверхня яких, на відміну від глинистих часток, заряджена позитивно. При контакті з бентонітовою глиною утворюються структури, які надають буровому розчину унікальні реологічні властивості: утворюють структурований гель одразу після припинення дії зовнішньої сили, але цей гель легко руйнується і здатний текти. В результаті у свердловині не всі 100 % бурового розчину перебувають у русі, а утворюються "мертві" зони, які захищають стінки свердловини від шкідливої дії потоку. В результаті застосування фірмою "Elf Aquitaine" бурового розчину на основі сумішей гідроксидів металів у порівнянні зі звичайними полімерними буровими розчинами значно зменшилось каверноутворення, поліпшилось очищення свердловини від шламу при зменшенні у півтора рази продуктивності бурових насосів і удвічі тиску на стояку.

З урахуванням зарубіжного досвіду доцільно розробити малоглинисту полімерну систему бурового розчину, основу якого складали б гідроксиди перехідних металів.

Схема побудови рецептури включає колоїдну основу (гідрогелі металів + бентонітова глина), органічні стабілізатори – понижувачі фільтрації, а також гідрофобізатори, інгібітори, наповнювачі..

У якості полімерних стабілізаторів використовували гідролізований ПАА виробництва "Оріана", м. Калуш або Поліплас фірми " M-I Drilling Fluids". У якості органічних колоїдів застосовували ПВЛР або милогуматний реагент. Целюлозний реагент введено у рецептуру як постійний компонент з тих міркувань, що він обмежує вибійну фільтрацію і зберігає проникність продуктивних пластів. Для приготування гідрогелю використовували КОН замість NaOH, щоб забезпечити присутність іонів калію у розчині.

Відомо, що адсорбція іонів на поверхні мінералів відбувається згідно закону діючих мас, тобто пропорційно концентрації іонів. Тому вважається, що присутність сторонніх, крім калію, іонів шкодить процесу інгібування. Це обумовлювало використання калієвих систем, не забруднених іонами натрію, що призводило до використання дорогих калієвих лугів замість натрієвих.

Враховуючи новий механізм інгібування гірських порід іонами калію, наведений вище, можна спростити хімічну обробку калієвих бурових розчинів, оскільки іони калію у тонких тріщинах поза конкуренцією, і "забруднення" розчину іонами натрію не знижує ефекта інгібування.

Варіанти рецептур наведені у таблиці 3.11.

З таблиці видно, що рецептури гідрогелевого бурового розчину мають достатньо високі структурно-реологічні властивості, низький показник фільтрації і високу солестійкість (див. п. 5) при низькому вмісті бентонітової глини і полімерів (0,3 – 0,5 мас. %).

Поєднання в рецептурі бурового розчину гуматів калію, калієвих солей жирних кислот і акрилового полімера підвищує інгібуючі властивості

Таблиця 3.4

Рецептури вапняного бурового розчину на основі гідрогелів

№ рецептури	Склад бурового розчину, мас. %										Параметри бурових розчинів									
	Ca(OH) ₂	FeSO ₄	MgSO ₄	ПВЛР	Милогум. реагент	NaCl	Тілоза СНР-6М	ВОБ	КССБ	Нафта	Наповнювач	КМС LV	ρ, кг/м ³	T, c	Φ, см ³ /хв	СНЗ 1/10, дПа	η, мПа·с	τ ₀ , дПа	pH	
1	8		12	5			0,5	2		8	2		1080	38	8	8/12	42	48	10,56	
2	7		12	5			0,2	2		8	2		1080	107	8	12/21	36	30	10,82	
3	9		10		5		0,3				2		1080	186	8	6/21	48	87	13,02	
4	8	10			5		0,2				2		1090	145	6,5	72/141	39	81	12,76	
5	8	10			5	15	0,25		5				1100	154	6	39/90	28	45	11,96	
6	8	10			5				5				1090	26	6	0/0,5	6	3	12,78	
7	7	10				26	0,5		5	20	5		1210	71	7	14/33	22	18	11,41	
8	Буровий розчин зі свердловини 7043 – Шебелинська від 13.04.00													1090	35	36	21/24	4	12	11,52
9	4	3									3	0,2	1170	89	14	66/93	16	18	10,99	

системи. Такий висновок зроблений в результаті аналізу результатів обкатування певної фракції керованого матеріалу (аргіліту) в моделях фільтратів бурових розчинів при різних температурах. Після обкатування, промивання на ситі №1, висушування і зважування були визначені коефіцієнти стійкості (табл. 3.12).

З результатів дослідження видно, що при сполученні милогуматного реагента з гідролізованим ПАА коефіцієнт стійкості аргіліту зростає.

Таблиця 3.12

Результати дослідження інгібуючих властивостей моделей фільтратів бурових розчинів, які вміщують милогуматний реагент

Склад розчину, мас.%	Коефіцієнт стійкості аргіліту, %		
	Обкатування при температурі, °C		
	25	65	150
1. Дистильована вода - 100	90,1	85,8	81,2
2. Дист. вода – 95; КС1 – 5	95,4	93,9	93,2
3. Дист. вода – 96; гумати калію - 2; калієві мила - 2	96,8	96,0	93,4
4. Дист. вода – 95,5; гумати калію- 2; калієві мила – 2; гідролізований ПАА – 0,5	96,8	97,6	97,1

Було виявлено також, що кращий результат можна одержати, якщо розчин ПВЛР використати з розчином солі полівалентного металу, а потім обробляти лугами.

Варіант із застосуванням милогуматного реагента може бути рекомендований для буріння горизонтальних ділянок свердловин.

Рецептури гуматноакрилокалієвого бурового розчину були також досліджені щодо впливу на відновлення проникності кернів. Значна кількість фахівців вважає, що реагенти типу гуматів і акрилових полімерів неможна застосовувати для обробки бурових розчинів під час розкриття

продуктивних пластів, пластовий флюїд який представлений мінералізованими водами хлоркальцієвого типу.

Дослідження проводили на модернізованому приладі для дослідження проникності кернів (ПДПК-М) за стандартною методикою на кернях з проникністю $40 \dots 80 \times 10^{-15} \text{ м}^2$. Досліджували буровий розчин, який вмещував, мас. %: бентонітова глина – 5; сірчаноокислий алюміній – 10; гідроксид калію – 5; ПВЛР – 5; Поліплас – 0,25; ВОБ – 2; нафта – 8; целюлозний реагент – 2. Параметри бурового розчину склали: $T = 70 \text{ с}$; $\Phi = 5 \text{ см}^3/30\text{хв.}$; $\text{pH} = 8,8$. Прокачування бурового розчину проводили при температурі 70°C при перепаді тиску на керні $0,7 \text{ МПа}$. Кірка на робочому торці керну була тонка і щільна. Коефіцієнт відновлення проникності склав $\beta = 35 \%$. Після спилування 2 мм на робочому торці керна коефіцієнт відновлення проникності склав $\beta = 85 \%$. Це свідчить про високі кольматуючі властивості рецептури бурового розчину, здатність захищати поровий простір продуктивних пластів від забруднення і можливість застосовувати дану систему для розкриття продуктивних пластів.

3.4. Висновки до розділу 3

На основі ентропоосмотичного механізму руйнування стінок свердловин сформульовані принципи попередження руйнування, які базуються на ізоляції системи за рахунок цементації і гідрофобізації стінок та зменшення градієнта структурної організованості води в системі буровий розчин - привибійна зона свердловини.

За результатами лабораторних досліджень інгібуючих властивостей бурових розчинів встановлено, що:

гідроксид кальцію має найвищий рівень інгібуючих властивостей серед водорозчинних неорганічних речовин, які застосовуються для обробки бурових розчинів;

при спільному використанні вапна і органічних колоїдів (лігносульфонати і гумати) інгібуюча дія посилюється (ефект синергізму);

параметр діелектричної проникності добре корелює з величинами осмотичних тисків рідин і його можна застосовувати для оцінки осмотичних властивостей бурових розчинів.

На рівні винаходів розроблені нові рецептури вапняного та гуматноакрилокалієвого бурових розчинів.

РОЗДІЛ 4

ПРОМИСЛОВІ ВПРОВАДЖЕННЯ ТА ОЦІНКА ЕФЕКТИВНОСТІ МЕТОДІВ ЗБЕРЕЖЕННЯ СТІЙКОСТІ СВЕРДЛОВИН

4.1. Впровадження вапняного бурового розчину на основі органічної колоїдної фази

Впровадження вапняного бурового розчину на основі колоїдної фази проводили на свердловинах № 286, 288 Хрещищенського ГКР, № 363 і 393 Пролетарського ПСГ, 800 Шебелинського ГКР, 163 Більського ГКР, Дніпровсько - Донецької западини, № 24 Мурманська та № 82 П.Северо - Кільдінська на шельфі Баренцевого моря і № 10 Шмідта і № 14 Штормова на шельфі Чорного моря. Впровадження, як правило, відбувалось в складних гірничо-геологічних умовах, пов'язаних з порушенням стійкості стінок свердловин, поглинаннями, газопроявами.

Свердловина 800 Шебелинська проектною глибиною 7000 м закладена на північному крилі Шебелинського підняття з метою визначення перспектив нафтогазоносності нижньо- і середньокам'яновугільних відкладів. Найскладнішим у геологічному відношенні і найбільшим за виходом з-під башмака попередньої колони був інтервал буріння під 324 мм технічну колону. Це зумовлено такими факторами:

продуктивні газові пласти пермського віку мають пластовий тиск 3,8 МПа (коефіцієнт аномальності – 0,25), а початковий тиск пластів, що залягають вище і нижче, перевищує рівень гідростатичного;

пласти кам'яної солі і галопелітів спричиняють насиченню бурового розчину сіллю і доведення його густини як мінімум до 1260 кг/м³;

відклади нижньої пермі та верхнього карбону вміщують численні пласти аргілітів, чутливих до водного середовища бурових розчинів.

Надглибокі свердловини 500, 600 і 700, що бурилися у 70-х роках на вапняному розчині, були проведені без поглинань і успішно випробувані. Це

дозволило рекомендувати вапняний розчин на основі лігносульфонатів для свердловини 800 Шебелинська.

Для мінералізованого вапняного розчину спочатку були запроєктовані такі параметри: густина $\rho = 1240 \dots 1250 \text{ кг/м}^3$, умовна в'язкість $T = 30 \dots 60 \text{ с}$, показник фільтрації $\Phi = 10 \dots 12 \text{ см}^3/30 \text{ хв.}$, статичне напруження зсуву $\text{СНЗ}_{1/10} = 5/30 \dots 20/40 \text{ дПа.}$, $\text{pH} = 10 \dots 12$.

Складність підтримання густини не вище 1250 кг/м^3 була пов'язана з тим, що при бурінні долотом діаметром 393,7 мм з кожним довбанням у розчин надходила така кількість вибуреної породи, з якою не справлялися вібросито і пісковідділювач. Підтримувати концентрацію вуглеводнів у розчині на запроєктованому рівні 30% не було можливості через високу вартість нафти. Тому густина розчину інколи піднімалася до 1320 кг/м^3 . Завдяки закріплюючим властивостям вапняного розчину при розкритті газових пластів з аномально низьким пластовим тиском не було поглинань навіть при репресії 23 МПа. Відносно висока густина не виключила надходження газу і насичення ним бурового розчину з пластів, що були розкриті, починаючи з глибини 1455 м.

Внаслідок агресивної дії хемогенних порід показник фільтрації не вдалося підтримувати нижчим $15 \text{ см}^3/30 \text{ хв.}$ Таким його залишили і в теригенних відкладах з пластами аргілітів, де він не мав перевищувати $8 \text{ см}^3/30 \text{ хв.}$ Треба зазначити, що стан стінок свердловини був не гіршим, ніж на свердловинах 500, 600 і 700, де хемогенні відклади були перекриті колоною, а показник фільтрації знаходився на рівні 4-6 $\text{см}^3/30 \text{ хв.}$

Регулювання показника pH вапняного розчину проходило також з труднощами. Внаслідок того, що на бурову привозили вапно низької якості, витрачалось багато цього матеріалу і додаткової ручної праці, пов'язаної з його просіюванням. Показник pH становив близько 10 з тимчасовим зниженням до 8...9. Очевидно, що недонасиченість гідрокисом кальцію певною мірою знижувала закріплюючі властивості вапняного розчину.

Під час буріння в інтервалі 1360 - 3788 м виникло кілька прихватів, які були викликані довгим часом знаходження інструменту в свердловині без руху (при вибої 3056 м внаслідок вимикання електроенергії на 15 годин; при вибої 3221 м внаслідок обриву талевого канату під час буріння; при вибої 3716 м внаслідок заклинювання бурильної колони, що збіглося з вимиканням електроенергії). Дані оббурювання і геофізичних досліджень показали, що місця прихватів зв'язані з високопроникними водоносними пластами. Це дає підстави припустити, що водоносні пласти гірше кольматуються вапняними розчинами при недостатньо високих показниках рН, ніж газонасні пласти з аномально низьким тиском.

При бурінні під 324 мм колону також спостерігались поглинання бурового розчину: на глибині 2360 м - 52 м^3 і наступного дня - ще 55 м^3 ; під час проробки на глибині 2088 м - 45 м^3 і через добу ще 45 м^3 на глибині 2054 м; під час роботи кільцевою фрезою - 100 м^3 і наступного дня ще 100 м^3 на глибині 2300 м. Усі поглинання ліквідовані після введення в буровий розчин наповнювача. Найвірогідніша причина поглинань - здертя закріплюючої непроникної кірки з пластів пісковиків під час проробки або роботи кільцевою фрезою.

Геофізичні дослідження на глибині 3738 м виявили погіршення стану стволу свердловини. Враховуючи довгий час роботи 426 мм обсадної колони і можливість її зім'яття при поглинанні, а також ускладненість стінок свердловини, було прийнято рішення спустити 324 мм колону на досягнуту глибину. Спуск у чотири секції був проведений успішно.

Витрати хімреагентів і матеріалів на приготування і регулювання параметрів вапняного бурового розчину порівняно з свердловинами 500, 600 і 700 у тому самому інтервалі буріння були невеликі, незважаючи на поглинання близько 400 м^3 бурового розчину і повну насиченість сіллю.

Таким чином, використання вапняного розчину на основі органічної колоїдної фази дало можливість пробурити інтервал 1360 - 3738 м у складних гірничо-геологічних умовах [35].

Розвідка і розробка родовищ нафти і газу на шельфі арктичних морів зв'язана з бурінням глибоких свердловин крізь нестійкі глинисті відклади. На процес буріння впливають важкі кліматичні і погодні умови, які обумовлюють збільшення часу контакту ствола свердловини з буровим розчином. Інтенсивне диспергування вибуреної породи утруднює регулювання параметрів бурового розчину, призводить до наробки зайвого об'єму, який в умовах морського буріння важко утилізувати.

Під час проходки свердловин на шельфі Баренцевого моря протягом ряду років використовували глинистий буровий розчин на основі лігносульфонатів, розроблений інститутом ВНДКРнафта. Наприклад, на свердловині 23 Мурманська під час використання цього бурового розчину на боротьбу ускладненнями ствола свердловини було витрачено 525 годин (більше 900 тис. крб. за цінами до 1991 року), додатково витрачено хімреагентів на 80 тис.крб., а свердловина не була добурена до проектної глибини.

Коли на свердловині 24 Мурманська склалася критична ситуація, було прийняте рішення застосувати вапняний буровий розчин на основі органічної колоїдної фази. В результаті через 34 години ускладнений ствол свердловини в інтервалі 2705 - 2823 м був відновлений і хімічно закріплений, і далі було продовжено поглиблення свердловини.

В процесі проробок відбувались запресовки шламу з втратою циркуляції і обертання інструменту. Завдяки застосуванню раніше відпрацьованих прийомів роботи, відновлення циркуляції і звільнення інструменту не відбирало багато часу.

Під час буріння свердловини до проектної глибини проробок ствола, пов'язаних з осипанням порід, не було. Після тривалих перерв у бурінні, за причиною метеовідстою бурового судна, мали місце нетривалі проробки, обумовлені течією порід під дією гірського тиску. При цьому заклинювання чергувалися з інтервалами вільного спуску інструменту, шлам на вибої був відсутній. Спуск обсадних колон відбувався без посадок. Під час

закачування цементного розчину підвищення тиску не було, буферні рідини не застосовувались.

При використанні вапняного розчину не спостерігалось диспергування вибурених глинистих часток. Геофізичними методами було визначено, що з переходом на вапняний розчин, шлам, який виходив з свердловини, став однорідним, а шматків породи, які б свідчили про порушення стійкості стволу, не було.

Проведення геофізичних досліджень у свердловинах ускладнювалось тим, що фільтрат вапняного бурового розчину не надходив у продуктивні пласти. Це, з одного боку, погіршувало одержані результати геофізичних досліджень, але, з другого боку, свідчило про утворення на стінках пластів – колекторів непроникного шару, який захищає продуктивні пласти від забруднення фільтратом і твердими частками на стадії первинного розкриття та від фільтрату і твердих частинок цементного розчину на стадії кріплення.

Під час розкриття газоносних пластів з аномально високими тисками буровий розчин був обважнений до густини $\rho = 1960 \text{ кг/м}^3$. Незважаючи на високу вибієну температуру (130°C), параметри розчину були стабільні при мінімальних витратах реагентів. Нафта і продукти на її основі не використовувались. Свердловина 24 Мурманська стала першою серед багатьох на шельфі Баренцевого моря, яка була успішно добурена до проектної глибини.

Вапняний буровий розчин також використовували на свердловині 82 Северо-Кільдінська. Ця свердловина протягом дев'яти місяців знаходилась у консервації. Роботи з переведення на вапняний розчин і відновлення стволу в інтервалі 1936 - 2335 м проводились одночасно. Закріплення стволу відбувалось повільніше, ніж на свердловині 24 Мурманська через низьку температуру бурового розчину і більш високий ступінь руйнування стінок свердловини.

Проробка кожних нових 30-50 м стволу супроводжувались осипанням шламу з каверн і прихватом інструменту. Через 2 - 3 доби після контакту

стінок свердловини з буровим розчином осипання припинялись. На відновлення стволу було витрачено близько трьох тижнів. Тільки ця операція з відновлення стволу свердловини забезпечила економічний ефект 250 тисяч карбованців (в цінах до 1991 року).

На свердловинах 24 Мурманська, 82 Северо - Кільдінська та інших на шельфі Баренцевого моря вапняний буровий розчин використовували під час консервації протягом багатьох місяців. Після розконсервування свердловин спуск бурильного інструменту відбувався без проробок, що свідчить про надійне закріплення стінок.

Вапняний буровий розчин на основі органічної колоїдної фази застосовували також при бурінні похилих свердловин 10 Шмідта і 14 Штормова на шельфі Чорного моря. З досвіду буріння свердловини 10 Шмідта особливий інтерес викликає те, що при повній відсутності в буровому розчині спеціальних мастильних домішок і нафти було здійснено розходження і обертання 245 мм обсадної колони у стволі, з кутом відхилення від вертикалі 22° [66].

Вапняний буровий розчин на основі органічної колоїдної фази використовували під час розкриття продуктивних пластів на свердловинах 263 і 393 Пролетарського ПСГ. Спочатку використовували гіпановий буровий розчин.

На свердловині 263 Пролетарській перевод здійснювали після розбурювання цементного стакану після кріплення 245 мм проміжної колони шляхом розбавлення на дві третини глинистого гіпанового бурового розчину і обробкою через фрезерно – струмінний млин вапном і хлористим натрієм. Паралельно вводили нафту і рідку КССБ. Параметри підтримували такі: густина $\rho = 1180 \dots 1200 \text{ кг/м}^3$; умовна в'язкість $T = 30 \dots 50 \text{ с}$; показник фільтрації $\Phi = 10 \dots 15 \text{ см}^3/30\text{хв.}$; рН = 11...12; вміст солі – 10...12 %.

Під час буріння в інтервалі 1350 – 1920 м було відмічено добре очищення бурового розчину від вибуреної породи. Не було необхідності

понижувати в'язкість і густину шляхом розбавлення, як це практикувалось на гіпановому буровому розчині.

Під час буріння в інтервалі продуктивних пластів стався злам бурильного інструменту і його падіння на вибій. Завдяки ізоляції продуктивних пісковиків непроникним шаром інструмент не був прихвачений і був легко піднятий.

Перед проведенням перфорації вапняний буровий розчин був замінений на спеціальну рідину. Під час освоєння свердловина уже через 4,5 години запрацювала сухим газом.

Вапняний буровий розчин з свердловини 263 Пролетарська був перекачений у ємності свердловини 393 Пролетарська і був вдруге використаний під час розкриття продуктивних пластів. Хімічна обробка на цій свердловині відрізнялась тим, що замість КССБ використовували ПВЛР у буровому розчині з мінералізацією 10 %.

Геофізичні дослідження показали, що діаметр стволів на обох свердловинах близький до номінального. Цими ж дослідженнями були чітко виділені інтервали залягання продуктивних пластів.

Газогідродинамічними дослідженнями було встановлена висока досконалість розкриття продуктивних пластів і збільшення дебітів газу на свердловинах 263 і 393 Пролетарських на 18 і 20 %.

Цікавий досвід застосування вапняного бурового розчину був одержаний під час буріння пошукової свердловини 704 Західно-Шебелинська, яка призначена для виявлення продуктивних пластів верхнього, середнього та нижнього карбону.

В інтервалі буріння 850 - 2700 м під проміжну 324 мм обсадну колону проектом було передбачено застосування звичайного мінералізованого глинистого бурового розчину. Цей інтервал включає несумісні відкладення теригенного тріасу, хемогенної пермі, теригенного верхнього карбону, а також численні газоносні пласти з аномально низькими тисками ($K_a = 0,25$).

При досягненні глибини 1755 м у виснажених газоносних відкладеннях картамишу нижньої пермі виникло катастрофічне поглинання бурового розчину, який мав параметри: $\rho = 1260 \text{ кг/м}^3$; умовна в'язкість $T = 30 \text{ с}$. Установлення тринадцяти соляро-бентонітових і цементно-бентонітових тампонів не дало результату. Спроби продовжити буріння без виходу циркуляції також не вдалися внаслідок важких проробок, осипань стінок свердловини, затяжок бурильного інструменту. Двічі робились спроби застосування гідрофобно-емульсійного бурового розчину з густиною $\rho = 950 \dots 1000 \text{ кг/м}^3$, але через недостатню кількість емульгаторів і відсутність стабілізаторів обернена емульсія на вибої свердловини перетворювалась на пряму з нерегульованою фільтрацією і низькою в'язкістю.

Внаслідок ускладнення стану ствола свердловини, загрози зім'яття 426 мм обсадної колони при зниженні рівня у свердловині під час поглинань, неможливість підтримувати низьку величину густини мінералізованого бурового розчину було вирішено обсадити свердловину 324 мм колоною до глибини 1700 м в підощву хомогенних відкладень і продовжити поглиблення на прісному малоглинистому буровому розчині при густині $\rho \leq 1100 \text{ кг/м}^3$. Після спуску і кріплення 324 мм колони до глибини 1698 м буріння свердловини продовжувалось через зони найбільшого дренавання продуктивних горизонтів в інтервалах 1700 – 1785, 1815 - 1830 м і 1885 - 1910 м з використанням прісного малоглинистого полімерного бурового розчину з густиною $\rho = 1040 \dots 1080 \text{ кг/м}^3$. Для боротьби з поглинаннями було продовжено використання технології періодичного (в випадках виникнення поглинань) встановлення цементних з густиною $\rho = 1800 \text{ кг/м}^3$ і цементно-бентонітових тампонів з густиною $\rho = 1360 \text{ кг/м}^3$. Внаслідок частого встановлення тампонів і їх розбурювання буровий розчин постійно вміщував гідроксид кальцію на рівні 2,5 – 3,5 мас. %.

Після установлення цементного тампона під башмаком 324 мм колони до глибини 2571 м буріння проходило без поглинання. При цьому поступово густина бурового розчину зростала до $\rho = 1160 \text{ кг/м}^3$, рН понижувався до 9,

При досягненні глибини 1755 м у виснажених газоносних відкладеннях картамишу нижньої пермі виникло катастрофічне поглинання бурового розчину, який мав параметри: $\rho = 1260 \text{ кг/м}^3$; умовна в'язкість $T = 30 \text{ с}$. Установлення тринадцяти соляро-бентонітових і цементно-бентонітових тампонів не дало результату. Спроби продовжити буріння без виходу циркуляції також не вдалися внаслідок важких проробок, осипань стінок свердловини, затяжок бурильного інструменту. Двічі робились спроби застосування гідрофобно-емульсійного бурового розчину з густиною $\rho = 950 \dots 1000 \text{ кг/м}^3$, але через недостатню кількість емульгаторів і відсутність стабілізаторів обернена емульсія на вибої свердловини перетворювалась на пряму з нерегульованою фільтрацією і низькою в'язкістю.

Внаслідок ускладнення стану ствола свердловини, загрози зім'яття 426 мм обсадної колони при зниженні рівня у свердловині під час поглинань, неможливість підтримувати низьку величину густини мінералізованого бурового розчину було вирішено обсадити свердловину 324 мм колоною до глибини 1700 м в підшву хемогенних відкладень і продовжити поглиблення на прісному малоглинистому буровому розчині при густині $\rho \leq 1100 \text{ кг/м}^3$. Після спуску і кріплення 324 мм колони до глибини 1698 м буріння свердловини продовжувалось через зони найбільшого дренавання продуктивних горизонтів в інтервалах 1700 – 1785, 1815 - 1830 м і 1885 - 1910 м з використанням прісного малоглинистого полімерного бурового розчину з густиною $\rho = 1040 \dots 1080 \text{ кг/м}^3$. Для боротьби з поглинаннями було продовжено використання технології періодичного (в випадках виникнення поглинань) встановлення цементних з густиною $\rho = 1800 \text{ кг/м}^3$ і цементно-бентонітових тампонів з густиною $\rho = 1360 \text{ кг/м}^3$. Внаслідок частого встановлення тампонів і їх розбурювання буровий розчин постійно вміщував гідроксид кальцію на рівні 2,5 – 3,5 мас. %.

Після установлення цементного тампона під башмаком 324 мм колони до глибини 2571 м буріння проходило без поглинання. При цьому поступово густина бурового розчину зростала до $\rho = 1160 \text{ кг/м}^3$, рН понижувався до 9,

На рисунку також позначені глибини, при яких виникли поглинання бурового розчину. Параметр P_m , згідно стандарту Американського нафтогазового інституту, вимірюється мілілітрами 0,02 N сірчаної кислоти, які витрачені на нейтралізацію гідроксидів під час титрування одного мілілітру бурового розчину. Цей параметр дає досить точне уявлення про кількість гідроксиду кальцію у буровому розчині.

Під час буріння інтервалу 1833 - 2040 м і частково 2040 - 2435 м цілеспрямовано використовували вапняний буровий розчин, який було започатковано з моменту розбурювання цементного тампону і далі підтримували вміст гідроксиду кальцію на рівні 2,5 – 3,5 мас. %, а $pH = 12,5$ за рахунок обробки бурового розчину цементом. При вибої 2040 м під час спуску бурильного інструменту свердловина поглинула. Геологічна причина виникнення несподіваних поглинань у тому ж самому інтервалі під башмаком 324 мм колони, можливо, пов'язана з існуванням геологічного порушення, яке обумовило катастрофічні поглинання під час буріння з 1966 по 1973 роки свердловин 360, 610, 325 і 514, які розташовані на одній умовній лінії з свердловиною 704. Зовнішньою причиною, яка ініціює розкриття зацементованих тріщин поглинаючих пластів, можливо є пульсація гравітаційного поля, дія якого поки що не береться до уваги. Поглинання було ліквідоване закачуванням цементно-бентонітового тампона в зону поглинання під башмаком 324 мм колони.

При бурінні наступного підінтервалу 2040 - 2435 м (див. рис. 4.1.) під час спуску бурильного інструменту при вибої 2188 м знову поглинула буровий розчин, який мав параметри: $\rho = 1140 \text{ кг/м}^3$, $T = 90 \text{ с.}$; $\Phi = 7 \text{ см}^3/30 \text{ хв.}$; $CH_{3/10} = 30/48 \text{ дПа}$; $pH = 12,5$; вміст гідроксиду кальцію – 3,3 %. В даному випадку було вирішено цементний тампон не встановлювати, а зробити витримку протягом доби з тим, щоб гідроксид кальцію з бурового розчину утворив в'язучу речовину з матеріалом гірських порід і закольматував тріщини, через які відбувалося поглинання. Через добу

свердловину долили до устя буровим розчином, відновили циркуляцію і продовжили поглиблення свердловини.

Цей результат цікаво співставили з досвідом застосування американською фірмою “Amoko Production Co” вапняного бурового розчину на шельфі мексиканської затоки поблизу Техасу [152]. Свердловину Mustang Island A-111, яку бурили з допомогою бурового розчину на нафтовій основі, вимушені були обсадити колоною раніше внаслідок поглинань, які не могли ліквідувати. Свердловину A-110, яку бурили на вапняному буровому розчині добурили до проектної глибини 5693 м завдяки тому, що гідророзриви, які час від часу виникали, самозаліковувались при контакті з гідроксидом кальцію. Операція з ліквідації поглинання була дуже простою: бурильний інструмент піднімали у башмак, а у спокійному стані стінки закріплювались (the hole was allowed to heal).

Ця операція проводилась кілька разів і не супроводжувалась застосуванням наповнювачів.

Слід зазначити, що під час буріння свердловини 800 Шебелинська в інтервалі несумісних відкладень теригенного тріасу, хемогенної пермі і теригенного верхнього карбону згідно конструкції, яка була запроектована і для свердловини 704, застосовувався мінералізований вапняний буровий розчин з густиною $\rho \geq 1260 \text{ кг/м}^3$ [35]. Відсутність поглинань під час розкриття цих несумісних пластів можна пояснити тільки застосуванням вапняної системи бурового розчину, яка забезпечувала цементування тріщин, що попереджувало виникнення поглинання.

На свердловині 704 Західно-Шебелинська після проходження газоводяного контакту на глибині 2275 м застосування вапняного бурового розчину було припинено внаслідок того, що не було можливості придбати високоактивне тонкоподрібнене вапно, а використання сухого цементу призводило до його осідання у ємності і всах бурових насосів. Перехід на малоглинистий полімерний буровий розчин здійснювали шляхом нейтралізації частини гідроксиду кальцію сірчаноокислим залізом (0,15

мас.%) і кальцинованою содою (0,15 %) зі зниженням рН до 9 (див. рис.4.1, інтервал 2000 – 2435 м). При вибої 2435 м свердловина поглинула буровий розчин, який мав параметри: $\rho = 1100 \text{ кг/м}^3$; $T = 49 \text{ с.}$; $\Phi = 9,5 \text{ см}^3/30 \text{ хв.}$; $\text{СНЗ}_{1/10} = 63/75 \text{ дПа}$; $\text{рН} = 7$; вміст гідроксиду кальцію - 0 %. В буровий розчин додали наповнювач (тирсу), відновили циркуляцію і продовжили поглиблення, але при вибої 2454 м знову виникло поглинання. Тільки після встановлення цементно-бентонітового тампону, який вміщував 20 т цементу, поглинання було ліквідоване. Після розбурювання тампону буровий розчин вміщував 2,9 мас. % гідроксиду кальцію і мав $\text{рН} = 12,5$. Обробка розчину кальцинованою содою (0,3 мас.%) і сірчанокислим залізом (0,15 мас.%) дещо знизило його закріплюючі властивості. При поступовому зниженні рН до 9,5, а параметру P_m до 2 свердловина була поглиблена до 2747 м, коли знов виникло поглинання (див. рис.4.1, інтервал 2435 – 2747 м).

Після встановлення тампону, який вміщував 20 т цементу, і його розбурювання, буровий розчин вміщував 3,3 мас. % гідроксиду кальцію і мав $\text{рН} = 12,5$. Знову була проведена часткова нейтралізація гідроксиду кальцію кальцинованою содою і сірчанокислим залізом до 14 і продовжено буріння свердловини з поступовим зниженням рН. Коли P_m упав до 5, а $\text{рН} = 10,3$ при вибої 3123 м свердловина поглинула.

Наведені вище дані дають можливість виявити для свердловини 704 Західно-Шебелинської певну закономірність:

при вмісті вапна в буровому розчині на рівні 2,5 – 3,5 мас. % існує можливість ліквідувати поглинання за рахунок самозаліковування тріщин на стінках свердловини;

при відсутності або при низькій концентрації вапна лише додавання наповнювачів не забезпечує попередження виникнення і ліквідацію поглинання.

Основні технологічні результати від впровадження способу розриву гідродинамічного зв'язку у системі БР – ПЗС наведені у таблиці 4.1.

4.2. Впровадження гуматноакрилокалієвого бурового розчину

Відкладення мезокайнозою і верхньої пермі на території ДДЗ включають накопичення неогену, палеогену, крейди, юри, тріасу, верхньої пермі різної потужності.. Центральна частина ДДЗ внаслідок найбільшого занурення фундамента має найпотужнішу товщу цих відкладень, а прибортові зони (південна, північна) мають виклинені чи значно зменшені товщини цієї частини розрізу. Загальна потужність мезокайнозою і верхньої пермі на ДДЗ становить 500...2800 м. В напрямку поглиблення розріз складений глинами, пісками, крейдою, мергелем, алевролітами, вапняками, доломітами, ангідритами. Пластові температури в найпотужнішій частині розрізу досягають 80 °С.

Відкладення карбону представлені нестійкими глинистими породами – аргілітами, пісковиками, алевролітами, вапняками, доломітами. Продуктивні відкладення представлені в основному пісковиками з домішками карбонатів, доломітів. Вибійні температури в глибоких свердловинах сягають 180 °С.

Пермські хемогенні товщі складені чергуванням кам'яної солі, ангідритів, доломітів, вапняків з пластами чи пропластками пластичних калійно – магнієвих солей або частково засолонених порід (Березівсько – Котелевська зона, прибортові Південна, Північна зона ДДз та ін.). Девонська соленосна товща представлена кам'яною сіллю.

Загальна потужність відкладень нижньої пермі - від кількох десятків до кількох сотен метрів; штоки девонської солі можуть залягати до фундаменту.

Температури в середньому складають від 50 до 120 °С.

Приготування і застосування рецептур гуматноакрилокалієвих бурових розчинів не має значних відмінностей від наявної технології і може відбуватись з допомогою традиційного обладнання: приймальних ємностей,

Технологічні і економічні результати впровадження фізико – хімічних способів

збереження стійкості стінок свердловин

Свердловини	Інтервал буріння, м	Економічний ефект, тис. крб.	Технологічний результат	Технологічні параметри			
				ρ , кг/м ³	Φ , см ³ /30хв.	pH	Вміст солі, %
1	2	3	4	5	6	7	8
800 Шебелинська	1360 ... 3738	Не розрах.	Можливість поглиблювати свердловину в інтервалі залягання несумісних пластів	1260 ... 1320	10 ... 15	10 ... 11	26
24 Мурманська	2705 ... 4500	280	Буріння до проектної глибини, відсутність забруднення моря	1960	4 ... 5	12,5	--
82 Северо Кільдінська	1936 ... 4500	250	Буріння до проектної глибини, відсутність забруднення моря	1920	4 ... 5	12,5	--
263 Пролетарська	1350 ... 1920	120	Підвищення стійкості стінок, якості розкриття пластів, дебіту газу на 18 %	1180 ... 1200	10 ... 15	11– 12	10
393 Пролетарська	1350 ... 1930	150	Підвищення стійкості стінок, якості розкриття пластів, дебіту газу на 20 %	1180 ... 1200	10 ... 15	11... 12	10

одна чи дві з яких обладнано перемішувачами, фрезерно – струмінного млина, глиномішалки, однієї чи кількох воронок для дозованої подачі сипучих реагентів.

З очисного обладнання повинні знаходитись в справному стані вібросито з 2 типорозмірами сіток та піско- та муловідділювачі.

В інтервалі буріння під проміжну та експлуатаційну колони для очищення розчину від вибуреної, подрібненої (перетертої) породи доцільно встановити центрифугу.

Приготування рецептур гуматноакрилокалієвого бурового розчину полягає у певній послідовності введення хімреагентів. Для цього:

1) у глиномішалці попередньо диспергують ПВЛР в кількості 600...700 кг. В якості постачальника гуматів можливо використовувати торф чи буре вугілля, для чого їх попередньо гідратують в лужному середовищі (КОН) при співвідношенні (торф, буре вугілля) : луг = 10 : 3. Цю операцію можливо зробити в окремій ємності чи глиномішалці. Для цього заливають ½ об'єму глиномішалки водою, завантажують торф (буре вугілля) – 600...700 кг з розрахованою кількістю КОН. Перемішують не менше трьох годин і випускають в приймальну ємність. До вирівнювання параметрів перемішують;

2) хлористий калій подається насухо через воронку в приймальну ємність при перемішуванні до вирівнювання параметрів розчину;

3) гідролізований ПАА (фіннпол – 35, поліплас та ін.) вводиться насухо через воронку при перемішуванні в приймальну ємність; або попередньо розчиненим в глиномішалці (ємності). КМЦ низько-, або середньов'язких модифікацій вводиться насухо через воронку при перемішуванні в приймальну ємність;

4) високоокислений бітум (ВОб) або гільсоніт подають в порошкоподібному вигляді через воронку при перемішуванні; або розчиненим у дизпаливі (або нафті) у співвідношенні ВОб:дизпаливо = 1:4;

5) резінекс подають насухо через воронку при перемішуванні в

приймальну ємність;

б) барит та інші обважнювачі вводять через воронку при перемішуванні до потрібної густини.

Гуматноакрилокалієвий буровий розчин впроваджувався на свердловинах 72 Валюхівського, 33 Байракського, 100 і 108 Кулічихівського, 507 Семенцівського, 203 Яблунівського, 103, 110, 520 Абазівського, 63 Юльївського, 112, 114, 115 Котелевського, 51 Острроверхівського, 55 Шевченківського, 51 Семеренківського, 88 Тимофіївського ГКР Дніпровсько - Донецької западини.

Основна рецептура гуматноакрилокалієвого бурового розчину включає, мас. %: глина бентонітова – 4 ... 6; ПВЛР – 4 ... 6; акриловий полімер (гіпан або гідролізований ПАА) – 0,2 ... 0,5; хлористий калій – 3 ... 20.

На свердловині 112 Котелевська, наприклад, перехід на гуматноакрилокалієвий буровий розчин почали з глибини 4450 м (башмак колони 324 мм на глибині 2754 м).

Параметри бурового розчину були : $\rho = 1240 \text{ кг/м}^3$, $T = 87 \text{ с}$, $\Phi = 5,5 \text{ см}^3 / 30 \text{ хв}$, $\text{СНЗ}_{1/10} = 64 / 70 \text{ дПа}$, $\text{pH} = 9$. Вміст твердої фази - 27 мас. % , нафти - 10 об. % , КСІ - 3 мас. % .

Розчин обробили ПВЛР, акриловим полімером - фіннпол - 35, фіннфіксом, хлористим калієм, після чого він набув властивості гуматноакрилокалієвого розчину.

Параметри під час застосування розчину відзначались стабільністю: $\rho = 1190 \dots 1370 \text{ кг/м}^3$, $T = 70 \dots 120 \text{ с}$, $\Phi = 5,5 \dots 8,5 \text{ см}^3 / 30 \text{ хв}$, $\text{СНЗ}_{1/10} = 70 \dots 90 / 90 \dots 120 \text{ дПа}$, $\text{pH} = 8 \dots 9,5$.

В залежності від пробурених інтервалів розчин обробляли розчиненим у глиномішалці ПВЛР - 10 ... 15 % реагенту по 4 - 8 м³, іноді спільно з КСІ, фіннполем - 35 по 25 кг сухим чи у водному розчині; фіннфіксом, нафтою. Концентрацію іонів калію K^+ підтримували на рівні 3 мас. %. На свердловині 112 Котелевська завищені показники статичного напруження

зсуву пояснюються надмірною кількістю дрібних частинок вибуреної породи в розчині, яку не в змозі видалити наявні на буровій очисні засоби.

Проробки на обох свердловинах носили профілактичний характер. Буріння не супроводжувалось погіршенням стану стволу свердловини.

Порівняння даних кавернометрії свердловини 112 з раніше пробуреною в тому ж тектонічному блоці на калієвому буровому розчині в свердловині 86 підтверджують високі інгібуючі властивості гуматноакрилокалієвого розчину (рис. 4.2).

Таким чином, система гуматноакрилокалієвого бурового розчину має високу стабільність, термостійкість (температура на вибої свердловини 112 більше 150 °С), високі інгібуючі властивості.

Під час впровадження гуматноакрилокалієвого бурового розчину відчувалась деяка упередженість з боку технологічних служб і фахівців з бурових розчинів з приводу застосування вуглелужного реагента на великих глибинах з високими вибійними температурами і при розкритті продуктивних пластів. Інформація в зарубіжних джерелах, а також вітчизняні публікації [9,32] у захист високих інгібуючих властивостей калієвої форми гуматів дуже повільно засвоюються фахівцями з великим практичним досвідом. Тому реальні позитивні результати з розкриття продуктивних пластів і буріння свердловин у складних гірничо-геологічних умовах із застосуванням гуматів калію у сполученні з акриловими полімерами сприятимуть широкому впровадженню нових і ефективних систем бурових розчинів.

Дані про економічну ефективність гуматноакрилокалієвого бурового розчину тільки за рахунок зменшення витрат на хімічну обробку і тільки по Полтавському ВБР приведені у табл. 4.2.

Економія хімічних реагентів, в першу чергу полімерів виробництва зарубіжних фірм, одержана за рахунок використання синергетичної суміші калієвих гуматів з акриловими полімерами.

Св. 112 - Котелевська Св. 86 - Котелевська

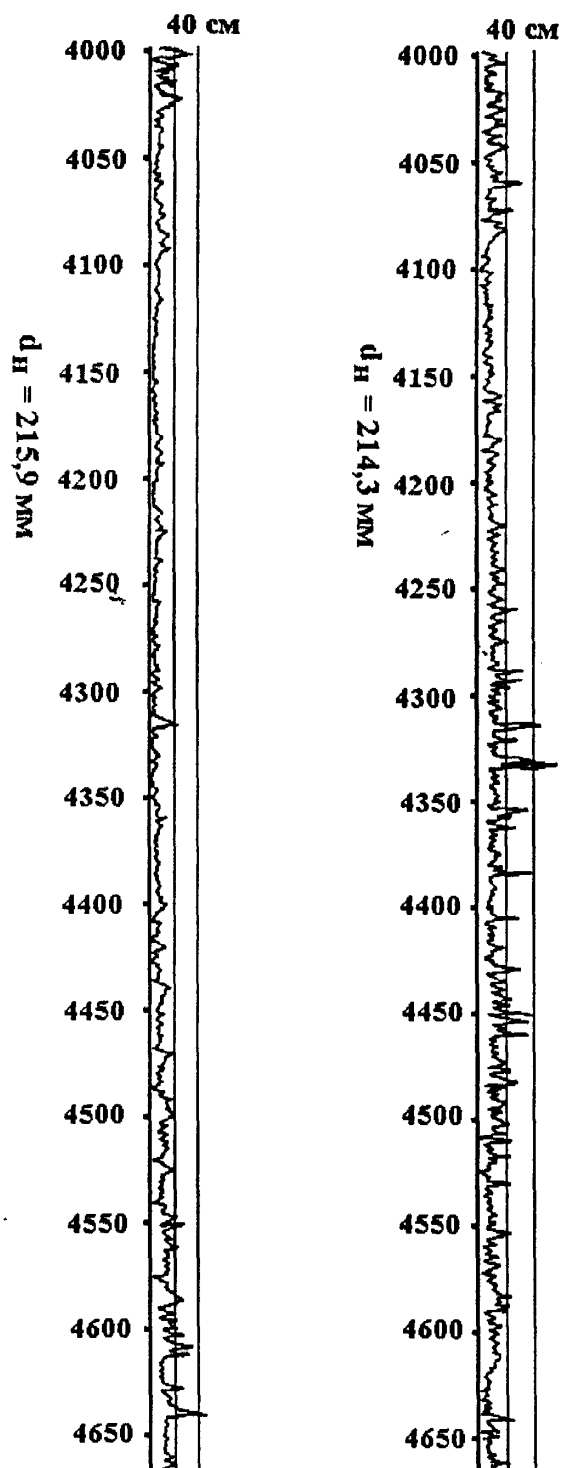


Рис. 4.2 Кавернометрія св. 112 і 86 Котелевського ГКР в інтервалі 4000 - 4700 м у масштабі глибин 1:2500

Таблиця 4.2

Економічна ефективність впровадження гуматноакрилокалієвого бурового розчину на свердловинах Полтавського ВБР

Свердловини	Інтервал застосування	Параметри				Економічний ефект, тис. грн.
		ρ , кг/м ³	Φ , см ³ /30хв	pH	ϵ	
112 Котелевська	4450 – 5842	1370	6 ... 8	8 – 9,5	--	72,0
114 Котелевська	3756 – 6000	1570	6 ... 9	8 – 9,5	--	60,3
115 Котелевська	2551 – 4800	1420	6 ... 8	8 ... 9	18,4 ... 19,0	51,0
33 Байракська	2650 – 4530	1340	6 ... 7	8,5... 9,5	18,5 ... 19,4	37,5
88 Тимофіївська	3147 – 4355	1180	7 ... 8	8 ... 9	19,1 ... 21,5	64,1
51 Семереньківська	1330 – 5409	1380	6 ... 7	8 ... 9	19,5 ... 20,8	48,0

В таблиці наведені також результати вимірів параметра діелектричної проникності. Метою цих вимірів було корегування хімічної обробки бурового розчину для підтримування параметра діелектричної проникності на рівні 20 одиниць.

Для проведення вимірювань проби бурового розчину відбирали до лабораторії бурових розчинів УкрНДІгазу, оскільки прилад поки що виконаний для використання в стаціонарних умовах.

У складі гуматноакрилокалієвого бурового розчину було також проведено промислове випробування дослідної партії розробленого в УкрНДІгазі милогуматного реагента.

Промислові випробування рецептури гуматноакрилокалієвого бурового розчину, яка додатково включала милогуматний реагент, відбулось на свердловині 79 Яблунівського НГКР. Похило-спрямована свердловина №79 спроектована для відбору вуглеводневої продукції з горизонту C_1V_2 (В – 17). На момент проведення промислових випробувань вибій складав 3350 м з зенітним кутом $\alpha = 21^\circ$. Буріння велось на гуматноакрилокалієвому розчині, який включав бентонітову глину, ПВЛР, гіпан, хлористий калій, нафту, КССБ, МАС-200. До випробування милогуматного реагента хімічна обробка бурового розчину проводилася так: ПВЛР диспергували у глиномішалці в розрахунку 400 ...500 кг на 4 м³ води і вводили по циклу; КССБ і гіпан подавали безпосередньо у жолоб. При обробці бурового розчину КССБ відбувалось спінювання (вміст повітря на момент випробувань становив 3 .4 %). Для погашення піни вводили МАС-2090, але подальша обробка розчину КССБ вела до зростання в ньому вмісту повітря. Параметри бурового розчину становили: $\rho = 1160 \text{ кг/м}^3$; $T = 48 \text{ с}$; $\Phi = 6,5$; $CHZ_{1/10} = 180/260 \text{ дПа}$; $pH = 10,5$; вміст хлористого калію – 4 %; вміст іонів кальцію – 0,25 %; коефіцієнт зсуву кірки – 0,146. В буровий розчин надходила пластова вода, яка вміщувала іони кальцію, що призводило до його коагуляції і спінювання. Внаслідок цього зросли структурно-реологічні параметри бурового розчину. Тому перед проведенням промислових випробувань милогуматного реагента здійснили обробку кальцинованою содою і піногасником МАС-200. В результаті знизився вміст іонів кальцію і зменшилися структурно-реологічні параметри бурового розчину.

Милогуматний реагент для обробки бурового розчину в похило-спрямованому інтервалі свердловини готували в глиномішалці, Подрібнене і змішане з ПВЛР господарче мило, МАС-200, хлористий калій

перемішували протягом двох годин. Чотири кубічні метри приготованого розчину вводили в об'єм бурового розчину $V = 160 \text{ м}^3$ протягом двох циклів.

Параметри бурового розчину після обробки милогуматним реагентом стабілізувались на рівні: $\rho = 1150 \text{ кг/м}^3$; $T = 80 \text{ с}$; $\Phi = 6,5$; $\text{СНЗ}_{1/10} = 160/210$ дПа; $\text{рН} = 10,8$; вміст повітря – 2 %; коефіцієнт зсуву кірки – 0,105.

На підставі результатів промислового випробування можна зробити висновок, що рецептура гуматноакрилового бурового розчину, яка додатково включає милогуматний реагент, має високі змащувальні властивості і придатна для застосування під час буріння похило-керованих і горизонтальних ділянок стволу свердловини.

4.3 Висновки до розділу 4

Застосування вапняного бурового розчину представляє собою втілення принципу збереження стійкості стінок свердловин шляхом розриву гідродинамічного зв'язку у системі буровий розчин - привибійна зона свердловини і утворення непроникного шару на стінках свердловини. В результаті впровадження вапняного бурового розчину виявлено:

вапняний буровий розчин можна характеризувати як систему для буріння, коли в одному розрізі зустрічаються несумісні пласти – теригенні, хемогенні, з аномально низьким і аномально високим пластовими тисками, чутливі до дії водного середовища;

рецептури вапняного бурового розчину на основі органічної колоїдної фази витримують дію високих вибійних температур (до 150°C) без втрати технологічних параметрів;

ізоляція продуктивних пластів непроникним шаром забезпечує збереження колекторських властивостей на стадії первинного розкриття і кріплення свердловини;

рецептура вапняного бурового розчину не потребує використання імпорتنих хімічних реагентів, а також нафти і токсичних речовин, що дозволяє характеризувати його екологічно чистим.

Застосування гуматноакрилокалієвого бурового розчину представляє собою реалізацію принципу збереження стійкості стінок свердловин шляхом регулювання рівнів структурної організованості води в системі буровий розчин - привибійна зона свердловини. В результаті впровадження гуматноакрилокалієвого бурового розчину виявлено:

у порівнянні з базовими хлоркалієвими буровими розчинами зростає стійкість стінок свердловин і зменшуються витрати на хімічну обробку бурових розчинів;

рецептура бурового розчину може включати хімічні реагенти тільки вітчизняного виробництва і застосовуватись на родовищах ДДз у складних гірничо-геологічних умовах.

ВИСНОВКИ

1. Запропонована гіпотеза про ентропоосмос, який відображає властивість рідини (розчинника) самодовільно рухатись проти градієнту структурної організованості. Теоретичний аналіз фізико – хімічних явищ (концентраційний, капілярний, електро- та термоосмос, капілярне підняття тощо) і результати вирішальних експериментів з "негативного" осмосу свідчать про те, що самодовільний рух рідини відбувається відповідно з гіпотезою про ентропоосмос.

2. На підставі того, що ентропоосмос виконує роль узагальненого фізико – хімічного явища в системі буровий розчин – проивибійна зона свердловини, розроблено ентропоосмотичну модель руйнування стінок свердловин, яка включає наступні положення:

вода в системі буровий розчин – проивибійна зона свердловини рухається в пори і тріщини гірських порід, де рівень структурної організованості є вищий;

згідно з узагальненим синергетичним принципом у привибійній зоні свердловини відбувається самоорганізація речовини і енергії, що призводить до нагромадження напружень;

коли напруження у масиві гірських порід дорівнюють межі їх міцності, тоді настає руйнування стінок.

Оцінка адекватності ентропоосмотичної моделі руйнування стінок свердловин показала, що вона відповідає прийнятним у науці вимогам.

3. На основі проведених лабораторних досліджень встановлено, що параметр діелектричної проникності водних розчинів добре корелює з їх осмотичними тисками і може застосовуватись для визначення рівнів структурної організованості у системі буровий розчин – привибійна зона свердловини і складання рецептур високоінгібуючих бурових розчинів.

4. В результаті лабораторних досліджень визначено, що з неорганічних компонентів бурового розчину найбільші інгібуючі властивості має

гідроксид кальцію, за ним – хлористий калій. При спільному використанні гідроксида кальцію та хлористого калію з органічними колоїдами – лігносульфонатами або гуматами – їх інгібуюча дія посилюється (ефект синергізму).

5. Запропоновані несуперечливі пояснення механізмів інгібуючої дії гідроксида кальцію та хлористого калію:

молекули і колоїдні частинки гідроксида кальцію утворюють з алюмінатами та силікатами гірських порід в'язучу речовину, яка заповнює пори та тріщини і закріплює стінки свердловини;

іони калію завдяки тому, що у гідратованій формі мають менший, ніж інші катіони розмір, проникають у найтонші пори і тріщини гірських порід, руйнують там високовпорядковану структуру води, гальмуючи тим самим ентропоосмотичний потік.

6. Розроблені, досліджені в лабораторних умовах і впроваджені під час буріння свердловин рецептури вапняного та гуматноакрилокалієвого бурового розчину. В результаті впровадження вапняного бурового розчину виявлено:

вапняний буровий розчин можна характеризувати як систему для буріння, коли в одному розрізі зустрічаються несумісні пласти – теригенні, хемогенні, з аномально низькими пластовими тисками, чутливі до водного середовища;

рецептури вапняного бурового розчину на основі органічної колоїдної фази витримують дію високих вибухних температур (до 150 ° C) без ускладнень при регулюванні технологічних параметрів;

ізоляція продуктивних пластів непроникним шаром забезпечує повне збереження колекторських властивостей на стадії первинного розкриття і кріплення свердловини;

- рецептура вапняного бурового розчину не потребує використання імпортованих хімічних реагентів, а також нафти і токсичних речовин, що дозволяє характеризувати його як екологічно безпечний.

7. В результаті впровадження гуматноакрилокалієвого бурового розчину виявлено, що у порівнянні з базовими хлоркалієвими буровими розчинами зростає стійкість стінок свердловин і зменшуються витрати на хімічну обробку бурових розчинів, а рецептура може включати хімічні реагенти тільки вітчизняного виробництва і призначена для широкого застосування на родовищах ДДз.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Аветисян Н.Г., Шеметов В.Ю. Предупреждение нарушений устойчивости горных пород под действием осмотического массопереноса. - М.: ВНИИОЭНГ, 1980. - 44 с.
2. Андерсон Д.Б., Эдвардс С.Д. Буровой раствор для проводки интервалов, сложенных осыпающимися и обваливающимися сланцами // Инженер-нефтяник. - 1977. - №9. - С. 20-23.
3. Арье А.Г. Физические основы фильтрации подземных вод. - М.: Недра, 1984, - 101 с.
4. Безглинистый буровой раствор: А.с. 1049512 СССР, МПК⁶ С 09 К 7/02. / А.А.Васильченко, П.Г. Кулагин (СССР). - Оpubл. 17.11.1983. Бюл. N39.- 3с.
5. Белфорт Дж., Синаи Н. Исследование релаксации адсорбции воды в пористых стеклах // Вода в полимерах: Пер.с англ. - М.: Мир, 1984. - С. 314-335.
6. Блох А.М. О возможности термодинамического описания микропористой системы порода – вода. (По поводу критических замечаний В.С. Савенко) // Изв. АН СССР. Сер. геол. - -1981. - № 9. – С. 147-150.
7. Бриллинг И.А. Фильтрация в глинистых породах. - М.: ВИЭМС, 1984. – 57 с.
8. Вант-Гофф Я.Г. Роль осмотического давления в аналогии между растворами и газами // Избранные труды по химии. - М.: Наука, 1984. - С. 212-237.
9. Васильченко А.А. Буровые растворы. Сорок лет работы лаборатории. // Питання розвитку газової промисловості України. Вип. XXVI (ювілейний – до 40 – річчя УкрНДГазу).- Харків: УкрНДГаз.- 1999. – С. 154 – 157.

10. Васильченко А.А. Информационные модели физико-химических и геологических процессов // Тез. докл. "IV Международный симпозиум по методологии математического моделирования". – Варна. - 1988. - С. 43-44.

11. Васильченко А.А. Концептуальная модель нелинейного фильтрационного эффекта / Тез. докл. II Всес. науч – техн. конф. "Вскрытие нефтегазоносных пластов и скважин". – М., 1988. – С. 320-321.

12. Васильченко А.А. Методология построения моделей процессов самоорганизации в геологии // V Междунар. симпозиум "Методология математического моделирования". – Варна. - 1990. - с. 243 - 245.

13. Васильченко А.А. Модель формирования рапоносных линз и механизм рапопроявления // Нефтяная и газовая пром - сть. - 1987 - №2. - С. 20-22.

14. Васильченко А.А. Напряжённое состояние горных пород и устойчивость стенок скважины // Нефтяная и газовая пром - сть. - 1987. - №2. - С. 25-27.

15. Васильченко А.А. Новая модель осмоса и интенсификация процессов на полупроницаемых мембранах // Тез. докл. Всес. научн. конф. "Повышение эффективности, совершенствование процессов и аппаратов химических производств". – Харьков, 1985.- Т.5 - С. 73.

16. Васильченко А.А. Новая технология вскрытия продуктивных пластов и заканчивания скважин // Нефтяник. - 1994. - №3. - С. 41.

17. Васильченко А.А. О воздействии физических полей на призабойную зону на стадии заканчивания скважин / Тез. докл. Респ. научн.-практич. конф. "Совершенствование технологических процессов на стадии заканчивания скважин". - Гомель. - 1983. - С. 58-59.

18. Васильченко А.А. Основные положения теории самопроизвольного движения жидкостей // Питання розвитку газової промисловості України. Вип. XXVI (ювілейний – до 40 – річчя УкрНДІгазу).- Харків УкрНДІгаз.- 1999. – С. 154 – 157.

19. Васильченко А.А. О термодинамическом и синергетическом методах исследования процессов самоорганизации геологических систем // Питання розвитку газової промисловості України. - УкрНДІгаз: Харків, 1998 р.. Випуск XXVI. – С. 147 - 154

20. Васильченко А.А. Отражение и проявление информационной причинности в физико-химических и геологических процессах // Тез. докл. VIII Междунар. конгресса по логике, методологии и философии науки. - М.: Наука- 1987. – Т.2 - С. 193-195.

21. Васильченко А.А. О роли энтропосмоса в образовании аномально высоких давлений // Азерб. нефт. хозяйство. - 1987. - №9. - С. 16-17.

22. Васильченко А.А. Пути повышения устойчивости стенок скважин // Газовая пром-сть. - 1984. - №12. - С. 27-28.

23. Васильченко А.А. Связанный газ: проявление в природе, механизм образования и возможность использования // Питання розвитку газової промисловості України. – Харків: УкрНДІгаз.- 2000.- Вип. XXVIII.- С. 185-187.

24. Васильченко А.А. Синергетический подход к проблеме АВПД / Тез. докл. I Всес. научно-практической конф. "Аномально высокие пластовые давления и нефтегазоносность недр". – Ленинград.- 1990. - С. 103-105.

25. Васильченко А.О. Новый підхід до розвідки і розробки покладів вуглеводнів у глинистих колекторах.- Нафт. і газова пром-сть.- 1993.- № 4 – с. 27.

26. Васильченко А.О. Физико - химическая модель зарождения и роста кристаллов газогидратов// Докл. междунар. конф. "Разработка газоконденсатных месторождений". Секция 6. "Фундаментальные и поисковые научные исследования". – Краснодар - 1990. - С. 130 - 132.

27. Васильченко А.А. Физико-химические причины пучения почвы и внезапных выбросов // Уголь Украины. - 1987. - №2. - С. 30-32.

28. Васильченко А.А. Физико – химические процессы и самоорганизация энергии в геологических системах // Питання розвитку газової промисловості України. - Харків: УкрНДІгаз. - 1998.- Випуск XXVI. – С. 23 - 33

29. Васильченко А.А. Физико-химические процессы в системе буровой раствор - призабойная зона скважины и способы управления ими / ЭИ Газовая промышленность, сер.: Геология, бурение и разработка газовых месторождений. - ВНИИЭгазпром. - 1983. - N12. - С. 10-13.

31. Васильченко А.О. Ентропія, осмос і ентропоосмос, або Чому руйнуються стінки свердловин ?// Нафтова і газова пром - сть. - 1995. - № 4.-С. 26 - 28.

32. Васильченко А.О., Локтєв С.В., Боровик М.В., Яремійчук Я.С., Филь В.Г., Андрусак А.М. Захист стінок свердловини. Перегляд ролі реагентів //Нафт. і газова пром-сть. - 1998. -№3. -С.18 - 20.

33. Васильченко А.О. Фізико - хімічна природа нагромадження напружень у гірських породах привибійної зони свердловин // Тези науково - технічної конференції професорсько - викладацького складу університету. - Івано - Франківськ:ІФДТУНГ.-1996. - С. 7.

34. Васильченко А.О., Фільов В.М. Зім'яття обсадних колон: механізм виникнення і спосіб попередження // Нафта і газ України. Збірник наукових праць. Матеріали 5^{ої} Міжнародної конф. "Нафта і газ України- 98".- Полтава: УНГА.- 1998- С. 96.

35. Васильченко А.О., Фільов В.М., Филь В.Г., Нагієв А.Г. Досвід буріння надглибокої св. 800 Шебелинська у складних гірнично-геологічних умовах // Нафтова і газова пром-сть. - 1995. - N1. - С. 26-27.

36. Васильченко А.А. О термодинамическом и синергетическом методах исследования процессов самоорганизации геологических систем // Питання розвитку газової промисловості України. – Харків: УкрНДІгаз.- 1998 - Випуск XXVI. – С. 147 - 154

37. Васильченко А.О., Боровик М.В., Кравченко В.І., Яремійчук Я.С., Филь В.Г., Андрусів В.А., Нагієв А.Г., Кушнар'єв В.Л. Вуглелужний реагент – ефективний інгібітор для складних умов буріння // Стан і перспективи розвитку розвідувального та експлуатаційного буріння й закінчення свердловин в Україні. Матеріали науково-практичної конференції.- Харків: УНГА.- 1998 - С. 99-100.

38. Васильченко А.О., Локтєв С.В., Боровик М.В., Яремійчук Я.С., Филь В.Г. Новий метод визначення інгібуючих властивостей бурових розчинів // Стан і перспективи розвитку розвідувального та експлуатаційного буріння й закінчення свердловин в Україні. Матеріали науково-практичної конференції.- Харків: УНГА.- 1998 - С. 102-103.

39. Вапняний буровий розчин: Пат. 16561 Україна, МПК⁶ С0 9К 7/02. / Кулагін П.Г., Васильченко А.О., Соломатіна О.В. (Україна). – 4 с.; ДК Укргазвидобування. - № 3569277; Заявл. 26.01.83; Опубл. 29.08.97, Бюл. № 4.

40. Войтенко В.С. Прикладная геомеханика в бурении. - М.: Недра, 1990. - 252 с.

41. Воронин В., Зильберман В., Черняков А. Взаимосвязь осложнений процесса бурения в визейских карбонатах Яблуновского ГКМ. // Нефтяник.- 1992.- № 9.- С.21-24.

42. Вылегжанин В.Н., Егоров П.В., Мурашев В.И. Структурные модели горного массива в механизме геомеханических процессов. - Новосибирск: Наука, 1990. - 295 с.

43. Вялов В.А., Пошвин В.А., Кулик В.И. Применение известковых буровых растворов для уменьшения обвалообразований // Нефтяное хозяйство. – 1995. - № 5. – с. 37 – 39.

44. Гамзатов С.М. Применение вяжущих веществ в нефтяных и газовых скважинах. - М.: Недра, 1985.-135с.

45. Глобус А.М. Физика неизотермического внутрпочвенного влагообмена. - Л.: Гидрометеиздат, 1983. - 279 с.

46. Глушков И. Н. Руководство к бурению скважин. Часть III. Бурение с промывкой забоя. - М.: Типо - литография Н. И. Гросман и Г. А. Вендельштейн. - 1904. - 145с.

47. Гольдберг В.М. Исследование фильтрации в глинах с учетом влияния на этот процесс физико-химических условий // Исследование фильтрации через глинистые породы. - М.: ВСЕГИНГЕО, 1983. - С. 6 - 13.

48. Городнов В.Д. Физико-химические методы предупреждения осложнений в бурении. - М.: Недра, 1984. - 229 с.

49. Горонович С.Н., Галян Д.А., Чадина Н.П. Состояние и совершенствование буровых растворов // Газовая промышленность. - 1999. - № 12. - С. 38.

50. Грей Дж. Р., Дарли Г.С.Г. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей): Пер. с англ. - М.: Недра, 1985. - 509 с.

51. Гэррисон С. Термодинамика почвенных растворов: Пер. с англ. - Л.: Гидрометеиздат, 1984. - 240 с.

52. Денуайе Ж., Жоликер К. Гидратация и термодинамические свойства ионов // Современные проблемы электрохимии: Пер. с англ. - М.: Мир, 1971. - С. 11-193.

53. Дерягин Б.В., Чураев Н.В. Смачивающие пленки. - М.: Наука, 1984. - 106 с.

54. Дерягин Б.В., Шутор Ю., Нерпин С.В. Исследование термоосмотического эффекта для воды в стеклянных капиллярах. - Докл. АН СССР, 1965. - Т.161, №1. - С. 147-151.

55. Деформации и напряжения в промерзающих и оттаивающих породах / Под ред. проф. Э.Д. Ершова /. - М.: Изд-во МГУ, 1985. - 168 с.

56. Джейкок М., Парфит Дж. Химия поверхностей раздела фаз: Пер. с англ. - М.: Мир, 1984. - 269 с.

57. Довідник з нафтогазової справи / За загальною ред. В. С. Бойка, Р. М. Кондрата, Р. С. Яремійчука. - Львів: ІФДТУНГ, 1996. - 619с.

58. Дубовик А.В., Боболев В.К. Механизм инициирования жидких взрывчатых веществ при ударе / В сб. научн. тр. Вопросы экспериментальной и теоретической физики. – Л.: Наука, 1984, - 367 с.

59. Дытнерский Ю.И. Баромембранные процессы. Теория и расчет. - М.: Химия, 1986. - 272 с.

60. Дытнерский Ю.И. Обратный осмос и ультрафильтрация. - М.: Химия, 1978. - 351 с.

61. Ефремов И.Ф., Воронина Л.А., Самигуллина Г.В. Полиморфизм граничных слоев и проблема лиофилизации поверхности // Химия и технология воды. - 1980. –Т. 2, №6. - С. 525-532.

62. Известковый буровой раствор: А.с. 1211274 СССР, МПК⁶ С 09 К 7/02. / П.Г.Кулагин, А.А.Васильченко, Е.В.Саломатина (СССР). – Оpubл. 06.08. 1985. Бюл. 24. – 4с.

63. Зенин А.Г. Гидраты и внезапные выбросы // Уголь. - 1973. – № 11. - С. 12-14.

64. Кардашев Г.А., Соболев В.Д., Чураев Н.В. Влияние колебаний на уровень жидкости в капилляре // Коллоидный журнал. - 1976. -Т. 58, №3. - С. 461-466.

65. Карнович И.В., Чураев Н.В., Панченко М.С. Ускорение капиллярной пропитки внешним неоднородным электрическим полем // Коллоидный журнал. - 1982. -Т. 44, №6. - С. 1044-1050.

66. Киселева О.А., Соболев В.Д., Старов В.М., Чураев Н.В. Изменение вязкости воды вблизи поверхности кварца // Коллоидный журнал. - 1979. -Т. 41, №2. - С. 245-249.

67. Ковалева З.С., Мариампольский Н.А., Ясельская Н.Н. и др. Известковые растворы с пониженным значением рН // Бурение. - 1980. - №7. - С. 14-16.

68. Козловский Е.А. Кольская сверхглубокая скважина // В мире науки.- 1984.- № 3.- С. 38 – 49.

69. Коновалов Е.Г. Диплом об открытии (СССР), N109. - Оpubл. в Б.И., 1972, N24.
70. Крестов Г.А. Термодинамика и строение растворов // Журнал структурной химии. - 1984. - 25, № 2. - С. 90-96.
71. Кулагин П.Г., Васильченко А.А. Опыт промышленного применения экологически чистого бурового раствора при бурении на шельфе // Труды Межд. конф. "Разработка газоконденсатных месторождений". - Краснодар.- 1990. - секция 2 "Вскрытие и крепление газоконденсатных скважин". - С. 26-27.
72. Кулагин П.Г., Васильченко А.А., Саломатина Е.В. Известковые буровые растворы для укрепления стенок скважины // Газовая пром-сть. - 1985. - N2. - С.19.
73. Кульчицкий Л.И. Роль воды в формировании свойств глинистых пород. - М.: Недра, 1975. - 210 с.
74. Кульчицкий Л.И., Ткаченко Ю.Г. Влияние аномальной вязкости поровых растворов в микрокапиллярах глин на процесс диффузионного переноса ионов // Коллоидный журнал. - 1975. -Т. 37, N5. - С. 878-883.
75. Курленя М.В., Штеле В.И., Шалауров В.А. Развитие технологии подземных горных работ.- Новосибирск: Наука, 1985.- 184 с.
76. Кушников И.В., Пашковський В.Н., Алехин С.А. Способы прогнозирования геолого - технических условий недр и борьбы с ропоявлениями при бурении скважин в соленосных толщах (по примере Западного Узбекистана) /.-М., 1985.- 65 с.- (Обзор. Информ. / ВНИИЭгазпром; Сер. Бурение газовых и газоконденсатных скважин; Вып. 6).
77. Латышева В.А. Системное исследование некоторых свойств водных растворов электролитов // Эволюция идей Д.И.Менделеева в современной химии. - Л.: Наука, 1984. - С. 187-226.

78. Макареня А.А., Пальчевский В.В. Развитие учения о растворах электролитов // Эволюция идей Д.И.Менделеева в современной химии. - Л.: Наука, 1984. - С. 173-186.

79. Макогон Ю.Ф., Морозов И.Ф. Внезапные выбросы и участие в них метана в гидратном состоянии // Безопасность труда в промышленности. - 1973. – № 11. - С. 26-27.

80. Мариампольский Н.А., Шеметов В.Ю., Маликов Н.М. О полупроницаемости жидких сред, используемых в бурении // Технич. средства, материалы и технология крепления скважин.- Краснодар: ВНИИКрнефть, 1986. – С. 121 – 126.

81. Марков Г.А., Єавченко С.Н. Напряженное состояние пород и горное давление в структурах гористого рельефа.- Л.: Наука, 1984.- 140 с.

82. Мінералізований буровий розчин: Декл. пат. 29756 А України, МКІ С 09К 7/02. / А.О.Васильченко, М.В.Боровик, Я.С.Яремійчук (Україна).- №97052294; Заявлено 19.05.97: Опубл. 15.11.2000, Бюл. №6-11.- 3 с.

83. Мирзаджанзаде А.Х., Ентов В.М. Гидродинамика в бурении. - М.: Недра, 1985. - 196 с.

84. Мирзаджанзаде А.Х., Ширинзаде С.А. Повышение эффективности и качества бурения глубоких скважин. – М.: Недра, 1986. – 278 с.

85. Мецик М.С., Перевертаев В.Д., Любавин А.К. Диэлектрическая постоянная водных пленок // Поверхностные силы в тонких пленках и дисперсных системах. – М.: Наука, 1972- С. 200 – 201.

86. Михеев В. Л. Технологические свойства буровых растворов. -М.: Недра, -239с.

87. Мрозек Є.Р., Мочернюк Д.Ю. Вплив поверхневих явищ на стійкість стінок свердловини // Нафт. і газова пром – сть. –1999. - № 5. – с. 18 – 20.

88. Муратов И.Б. Исследование нелинейных эффектов медленной фильтрации воды в естественных грунтах: Автореф. дис.: ... канд. геол.-минер. наук. – М., 1984, - 18 с.

89. Неберухин Ю.И. Проблемы построения количественной модели строения воды // Журнал структурной химии. – 1984. – 25, № 2. – С. 60 - 67.

90. Николис Г., Пригожин И. Познание сложного. Введение: Пер. с англ. - М.: Мир, 1990. - 344 с.

91. Новые технологии первичного вскрытия пласта на Уренгойском НГКМ // Пономарев В.А., Кучеров Г.Г., Марчук И.С., Райкевич И.С., Новиков В.И., Тодорив А.Д. – Газовая промышленность.- 1994.- №5.- С. 6–7.

92. Овчаренко Ф.Д. Исследование механизма взаимодействия воды с поверхностью твердых тел // Физико-химическая механика и лиофильность дисперсных систем. - К.: Наукова думка, 1979.- №11. - С. 5-15.

93. Овчаренко Ф. Д. , Круглицкий Н.Н., Ничипоренко С. П. Термосолеустойчивые промывные жидкости на основе палыгорскита. -М.: Недра, 1970 - 210 с.

94. Пат. 3628615 США, МПК⁶ E 21 B 21/04. Буровой раствор на водной основе для стабилизации сланцев и использование его / М. Ченеверт (США); № 632406; Заявл. 2.02.68; Оpubл. 21.12.71; НКИ 175 – 65. – 3 с.

95. Пат. 1411164 США, Буровой розчин. / Л.С. Копелін. Заявл. 5.08.21; Оpubл. 28.03.22.

96. Пат. 1819646 США, Спосіб буріння свердловин. / А.Г. Ламмес, Х.А. Емброуз, Дж.С. Браун. Заявл. 22.04.30; Оpubл. 18.08.31.

97. Пат. 1455010 США, Спосіб буріння свердловин. / Дж. К. Свен. Заявл. 29.10.23; Оpubл. 15.05.23.

98. Пат. 443069 США, Спосіб буріння свердловин. / М. Чепмен. Заявл. 24.05.1887; Оpubл. 16.12.1890.

99. Пат. 3841419 США, МПК⁶ E 21 B 21/04. Control of colligative properties of drilling mud / Russell (USA); Mc Graw – Hill Inc. - № 819407; Заявл. 14.09.73; Оpubл. 15.10.74; НКИ 175 – 40.

100. Пащенко А.А. Вяжущие материалы.- Киев: Вища школа, 1975. – 405 с.

101. Пешель Г., Белоушек П. Влияние электролитов на структуру воды вблизи поверхностей плавленого кварца // Поверхностные силы в тонких пленках. - М.: Наука, 1979. - С. 51-61.

102. Поповский Ю.М. Исследование перехода граничной фазы в объемную жидкость // Исследования в области поверхностных сил. - М.: Наука, 1967. - С. 148-153.

103. Пригожин И., Стенгерс И. Порядок из хаоса. Новый диалог человека с природой: Пер. с англ.- М.: Прогресс, 1986. - 432 с.

104. Проскураков Н.М. Внезапные выбросы породы и газа.- М.: Недра. 1980.- 264 с.

105. Ребиндер П. А. , Шрейнер Л. А., Жигач К. Ф. Понижители твердости в бурении. - М. - Л.: Изд-во Ан СССР, 1944. - С.3-51.

106. Рельтов Б.Ф., Новицкая Н.А., Большакова Ю.С. Дальнейшие экспериментальные исследования осмотических явлений в связанных грунтах // Изв. ВНИИГМ. - 1955.- Т 53. - С. 147-164.

107. Розенгафт А.Г., Борзенков И.М., Гинковская З.Ю. Влияние рН на ингибирующее действие хлоркалиевых буровых растворов // Газовая пром-сть. - 1979. - N12. - С. 31-32.

108. Рябоконт С.А., Пеньков А.И., Куксов А.К. Комплекс технологий, обеспечивающий высокое качество заканчивания скважин // Нефтяное хозяйство. – 2000. - № 2. – С. 16 – 22.

109. Рязанов М.А. Термодинамика разбавленных водных растворов неполярных газов // Химическая термодинамика и термохимия. - М., 1979. - С. 162-164.

110. Рязанов Я.А. Справочник по буровым растворам. – М.: Недра, 1979. – 215 с.

111. Самойлов О.Я. К основам кинетической теории гидрофобной гидратации в разбавленных водных растворах // Журнал физ. химии. - 1978. - Т. 52, N8. - С. 1857-1862.

112. Саяхов Ф.Л. Особенности фильтрации и течения жидкости при воздействии высокочастотного электромагнитного поля. – В межвузов. сб.: Физико-химическая гидродинамика. – Уфа: Башкирский гос. ун-т, 1980. – С. 143-147.

113. Свиридов Л.А. Механизм осмотических перетоков через фильтрационные корки бентонитовых суспензий // Промывка и цементирование скважин. - М.: Недра, 1973. - С. 33-37.

114. Свиридов Л.А. Об осмотической гипотезе происхождения пластовых давлений и возникновении проявлений в скважине // Бурение скважин на глубокозалегающие горизонты в Краснодарском крае. - М.: ВНИИОЭНГ, 1979. - С. 97-101.

115. Сеид-Рза М.К., Исмаилов Ш.И., Орман Л.М. Устойчивость стенок скважин. - М.: Недра, 1981. - 175 с.

116. Семенко Н.Ф., Демидова В.И. Регулирование свойств буровых растворов при бурении шахтных стволов и скважин.- М.: Недра, 1984.- 173 с.

117. Скрипов В.П., Галашев А.Е. Структура простых жидкостей // Успехи химии. – 1983. – 52, № 2. – С. 177-205.

118. Спосіб визначення осмотичної активності бурових розчинів: Декл. пат. 29773 А України, МКІ С 09К 7/00, Е 21В 21/00./ А.О.Васильченко, С.В.Локтев, М.В.Боровик, Я.С.Яремійчук, В.Г.Филь (Україна).- №97062886; Заявлено 18.06.97; Опубл. 15.11.2000, Бюл. №6-11.- 4 с.

119. Спосіб довільного очищення рідини: Пат. 25 309 Україна, МПК⁶ В 01 Д 61/00. / А.О. Васильченко (Україна). – 4 с.; ДК Укргазвидобування. - № 94127877; Заявл. 05.12.94; Опубл. 25.12.98, Бюл. № 6.

120. Способ измерения осмотического давления при бурении скважин: А. с. 622969 СССР, МПК⁶ Е 21 В 47/06. / Р.И. Кулиев, З.Н. Махмудов, Х.М. Талыбова (СССР). - № 2182614; Заявлено 12.21.76; Опубл. 05.09.78; Бюл. № 33. - 5 с.

121. Способ заканчивания скважин: А.с.1700215 СССР, МПК⁶ Е 21 В. /А.А.Васильченко (СССР).- Опубл. 21.03. 91, Бюл. N47.- 3с.

122. Способ обработки буровых растворов: А.с. 885245 СССР, МПК⁶ С 09 К 7/02. / А.Ф.Семенаш, И.В.Дияк, А.А.Васильченко (СССР). - Оpubл. 22.05.81, Бюл. N44.- 3с.

123. Способ определения перепада давления между образцами бурового раствора и пластовой жидкости: А. с. 831773 СССР, МПК⁶ С 09 К 7/00. / Л.А. Свиридов (СССР). - № 2491860; Заявлено 1.06.77; Оpubл. 23.05.81; Бюл. № 19. - 3 с.

124. Спосіб попередження ропопроявів: Пат. 4674325 Україна, МПК⁶ Е 21 В 33/13. / А.О. Васильченко (Україна). – 3 с.; ДК Укргазвидобування. - № 1691507; Заявл. 22.02.89; Оpubл. 31.08.93, Бюл. № 42.- 3с.

125. Способ крепления скважин: Пат. 2068489 РФ, МПК⁶ Е 21 В 33/13./А.А.Васильченко (Украина).- №92003771/03; Заявл. 26.10.92; Оpubл.27.10.96; Бюл.№30.- 4с.

126. Способ предотвращения горных ударов в горных массивах: А. с. 146560 СССР, МПК⁶ Е 21 F 5/00. / Васильченко А.А. (СССР). - № 4068994; Заявлено 20.06.86; Оpubл. 15.03.89; Бюл. № 10. - 4 с.

127. Спосіб стиснення газів: Пат. України 32922, МПК⁶ С06Д 5/00 / А.О. Васильченко (Україна).- №98073999; Заявлено 21.07.98; Оpubл. 15.02.01; Бюл. №1.

128. Столыпин В.Ф., Кресслер Ю.М. Энтропия воды в смесях сдипольными протонными и апротонными органическими растворителями // Журнал физ. химии. – 1984. – 58, № 8. – С. 2097-2099.

129. Структура / В кн.: Философский энциклопедический словарь. – М.: Сов. Энциклопедия, 1983. – С. 657.

130. Сырников Ю.П. Современные представления о тепловом движении в жидкости и понятия положительной и отрицательной гидратации // Журнал структурной химии. – 1984. – 25, № 2. – С. 51-56.

131. Тагер А.А., Адамова Л.В. Объемы смешения жидкостей и их значение в современной теории растворов // Успехи химии. 1980. – 49, № 4. – С. 618-636.

132. Тарасевич Ю.А. О структуре граничных слоев воды в минеральных дисперсиях // В кн.: Поверхностные силы и граничные слои жидкостей. - М.: Наука, 1983. - С. 147-151.

133. Тимофеев Н.С., Вугин Р.Б., Яремийчук Р.С Усталостная прочность стенок скважин. – М.: Недра, 1972. – 200 с.

134. Товбина З.М. Вязкость водных растворов в капиллярах силикагеля // В кн.: Исследования в области поверхностных сил. - М.: Наука, 1967. - С. 24-29.

135. Тютюнов И. А., Нерсесова З. А. Природа миграции воды в грунтах при промерзании и основы физико-химических приемов борьбы с пучением.- М.: Изд-во АН СССР, 1963. - 158 с.

136. Тютюнов И. А. Теория миграции воды и пучения грунтов при промерзании / Там же.- с. 22-58.

137. Тютюнов И. А. Физико-химические основы прочности мерзлых грунтов / В сб. Физико-химические процессы в промерзающих грунтах и способы управления ими. – М.: Стройиздат, 1974. – С. 3 – 21.

138. Устройство для самопроизвольной очистки воды от растворенных в ней солей: Пат. 2106187 Россия, МПК⁶ В 01 Д 61/00. / Васильченко А.А. (Україна). – УкрНИИГаз. - № 4812056; Заявл. 09.04.90; Опубл. 10.03.98, Бюл. № 7.- 3 с.

139. Физико – химическая механика природных дисперсных систем / Под ред. Е.Д. Щукина, Н.В. Перцова, В.И. Осипова, Р.И. Злочевской.- М.: Изд-во МГУ, 1985.- 266 с.

140. Хабаров В.Н., Русанов А.И., Кочурова Н.Н. Автоадсорбция и поверхностная энтропия жидкостей. Ч.3. Вода // Коллоидный журнал. - 1976. - Т.38, N1. - С. 120-125.

141. Хакен Г. Информация и самоорганизация. Макроскопический подход к сложным системам : Пер. с англ. - М.: Мир, 1991. - 240 с.

142. Хакен Г. Синергетика: иерархии неустойчивостей в самоорганизующихся системах и устройствах: Пер. с англ. - М.: Мир, 1985.- 419 с.

143. Хрипун М.К. «Парадоксы» концентрированных растворов // Химия – традиционная и парадоксальная.- Л.: Химия.- 1985.- С. 42 – 69.

144. Шевалдин И.Е., Юсупов И.Г. О некоторых закономерностях образования каверн в кыновских слоях // Татарская нефть. - 1960. - N12. - С. 1-5.

145. Эбелинг В. Образование структур при необратимых процессах: Пер. с англ. - М.: Мир, 1979. - 279 с.

146. Эйген М. Саморганизация материи и эволюция биологических макромолекул: Пер. с англ. - М.: Мир, 1973. - 216 с.

147. Яминский В.В., Ющенко В.С. Образование полости и адгезия частиц в несмачивающих жидкостях // Тез. докл. VIII Всес. конф. по коллоидной химии и физико-химической механике. - Том 1.-Ташкент.- 1983.- С. 67-68.

148. Ясов В. Г., Мыслюк М. А. Осложнения в бурении: Справочное пособие. - М. : Недра, 1991. - 334 с.

149. Яремійчук Р., Андрусяк А. Бурові розчини. Їх класифікація. Технологія застосування.- Івано- Франківськ: ІФДТУНГ.- 1996. - 49 с.

150. Chenevert M. Shale alteration by water adsorbtion // Jou. Pet. Tech.- 1970.- № 9.- P. 1141-1148.

151. Darley H.C.H. A laboratory investigation of borehole stability // J. Pet. Tech. - 1969. - N7. - P. 883-892.

152. Elsen J.M., Mixon A.M., Broussard M.D., LaHue D.R. Application of a lime-based drilling fluid in a high temperature / high pressure environment // SPE Drill. Eng. - 1991. - Vol.6, N1. - P. 51-56.

153. Frank H.S., Evans M.W. Free volume and entropy in condensed system // J. Chem. Phys. - 1945. - Vol.13, N11. - P. 507-532.

154. Kelly J. Drilling fluids selection, performance, and liquidity control // J. Petr. Tech. - 1983. - N35. - P. 889-898.
155. Mondshine T.C. New technique determines oil-mud salinity in shale drilling // Oil and Gas Journal. - 1969. - Vol. 67, N28. - P. 70-75.
156. Mondshine T.C Tests show potassium - mud versatility.// Oil and Gas Journal. -1974.-Vol. 74, N 120. - P. 120 - 122, 127, 130 .
157. O'Brien D.E., Chenevert T. E. Stabilizing sensitive shales with inhibited potassium-based drilling fluids // J. Pet. Tech. - 1973 -N 9. - P. 1089 - 1100.
158. Simpson J.R. Drilling fluids - today and tomorrow // J. Pet. Tech. - 1971. - N11. - P. 1294-1298.
159. Simpson J.R. The drilling mud dilemma - recent examples // J. Pet. Tech. - 1985. -Vol. 37, N2. - P. 201-206.
160. Vasilchenko A. About the source of the energy of spontaneous motions of liquids // Abstracts of "International conference on colloid chemistry and physical-chemical mechanics". – Moscow (Russia)-1998.- P.117
161. Vasilchenko A. Does Maxwell's demon always pay energy for information? // Abstracts of International conference of colloid chemistry and physical – chemical mechanics. –Moscow (Russia) – 1998. – P.118
162. Vasilchenko A. The synergetical model of the disjoining pressure generation in fine - pored bodies.// Abstracts of 11 - th International conference "Surface forces".- Moscow (Russia)-1996.- P.148.
163. Walker T.O., Dearing H.L., Simpson J.P. Potassium modified lime muds improve shale stability // World Oil. – 1983. – November. – P. 93 – 100.
164. Weiss W.J., et al. A fundamental approach to well stabilization // Petroleum Engineer. – 1958. – April.- P. 843 – 860.

Додаток А

ДОВІДКА

про технологічну і економічну ефективність впровадження методів збереження стійкості стінок свердловин, розроблених Васильченко А.О. під час виконання дисертаційної роботи

Темою кандидатської дисертації старшого наукового співробітника Укрндігазу Васильченко А.О. є "Удосконалення фізико-хімічних методів збереження стійкості стінок свердловин в процесі буріння". В ході виконання дисертаційної роботи були теоретично обгрунтовані і удосконалені методи збереження стійкості стінок свердловин, які включають застосування нових рецептур високоінгібованих бурових розчинів.

Одна з таких рецептур - вапняний буровий розчин на основі органічної колоїдної фази, захищений патентами України та Росії, широко застосовувався у складних гірничо-геологічних умовах під час буріння глибоких та надглибоких свердловин на Шебелинському, Хрестищенському, Пролетарському, Медведівському, Семенцівському, Більському та інших газових родовищах ДДз. Як правило, застосування вапняного бурового розчину було пов'язане з подоланням несумісних умов буріння, в яких інші системи бурових розчинів не забезпечували проводку свердловин. Найбільш помітним прикладом застосування вапняного бурового розчину є свердловина 800 Шебелинська, на якій без спуску додаткової колони був пробурений інтервал 1360 - 3738м. Цей інтервал, який характеризують як несумісний, включав зони з аномально низьким та початковим тиском, а також теригенні та хемогенні відкладення.

Під час буріння свердловин в умовах шельфу Чорного та Баренцевого морів вапняний буровий розчин вирішив, крім технологічної та економічної, також і екологічну задачу - попередити забруднення моря вуглеводнями та надлишковим буровим розчином. Що ж стосується економічного ефекту, то

на свердловині 82 Північно-Кільдінська в результаті впровадження вапняного бурового розчину був одержаний прибуток у розмірі 250 тисяч карбованців за курсом 1987 року.

Наступна рецептура бурового розчину з високими інгібуючими властивостями, заявлена у Держпатенті України, - гуматноакрилокалієвий буровий розчин - впроваджувалась під час буріння глибоких свердловин у складних гірничо-геологічних умовах на Валюхівському, Семенцівському, Яблунівському, Котелевському, Абазівському, Островерхівському та інших газо-конденсатних родовищах. Базова рецептура гуматно-акрилово-калієвого бурового розчину спирається на реагенти і матеріали вітчизняного виробництва.

Результати широкого застосування гуматно-акрилово-калієвого бурового розчину підтвердили його високі інгібуючі та технологічні властивості, визначені під час лабораторних досліджень. В 1997 і 1998 роках за рахунок зменшення витрат на хімічну обробку бурового розчину було одержано відповідно 118 і 444 тисячі гривень.

Впровадження гуматноакрилокалієвого бурового розчину сувпроваджувалось контрольним вимірюванням параметру діелектричної проникності, що швидко і повно характеризувало осмотичні властивості бурового розчину.

Розроблення рецептур бурових розчинів, лабораторні дослідження, промислові випробування і впровадження, а також складання інструктивних матеріалів і робочих проектів на буріння свердловин проводилися за безпосередньою участю Васильченка А.О.

Наведені вище дані свідчать про позитивні наслідки творчої діяльності Васильченка А.О., яка представлена в його дисертаційній роботі.

Довідка надана для представлення до Вченої Ради Івано-Франківського державного технічного університету нафти і газу.

Заступник директора Укрціагазу
з наукової роботи, канд. техн. наук

 Б.Буняк