

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
НАФТИ І ГАЗУ

На правах рукопису

ЛУБАН СЕРГІЙ ВОЛОДИМИРОВИЧ

УДК 622.244.442

ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ
СИСТЕМ БІОПОЛІМЕРНИХ БЕЗГЛИНИСТИХ БУРОВИХ РОЗЧИНІВ

05.15.10 – Буріння свердловин

Дисертація на здобуття наукового ступеня
кандидата технічних наук

Науковий керівник
доктор технічних наук, професор
Мислюк Михайло Андрійович

Івано-Франківськ – 2016

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ.....	5
ВСТУП.....	7
РОЗДІЛ 1	
СИСТЕМИ БЕЗГЛИНИСТИХ БУРОВИХ РОЗЧИНІВ: СКЛАД, ВЛАСТИВОСТІ, ДОСВІД ЗАСТОСУВАННЯ.....	14
1.1 Передумови для створення безглинистих бурових розчинів з тиксотропними властивостями.....	14
1.2 Ксантанова камедь – основа біополімерних бурових розчинів.....	23
1.3 Біополімерні безглинисті бурові розчини – їх властивості, досвід застосування та методи регулювання параметрів.....	30
Висновки до розділу 1.....	45
РОЗДІЛ 2	
ОБҐРУНТУВАННЯ РЕЦЕПТУР БІОПОЛІМЕРНОЇ СИСТЕМИ БІОКАР ДЛЯ УМОВ ВИСОКИХ ПЛАСТОВИХ ТЕМПЕРАТУР.....	47
2.1 Біополімерна система Біокар. Її склад та основні властивості.....	47
2.2 Вивчення технологічних властивостей біополімерних систем в умовах високих температур.....	52
2.3 Керування термічною стійкістю біополімерних систем.....	60
2.4 Особливості застосування водорозчинних солей в біополімерних системах.....	62
Висновки до розділу 2.....	77
РОЗДІЛ 3	
РОЗРОБКА І ДОСЛІДЖЕННЯ РЕАГЕНТУ АЛЕВРОН ДЛЯ РЕГУЛЮВАННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ БІОПОЛІМЕРНОЇ СИСТЕМИ БІОКАР.....	79
3.1 Підбір складу реагенту Алеврон.....	79

3.2 Властивості реагенту Алеврон та його вплив на параметри біополімерної системи Біокар.....	87
3.3 Дослідження впливу реагенту Алеврон на реологічні і фільтраційні властивості біополімерної системи Біокар.....	92
3.4 Порівняння дії реагенту Алеврон і полісахаридних полімерів у біополімерній системі Біокар.....	102
Висновки до розділу 3.....	107

РОЗДІЛ 4

ДОСЛІДЖЕННЯ РЕОЛОГІЧНИХ І ФІЛЬТРАЦІЙНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ БІОПОЛІМЕРНОЇ СИСТЕМИ БІОКАР-МТ В УМОВАХ ВИСОКИХ ТЕМПЕРАТУР.....	109
4.1 Концепція рецептури біополімерної системи Біокар-МТ для буріння в умовах високих температур.....	109
4.2 Дослідження реологічних властивостей біополімерної системи Біокар-МТ.....	114
4.3 Дослідження структурно-механічних властивостей біополімерної системи Біокар-МТ.....	123
4.4 Дослідження фільтраційних властивостей біополімерної системи Біокар-МТ.....	132
4.5 Дослідження впливу біополімерної системи Біокар-МТ на відновлення проникності кернів.....	140
Висновки до розділу 4.....	143

РОЗДІЛ 5

ПРОМИСЛОВІ ВПРОВАДЖЕННЯ БІОПОЛІМЕРНИХ СИСТЕМ БІОКАР ПРИ БУРІННІ СВЕРДЛОВИН НА РОДОВИЩАХ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ.....	145
5.1 Використання біополімерної системи Біокар при розкритті нестійких зон з аномально високими поровими тисками.....	145
5.2 Використання біополімерної системи Біокар-МТ при розкритті	

зон з несумісними умовами буріння.....	154
5.3 Використання біополімерної системи Біокар-МТ для первинного розкриття продуктивних горизонтів.....	158
Висновки до розділу 5.....	165
ВИСНОВКИ.....	167
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	169
ДОДАТКИ.....	186

ЛУБАН СЕРГІЙ ВОЛОДИМИРОВИЧ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

- АВПТ – аномально високі порові (пластові) тиски;
- АНІ – американський нафтовий інститут;
- АНПТ – аномально низькі пластові тиски;
- БРНВТФ – буровий розчин з низьким вмістом твердої фази;
- ВБР – вапняно-бітумний розчин;
- ВЛР – вуглелужний реагент;
- ГДС – геофізичні дослідження свердловин;
- ГЕЦ – гідроксиетилцелюлоза;
- ГКР –газоконденсатне родовище;
- ДДз – Дніпровсько-Донецька западина;
- ДНЗ – динамічне напруження зсуву;
- ІФНТУНГ – Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу;
- КВП – коефіцієнт відновлення проникності;
- КМЦ – карбоксиметилцелюлоза;
- КССБ – конденсована сульфід-спиртова барда;
- КТК – коефіцієнт тертя кірки;
- НДІКБ БІ – Науково-дослідне і конструкторське бюро бурового інструменту;
- ОЕЦ – оксиетилцелюлоза;
- ПАА – поліакриламід;
- ПАР – поверхнево-активна речовина;
- ПВ УкрДГРІ – Полтавське відділення Українського державного геологорозвідувального інституту;
- ПВС – полівініловий спирт;
- ПЕГ – поліетиленгліколь;
- ПБР – полімер-інгібований буровий розчин;
- ПОЕ – поліоксиетилен;
- ПрАТ – приватне акціонерне товариство;
- РПС – розріджувач полімерних систем;

СНЗ_{1/10} – статичне напруження зсуву (за 1 і 10 хв);

СПО – спуско-підіймальні операції;

ТЕП – техніко-економічні показники;

ТОВ – товариство з обмеженою відповідальністю;

УДПК – установка дослідження проникності кернів;

Да – дальтон, позасистемна атомна одиниця маси;

НРНТ – умови при високих тисках і температурах (High pressure high temperature);

РАС – поліаніонна целюлоза (polyanionic cellulose);

РНРА – частково гідролізований поліакриламід (Partially hydrolyzed polyacrylamide);

PSPW – сервісна компанія з бурових розчинів (Polski serwis płynów wiertniczych);

ХС – бактерії роду Xanthomonas Campestris, що утворюють ксантанову камедь;

ХС полімер – загальна назва біополімерних реагентів на основі ксантанової камеді.

ВСТУП

Актуальність теми. Забезпечення власними енергоресурсами є запорукою не тільки енергетичної, але і державної незалежності України. На жаль, за останні роки видобуток газу в Україні почав стабільно зменшуватися. У 2015 році було видобуто 19,9 млрд м³ газу, що менше на 3,0% у порівнянні з 2014 роком (20,5 млрд м³) і на 7,2 %, якщо порівнювати з 2013 роком (21,4 млрд м³). Разом з тим частка імпортного природного газу в газовому балансі країни перевищує 40% від покриття його потреби в 33,8 млрд м³ за підсумками 2015 р.

Причинами, що перешкоджають реалізації вітчизняного вуглеводневого потенціалу, є виснаження родовищ (на 65 – 70 %), що викликає стрімке падіння видобутку та важкодоступність (середня глибина залягання покладів перевищує 3500 м) і розпорошеність за великою кількістю дрібних родовищ – запаси 89 % родовищ не перевищують 5 млрд м³. При цьому для забезпечення сталого розвитку нафтогазового сектору щорічний приріст сировинної бази має в 2 – 3 рази перевищувати рівень видобутку.

Концепцією розвитку газовидобувної галузі передбачено, що видобуток газу в Україні до 2020 року має досягти 27 млрд м³, а приріст запасів – 33,8 млрд м³, в тому числі державної компанії «Укргазвидобування» – 20,2 млрд м³ на рік (план на 2016 р. – 14,5 млрд м³), а приватних компаній – 7,4 млрд м³ (план на 2016 р. – 4,3 млрд м³). Для цього ПАТ «Укргазвидобування» за цей період, зокрема, має побудувати 657 нових свердловин і виконати 1518 операцій в капітальному ремонті свердловин (КРС), а приватні компанії мають побудувати 279 свердловин [104].

Важливу роль у забезпеченні зростання об'ємів буріння та видобутку вуглеводнів відіграють бурові розчини. Забруднення привибійної зони пласта при первинному і вторинному розкритті та пов'язане з цим погіршення природних колекторських властивостей може призвести до вагомій втраті продуктивності свердловини і, навпаки, мінімізація такого забруднення може дозволити отримати промислову продукцію з покладів, видобуток з яких, ще нещодавно, був неможливим з технічних чи економічних причин.

Вагомий внесок у дослідження фундаментальних фізико-хімічних процесів, що протікають в свердловині та в зоні навколо неї, стосовно питань стійкості стовбура, гідродинаміки промивання і очищення вибою, якісного розкриття продуктивних горизонтів, зробили А.Г. Аветисов, І.Б. Адель, В.А. Аміян, А.М. Ананьєв, О.К. Ангелопуло, В.С. Баранов, А.І. Булатов, В.С. Войтенко, В.Д. Городнов, Дж.Р. Грей, О.М. Давиденко, Г.С.Г. Дарлі, К.Ф. Жигач, С.Ю. Жуховицький, Е.Г. Кістер, Є.А. Коновалов, А.О. Кожевников, В.І. Крилов, М.М. Круглицький, Є.Г. Леонов, М.І. Ліпкес, М.Р. Мавлютов, А.К. Міскарлі, А.Х. Мирзаджанзаде, М.А. Мислюк, Л.К. Мухін, Ф.Д. Овчаренко, К.Ф. Паус, П.А. Ребіндер, В.І. Рябченко, В.Ф. Роджерс, І.М. Тимохін, С.Н. Ятров та інші дослідники. Розвиток цих положень стосовно умов буріння свердловин на родовищах України відображено у працях А.М. Андрусяка, Е.Г. Агабальянца, О.В. Бачерікова, А.О. Васильченка, В.Г. Вітрика, Л.Й. Допілка, П.Г. Кулагіна, Я.В. Кунцяка, О.В. Кустурової, А.Т. Левченка, А.В. Мухіна, А.С. Непомнящего, М.І. Оринчака, А.Г. Розенгафта, Ю.М. Салижина, А.Ф. Семенаша, А.С. Серякова, У.Л. Скальської, Н.Х. Титаренко, В.І. Токунова, І.Б. Хейфіца, І.Ю. Харіва, Н.В. Щукіна та інших. Цими науковцями розроблено та впроваджено велику кількість різноманітних рецептур бурових розчинів, спрямованих на ефективне буріння свердловин та якісне розкриття продуктивних горизонтів у складних гірничогеологічних умовах.

Згідно сучасних уявлень [17, 19, 59, 71] серед бурових розчинів на водній основі найвищу якість розкриття продуктивних горизонтів забезпечують безглинисті біополімерні системи. Це відбувається завдяки схильному до біологічного розкладання полісахаридного складу і кислоторозчинної твердої фази, а також унікальних реологічних, структурно-механічних і фільтраційних властивостей. Крім цього, безглинисті біополімерні бурові розчини майже не створюють техногенного навантаження на довкілля, забезпечують успішне проходження горизонтальних і похило-скерованих свердловин, розкриття без ускладнень зон АНПТ, уникнення осипів, поглинань і диференціальних прихватів. Можна стверджувати, що застосування безглинистих біополімерних бурових розчинів на невеликих глибинах, в умовах порівняно невисоких пластових тисків і

температур, не супроводжується технологічними труднощами і є в достатній мірі опанованим вітчизняними фахівцями.

Вагомі проблеми виникають при поширенні межі застосування безглинистих біополімерних систем на великі глибини, для яких характерні високі пластові тиски і температури. Саме в таких гірничогеологічних умовах знаходиться більшість нафтогазових родовищ України та перспективних пошукових об'єктів [80]. Тут використання безглинистих бурових розчинів має значні перспективи, які пов'язані із підвищенням швидкостей буріння, запобіганням ускладнень, поліпшенням якості розкриття пластів, у тому числі і в покладах з утрудненим вилученням запасів. Проте, застосування безглинистих біополімерних систем при бурінні глибоких свердловин часто супроводжується технологічними проблемами, а результати випробувань пластів не підтверджують підвищення їх продуктивності.

Причини такої невідповідності можна пояснити лише тим, що технологічні властивості безглинистих бурових розчинів суттєво змінюються в термобаричних умовах свердловини і кардинально відрізняються від таких, що вимірюються на поверхні. Ці зміни зумовлені природною схильністю біополімерних систем до температурного розрідження, яке призводить до різкого зменшення реологічних та зростання фільтраційних характеристик. Внаслідок цього, вірогідно, і створюються передумови виникнення ускладнень при бурінні та погіршення якості розкриття продуктивних пластів.

Таким чином, перспективи подальшого впровадження систем біополімерних безглинистих бурових розчинів у бурінні глибоких свердловин на родовищах України безпосередньо пов'язані із необхідністю вивчення реологічних і фільтраційних властивостей в умовах високих тисків і температур, розробки і практичного відпрацювання технології їх спрямованого регулювання.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Дисертаційна робота виконана згідно тематичних планів наукових досліджень Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу та відповідає державній галузевій програмі «Енергетична стратегія України на період до 2030 року» (розділи 1 і 6, пп. 1.1, 6.1.2 і 6.2.2).

Мета і задачі дослідження. Метою дослідження є підвищення ефективності та розширення області використання біополімерних безглинистих бурових розчинів для буріння глибоких свердловин в умовах високих пластових температур.

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

1. Обґрунтування рецептур біополімерного безглинистого бурового розчину Біокар для умов високих пластових температур.

2. Розробка реагенту для регулювання технологічних властивостей біополімерного безглинистого бурового розчину Біокар в умовах високих пластових температур.

3. Дослідження реологічних, структурно-механічних і фільтраційних властивостей біополімерного безглинистого бурового розчину Біокар в умовах високих температур.

4. Розробка і промислове впровадження рецептур біополімерних безглинистих бурових розчинів Біокар на родовищах України.

Об'єктом дослідження дисертаційної роботи є системи біополімерних безглинистих бурових розчинів для буріння глибоких свердловин.

Предмет дослідження – технологічні властивості систем біополімерних безглинистих бурових розчинів.

Методи дослідження. Технологічні властивості біополімерних бурових розчинів вивчали за стандартними методами контролю. Реологічні властивості із урахуванням температурних умов досліджували на ротаційних віскозиметрах моделей 800, 900 і 1100 виробництва компанії OFI Testing Equipment, Inc. Обробку даних ротаційної віскозиметрії виконано з допомогою пакету програм «Rheometry» [83] у класі реологічно стаціонарних моделей Ньютона, Шведова–Бінгама, Оствальда, Гершеля–Балклі, Шульмана–Кессона і бів'язких рідин. Фільтраційні властивості бурових розчинів у вибійних умовах визначали на приладі Dynamic HPHT Filter Press OFI в статичному і динамічному режимах через паперовий фільтр та керамічні диски різної проникності.

Для побудови моделей показників реологічних, структурно-механічних і

фільтраційних властивостей від концентрацій реагентів і температури використано методи планування експериментів. Обробку результатів досліджень виконано на основі регресійного аналізу, статистичних процедур оцінювання та перевірки гіпотез.

Вплив бурових розчинів на якість розкриття продуктивних пластів оцінено на керновому матеріалі за результатами випробувань на УДПК та її аналогах.

Наукова новизна одержаних результатів

1. За результатами досліджень реологічних і фільтраційних властивостей біополімерних безглинистих бурових розчинів в умовах високих температур (до 150 °С) обґрунтовано використання температури T_m плавлення упорядкованої структури полімеру як критерію термічної стійкості.

2. Вперше виявлено позитивний вплив білкових речовин на технологічні властивості біополімерних систем для умов високих температур. Встановлено їх ущільнюючу дію на фільтраційну кірку та уповільнення процесів температурного розрідження.

3. Виявлено синергетичне підсилення інгібуючої дії хлориду калію при його суміщенні з хлоридом натрію. Показано, що інгібуюча дія полівалентних солей при концентраціях понад 25 – 30 % перевищує ефект від застосування хлориду калію.

4. Одержано регресійні моделі для показників реологічних, структурно-механічних і фільтраційних властивостей біополімерної системи Біокар залежно від концентрацій хлориду натрію і реагенту Алеврон при температурах до 150 °С.

Практичне значення одержаних результатів полягає у розширенні області використання біополімерних безглинистих бурових розчинів та розробці технології регулювання їх фільтраційних і реологічних властивостей в умовах високих температур (до 150 °С).

Особистий внесок здобувача. Основні результати дисертації одержано здобувачем самостійно [76, 78].

Автором запропоновано використання як критерію термостійкості біополімерних безглинистих бурових розчинів температури T_m плавлення упорядкованої структури полімеру, виявлена здатність білкових речовин

ущільнювати фільтраційну кірку і зменшувати температурне розрідження біополімерних систем, встановлена наявність синергетичної взаємодії між солями та білковими речовинами, яка покладена в основу удосконаленої рецептури безглинистого бурового розчину Біокар-МТ для буріння глибоких свердловин. Розроблено та впроваджено у виробництво новий органо-мінеральний реагент Алеврон для регулювання реологічних і фільтраційних властивостей у вибійних умовах.

Особистий внесок у працях, опублікованих у співавторстві з О.А. Білекою, В.В. Богославцем, А.Г. Бойком, В.В. Дудзичем, Н.Р. Жолобом, Л.І. Клебан, В.Ф. Коваленко, Д.М. Крульом, Я.І. Куликом, Я.В. Кунцяком, А.Т. Левченком, Ю.В. Лубаном, С.О. Ляшенком, М.А. Мислюком, С.Г. Михайленком, О.І. Політучим, А.Г. Розенгафтом, В.Г. Семенюком, Т.І. Собакар, І.І. Сушинським, Є.Я. Трофімовим, І.Ю. Харівим і Р.С. Яремійчуком, такий.

Розроблено рецептуру біополімерного безглинистого бурового розчину Біокар, технологію його приготування та регулювання властивостей [17, 97].

На основі проведених досліджень і запропонованого критерію термостійкості визначено граничні вибійні температури застосування систем біополімерних бурових розчинів залежно від концентрації водорозчинних солей в їх складі [45, 145].

Досліджено інгібуючі властивості індивідуальних солей та їх композицій. Встановлено підсилення інгібуючої дії композицій солей на глинисті породи у порівнянні з дією індивідуальних солей [41, 145].

Досліджено в умовах високих температур вплив полімерних реагентів і матеріалів на технологічні властивості біополімерних систем [24, 40, 43, 115].

Розроблено та впроваджено у виробництво удосконалену рецептуру біополімерного безглинистого бурового розчину Біокар-МТ. Вивчено вплив концентрацій хлориду натрію і реагенту Алеврон на реологічні, структурно-механічні і фільтраційні властивості біополімерної системи Біокар-МТ при температурах до 150 °С [51, 54, 55].

Апробація роботи. Основні положення дисертації доповідались та обговорювались на XIV Міжнародній науково-практичній конференції «Эфиры целлюлозы и крахмала, другие химические реагенты и материалы в эффективных технологических жидкостях для строительства, эксплуатации и капитального ремонта нефтяных и газовых скважин» (г. Суздаль, 2010 г.); на Міжнародній науково-технічній конференції «Нафтогазова освіта та наука: стан та перспективи», присвяченій 70-річчю газонафтопромислового факультету (м. Івано-Франківськ, 10 – 12 грудня 2014 р.); на науково-технічній конференції «Повышение эффективности бурения и эксплуатации скважин в сложных горно-геологических условиях Семиренковского и Мачухского газоконденсатных месторождений» (г. Полтава, 15 декабря 2014 г.); на IV Міжнародній науково-технічній конференції «Нафтогазова енергетика 2015» (м. Івано-Франківськ, 21 – 24 квітня 2015 р.); X Międzynarodowa Konferencja Geopetrol 2016 nt.: «Współpraca nauki i przemysłu w rozwoju poszukiwań i eksploatacji złóż węglowodorów» (Zakopane-Kościelisko, 19 – 22.09.2016 r.).

У повному обсязі робота доповідалась на наукових семінарах кафедри буріння нафтових і газових свердловин ІФНТУНГ (травень, листопад 2016 р.).

Публікації. За матеріалами дисертації опубліковано 14 наукових праць, з яких 8 у фахових наукових журналах (в т. ч. 3 у зарубіжних виданнях), 5 у збірниках праць науково-практичних конференцій, 1 патент України на винахід.

РОЗДІЛ 1

СИСТЕМИ БЕЗГЛИНИСТИХ БУРОВИХ РОЗЧИНІВ: СКЛАД, ВЛАСТИВОСТІ, ДОСВІД ЗАСТОСУВАННЯ

1.1 Передумови для створення безглинистих бурових розчинів з тиксотропними властивостями

Відомо, що першою промивальною рідиною, яка застосовувалася при бурінні свердловин, була вода. Розкриття відкладів глинистих порід призвело до надходження вибурених глинистих частинок у воду і їх диспергування. Таким чином утворилася глиниста суспензія, властивості якої суттєво відрізнялися від властивостей води і виявилися корисними для забезпечення процесу буріння. Зокрема, глиниста суспензія характеризувалася наявністю тиксотропних структурно-механічних властивостей, що забезпечувало утримування вибурених частинок породи і обважнювача у зваженому стані при зупинках циркуляції. Внаслідок цього вдавалося запобігати присипанню бурильного інструменту, а густина і в'язкість глинистих суспензій могли регулюватися в досить широких межах. В свою чергу, збільшення густини і в'язкості глинистих суспензій призводило до поліпшення очищення свердловини від вибуреної породи, уникання викидів під час розкриття напірних пластів, підвищення стійкості порід у стінках свердловин [35, 61, 98, 113].

Разом з тим, неконтрольоване збільшення вмісту твердої, і в першу чергу, глинистої фази призводило до поглинань бурових розчинів і їх різкого загущення аж до нетекучого стану, особливо при контакті з солями або мінералізованими водами. Подальший розвиток бурові розчини отримали з початком застосування спеціальних хімічних речовин як реагентів-регуляторів їх технологічних властивостей, що започаткувало перехід від нестабілізованих до стабілізованих глинистих суспензій – складних багатокомпонентних дисперсних систем, якими і є бурові промивальні рідини у сучасному розумінні [12, 113].

Застосування спеціальних органічних речовин забезпечило суттєве

підвищення стійкості бурових розчинів до дії негативних зовнішніх факторів і поліпшити їх характеристики. При цьому органо-мінеральні комплекси, що утворюються внаслідок взаємодії глинистих частинок з хімічними реагентами, надають промивальним рідинам широку гаму якісно нових властивостей, тісно пов'язаних з процесами структуроутворення та стійкості, вивчення та регулювання якими охоплюються положеннями фізико-хімічної механіки [111]. Зокрема, завдяки використанню хімічних реагентів можна регулювати агрегативну та седиментаційну стабільність глинистих суспензій, їх структурно-механічні та реологічні властивості, стійкість до дії електролітів і температури.

Крім цього, збільшення агрегативної стабільності глинистих суспензій дозволило спрямовано підвищити їх мінералізацію, тобто використати мінеральні солі як компонент бурових розчинів. Внаслідок цього з'явилась можливість додатково впливати на властивості дисперсної системи шляхом регулювання ступеня її коагуляції. Так було створено інгібовані бурові розчини: спершу вапнисті і хлорнатрієві, потім висококальцієві і, нарешті, хлоркалієві [5, 35, 89, 113]. З їх появою розпочався новий етап розвитку фізико-хімії бурових розчинів, спрямований на керування стійкістю гірських порід та поліпшення якості розкриття продуктивних пластів.

Свій подальший розвиток інгібовані бурові розчини отримали після поступової відмови від застосування гуматних і лігносульфонатних стабілізаторів, які характеризувалися побічною диспергуючою дією до глинистих порід, та розповсюдження високомолекулярних полімерних реагентів – акрилових, целюлозних, крохмалених [106]. Так з'явився новий клас бурових розчинів – полімер-інгібовані системи, що характеризувалися значно більшим інгібуючим впливом на глинисті породи та низкою нових позитивних властивостей, обумовлених ланцюговою будовою великих за розмірами молекул, з великою кількістю активних, реакційно спроможних центрів на їх поверхні [77].

Високомолекулярні полімери, що здатні адсорбуватися на поверхні глинистих частинок, взаємодіяти між собою, утворювати асоціації і глобули, відкрили новий напрям для подальшого розвитку хімії промивальних рідин. З їх застосуванням було

остаточно подолане протиріччя між антидиспергуючою дією неорганічної солі та диспергуючим впливом органічного стабілізатора, яке призводило до зменшення загальних інгібуючих властивостей системи [67]. Спільне використання високомолекулярних полімерів та неорганічних солей виявилось найбільш оптимальним з точки зору створення ефективних інгібованих бурових розчинів [35, 43]. За своїм впливом на гірські породи такі бурові розчини є реальною альтернативою екологічно шкідливим розчинам на вуглеводневій основі [130], що робить їх найбільш поширеними у світі для буріння в складних гірничогеологічних умовах [34, 62, 112, 127].

Застосування високомолекулярних полімерних реагентів дозволило отримувати достатні структурно-механічні та реологічні властивості бурових розчинів при значно меншому вмісті глинистої фази. Так сформувався новий науковий напрям – створення малоглинистих і безглинистих бурових розчинів. Численними дослідженнями, спрямованими на зменшення загальної тривалості і вартості буріння [35, 38, 61], була встановлена залежність механічної швидкості буріння, величини проходки на долото і його стійкості на вибої від вмісту твердої фази в промивальній рідині. Із її збільшенням показники буріння погіршувалися. Максимально допустимий вміст твердої фази не має перевищувати 6 % [38].

Іншим фактором, що сприяв розробці малоглинистих і безглинистих бурових розчинів став негативний вплив твердої і, особливо, глинистої фази на якість розкриття продуктивних пластів [44]. Тверді частинки, особливо ті, що глибоко проникають вглиб пласта та утворюють велику зону внутрішньої кольматації, безповоротно погіршують фільтраційні властивості колекторів. Умови розкриття додатково погіршуються зі збільшенням репресії на пласт внаслідок зростання вмісту твердої фази. Отже бурові розчини, які за інших однакових умов не містять твердої фази (або містять її в обмеженій кількості) та не створюють надлишкової репресії, виявляються більш ефективними.

У 70 – 80-х роках розроблено велику кількість рецептур полімер-глинистих бурових розчинів з низьким вмістом твердої фази (БРНВТФ), стабілізованих різними реагентами – гіпаном, анілісом, нітроном, ВЛР з поліакриламідом, КССБ,

гіпаном з ОЕЦ тощо [38, 121, 124, 132]. У спрощеному розумінні БРНВТФ – це 3 – 5 % розчини відповідного полімеру в прісній, іноді слабомінералізованій (до 3 %) воді. Насичення системи твердою фазою відбувалося в процесі буріння внаслідок диспергування шламу вибуреної породи.

В цілому бурові розчини такого типу позитивно впливали на технологічний процес, сприяли покращанню техніко-економічних показників буріння, запобіганню ускладнень та покращанню якості розкриття продуктивних пластів в неглибоких свердловинах з низькими пластовими тисками. Оскільки БРНВТФ характеризувалися низькими реологічними властивостями та відсутністю тиксотропії, їх застосування під час буріння свердловин на родовищах України, як правило, обмежувалося верхніми інтервалами геологічного розрізу. Через відсутність ефективної системи очищення, регулювання вмісту твердої фази здійснювали шляхом розбавлення бурових розчинів водою. Такий метод обробки призводив до суттєвого збільшення об'єму бурового розчину та необхідності скидання надлишку в шламовий амбар. Це призводило до зростання витрат на хімічні реагенти, а також до забруднення довкілля.

Проте, незважаючи на постійні обробки реагентами та інтенсивне розбавлення, БРНВТФ мали високу схильність до зростання вмісту твердої фази. Навіть при видаленні на засобах очищення 70 – 80 % вибуреної породи, утримати її вміст на рівні 5 – 7 % (густина 1080 – 1120 кг/м³) при бурінні 295,3-мм долотами було досить складно, а при використанні 393,7-мм долотами – практично неможливо, бо потреба у воді для розбавлення перевищувала видобувні можливості водяної свердловини (до 800 л/м) [121]. Таким чином, БРНВТФ, як правило, не відповідали світовим критеріям до бурових промивальних систем такого типу (не більше 6 % твердої фази).

Ситуацію суттєво покращено із появою ефективних багатоступеневих систем очищення і, особливо, центрифуг з частотним регулюванням швидкості обертання ротора, здатних видаляти до 90 – 95 % вибуреної породи. На даний час технологія використання полімер-глинистих БРНВТФ є загальноприйнятою та опанованою.

На відміну від полімер-глинистих бурових розчинів, в основу яких покладено

взаємодію між органічними речовинами та активними центрами на поверхні дисперсних глинистих частинок, основу безглинистих систем створює взаємодія або між молекулами полімерів, або між полімерами та неглинистими наповнювачами, які являють собою інертну тверду фазу. Враховуючи те, що безглинисті бурові розчини, в основному, розробляли для розкриття продуктивних горизонтів, вимоги до таких систем є більш жорсткими, особливо з позицій термостійкості, можливості обважнення, реологічних та фільтраційних властивостей в умовах вибою свердловини.

Найбільше поширення набули системи, утворені на основі розчинів солей різних типів та загущені полімерними реагентами. Залежно від типу солі отримували рідину певної густини: хлорид натрію (NaCl) – 1180 кг/м^3 , бішофіт – 1270 кг/м^3 , хлорид кальцію (CaCl_2) – 1320 кг/м^3 , нітрат кальцію $\text{Ca}(\text{NO}_3)_2$ – 1450 кг/м^3 . Для одержання більш важких систем використовували більш дорогі розсоли хлориду цинку (ZnCl_2), броміду цинку (ZnBr_2), броміду кальцію (CaBr_2) та їх суміші. Для загущення розсолів, зазвичай, використовували похідні ефірів целюлози – РАС, ГЕЦ, ОЕЦ, а також ПВС, ПОЕ та ПАА [116]. Окремо слід виділити бурові промивальні системи на основі крохмально-солевих гелів, які отримували шляхом клейстеризації харчового крохмалю безпосередньо в сольовому розчині [80].

Реологічні характеристики загущених сольових систем забезпечують, в тій чи іншій мірі, очищення вибою свердловини та винесення вибуреної породи на поверхню. Але їх загальним недоліком була відсутність тиксотропної структури та порівняно висока фільтрація в умовах високих тисків і температур. Відповідно застосування загущених сольових систем найчастіше обмежувалося роботами в обсадних колонах при закінчуванні та ремонті свердловин. Безпосередньо при бурінні такі системи майже не використовували.

Основною причиною високої вибівної фільтрації загущених сольових систем є відсутність в їх складі тонкодисперсної твердої фази, спроможної виконувати функцію кіркоутворюючого компонента. В умовах відсутності непроникного бар'єру на поверхні пористого середовища, навіть, найбільш загущені рідини будуть

проникати всередину під дією перепаду тиску. Таке проникнення не обмежене у часі і триватиме під дією репресії. Збільшення реологічних властивостей призводить до зростання фільтраційного опору і може дещо загальмувати процес, але у вибійних умовах, коли реологічні властивості полімерів зменшуються, фільтрація різко зростає. Введення в систему відповідних розмірів і кількості твердої фази може забезпечити створення міцної і непроникної фільтраційної кірки та зменшити показник фільтрації. Проте, для утримання частинок кіркоутворювача у завислому стані рідина має володіти тиксотропними властивостями.

Вирішенню проблеми створення тиксотропного безглинистого бурового розчину присвячені роботи багатьох науковців. На ранніх етапах досліджень (в умовах відсутності біополімерних реагентів) було запропоновано велику кількість алгоритмів утворення просторової структури в об'ємі рідини, які можна об'єднати в такі групи [7, 30, 133]:

гідрогелева (солегелева) структура в системах з конденсованою твердою фазою;

структура, утворена частинками інертного неглинистого наповнювача, за рахунок об'ємного заповнення системи;

полімерна структура, що утворюється внаслідок зшивання молекул полімерів при введенні спеціальних речовин – комплексоутворювачів (кросс-агентів).

Серед перелічених систем найбільше поширення знайшла технологія створення тиксотропних безглинистих бурових розчинів, що базується на використанні в якості дисперсної фази продуктів конденсації важкорозчинних сполук у мінералізованому середовищі, що утворюється при змішуванні двох або більше електролітів, які вступають між собою в реакцію обмінного розкладу [7]. Частинки, отримані шляхом хімічної конденсації, характеризуються високим рівнем дисперсності, стійкі до коагуляційної дії сольового середовища та мають на певних стадіях старіння високу адсорбційну активність. Такі частинки за певних умов можуть взаємодіяти між собою та утворювати просторову структурну сітку. Все це робить можливим використання конденсованих дисперсій як бурових промивальних систем. Конденсовані дисперсії гідроксидів називають гідрогелями, а солей –

солегелями. Бурові розчини з конденсованою твердою фазою, зокрема гідрогель-магнієві бурові розчини, в 70 – 80-х роках застосовувалися при бурінні сольових і підсольових відкладів в Казахстані, Поволжі, Оренбурзі тощо.

Крім цього, принципи отримання конденсованої твердої фази широко використовувалися при розробках бурових промивальних систем інших типів, зокрема крохмале-солевих гелів [67, 79], інвертних емульсійних розчинів [23], структурованих рідин глушіння [33], тимчасово-блокуючих рідин [57] тощо. В різних типах бурових розчинів частинки конденсованої твердої фази виконують різні технологічні функції, зокрема, відіграють роль структуроутворювача, приймають участь в процесах утворення фільтраційної кірки, колюматують пористе середовище колекторів та регулюють вибійну фільтрацію, виступають твердими емульгаторами і стабілізаторами інвертних емульсій.

До недоліків методу структурування рідин конденсованою твердою фазою можна віднести складність регулювання процесу, таким системам притаманне «старіння» гелів та поступове перетворення оборотних коагуляційних структур в необоротні кристалізаційні, порівняно невисока термостійкість. Крім того, при бурінні в теригенних глинистих розрізах гідрогелів (солегелів) системи досить швидко збагачувалися твердою фазою, що практично перетворювало їх з безглинистих в полімер-глинисті. Саме тому, на даний час гідрогелів та солегелів бурові розчини в чистому вигляді практично не використовуються.

Іншим шляхом для одержання тиксотропних безглинистих систем є використання так званого ефекту в'язкісної тиксотропії [30], який полягає в тому, що утримуюча здатність бурового розчину досягається не за рахунок фізико-хімічної взаємодії активних центрів на поверхні глинистих частинок, а внаслідок заповнення об'єму бурового розчину інертним тонкодисперсним наповнювачем. Оскільки, за інших однакових умов, міцність структури системи залежить від її об'ємного заповнення твердою фазою, можна припустити, що просторовий структурний каркас утворюється лише при безпосередньому контактні тонкодисперсних частинок наповнювача між собою.

Таким чином, одержання тиксотропної безглинистої промивальної системи

можливо лише тоді, коли її об'ємне заповнення твердою фазою буде вище певного критичного рівня. Величина критичного вмісту твердої фази залежить від багатьох факторів, зокрема від спроможності реагента-стабілізатора підсилювати її гідрофільність [133], дисперсності і густини речовини-наповнювача, реологічних властивостей системи тощо.

Структурування полімерного бурового розчину в присутності тонкодисперсного наповнювача відбувається через зменшення молекулярної рухомості в граничному шарі внаслідок адсорбційної взаємодії полімерних ланок з поверхнею твердих частинок та конформаційними обмеженнями біля такої поверхні. В результаті можливе утворення мостових поперечних зв'язків та збільшення інтенсивності міжмолекулярної взаємодії в розчині полімеру. У міру збільшення концентрації наповнювача, його частки вбудовуються в надмолекулярну структуру полімеру, сприяючи тим самим утворенню суцільної просторової сітки [107].

Такий спосіб утворення тиксотропної структури використовувався в системах безглинистих бурових розчинів на основі крохмале-солевих гелів [79], в природних суспензіях із вибуреної породи [133], а також в системі безводного вапняно-бітумного бурового розчину на вуглеводневій основі (ВБР) [82]. Основним недоліком таких бурових розчинів є вкрай високий вміст твердої фази. Відповідно вони мають завищені реологічні властивості, схильність до спонтанного переходу у нетекучий стан, негативно впливають на механічну швидкість буріння та якість розкриття продуктивних пластів.

В основу іншого способу утворення тиксотропної структури покладено процеси комплексоутворення, що притаманні лінійним поліелектролітам, які містять у макромолекулі гідроксильні, амідні, карбоксильні та інші полярні групи, що обумовлюють гідрофільність таких полімерів. Комплексоутворювачами виступають солі полівалентних металів, причому найбільш міцні сполуки утворюють іони, що мають великий заряд та малий іонний радіус з великою гідратною ємністю (Cr^{3+} , Al^{3+} , Ca^{2+} , Zr^{4+} , Ti^{4+}). Найбільш активними комплексоутворювачами є солі хрому.

Механізм процесу утворення комплексних сполук гідрофільних полімерів з

солями хрому спрощено можна уявити як заглиблення у внутрішню сферу аквакомплексу хрому функціональних груп полімерних ліганд, що мають схильність до води, та утворення водневих зв'язків між групами -ОН, які містяться у внутрішній сфері хромового комплексу з різними полярними групами [38]. Необхідною умовою отримання багатоядерних комплексів є стерична доступність полярних груп в макромолекулах полімерів та лужність розчину (рН 8 – 10), що забезпечує утворення гідрокомплексів [38].

Відомі спроби утворити просторову структуру в розчинах поліамідів, акрилових полімерів, ОЕЦ, ПВС тощо [52, 109, 123]. Найчастіше такі просторово структуровані рідини використовувалися як буферні в'язко-пружні розділювачі або тимчасово-блокуючі системи при ремонті та закінчуванні свердловин. Зшивання поліакриламідів позбавляє його розчинності у воді, проте його частинки схильні до набрякання, що дозволяє використовувати їх як дисперсну фазу технологічних рідин для ізоляції зон поглинань, водопритоків, міжколонних перетоків і негерметичностей обсадних колон, а також регулювання процесу заводнення під час розробки родовищ [3].

Недоліками такого способу утворення тиксотропної структури можна вважати необхідність точного дозування комплексоутворювача, «старіння» зшитих гелів та перетворення, особливо в умовах високих температур, оборотної коагуляційної структури на необоротну кристалізаційну, високу токсичність солей хрому. Через перелічені недоліки даний спосіб утворення тиксотропної структури в системах бурових розчинів не знайшов свого поширення.

Окремо слід розглянути зшивання розчинів гуарових та ксантанових камедей [35, 38, 125]. На наш погляд такі структуровані рідини є більш технологічними та мають певні перспективи до практичного впровадження як основи бурових розчинів. Проте вони також залишаються складними в регулюванні та не позбавленими недоліків, притаманних більшості зшитих полімерних систем. Тому в основі сучасних безглинистих бурових розчинів здебільшого покладено інший принцип утворення тиксотропної структури – синергетична взаємодія між біополімерами та етерифікованими полісахаридами.

Таким чином, високомолекулярні полімери є основою сучасних бурових розчинів різних типів. Їх застосування надає промивальним системам гаму властивостей, що у значній мірі визначають технологічний прогрес буріння останніх років. Загальна тенденція в подальшому розвитку полімерних бурових розчинів – зменшення вмісту твердої і, в першу чергу, глинистої фази. Проте, якщо рецептури полімерних БРНВТФ є поширеними, то системи безглинистих бурових розчинів у бурінні практично не використовувалися, в основному, через труднощі надання їм тиксотропних властивостей. Наявна у той період гама хімічних реагентів та технологічних засобів не дозволяла ефективно вирішити дану проблему.

1.2 Ксантанова камедь – основа біополімерних бурових розчинів

Проблема одержання тиксотропних безглинистих бурових розчинів була вирішена після розробки біополімерних реагентів, в першу чергу ксантанової камеді, яка на даний час є основним структуроутворюючим компонентом для промивальних систем такого типу.

Ксантанова камедь (або ксантан) відноситься до модифікованих гетерополісахаридів із загальною формулою $(C_{35}H_{49}O_{29})_n$, що утворюються в результаті дії бактерій роду *Xanthomonas Campestris* (ХС) на глюкозу та речовини, які її містять. В природному середовищі бактерії ХС утворюють ксантан на поверхні стінки клітини рослини, що відноситься до родини капустяних, де під час свого нормального життєвого циклу, внаслідок комплексу ферментативних процесів, виділяють камедь в навколишнє середовище.

В промисловості ксантанову камедь отримують шляхом аеробного глибинного бродіння (ферментації). Середовище бродіння містить вуглеводи (наприклад, цукор), джерело азоту, мікроелементи та інші фактори росту. Виробництво ксантанової камеді включає багатоступеневу підготовку посівного матеріалу з наступною ферментацією у великих цистернах із нержавіючої сталі та відновлення продукту в кінці процесу.

З метою одержання чистої біологічної культури обладнання для процесу

ферментації стерилізують перед використанням. В процесі роботи дотримуються антисептичних правил. Склад біологічного матеріалу та основні параметри технологічного процесу, такі як аерація, перемішування, рН і температура ретельно контролюються. Так досягається отримання оптимального результату. Після закінчення процесу ферментації, бульйон пастеризується для того, щоб вбити організми перед відновленням продукту. Як правило, ксантанова камедь виділяється з ферментаційного бульйону шляхом осадження спиртом. Потім спирт видаляється, отриманий продукт сушать, подрібнюють, перевіряють та упаковують [138].

Структурною одиницею молекули ксантана є пентасахаридний фрагмент, що повторюється і складається з β -D-глюкози, α -D-манози та α -D-глюкуронової кислоти (у співвідношенні 2 : 2 : 1). Молекули β -D-глюкози, з'єднуючись 1,4-глікозидним зв'язком, утворюють основний ланцюг, де кожен другий глюкозний залишок містить коротку бокову ланку з трьох моносахаридних одиниць, в якій залишок глюкуронової кислоти розміщується між двома залишками α -D-манози. Кінцевий залишок манози може містити пірватну групу, а маноза, що прилягає до основного ланцюга, – ацетатну групу при шостому вуглецевому атомі [101]. Структурна формула біополімеру наведена на рис. 1.1.

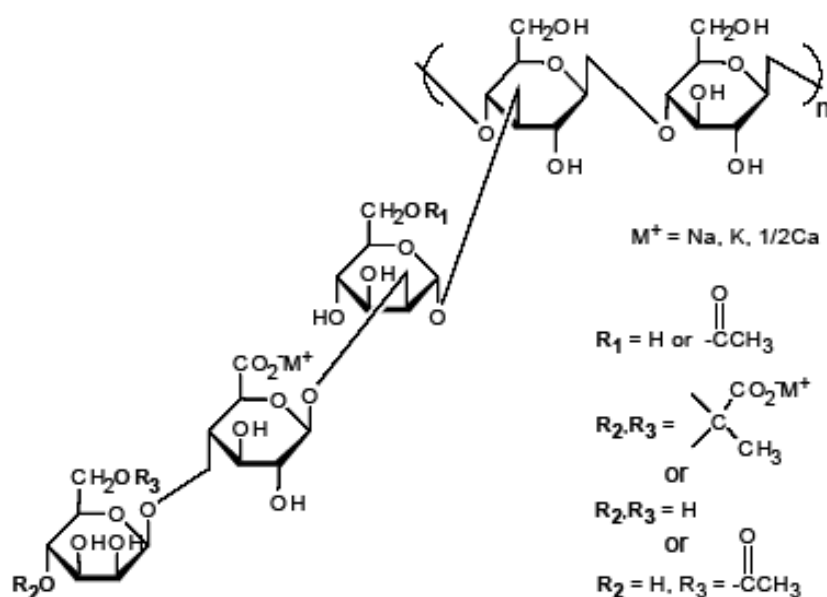


Рисунок 1.1 – Структура ксантанової камеді

Не існує єдиної думки щодо молекулярної маси ксантанової камеді. В різних

джерелах існують суттєві відмінності. Так, в технічному бюлетені компанії-розробника CP Kelco [138] вказано значення 2 000 000 Da, що відповідає, приблизно, двом тисячам ланок в молекулі полімеру, які повторюються. Інші автори [35, 56] вказують на значення близько 5 000 000 Da. Також зафіксовано значення 50 000 000 Da [136], проте таку різницю пов'язують із проявом агрегації молекул.

Рентгенівськими дослідженнями конформація молекули ксантану визначена як правостороння п'ятипроменева спіраль, що утворюється трисахаридними боковими ланцюгами, які приєднуються до основного молекулярного ланцюгу через

кожні 0,94 нм. Така ланка з п'ятипроменевою спіраллю повторюється кожні 4,7 нм (рис. 1.2). Конформація молекули стабілізується водневими зв'язками, що виникають внаслідок взаємодії між основним та боковими ланцюгами.

Молекули ксантану схильні до агрегації шляхом утворення подвійної спіральної структури, яка підтверджена рентгенівськими дослідженнями. Існують припущення про можливість утворення багатоланцюгових агрегацій [137].

Розчинність ксантанів, їх стан у воді та реологічні властивості визначаються особливостями хімічної будови. Наявність карбоксильних (залишки глюкуронової кислоти) і піруватних кислотних груп забезпечують ксантановим молекулам досить високий від'ємний заряд. Завдяки наявності регулярних бокових ланок з кислотними групами відбувається взаємне відштовхування окремих молекул, що призводить до збільшення їх гідратації і, як наслідок, до розкручування спіралеподібних макромолекул. Це

призводить до зменшення показника в'язкості при низьких швидкостях зсуву.

З іншого боку, молекули ксантану в водних розчинах схильні до самоасоціації

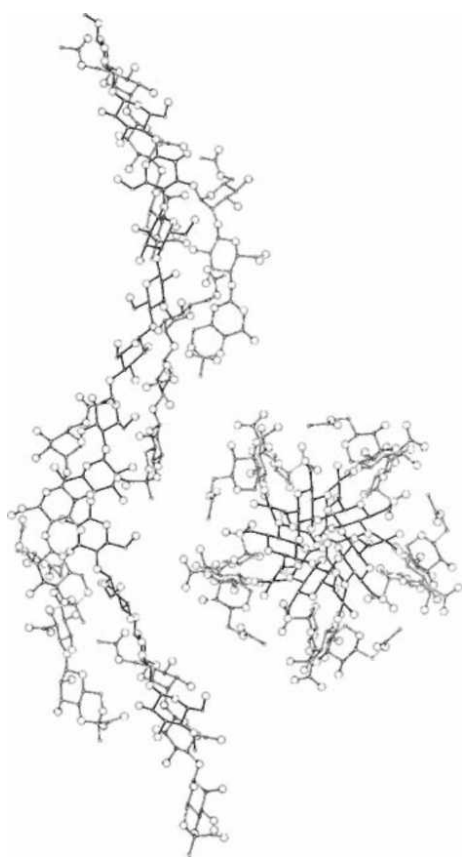


Рисунок 1.2 – Спіральна конформація ксантанової камеді. Вид паралельно і перпендикулярно осі спіралі

і зі збільшенням концентрації полісахариду або іонної сили розчину в системі формується гель. Він являє собою тривимірну сітку, утворену з подвійних спіралей ксантану, з'єднаних міжмолекулярними водневими зв'язками. Гелеутворення суттєво збільшує показник в'язкості при низьких швидкостях зсуву [135, 139, 140].

Таким чином, всередині системи розчину ксантанової камеді на молекулярному рівні одночасно існують дві тенденції, перша з яких спрямована на асоціацію молекул, утворення гелю та зростання в'язкості, інша – на послаблення взаємодії між молекулами, взаємне електростатичне відштовхування і зменшення в'язкості. Залежно від інтенсивності дії зовнішніх факторів превалює той чи інший процес. Цим пояснюється яскраво виражена псевдопластичність розчинів ксантану

(рис. 1.3).

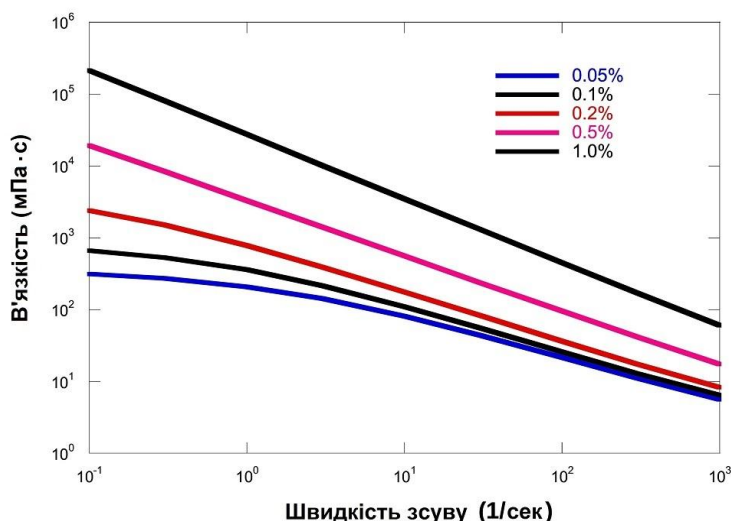


Рисунок 1.3 – Залежність в'язкості розчинів ксантанової камеді від швидкості зсуву

агрегатів та вирівнювання окремих молекулярних ланцюгів у напрямку зсувної дії. Але як тільки зсувна дія припиняється, молекулярні агрегати відновлюються майже миттєво.

Проте мова не йде про тиксотропні властивості. Гелі, що утворюються в розчині ксантанової камеді, майже не зміцнюються у часі. Їх гранична міцність, здебільшого, визначається концентрацією полімеру. Зростанню міцності заважають процеси електростатичного відштовхування, що відбуваються на молекулярному

Так, при низьких швидкостях зсуву переважають процеси гелеутворення. Вони визначають високу в'язкість при низьких швидкостях зсуву та унікальну спроможність до утворення зависей. При зростанні швидкості зсуву починають переважати протилежні процеси. В'язкість розчину зменшується, що є результатом руйнування просторової сітки молекулярних

рівні. У чистих розчинах ксантану тиксотропні властивості вдавалося отримувати лише при зшиванні молекул кросс-агентами, зокрема солями трьохвалентного хрому [35, 38].

Здатність до унікального зсувного розрідження є дуже бажаною властивістю для бурових промивальних рідин. При високих швидкостях зсуву, що відповідають течії у трубах, їх реологічні властивості є аномально низькими – близькими до в'язкості води. При низьких швидкостях, що відповідають умовам течії рідини у затрубному просторі, реологічні властивості характеризуються аномально високими значеннями. Оскільки виносна здатність системи є функцією від її в'язкості при низьких швидкостях зсуву, ксантанова камедь за цим показником переважає будь-який інший полімер, що використовується при бурінні свердловин [35]. Внаслідок цього забезпечується ефективне очищення вибою, а робочі тиски при бурінні залишаються на низькому рівні.

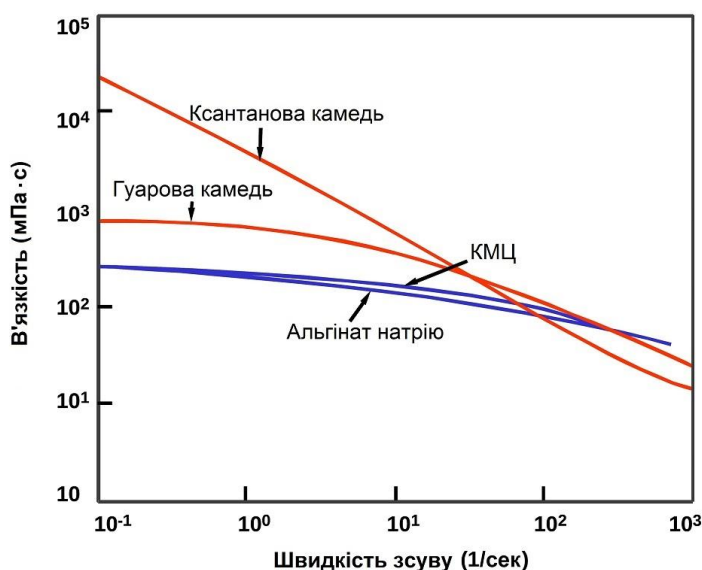


Рисунок 1.4 – Залежність в'язкості розчинів різних полімерів від швидкості зсуву

На рис. 1.4 показано залежність в'язкості розчинів різних полімерів від швидкості зсуву. Так, при низьких швидкостях в'язкість ксантанового біополімеру більша за в'язкість гуарової камеді майже у 15 разів і значно перевищує в'язкість КМЦ. При швидкості зсуву в межах 100 с⁻¹ значення в'язкості ксантану, гуару і КМЦ приблизно однакові. При більших швидкостях зсуву в'язкість ксантанової камеді різко падає і стає значно меншою, ніж у КМЦ і гуару [138].

Зазвичай при збільшенні температури в'язкість полімерних розчинів зменшується. Тут ксантанова камедь не є виключенням. Проте, ступінь розрідження ксантану зменшується із збільшенням мінералізації розчину. Крім того, в

мінералізованих розчинах збільшується величина так званої температури плавлення (melting temperature), при перевищенні якої розпочинаються руйнування упорядкованої молекулярної структури полімеру та відбувається різке зменшення його в'язкості (рис. 1.5 та 1.6) [138]. Отже існує можливість регулювання термостійкості ксантанового біополімеру шляхом зміни мінералізації водного середовища.

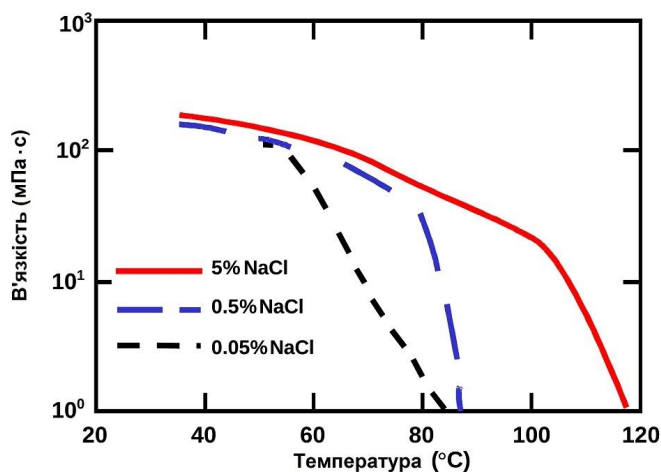


Рисунок 1.5 – Залежність в'язкості 1%-ного розчину ксантанової камеді при швидкості зсуву 10 s^{-1} від температури для різного рівня концентрації NaCl

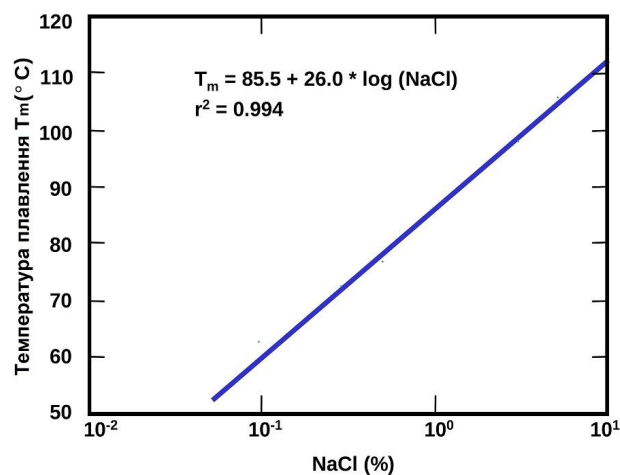


Рисунок 1.6 – Залежність температури плавлення 1%-ного розчину ксантанової камеді від концентрації NaCl

Причина такої поведінки також пояснюється наявністю двох протилежно спрямованих тенденцій у взаємодії між молекулами ксантану. Збільшення мінералізації розчину призводить до зменшення сили електростатичного відштовхування між боковими ланцюгами макромолекул. Відповідно тенденція до розрідження системи послаблюється. Одночасно, через порушення рівноваги зростає роль факторів, які сприяють гелеутворенню та загущенню. Таким чином, мінералізований розчин ксантану виявляється більш ущільненим на молекулярному рівні. В ньому виникає своєрідний резерв в'язкості, за рахунок якого і відбувається протидія процесам температурного розрідження. Така властивість розчинів ксантану є дуже важливою для керування біополімерними буровими системами в умовах високих температур [45].

Проте, такі результати дії солей виявляються лише за підвищених концентрацій ксантану в розчині, приблизно, 2000 мг/л і більше. За малих концентраціях сіль не впливає на в'язкість, або, навіть, призводить до незначного розрідження [138, 143].

В цілому розчини ксантану демонструють високу стійкість до моно- і полівалентної сольової агресії, кислот, лугів та температури. Зазвичай за такими показниками ксантан суттєво перевищує полімери інших типів, які характеризуються менш впорядкованою полімерною структурою і, відповідно, не мають такого потужного захисту основного молекулярного стрижня боковими ланцюгами. Проте, слід зазначити, що при екстремальних показниках рН на рівні 12 і вище, молекули ксантану втрачають свою стійкість. Внаслідок цього відбувається різке зниження в'язкості та руйнування системи. Така особливість ксантану виключає застосування бурових розчинів на його основі при розбурюванні великих цементних стаканів.

Теж саме стосується і стійкості ксантану до біологічної деструкції. В цілому ксантан виявляє більшу стійкість до дії ензимів, ніж інші полісахаридні реагенти. Проте при тривалому зберіганні відбувається зниження в'язкості його розчинів, що пояснюється, між іншим, і наявністю ферментативних процесів [143]. З одного боку, такі властивості ксантану накладають певні обмеження при використанні в промивальних системах та потребують застосування спеціальних реагентів-бактерицидів [61]. З іншого боку, відкриваються можливості для запобігання полімерному забрудненню колекторів, що робить застосування ксантану доцільним при закінчуванні та ремонті свердловин [35].

Таким чином, ксантанова камедь характеризується низкою унікальних властивостей, які є дуже корисними для бурових промивальних рідин. У великій мірі властивості ксантану не мають аналогів і не можуть бути отримані при застосуванні інших полімерних реагентів. Особливо це стосується отримання тиксотропних безглинистих рідин, в системах яких застосуванню ксантанових біополімерів, як було зазначено вище, на сьогоднішній час не існує альтернативи.

1.3 Біополімерні безглинисті бурові розчини: їх властивості, досвід застосування та методи регулювання параметрів

Численні модифікації біополімерних реагентів, що виробляються під різними торговими марками на основі ксантанової камеді (Kelzan, XC-polymer, Rodopol, Dua-Vis, Flow-Vis, Barazan тощо), не можуть самостійно забезпечити буровим промивальним рідинам всю гаму необхідних технологічних параметрів. Зокрема, ксантанові біополімери не є регулятором показника фільтрації, а їх водні розчини не мають тиксотропних властивостей [88]. Відповідно, в рецептурах бурових розчинів біополімери використовуються тільки у поєднанні з реагентами інших функціональних призначень. Такому симбіозу сприяє висока поверхнева активність молекул ксантану, їх адсорбційна здатність та синергетична взаємодія із реагентами-стабілізаторами.

Так в основі більшості сучасних безглинистих бурових розчинів лежить взаємодія між молекулами ксантанового біополімеру та етерифікованих форм крохмалю або целюлози, наслідком якої є утворення просторової тиксотропної структури, забезпечення низької фільтрації та надання системам необхідних реологічних характеристик [11, 28, 47, 73]. Саме отримання тиксотропних властивостей в такий спосіб якісно відрізняє сучасні безглинисті системи від таких, що розроблялися наприкінці ХХ сторіччя та не містили біополімерних реагентів.

В основі синергетичної взаємодії ксантанового біополімеру та полісахаридних реагентів-стабілізаторів полягає їх здатність допомагати одне одному більш рівномірно розподіляти міцність водневих зв'язків в об'ємі рідини. У такому симбіозі біополімери створюють первинну сітку на основі водневих зв'язків, задаючи тим самим структуру розчину, а стабілізатори, за рахунок своєї гідратації, перерозподіляють її між собою з одночасним вирівнюванням міцності водневих зв'язків [126].

Слід зазначити, що існують рецептури, в яких ксантановий біополімер суміщається з реагентами інших типів: гуматами [72], лігносульфонатами [38], акрилатами [73, 75]. Проте формування тиксотропних структур в таких системах

ґрунтується на інших фізико-хімічних процесах, які більш подібні до утворення в об'ємі рідини гідрогелевих комплексних сполук. Відповідно такі системи мають певні відмінності і в даній роботі не розглядаються.

В табл. 1.1 наведено основні компоненти та властивості безглинистих бурових розчинів, які за останні роки використовувалися при бурінні свердловин на родовищах України.

З наданої інформації випливає, що, незважаючи на різні торгові назви, бурові розчини мають однаковий за призначенням полісахаридний компонентний склад, дуже схожі технологічні властивості та використовують подібні методи їх регулювання. Певні відмінності, що наявні в рецептурах різних виробників є такими, що суттєво не впливають на основні технологічні властивості бурових розчинів.

Отже є підстави вважати, що результати досліджень і закономірності, які встановлені для однієї із безглинистих систем, будуть справедливими для інших, принаймні тих, що наведені в табл. 1.1. Це дозволяє проводити дослідження на одній моделі бурового розчину, наприклад біополімерній системі Біокар, а результати поширювати на інші подібні системи.

Аналіз наведених даних показує, що комбінація ксантанового біополімеру з полісахаридними реагентами-стабілізаторами дозволяє отримати безглинисті бурові розчини з властивостями, що відповідають умовам буріння в Україні. Такі системи характеризуються низькою поверхневою і вибією фільтрацією, наявністю тиксотропії та особливими реологічними властивостями, які проявляються у високих показниках динамічного напруження зсуву при низьких значеннях пластичної в'язкості. При цьому через відсутність глинистого компонента густина таких систем може знаходитися на рівні 1100 кг/м^3 і нижче.

Можливість створення достатніх реологічних і структурно-механічних властивостей бурового розчину при низькій густині особливо важлива при бурінні глибоких свердловин, де часто виникають питання ефективності виносу вибуреної породи та забезпечення седиментаційної стабільності системи. Одночасне зменшення густини дозволяє запобігати ускладненням в зонах аномально низьких

пластових тисків (АНПТ), покращує умови розкриття продуктивних пластів, сприяє збільшенню механічної швидкості буріння та поліпшенню економічних показників.

Таблиця 1.1 – Компоненти та властивості безглинистих бурових розчинів

Призначення компонентів	Буровий розчин (розробник)			
	Flo-Pro NT [18, 27] (MI-SWACO)	Baradrill-N [119] (Baroid)	Полімер-калієвий безглинистий розчин [21] (Бурова техніка)	Біокар [17] (Геосинтез інженіринг)
Компоненти				
Ксантановий структуроутворювач	Duo-Vis; Flo-Vis	N-Vis	Barazan D	XC-polymer
Крохмальний стабілізатор	Flo-Trol	N-drill HT Plus	Filter-Chek	X-drill
Целюлозний стабілізатор	–	–	PAC-LE	–
Неорганічний інгібітор	KCl	KCl	KCl (KCl+NaCl)	KCl (KCl+NaCl)
Органічний інгібітор	Kla-Stop, Kla-Gard B	GEM CP	Clay Seal Plus	ПЕГ-6000
Неорганічний кольматант	Calcium carbonate: fine, medium, МК-60	Baracarb: 5, 25, 50	Baracarb: 5, 25, 50; N-Seal	М-25
Органічний кольматант	–	–	–	К-200
Властивості бурових розчинів				
Густина, кг/м ³	1090	1100	1100 – 1300	1100 – 1250
Умовна в'язкість, с	68	н/д	40 – 60	50 – 80
СНЗ _{1/10} , дПа	23/35	19/29	30/50	20/40 – 30/60
Фільтрація, см ³ /30 хв	4	н/д	3 – 4	3 – 4
Пластична в'язкість, мПа·с	15	18	16 – 22	18 – 24
ДНЗ, дПа	158	101	100 – 140	120 – 160
рН	9 – 10	8,5	8 – 10	8,5 – 9,5
Фільтрація НРПТ, см ³ /30 хв.	н/д	13 – 15	≤ 20	≤ 20

Так, ще нещодавно, буріння свердловин глибиною 5500 – 6000 м тривало від 2 до 3 років:

507 Семенцівська – 5980 м (1995 – 1997 рр.);

800 Шебелинська – 6113 м (1993 – 1996 рр.).

Сьогодні, весь цикл спорудження таких свердловин триває 8 – 9 місяців і навіть менше (рис. 1.7), а тривалість буріння інтервалу, де застосовують безглинисті бурові розчини, не перевищує 28 – 30 діб:

53 Свиридівська – 5450 м (03.2012 – 11.2012), буріння під експлуатаційну колону в інтервалі 4800 – 5450 м (16.09.2012 – 14.10.2012);

59 Свиридівська – 5470 м (02.2013 – 10.2013), буріння під експлуатаційну колону в інтервалі 4900 – 5470 м (20.09.2013 – 21.10.2013).

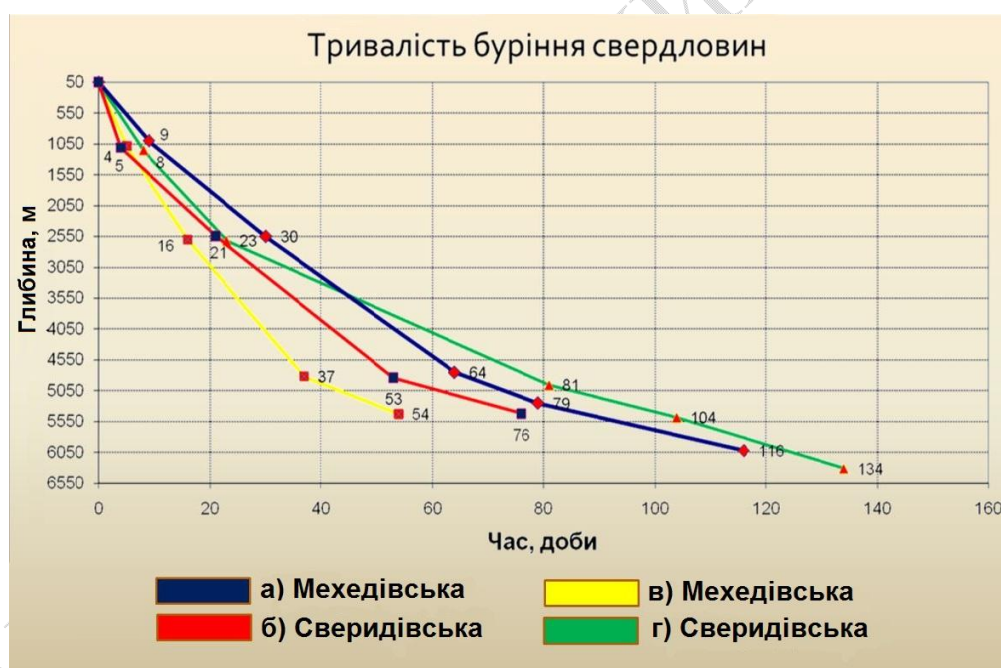


Рисунок 1.7 – Графік поглиблення свердловин на Свиридівському та Мехедівському ГКР в 2009 – 2011 роках (бурова компанія Saipem) [21]

Безглинисті бурові розчини вважаються оптимальними для буріння похило-скерованих і горизонтальних свердловин [68, 71, 105]. У великій мірі цьому сприяють унікальні виносні характеристики та високі значення миттєвого показника статичного напруження зсуву, завдяки яким забезпечується очищення похилого стовбуру від вибуреної породи та утримання шламу у завислому стані.

Як було зазначено вище, такі властивості біополімерних бурових розчинів пов'язані з їх яскраво вираженими псевдопластичними властивостями і, відповідно, задовільно описуються степеневою реологічною моделлю Оствальда де Ваале [73]. Проте ідеальні псевдопластичні рідини не мають динамічного напруження зсуву, тобто рідина, яка моделюється, починає деформуватися (текти) відразу після прикладання зсувного навантаження. Таке припущення є ідеалізацією до опису течії реальних бурових розчинів. Як результат, неврахування динамічного напруження зсуву степеневим законом призводить до похибок в гідравлічних розрахунках.

Більш точно реологічна поведінка біополімерних бурових розчинів в усьому діапазоні швидкостей зсуву описується трипараметричною моделлю Гершеля – Балклі, яка поєднує в собі моделі в'язкопластичної та псевдопластичної рідини, і дозволяє врахувати динамічне напруження зсуву. Уточненими реологічними дослідженнями біополімерних бурових розчинів встановлено, що степенева модель цілком прийнятна для розрахунків високих та низьких діапазонів швидкостей. Але якщо необхідно застосувати рівняння, яке описує поведінку бурового розчину в усьому діапазоні швидкостей, то модель Гершеля – Балклі дає кращу збіжність результатів [28, 70]. Проте, модель в'язкопластичної рідини Шведова – Бінгама залишається найбільш поширеною на бурових підприємствах і також використовується для розрахунку реологічної поведінки безглинистих бурових розчинів [58].

При використанні біополімерних безглинистих бурових розчинів контроль реологічних властивостей має особливе значення, а реологічні показники, визначені на ротаційному віскозиметрі при різних швидкостях зсуву, виходять за інформативністю на перший план. В першу чергу, саме за зміною реологічних параметрів можна виявити загрозу та визначити її ступінь з боку зовнішніх факторів, таких як температура [62, 73], ферментативна дія бактерій [28, 62], механічна деградація [128] або лужність середовища. Роль інших традиційних параметрів при цьому у значній мірі нівелюється.

Так, зокрема, через порівняно високу концентрацію полімерів показник фільтрації безглинистих бурових розчинів завжди знаходиться на низькому рівні.

Він майже не змінюється навіть після повного руйнування системи і втрати нею інших технологічних властивостей. Таким чином практичне значення такого показника бурових розчинів, як фільтрація на приладі ВМ-6 через паперовий фільтр, суттєво зменшується.

Те саме стосується і показника умовної в'язкості, що є інтегральним показником, який визначається при мінливих і досить низьких швидкостях зсуву. Оскільки в'язкість псевдопластичної рідини жорстко прив'язана до величини швидкості зсуву, значення отримані на приладі ВП-5 або Marsh funnel є непоказовими. На їх величину впливають зміни реологічних характеристик рідини, рівень $CH_{3/10}$, вміст і тип твердої фази, кількість колоїдного компоненту тощо. Заздалегідь передбачити точне значення умовної в'язкості, спрогнозувати закономірності змін і головне, орієнтуватися на нього в процесі буріння досить складно [17].

Регулювання технологічних властивостей біополімерних бурових розчинів здійснюється шляхом зміни концентрації їх компонентів, в першу чергу, біополімеру [59, 66, 88, 118]. Із підвищенням концентрації біополімеру підсилюються псевдопластичні властивості рідини, як побічна дія відзначається зменшення фільтрації. Збільшення вмісту реагента-стабілізатора призводить до зменшення фільтрації, при цьому також спостерігається певне зростання реологічних показників, як результат синергетичної взаємодії з біополімером [42, 47].

Оскільки для підтримування оптимальних параметрів бурового розчину необхідно ретельно підтримувати співвідношення між біополімером і полісахаридним стабілізатором, останнім часом знаходить поширення використання спеціальних реагентів-компаундів [11, 16, 120]. Такі реагенти містять в собі компоненти безглинистого бурового розчину у необхідній кількості. Їх розчинення у воді відразу забезпечує отримання полімерної основи розчину з потрібними властивостями. Так на практиці досягається спрощення процесу контролю і технології регулювання параметрів [103].

В літературних джерелах існують суттєві відмінності стосовно

рекомендованих значень реологічних властивостей, які необхідно підтримувати для забезпечення безаварійного процесу буріння, у тому числі і під час спорудження похило-скерованих і горизонтальних свердловин. Такі відмінності пояснюються різноманіттям гірничогеологічних умов і ускладненістю процесу буріння в різних регіонах. Загальною є тенденція до збільшення реологічних властивостей із підвищенням складності робіт. Зокрема для багатьох родовищ Росії показник динамічного напруження зсуву (ДНЗ) знаходиться в межах 70 – 100 дПа [28, 36, 47, 62]. В той же час рекомендовані параметри системи Біокар в умовах України: ДНЗ від 120 дПа і вище, пластична в'язкість 18 – 25 мПа·с і нижче, $CH_{3/10}$ 20 – 30/40 – 60 дПа, фільтрація 3 – 4 см³/30 хв [17]. Наведені дані добре збігаються з рекомендаціями для інших типів бурових безглинистих розчинів, що використовували в Україні [27].

Однією з причин підтримування таких високих параметрів є більш складні термобаричні умови та необхідність створення певного резерву в'язкості для компенсації розрідження системи на вибої. На жаль, величина такого запасу встановлюється, у значній мірі, емпірично з досвіду практичної роботи, набуття якого не обходиться без помилок і технічних ускладнень [27]. Причиною є брак інформації через явно недостатній рівень досліджень реологічної поведінки безглинистих бурових розчинів в умовах високих температур. Незважаючи на велику кількість експериментальних робіт з вивчення реологічних властивостей ксантанових біополімерів та бурових розчинів на їх основі, більшість з них проводилася при кімнатній температурі або в умовах прогрівання до 100 °С [59, 62, 66, 73]. Температури дослідів зумовлені геологічними умовами тих регіонів, де використовували біополімерні бурові розчини, але їх результати не можуть повною мірою бути застосовані на родовищах України із температурами в межах 120 – 140 °С і навіть вище. Проведення реологічних досліджень для таких температур є необхідним для подальшого удосконалення рецептур та відпрацювання технології їх регулювання.

Важливою функцією біополімерних безглинистих бурових розчинів є якісне розкриття продуктивних горизонтів, яка значною мірою забезпечується

притаманною ним низькою фільтрацією вглиб пористого середовища. Ефект досягається внаслідок сумісної дії наповнювачів певного гранулометричного складу, які утворюють на поверхні пласта блокуючі аромні перемички між зернами породи і біополімерних реагентів, що створюють значний фільтраційний опір руху рідини в вузьких зазорах порового простору [9, 35]. В результаті майже миттєво утворюється непроникний кольматаційний бар'єр, товщина якого вглиб пласта не перевищує кількох міліметрів. Об'єм рідини, що надходить у пласт в процесі утворення такого бар'єру, є мінімальним (рис. 1.8). Такі властивості безглинистих бурових розчинів відкривають широкі можливості для їх застосування при розкритті зон вірогідних поглинань, пов'язаних як із тектонічними порушеннями, так і з низькими пластовими тисками.

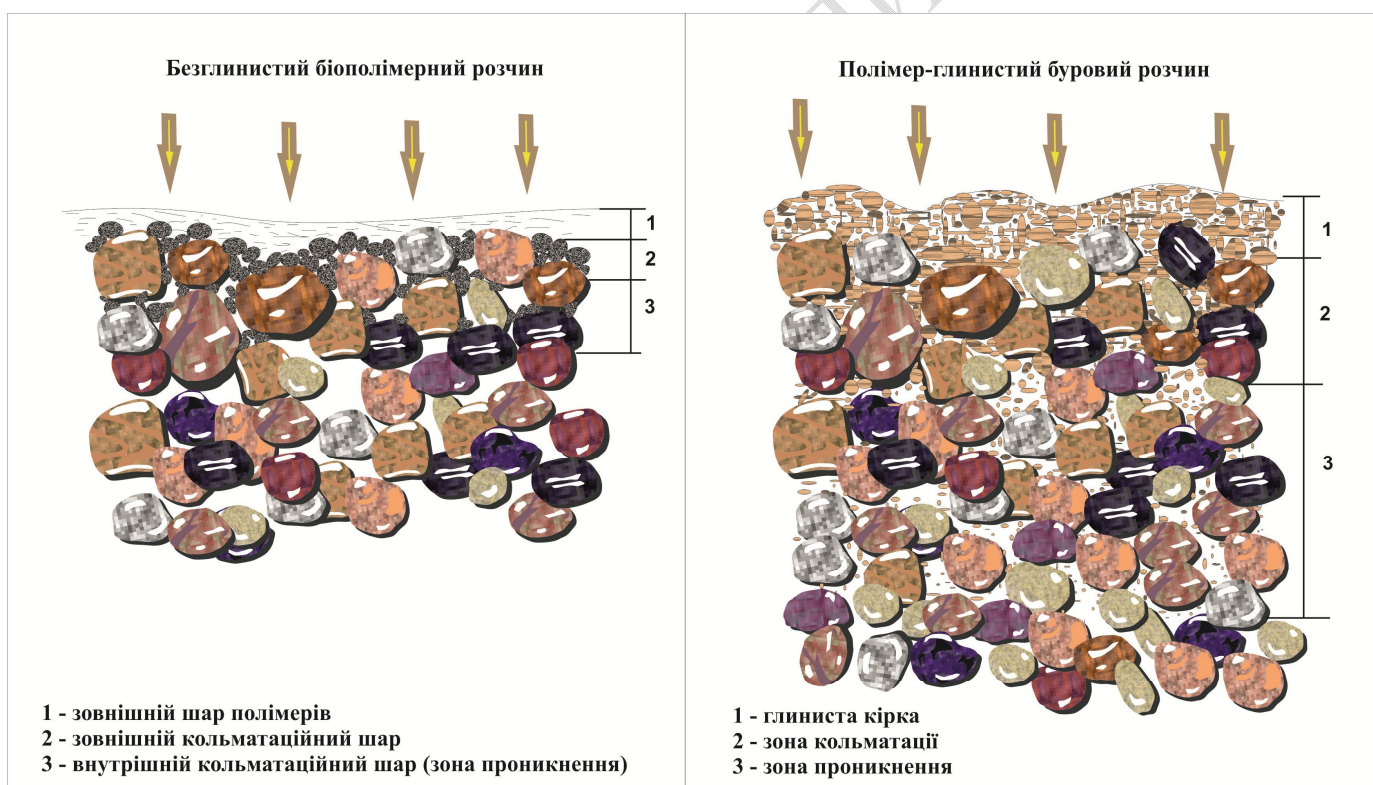


Рисунок 1.8 – Утворення зон пониженої проникності в поровому середовищі колекторів при їх розкритті буровими розчинами різних типів

Для створення ізолюючого шару на поверхні продуктивних пластів використовують фракційний, дрібно мелений мармур, який відноситься до класу так званих жорстких кольматантів [48]. При правильному підборі їх розмірів, частинки

кольматанту розклинюються в отворах пор та відіграють роль основи майбутньої поверхневої фільтраційної кірки. Міцність такого блокуючого шару є зіставною з міцністю породи пласта-колектора.

Проте, для забезпечення такого результату вкрай важливим є правильний підбір типорозміру наповнювача, оскільки ефективне блокування каналів фільтрації колекторів відбувається лише у вузькому діапазоні співвідношень їх розмірів з розмірами кольматантів. Навіть при незначному відхиленні, як в один, так і в інший бік, утворення арочних перемичок не відбувається, а проникність кольматаційного шару та кількість відфільтрованої рідини різко збільшуються [35, 69]. Наслідком цього є глибоке проникнення компонентів бурового розчину та збільшення товщини забрудненої зони.

З метою оптимізації підбору розміру кольматуючих частинок застосовуються спеціальні математичні моделі, які побудовано за правилом Абрамса і теорії ідеальної упаковки Кауффера та дозволяють підібрати концентрацію і фракційний склад гетерогенної суміші. Правилем Абрамса визначається розмір частинок кольматанта, при якому починається процес утворення арочних перемичок між зернами породи. Розмір частинок має знаходитися в діапазоні $1/3 - 1/7$ від середнього діаметру пор пласта. Оптимальний фракційний розподіл частинок і концентрація кольматанта для утворення арочних перемичок і кольматації простору між арочними перемичками визначається графічним методом відповідно до теорії ідеальної упаковки [69].

Даний метод потребує наявності повної та достовірної вихідної інформації про порову структуру колектора, яка визначається складними дослідженнями реального кернового матеріалу і постійно уточнюється за результатами буріння нових свердловин. На практиці застосування вказаної методики ефективно лише в умовах добре вивчених покладів, при розкритті одного пласта або однорідних пластів з близькими характеристиками. В умовах багатопластових покладів більшості родовищ України, які характеризуються неоднорідністю по глибині та простиланню, визначення оптимального розміру частинок жорсткого кольматанту для кожної конкретної свердловини є надзвичайно складною технологічною задачею. Часто

витрати на одержання необхідної геологічної інформації та її комп'ютерну обробку виявляються не виправданими з технологічної і економічної точок зору [26].

Одним із шляхів вирішення цієї проблеми є відмова від практики застосування однотипних жорстких кольматантів та перехід до використання композитних кольматантів, що містять у своєму складі як жорсткі, так і пружні речовини. До класу пружних кольматантів відносяться органічні матеріали, які мають схильність до пружного деформування під тиском всередині порового простору колектора. Завдяки цьому пружні кольматанти мають кращі розклинюючі властивості та зчеплення з породою. Невідповідність їх розмірів отворами колектора менше впливає на процес утворення ізолюючого шару, який, до того ж, характеризується більшою стійкістю до пульсацій тиску. Але при цьому його міцність суттєво поступається міцності шару з жорстких кольматантів [48].

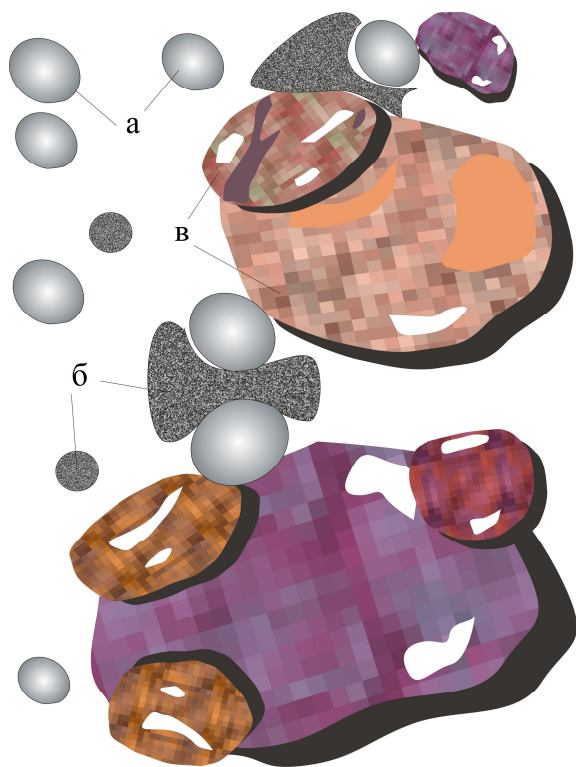


Рисунок 1.9 – Схема колюматації порового простору колектора композитним кольматантом:

a – частки жорсткого кольматанту;

б – частки пружного кольматанту;

в – зерна породи

При композитному використанні пружні і жорсткі кольматанти доповнюють один одного, що дозволяє отримати колюматуючий реагент у великій мірі позбавлений відзначених недоліків.

Композитні кольматанти дозволяють створювати еластичний ізолюючий шар високої міцності. При його формуванні пружні речовини заповнюють пустоти між частинками жорстких кольматантів та зернами породи, які утворюються внаслідок невідповідності між їх розмірами.

При цьому, завдяки деформуванню під тиском, пружні речовини здатні виконувати роль еластичного ущільнювача не залежно від розмірів цих пустот та їх конфігурації (рис. 1.9). Відповідно для ефективного застосування композитних блокувальників немає потреби в

детальному вивченні інформації про характеристики колектора [40].

Останнім часом поєднання жорстких і пружних кольматантів все більше поширюється в практиці застосування безглинистих бурових розчинів [26, 31, 134]. Це дозволяє забезпечувати високу якість розкриття продуктивних пластів внаслідок швидкого формування непроникного кольматаційного шару на поверхні пласта, незначної зони проникнення та тонкої внутрішньої фільтраційної кірки (рис. 1.10).

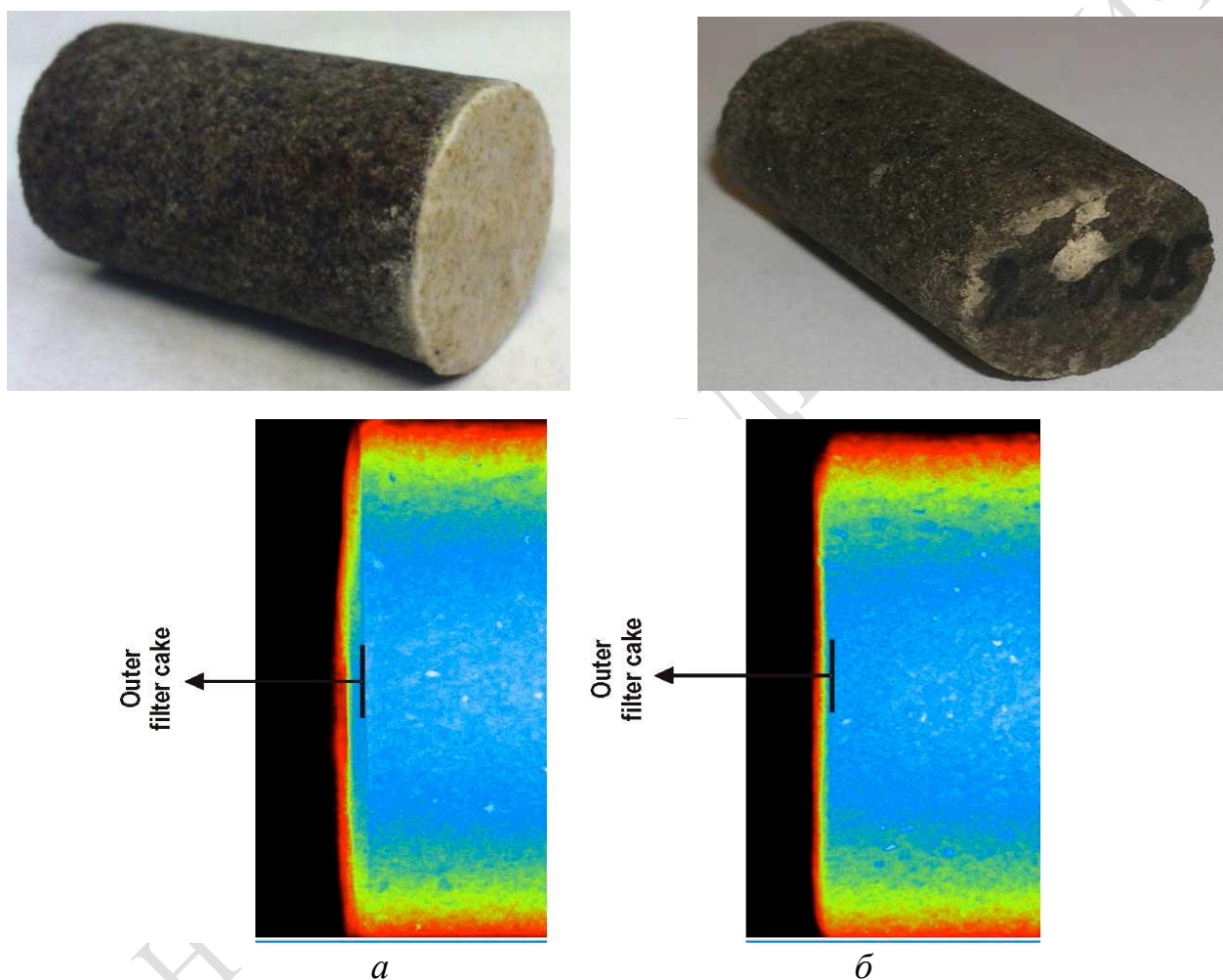


Рисунок 1.10 – Зовнішній вигляд та рентгенівські знімки зразків керна після прокачування бурового розчину з композитним кольматантом (а) та кінцевого визначення проникності (б) (дослідження Інституту нафти і газу, м. Краків)

Для біополімерного безглинистого бурового розчину Біокар оптимальний вміст жорстких кольматантів становить біля 10 %, а їх співвідношення з пружним кольматантом необхідно підтримувати на рівні 10 : (1...1,5). Для такого композитного кольматанту майже відсутня вибірковість дії до колекторів різних

типів. Його ефективність не залежить від розміру та форми каналів фільтрації. Коефіцієнт відновлення проникності кернів (КВП) при застосуванні такого кольматанту складає 90 – 95 % і вище [40].

Незважаючи на позитивні результати впровадження композитних кольматантів, технологія їх застосування потребує удосконалення. Зокрема, виникають труднощі із очищенням бурових розчинів за наявності кольматантів в їх складі. Це призводить до збільшення вмісту твердої фази, густини та погіршення параметрів. Існують проблеми із підтримуванням оптимального співвідношення між жорсткими і пружними кольматантами в процесі буріння. Відмічається зменшення ізолюючих властивостей бурового розчину у часі, що потребує поповнення вмісту кольматантів. Вірогідно це пов'язане із диспергуванням частинок кольматанта під час буріння. Але основна проблема пов'язана із регулюванням показника фільтрації обважнених безглинистих бурових розчинів.

Відомо [122], що для отримання низьких значень показника вибівної фільтрації (НРНТ) необхідно підтримування певного балансу між грубодисперсною та колоїдною фазою бурового розчину. Порушення такого балансу внаслідок збільшення концентрації обважнювача призводить до різкого зростання фільтрації.

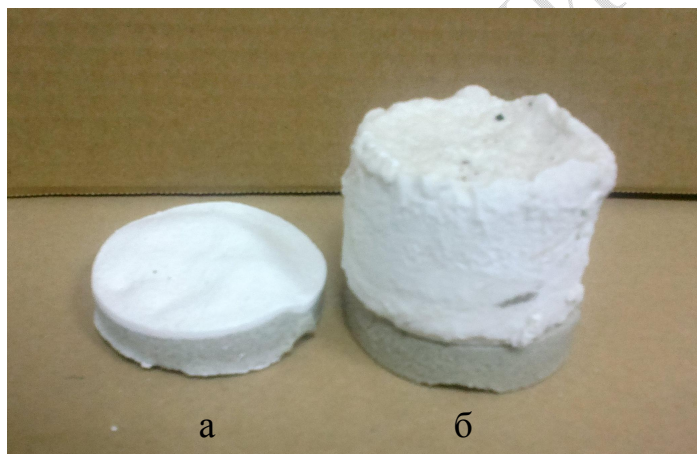


Рисунок 1.11 – Фільтраційна кірка безглинистого розчину: не обважненого (а) і обважненого баритом до густини 1820 кг/м^3 (б), після вимірювань при $T = 140 \text{ }^\circ\text{C}$ і $\Delta p = 5 \text{ МПа}$

В безглинистих бурових розчинах із низькою концентрацією колоїдних частинок ця тенденція проявляється ще більше – при великих густинах бурових розчинів фільтрація значно перевищує технологічно прийнятні значення. Іноді під час проведення дослідів можна спостерігати фільтрацію всього об'єму рідкої фази. Додаткове введення кольматантів не призводить до зменшення показника фільтрації. Наслідком таких процесів є погіршення якості розкриття пластів, зменшення

стійкості порід та звуження стовбура свердловини внаслідок утворення значної за розмірами фільтраційної кірки (рис. 1.11). Фактично отримати якісний безглинистий буровий розчин для умов високих температур з густиною більше $1270 - 1300 \text{ кг/м}^3$, обважнений у традиційний спосіб, неможливо.

Дане явище може бути пояснене так. Відомо, що кількість рідини, яка відфільтровується під тиском через пористе середовище за певний проміжок часу (показник фільтрації), у значній мірі визначається щільністю упаковки матеріалу фільтраційної кірки, яка утворюється на поверхні даного середовища. При фільтрації глинистого розчину в формуванні фільтраційної кірки беруть участь частинки твердої фази різного розміру з високим вмістом колоїдної складової. Під тиском така кірка ущільнюється, внаслідок чого її проникність досить швидко зменшується. Відповідно, фільтрація глинистого розчину має тенденцію до зменшення у часі, і після досягнення певного значення практично припиняється [12].

В системах обважнених безглинистих бурових розчинів при дуже малій концентрації колоїдної фази у порівнянні з концентрацією обважнювача фільтраційна кірка переважно формується частинками бариту, які мають приблизно однаковий розмір. Така кірка в часі майже не ущільнюється і нагадує каркас або сітку, вільний простір якої заповнений в'язкими молекулами полімерів. При нормальних умовах досліду, які відповідають фільтрації на поверхні, такий полімерний шар створює міцний і непроникний бар'єр, що забезпечує низький рівень показника фільтрації $2 - 3 \text{ см}^3/30 \text{ хв}$. Але при високих температурах, коли в'язкість полімерів різко зменшується, вони втрачають свої блокуючі властивості. Каркас із частинок бариту стає проникним і фільтрація може сягати $90 - 100 \text{ см}^3/30 \text{ хв}$ і вище. При охолодженні бурового розчину зі зростанням в'язкості полімерів відновлюється і низька проникність фільтраційної кірки, що проявляється у низькому показнику фільтрації при кімнатній температурі.

Частковим вирішенням даної проблеми є обважнення безглинистих бурових розчинів водорозчинними солями [45]. Проте в такий спосіб, навіть при використанні нітрату кальцію, можна отримати рідини з густиною лише до

1450 кг/м³. Використання більш важких солей призводить до значного підвищення вартості бурових розчинів. Для остаточного усунення питання регулювання фільтрації обважнених безглинистих бурових розчинів та недоліків, пов'язаних із застосуванням композитних кольматантів, необхідно розробити дрібнодисперсний реагент-наповнювач, який не видаляється на засобах очищення бурових розчинів та здатний ущільнювати фільтраційну кірку, утворену грубодисперсними частинками обважнювача при високих температурах.

Слід зазначити, що до подібних висновків про доцільність застосування водорозчинних солей як обважнювачів безглинистих бурових розчинів прийшли і в Росії [65, 96]. В цілому, вірно оцінюючи переваги такого підходу, автори основним аргументом для його впровадження вважають запобігання можливій седиментаційній нестабільності та випаданню твердих обважнювачів у випадку розбавлення безглинистої системи пластовою водою внаслідок водопроявлення. Запропонований ними буровий розчин містить як компонент високовартісний бромід кальцію (що забезпечує досягнення густини 1560 кг/м³) та гідролізований ціан-етильований полівініловий спирт, що має обмежену термостійкість до 100 °С. Такий буровий розчин не відповідає геологічним умовам України та не може бути застосований на великих глибинах.

У будь-якому випадку, проведення досліджень безглинистих систем для буріння глибоких свердловин можливе тільки за умови контролю показника НРНТ фільтрації. Роль даного технологічного параметру, на відміну від показника фільтрації за нормальних умов, суттєво зростає.

Окремо слід відзначити інгібуючі властивості безглинистих бурових розчинів. Оскільки в основі систем даного типу лежать солестійкі полісахаридні реагенти, проблеми із регулюванням параметрів при збільшенні рівня мінералізації не виникають. Системи на основі біополімерів виявляють достатню стійкість до основних неорганічних інгібіторів – солей калію і натрію, а також полівалентних солей – кальцію та магнію, що підтверджується їх широким застосуванням на різних етапах спорудження і експлуатації свердловин [2, 24, 116].

Останнім часом до органічних інгібіторів, що застосовуються в системах

безглинистих бурових розчинів висуваються додаткові умови, спрямовані на підвищення якості розкриття продуктивних пластів. Так, зокрема в Україні, із складу безглинистих бурових розчинів виключені похідні поліакриламідів. В таких системах не використовуються силікатні сполуки та похідні фенол-формальдегідних смол. Під заборону підпадає застосування бітумних кольматантів типу Soltex або Asphasol. У більшості рецептур, як допоміжні інгібітори використовуються речовини, що не створюють загрози зменшення продуктивності колекторів – полігліколі, поліаміни тощо. В цілому інгібуючі властивості безглинистих систем знаходяться на високому рівні, що не поступається полімер-глинистим системам. Безглинисті бурові розчини успішно використовуються в складних гірничогеологічних умовах, при розкритті нестійких порід.

При застосуванні водорозчинних солей для обважнення безглинистих бурових розчинів відбувається суттєве збільшення їх загальної мінералізації аж до повного насичення. Відомо [35, 61, 98, 113], що введення електролітів у бурову промивальну систему в цілому збільшує її інгібуючі властивості до глинистих порід. Це проявляється у підвищенні стійкості стінок свердловин, зменшенні диспергування шламу та набухання глинистих мінералів колекторів. Інгібуючий ефект зі збільшенням концентрації солей зростає, зокрема, внаслідок осмотичних процесів [32].

Численними дослідженнями встановлено [34, 46, 90], що для забезпечення максимального інгібованого ефекту, концентрації солей-інгібіторів у складі бурових промивальних рідин мають знаходитися в чітко визначених межах, перевищення яких може призвести не тільки до марної витрати реагентів, але навіть до послаблення інгібуючої дії. Крім цього, не існує єдиної думки щодо ефективності спільного застосування солей різних типів. Зокрема частина дослідників вважає, що більш гідратований іон натрію може створювати перешкоди інгібуючої дії хлориду калію внаслідок своєї адсорбції на поверхні глинистих мінералів [46, 90, 117]. Існує навіть рекомендація, що концентрація хлориду калію в буровій промивальній рідині має не менш як в 3 рази перевищувати концентрацію інших солей [6]. Проте одночасно відомі приклади вдалого застосування суміші хлоридів натрію і калію, у

тому числі і на теренах України [22, 108, 117, 129].

Причини такої різниці у поглядах на дану проблему полягають у різноманітті мінералогічного складу глинистих порід та гірничогеологічних умов буріння. Ймовірно, результати досліджень характеризують ситуацію в кожному конкретному регіоні, що не дозволяє їх узагальнювати. Відповідно виникає потреба вирішення даного питання для умов буріння глибоких свердловин в Україні. Особливо при використанні з цією метою безглинистих бурових розчинів підвищеної густини.

Застосування бурових розчинів на основі полісахаридних реагентів, схильних до біологічної деструкції, вимагає підтримування їх ферментативної стійкості протягом терміну буріння свердловини. Це досягається завдяки використанню спеціальних бактерицидних добавок та вимагає впровадження особливих методів контролю їх концентрації [14, 53, 62, 85]. В даний період удосконалення рецептур безглинистих бурових розчинів у напрямку покращання їх ферментативної стійкості в основному спрямоване на зменшення токсичності реагентів-бактерицидів.

В той же час відомо, що дієвим методом підвищення ферментативної стійкості бурових промивальних рідин є збільшення рівня їх мінералізації [61, 113]. Навіть для харчового крохмалю (найбільш схильного до ферментативного розкладу полісахаридного реагенту) при вмісті солей на рівні 20 % застосування бактерицидів не потрібне [117]. Для модифікованих форм крохмалю, які часто характеризуються підвищеними бактерицидними властивостями, мінімальна концентрація солі для запобігання ферментативним процесам може бути ще меншою. Зрозуміло, що концентрація солі, при якій небезпека ферментативного розкладання є мінімальною, залежить від бактерицидних властивостей полісахаридів, які входять до складу конкретної системи і потребує індивідуального визначення.

Висновки до розділу 1

1. Безглинисті бурові розчини з тиксотропними властивостями – це сучасні системи, створення яких стало закономірним результатом довгого шляху розвитку хімії промивальних рідин. В їх основу покладено біополімерний реагент – ксантанову камедь, поєднання якої з полісахаридними реагентами-стабілізаторами

дозволяє отримати тиксотропні безглинисті системи з високим рівнем псевдопластичності. На даний час такі системи у значній мірі визначають технічний прогрес технології буріння нафтогазових свердловин.

2. Важливими при виборі рецептур безглинистих бурових розчинів для буріння глибоких свердловин є вимоги до реологічних і фільтраційних властивостей у вибійних умовах (НРНТ). Властивості біополімерних безглинистих бурових розчинів вивчено при температурах до 100 °С, але цього недостатньо для застосування таких систем на деяких родовищах Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) з пластовими температурами 120 – 140 °С і вище.

3. Обмеження показника фільтрації безглинистих бурових розчинів у проникні пласти досягається за рахунок дрібнодисперсних мармурових кольматантів, розмір частинок яких підбирається спеціальними математичними моделями, що потребують точної інформації про порову структуру колектора. В умовах неоднорідних і шаруватих покладів родовищ України така методика неефективна. Альтернативою є використання композитних кольматантів, що додатково містять органічні пружні речовини.

4. Ступінь температурного розрідження ксантану зменшується зі збільшенням мінералізації розчину, що відкриває можливість регулювання термостійкості біополімерних систем зміною мінералізації водного середовища. Потребують оцінки інгібуючий та бактерицидний вплив різних солей та їх композицій для обважнення біополімерних безглинистих розчинів. Не вирішеною залишається проблема обмеження фільтрації обважнених безглинистих бурових розчинів, яка потребує розробки реагента-наповнювача для ущільнення фільтраційної кірки, утвореної переважно частинками обважнювача в умовах високих температур.

РОЗДІЛ 2

ОБҐРУНТУВАННЯ РЕЦЕПТУР БІОПОЛІМЕРНОЇ СИСТЕМИ БІОКАР ДЛЯ УМОВ ВИСОКИХ ПЛАСТОВИХ ТЕМПЕРАТУР

2.1 Біополімерна система Біокар. Її склад та основні властивості

Біополімерна система Біокар розроблена у 2001 – 2003 роках фахівцями ПВ УкрДГРІ, ПрАТ «НДІКБ бурового інструменту» і ТОВ «Геосинтез інженірінг» [97]. На даний час виробництво її компонентів, промислове впровадження та сервісний супровід зосереджено в ТОВ «Геосинтез інженірінг» (м. Полтава).

Система Біокар належить до безглинистих систем на полісахаридній основі, утвореної внаслідок синергетичної взаємодії біополімеру ксантану та етерифікованого крохмалю. Технологія її отримання зводиться до розчинення у воді



Рисунок 2.1 – Полімерна основа біополімерного безглинистого бурового розчину Біокар – реагент Біокар-компаунд

полімерної основи системи – комплексного реагенту Біокар-компаунд (ТУ У 24.1-34962841-005:2009) (рис. 2.1) з наступним додаванням інгібітора – хлориду калію (КСІ) (ГОСТ 4568–95), регулятора показника рН – РПС (ТУ У 20.1-34962841-008:2014), бактерициду – Biostat (PSPW), мастильної добавки – Superlub (PSPW) і карбонатного М-25 (PSPW) та органічного К-200 (ТУ У 37.2-34962841-002:2008) кольматантів [17].

Для обважнювання системи використовуються хлорид натрію (ГОСТ 13830–97), хлорид кальцію (ГОСТ 450–77), нітрат кальцію (ТУ У 6-13441912.004–99), карбонатний наповнювач КН-50 (ТУ У 14.1-34962841-001:2008) або барит (ГОСТ 4682–84). Як допоміжні реагенти можуть використовуватися: полімерний інгібітор – ПЕГ-6000 (ТУ У 6-00205601.083:2000), піногасник – Пігас (ТУ У 24.1-34962841-004:2008), регулятор карбонатності – вапно (ГОСТ 9179–77), мастильна добавка –

графіт (ГОСТ 5279–74), поверхнево-активні речовини (ПАР) – згідно [19].

Базова рецептура біополімерної системи Біокар з густиною 1090 – 1180 кг/м³ розроблена і використовувалася для буріння свердловин на порівняно малих глибинах 2500 – 3000 м за температури до 110 – 120 °С [17]. Буровий розчин Біокар, обважнений водорозчинними солями: NaCl – до густини 1180 – 1230 кг/м³, CaCl₂ – до густини 1200 – 1360 кг/м³, Ca(NO₃)₂ – до густини 1320 – 1490 кг/м³, відрізняється від базової рецептури підвищеною термостійкістю, що дозволяє використовувати таку модифікацію на глибинах 4500 – 5700 м при температурах 120 – 140 °С [45]. Вміст і призначення компонентів системи Біокар наведено в табл. 2.1.

Зміни концентрацій складових бурового розчину закономірно викликають певні коливання значень її параметрів. Про характер та величину таких коливань, а також про особливості дії основних реагентів в системі Біокар можна зробити висновки на основі результатів вимірювань, наведених в табл. 2.2.

Так збільшення концентрації біополімеру призводить до загального загущення системи і незначного зменшення фільтрації. Модифікований крохмаль, як стабілізатор, зменшує фільтрацію і має побічну загущуючу дію. Хлорид калію при робочих концентраціях дещо розріджує систему і не впливає на фільтрацію. Збільшення вмісту твердої фази призводить до зростання густини та загущення.

Зростання загальної мінералізації за рахунок введення хлориду натрію (табл. 2.3) не впливає на величину фільтрації, супроводжується збільшенням густини та незначним розрідженням системи. Стійкість до температурної дії проявляється в уповільненні процесів термічного руйнування полімерних реагентів, наслідком чого є менші значення фільтрації та збереження більш високих реологічних показників після термостатування. Це особливо проявляється при температурі 140 °С, яка є термічною межею застосування системи Біокар, мінералізованої по хлориду натрію.

Термостатування при температурі 140 °С є найбільш інформативним для даного типу біополімерних систем. При низьких концентраціях солей відбувається повна термічна деструкція полімерів, що проявляється у великих значеннях показника фільтрації та різкому зменшенні реологічних і структурно-механічних властивостей.

Таблиця 2.1 – Склад біополімерної безглинистої системи Біокар, призначення та концентрації компонентів

Назва реагенту	Призначення реагенту	Вміст реагенту, %	Особливості застосування
Біокар-компаунд	Полімерна основа, регулятор реологічних і фільтраційних властивостей	6 – 7	–
Хлорид калію	Основний неорганічний інгібітор	3 – 5	Можливе збільшення до 10 %
РПС	Регулятор показника рН	0,1 – 0,3	–
Biostat	Бактерицид	0,1 – 0,2	При солоності більше 15 % не використовується
Superlub	Основна мастильна добавка	0,3 – 0,5	–
М-25	Карбонатний блокатор	10 – 15	При розкритті продуктивних пластів
К-200	Органічний блокатор	1 – 2	
Хлорид натрію	Обважнювач, допоміжний неорганічний інгібітор	Аж до насичення	В залежності від необхідної густини розчину
Хлорид кальцію			
Нітрат кальцію			
КН-50	Карбонатний обважнювач	До 20	
ПЕГ-6000	Органічний інгібітор	1 – 2	При ознаках осипань
Пігас	Піногасник	0,05 – 0,1	–
Вапно	Регулятор вмісту карбонатних іонів	0,1 – 0,2	Може використовуватись як регулятор показника рН
Графіт	Допоміжна мастильна добавка	1 – 1,5	Перед спуском обсадних колон
ПАР	Емульгатор, регулятор поверхневого натягу	0,1 – 0,3	Відповідно до методики [19]

Примітка: Далі, де не зазначене інше, склад розчину Біокар відповідає наведеному в табл. 2.1.

Таблиця 2.2 – Вплив концентрацій компонентів біополімерної системи Біокар на її властивості

Концентрації реагентів, %	Властивості біополімерної системи				
	Умовна в'язкість*, с	СНЗ _{1/10} , дПа	Фільтрація, см ³ /30 хв	Пластична в'язкість, мПа·с	ДНЗ, дПа
Біополімер ($\rho = 1140 \text{ кг/м}^3$)					
0,2	8	9/11	4,5	17	81
0,3	11,5	21/24	4,5	20	114
0,4	14,5	30/33	4	20	129
0,5	26	47/52	3,5	24	165
Модифікований крохмаль ($\rho = 1140 \text{ кг/м}^3$)					
0,5	7,5	18/20	7	12	78
1,0	10	26/27	5	16	102
1,5	19	35/38	4	23	150
Хлорид калію ($\rho = 1140 \text{ кг/м}^3$)					
2	22	36/39	4	24	150
4	16	31/35	3,5	22	126
6	15	30/34	4	22	120
Карбонатний наповнювач					
0 ($\rho = 1020 \text{ кг/м}^3$)	17	27/28	6	18	123
5 ($\rho = 1040 \text{ кг/м}^3$)	15,5	24/26	4,5	16	123
10 ($\rho = 1080 \text{ кг/м}^3$)	18	33/35	4	21	141
20 ($\rho = 1140 \text{ кг/м}^3$)	18	34/40	4,5	22	144
30 ($\rho = 1190 \text{ кг/м}^3$)	19	37/41	5	23	144
40 ($\rho = 1230 \text{ кг/м}^3$)	20	38/45	5	24	147

Примітки: 1. Тут і надалі усі вимірювання виконано згідно з методикою [81].

2. Тут і надалі, де не зазначене інше, наведено параметри бурових розчинів після їх термостатування на водяній бані протягом 2 год при температурі 85 – 90 °С та наступного охолодження до кімнатної температури.

3.* Тут і надалі, де не зазначене інше, вимірювання умовної в'язкості виконано для 200/100 мл.

При збільшенні вмісту солей розрідження системи поступово зменшується, а показник фільтрації за концентрації на межі розчинності досягає технічно прийняттого рівня.

В цілому дія реагентів в системі Біокар, не залежно від рівня її мінералізації, відповідає загальним закономірностям, властивим безглинистим буровим розчинам

на полісахаридній основі (див. п. 1.3).

Таблиця 2.3 – Вплив концентрації хлориду натрію на властивості біополімерної системи Біокар

Дослід	Склад системи, дослід	Властивості біополімерної системи						рН
		Густина, кг/м ³	Умовна в'язкість, с	СНЗ _{1/10} , дПа	Фільтрація, см ³ /30 хв.	Пластична в'язкість, мПа·с	ДНЗ, дПа	
1	Біокар	1040	36	77/81	5	19	192	7,66
1.1	1 після 120 °С		17	48/72	4,5	16	125	
1.2	1.1 після 140 °С		4	5/5	40/12хв**	6	24	
2	1 + 5 % NaCl	1080	24	67/81	4,5	20	168	7,55
2.1	2 після 120 °С		18	48/81	4	16	125	
2.2	2.1 після 140 °С		4	5/5	40/14хв**	5	19	
3	1 + 10 % NaCl	1110	21	58/77	5	19	154	7,37
3.1	3 після 120 °С		14	42/91	3,5	15	128	
3.2	3.1 після 140°С		5	10/10	19	6	38	
4	1 + 15 % NaCl	1140	21	58/72	4	17	154	7,22
4.1	4 після 120 °С		18	43/81	3,5	17	115	
4.2	4.1 після 140 °С		6	29/34	9,5	7	48	
5	1 + 20 % NaCl	1160	18	53/77	5	19	144	7,14
5.1	5 після 120 °С		16	43/91	3,5	18	120	
5.2	5.1 після 140 °С		6	29/48	8	8	58	
6	1 + 25 % NaCl	1200	22	53/81	4	20	158	7,10
6.1	5 після 120 °С		19	38/91	3,5	17	120	
6.2	5.1 після 140 °С		7	29/53	6,5	8	62	

Примітка: ** Тут і надалі, у випадку коли фільтрація бурового розчину перевищує границю вимірювання приладу ВМ-6 (40 см³/30 хв), результати вимірювання подаються у вигляді: 40 см³ за фактичний час вимірювання.

2.2 Вивчення технологічних властивостей біополімерних систем в умовах високих температур

Застосування біополімерних безглинистих бурових розчинів на великих глибинах в умовах високих пластових тисків і температур стикається з проблемами, пов'язаними, в першу чергу, із порівняно невисокою термічною стійкістю полісахаридних полімерів [61, 98, 113 та ін.]. Крім цього, надзвичайно мала кількість активної твердої фази у складі безглинистих бурових розчинів у порівнянні з традиційними полімер-глинистими буровими розчинами визначає вагомі відмінності в їх реологічній поведінці. Якщо для більшості систем на основі глинистих суспензій характерне зростання в'язкості і структурно-механічних властивостей внаслідок температурної дії [35, 61], то для безглинистих бурових розчинів – навпаки, властива загальна тенденція до розрідження (рис. 2.2).

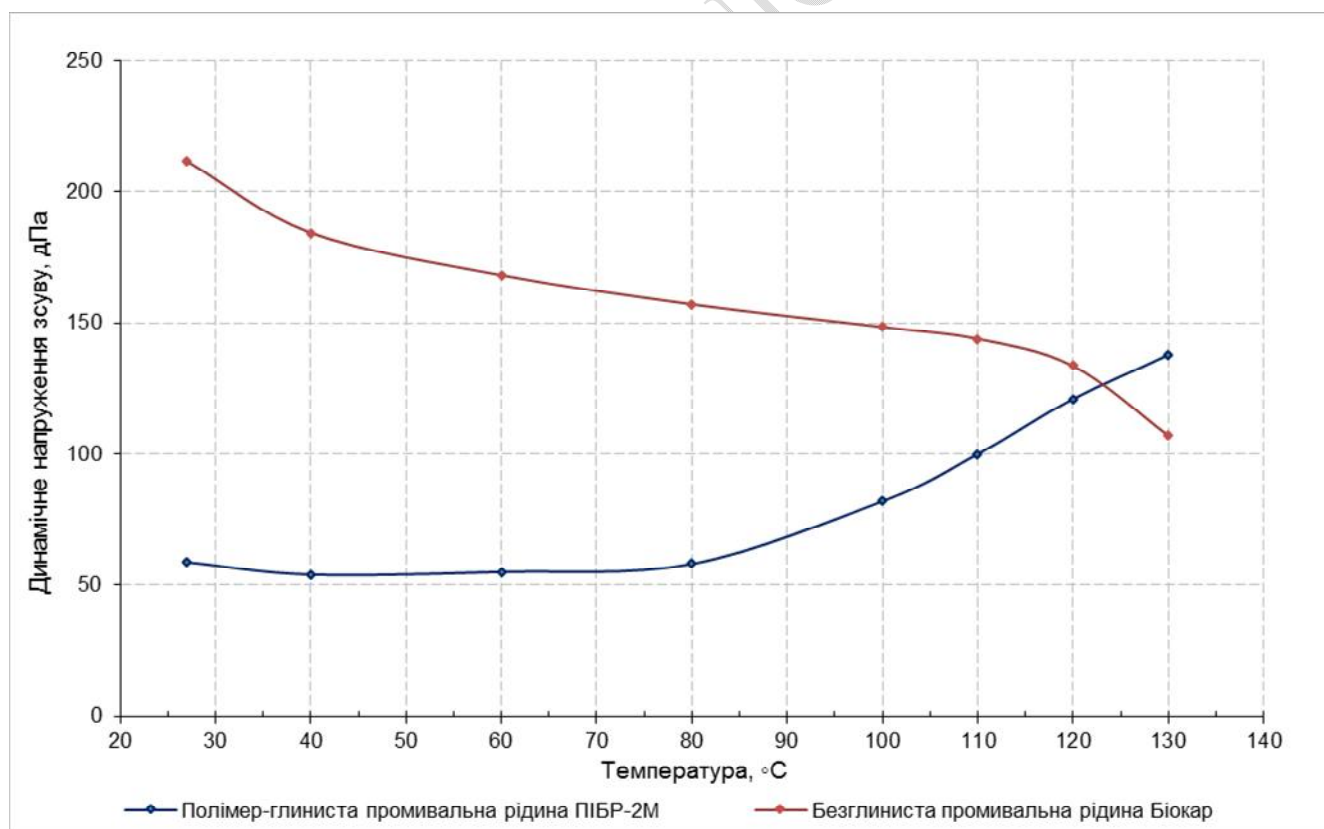


Рисунок 2.2 – Залежність ДНЗ від температури у системах полімер-глинистого і біополімерного безглинистого бурових розчинів

Через такі відмінності існуючий досвід застосування глинистих бурових розчинів при високих температурах не може бути поширений на біополімерні безглинисті системи. Відповідно виникає потреба у проведенні окремих досліджень з метою вивчення впливу температури на властивості біополімерних систем з метою розробки технології їх регулювання.

Біополімерний безглинистий буровий розчин Біокар, як система на основі полісахаридних біополімерів, має яскраво виражені псевдопластичні властивості. Її реологічні характеристики різко понижуються із зростанням швидкості зсуву і, навпаки, суттєво підвищуються, коли швидкість зменшується. Зростання температури призводить до закономірного розрідження бурового розчину та зниження ступеня псевдопластичності (рис. 2.3).

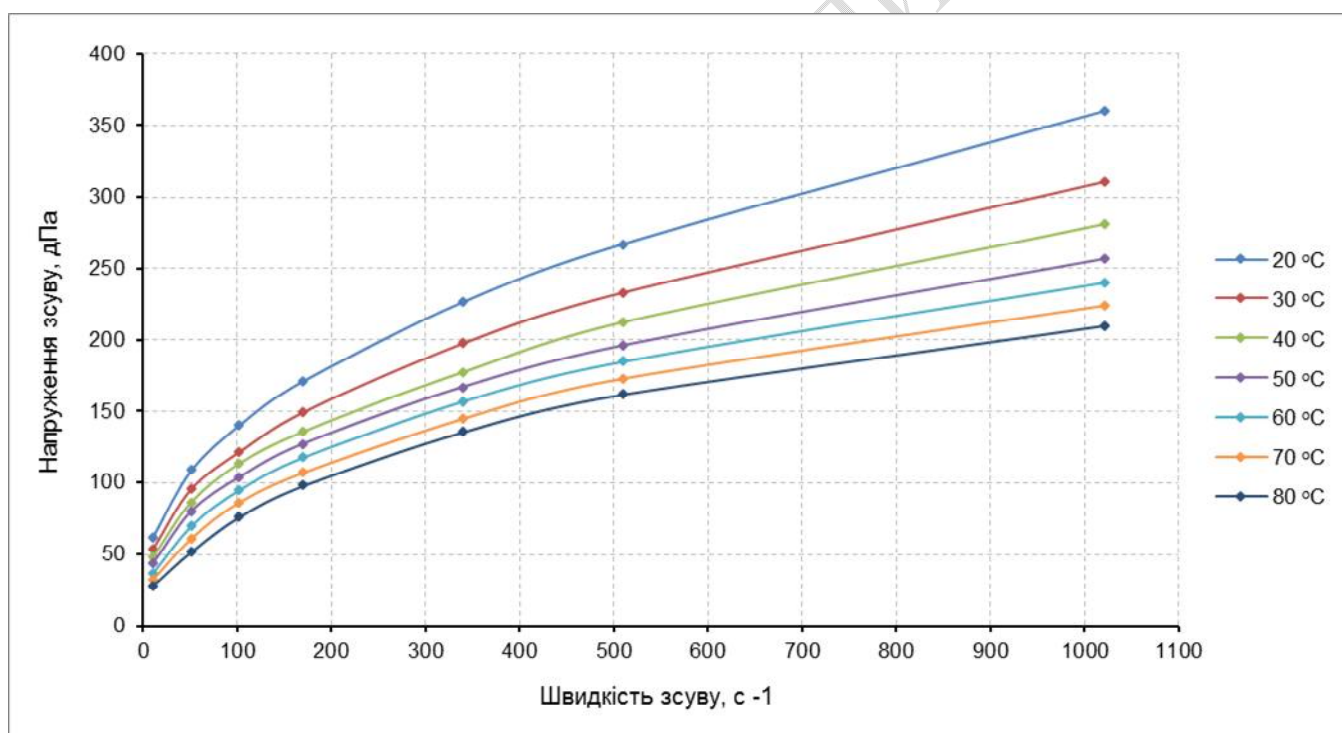


Рисунок 2.3 – Реологічні криві біополімерної системи Біокар при температурах до 80 °C

Як і для більшості безглинистих бурових розчинів на основі ксантанових біополімерів та модифікованих крохмалів [59, 73], термічні зміни, що відбуваються в системі Біокар до 80 – 90 °C, є цілком оборотними. Після охолодження система повністю відновлює свої вихідні реологічні властивості. Термостатування бурового

розчину при 80 – 90 °С також не впливає і на стандартний показник фільтрації через паперовий фільтр, який тримається на стабільно низькому рівні (табл. 2.4).

Таблиця 2.4 – Вплив температури на властивості біополімерної системи Біокар

Дослід	Склад системи, дослід	Властивості біополімерної системи				
		Умовна в'язкість*, с	СНЗ _{1/10} , дПа	Фільтрація, см ³ /30 хв	Пластична в'язкість, мПа·с	ДНЗ, дПа
1	Біокар	22,5	30/32	4,0	24	144
2	1 після 85 °С	19	25/28	4,0	22	153
3	2 після 120 °С	17	12/18	5,0	19	117
4	3 після 140 °С	6,5	3/3	9,0	13	87

Примітка. В досліді 4 після 140 °С існували явні ознаки розшарування системи.

Подальше збільшення температури до 120 °С призводить до незначного підвищення фільтрації, яка при цьому не перевищує критичних меж і залишається на технологічно прийнятному рівні. Значно більшого впливу зазнають реологічні та структурно-механічні властивості, показники яких суттєво зменшуються і можуть досягати величин, що є небезпечними для процесу буріння [17]. Зазначимо, що в лабораторних пробах, які піддавали прогріванню, були відмічені такі непрямі ознаки термічної деструкції полімерів як наявність осаду, відстій фільтрату, зростання коефіцієнта тертя кірки (КТК) тощо.

При прогріванні проб при температурі 140 °С система повністю руйнувалася, що проявлялося в її розшаруванні та втраті більшості корисних технологічних властивостей (рис. 2.4). Таким чином можна припустити, що гранична температурна межа бурового розчину Біокар (який містить тільки 3 – 5 % КСІ і не містить інших солей) не перевищує 120 °С.

Точніше оцінити межу термостійкості біополімерної системи можна за результатами реологічних досліджень [76]. Як вже відзначалось (див. п. 1.2), після досягнення певної критичної температури плавлення, яку пропонується позначати T_m , інтенсивність зменшення в'язкості розчину ксантанового біополімеру різко зростає. Величина T_m відповідає температурі початку руйнування упорядкованої структури полімеру, що визначається як точка перегину на кривій залежності

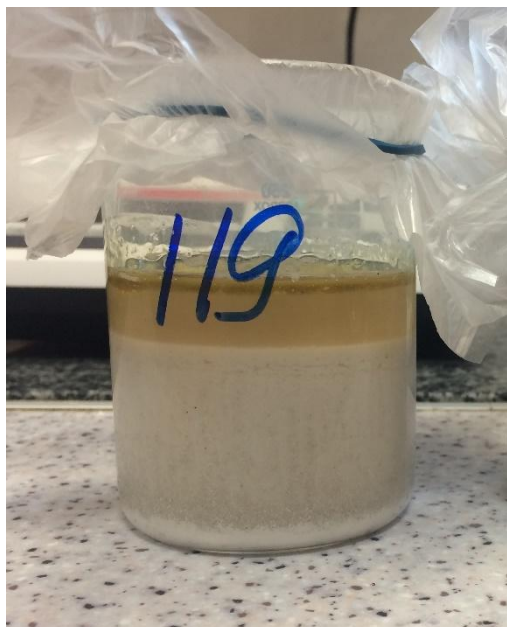


Рисунок 2.4 – Руйнування біополімерного бурового розчину після термостатування при температурі 140 °С

напруження зсуву (або в'язкості) розчину від температури. Оскільки така характерна точка перегину кривих зберігається і при дослідженнях біополімерних безглинистих бурових розчинів, можна припустити поширення показника температури плавлення T_m на багатоконпонентні системи та використовувати його як критерій термічної стійкості.

На рис. 2.5 наведена крива залежності напруження зсуву бурового розчину Біокар від температури, яка визначена при швидкості обертання ротора віскозиметра 600 об/хв. Точка перегину кривої відповідає температурі 113 °С, що і є межею термічної стійкості – температурою T_m для системи Біокар при низькому рівні її мінералізації.

Температура T_m не залежить від швидкості зсуву і є постійною величиною, яка на даний момент відповідає рівню термічної стійкості конкретної біополімерної системи. Для визначення T_m можливе використання кривих, які одержані при будь-яких швидкостях зсуву. Із рис. 2.6 видно, що точка перегину всіх кривих, знятих при різних швидкостях зсуву, відповідає однаковій температурі, яка визначає межу термостійкості $T_m = 130$ °С для даного бурового розчину з мінералізацією 15 %. Проте, визначення при високих швидкостях є більш наочними. Тому в подальшому (де не зазначене інше) для визначення температури T_m криві залежності напруження зсуву (в'язкості) від температури будували по результатах вимірювань при 600 об/хв.

Правомірність використання температури T_m як критерію термічної стійкості біополімерних безглинистих систем підтверджується результатами наступної серії досліджень. Для двох лабораторних проб системи Біокар, що містили 12 і 25 % NaCl, були визначені температури T_m , які дорівнювали 125 і 135 °С відповідно.

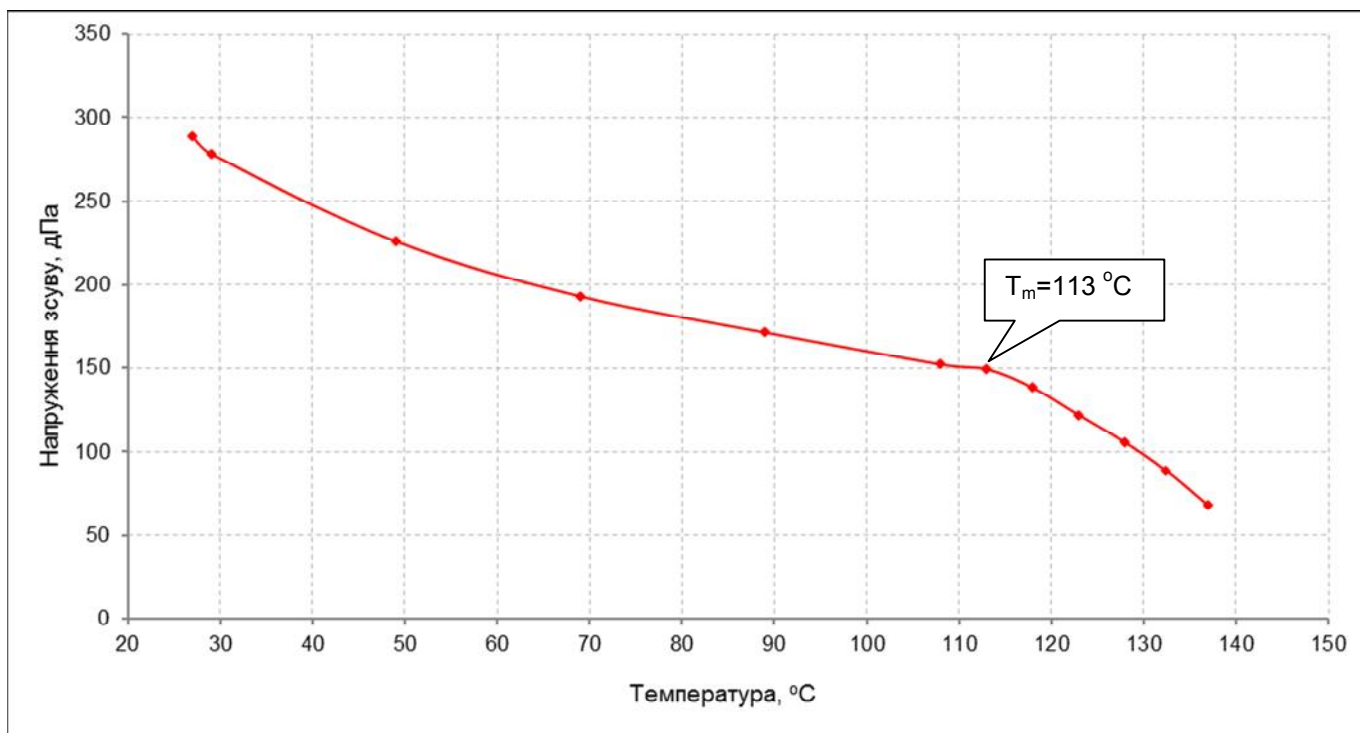


Рисунок 2.5 – Крива залежності напруження зсуву біополімерної системи Біокар від температури для частоти обертання ротора віскозиметра 600 об/хв. Точка перегину кривої відповідає межі термостійкості $T_m = 113\text{ °C}$

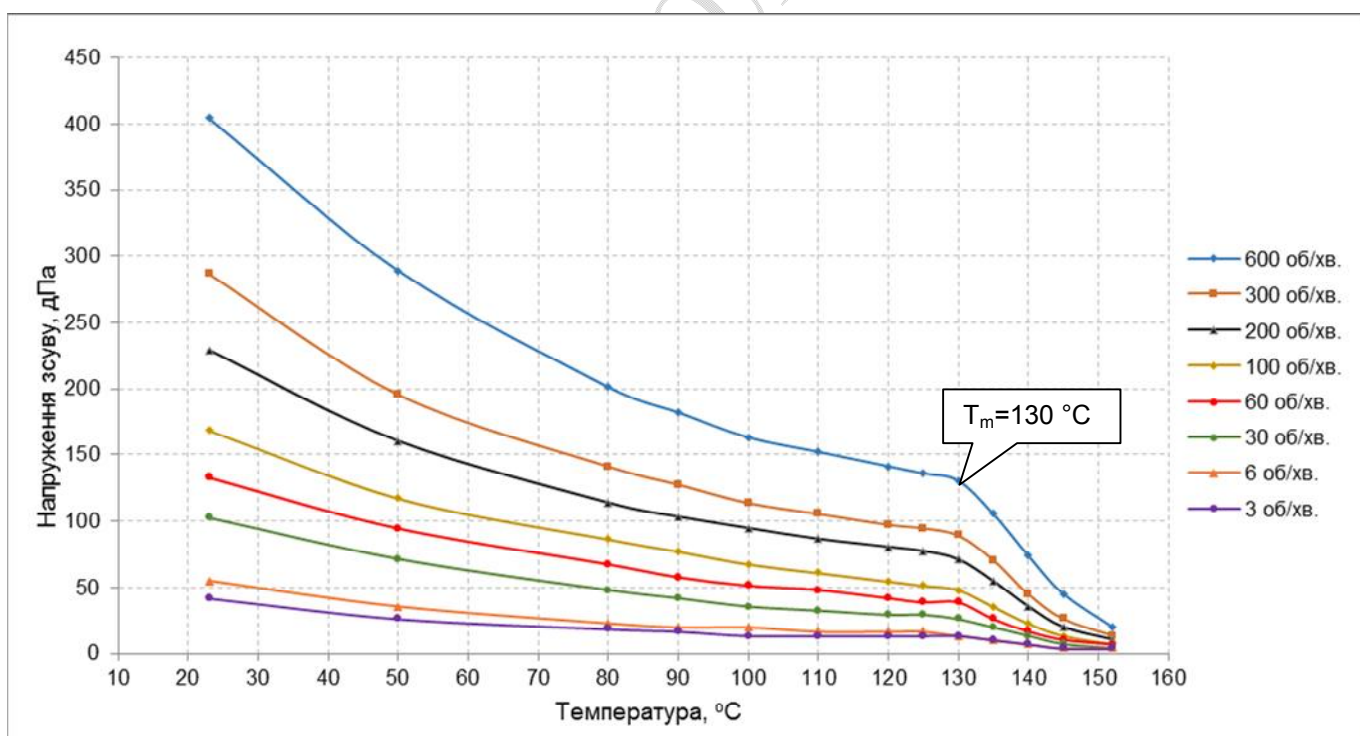


Рисунок 2.6 – Залежність напруження зсуву біополімерної системи Біокар (15 % NaCl) від температури для різних частот обертання. Точка перегину всіх кривих відповідає однаковій температурі, що визначається як межа термостійкості $T_m = 130\text{ °C}$ мінералізованої біополімерної системи

Після цього лабораторні проби були розділені навпіл та їх частини піддавалися послідовним кількаразовим прогріванням при температурах, які були явно менші, або явно більші, ніж величина T_m для даної біополімерної системи.

Для проби з мінералізацією 12 % ($T_m = 125\text{ }^\circ\text{C}$) температури прогріву становили 120 і 130 $^\circ\text{C}$, а для проби з мінералізацією 25 % ($T_m = 135\text{ }^\circ\text{C}$) – 130 і 140 $^\circ\text{C}$. Після кожного прогрівання вимірювали стандартну фільтрацію за нормальних умов. Метою дослідів було визначення зміни показника фільтрації в результаті тривалої температурної дії. Очікувалося, що при перевищенні межі термічної стійкості показник фільтрації буде швидко зростати, а у випадку прогрівань при менших температурах – фільтрація буде стабільною. Результати досліджень наведено на рис. 2.7.

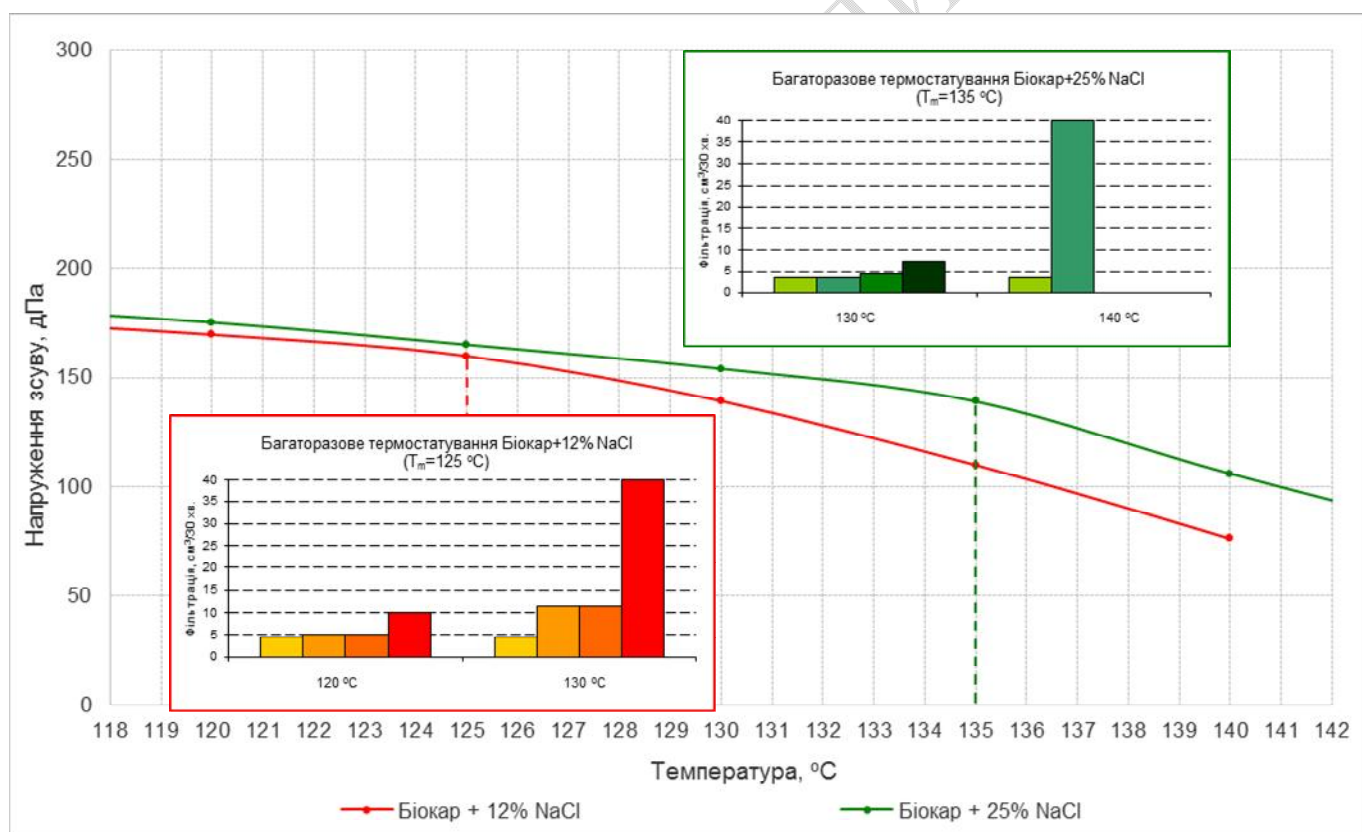


Рисунок 2.7 – Зростання фільтрації біополімерного безглинистого розчину при перевищенні межі його термічної стійкості T_m

Одержані результати вказують, що прогрівання бурового розчину при температурі, яка перевищує величину T_m , призводить до втрати фільтраційної

стабільності системи та швидкого зростання показника фільтрації. При цьому визначальну роль відіграє не абсолютна величина температури, а її рівень відносно межі термічної стійкості – температури T_m . Так температура 130 °C виявилася критичною для проби з мінералізацією 12 % ($T_m = 125$ °C), проте в пробі бурового розчину з мінералізацією 25 % ($T_m = 135$ °C) вона не призводила до різкого зростання фільтрації. Проби бурового розчину, що досліджувалися, мали однаковий полімерний склад і відрізнялися між собою тільки рівнем мінералізації, тобто величиною T_m . Таким чином температура T_m чітко вказує на межу термічної стійкості біополімерної безглинистої системи і може використовуватися як її об'єктивний критерій. Фактично, величина T_m є температурою початку процесу термічної деструкції полімерної основи безглинистого бурового розчину.

У випадку застосування біополімерних безглинистих бурових розчинів при пластових температурах, які перевищують величину T_m , система швидко переходить у нестабільний стан, що, в першу чергу, проявляється у зменшенні реологічних властивостей та зростанні вибівної фільтрації. І, навпаки, при роботі у межах визначеної термічної стабільності, безглинисті системи майже не змінюють свої параметри у часі та не потребують додаткових обробок.

На рис. 2.8 наведено результати вимірювань НРНТ фільтрації біополімерної системи Біокар, що проводилися протягом місяця, при бурінні трьох свердловин в умовах ДДз. На свердловинах 28 Луценківська і 21 Семиренківська температура T_m для бурових розчинів перевищувала величину пластової температури, що забезпечило високу стабільність вибівної фільтрації та незначні витрати хімічних реагентів. На свердловині 68 Семиренківська навпаки – пластова температура була вищою за T_m . Внаслідок цього вибівна фільтрація мала тенденцію до постійного зростання і часто перевищувала верхню нормативну межу. Додаткові обробки хімічними реагентами були неефективними та призводили лише до короткочасного її зниження. Витрати хімічних реагентів по свердловині були високими (рис. 2.9).

Таким чином, температура T_m дозволяє оцінити відповідність біополімерної системи термічним умовам свердловини та забезпечити необхідні технологічні властивості за мінімальних витрат хімічних реагентів.

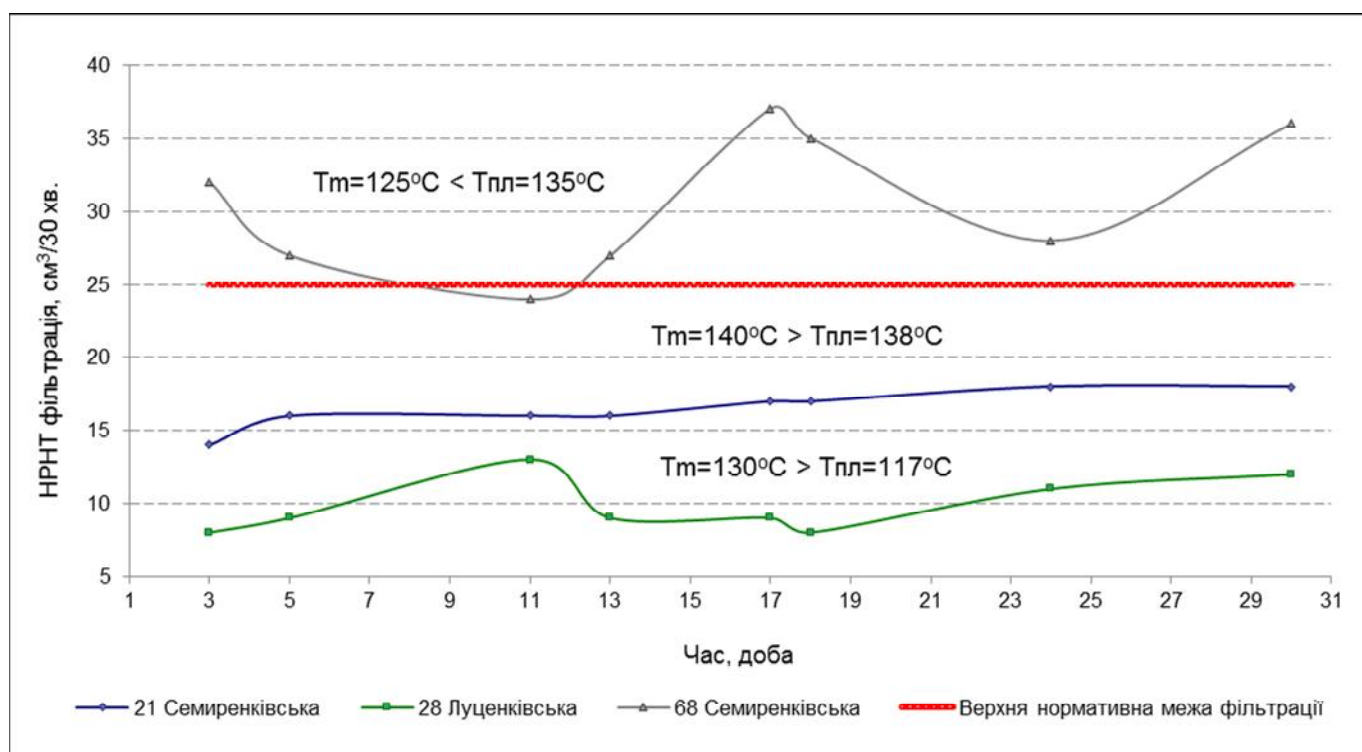


Рисунок 2.8 – Результати вимірювань вибієної фільтрації при бурінні свердловин із використанням біополімерного бурового розчину Біокар. Буровий розчин зі свердловини 68 Семиренківська, величина T_m для якого менша ніж пластова температура, не відповідає термічним умовам свердловини

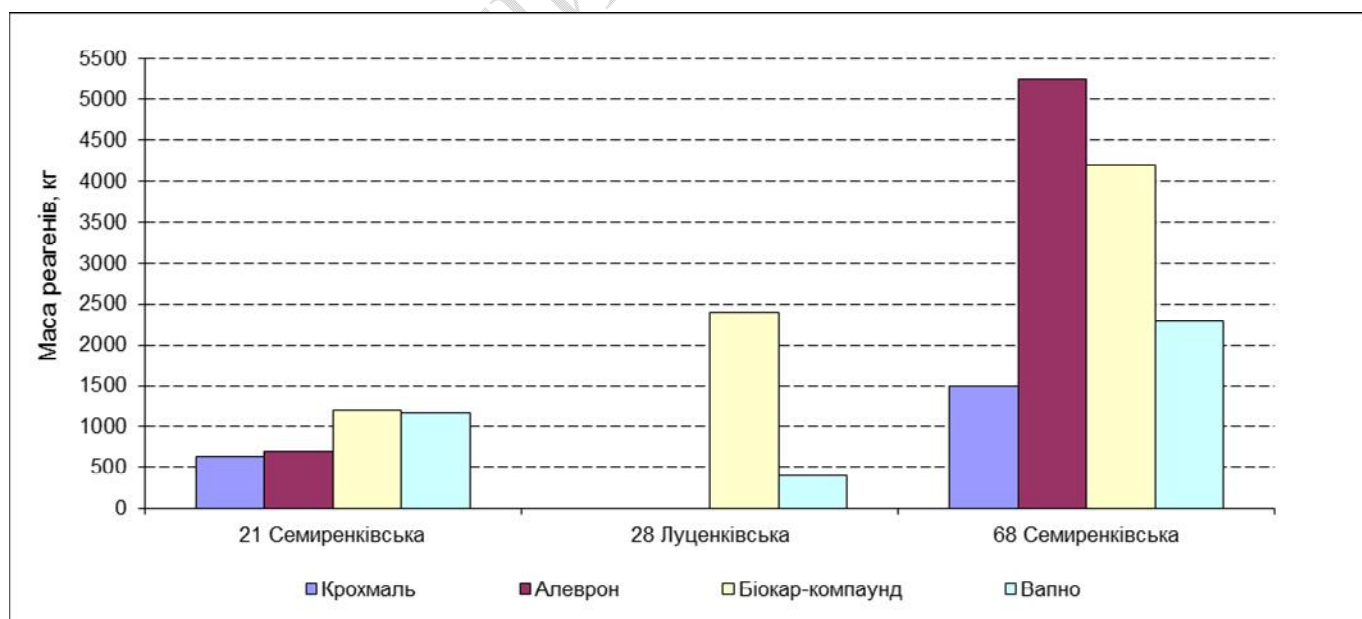


Рисунок 2.9 – Витрати хімічних реагентів на свердловинах за період спостережень за зміною HRHT фільтрації

2.3 Керування термічною стійкістю біополімерних систем

Відомо [138], що збільшення мінералізації розчинів ксантанових біополімерів призводить до зменшення їх термічного розрідження та зростання температури T_m плавлення полімерної структури. Із порівняння даних, наведених на рис. 2.5 та 2.6, видно, що така сама закономірність зберігається і для систем біополімерних безглинистих бурових розчинів – зростання рівня мінералізації системи Біокар призводить до збільшення температури T_m . Оскільки встановлено, що температура T_m відповідає граничній межі термічної стійкості біополімерних безглинистих бурових розчинів (див. рис. 2.7 і 2.8), можна зробити важливий практичний висновок – регулювання термостійкості таких систем можливе зміною концентрації солей в їх складі.

На рис. 2.10 і в табл. 2.5 наведені результати визначення температури T_m для бурового розчину Біокар з різною мінералізацією. Встановлено, що величина T_m збільшується пропорційно концентрації хлориду натрію, який визначений нами як найбільш ефективна термостабілізуюча добавка. При його граничному вмісті на рівні межі розчинності, яка дорівнює 25 – 27 %, термостійкість біополімерної системи досягає 140 °С [78].

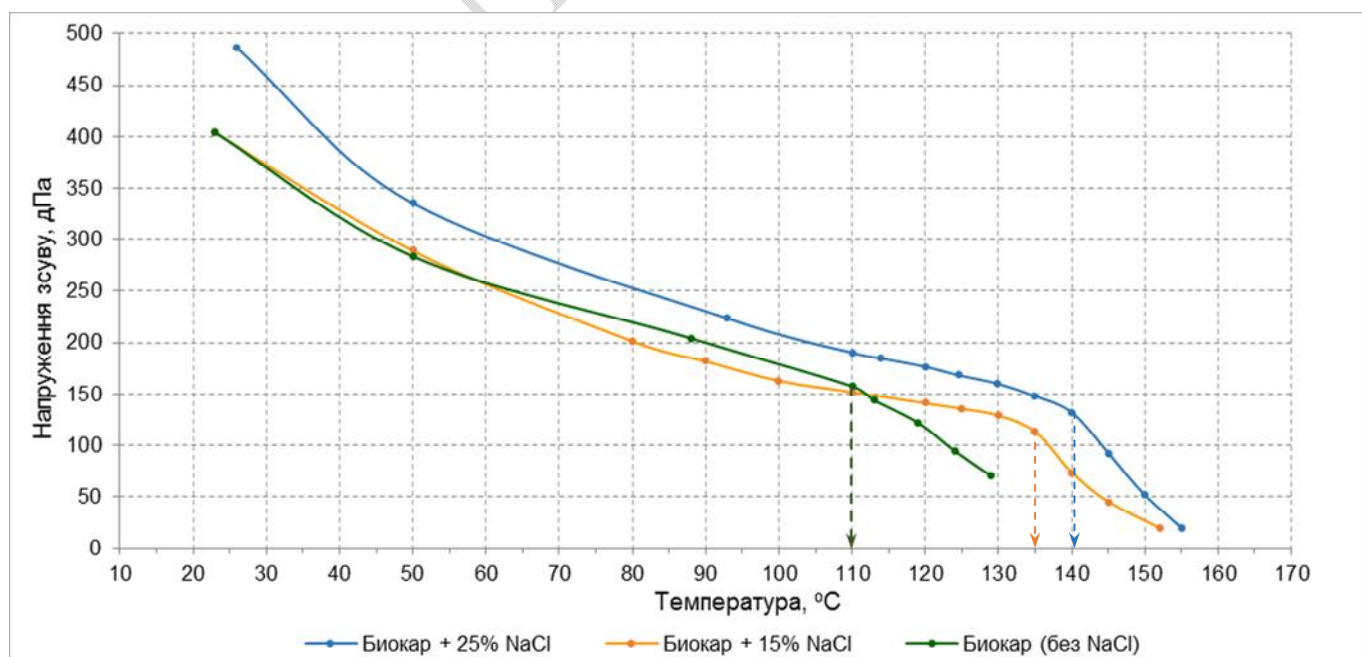


Рисунок 2.10 – Визначення температури T_m для системи Біокар з різною мінералізацією (за хлоридом натрію)

Таблиця 2.5 – Величина показника T_m для системи Біокар різної мінералізації

Склад системи	Біокар	Біокар + 15 % NaCl	Біокар + 25 % NaCl
Значення T_m , °C	110	134	140

На рис. 2.11 показана в напівлогарифмічних координатах залежність температури T_m від концентрації хлориду натрію, яка дозволяє визначити граничну пластову температуру для використання біополімерного бурового розчину з відомою мінералізацією. І, навпаки, при відомій пластовій температурі визначити необхідний мінімальний рівень мінералізації бурового розчину.

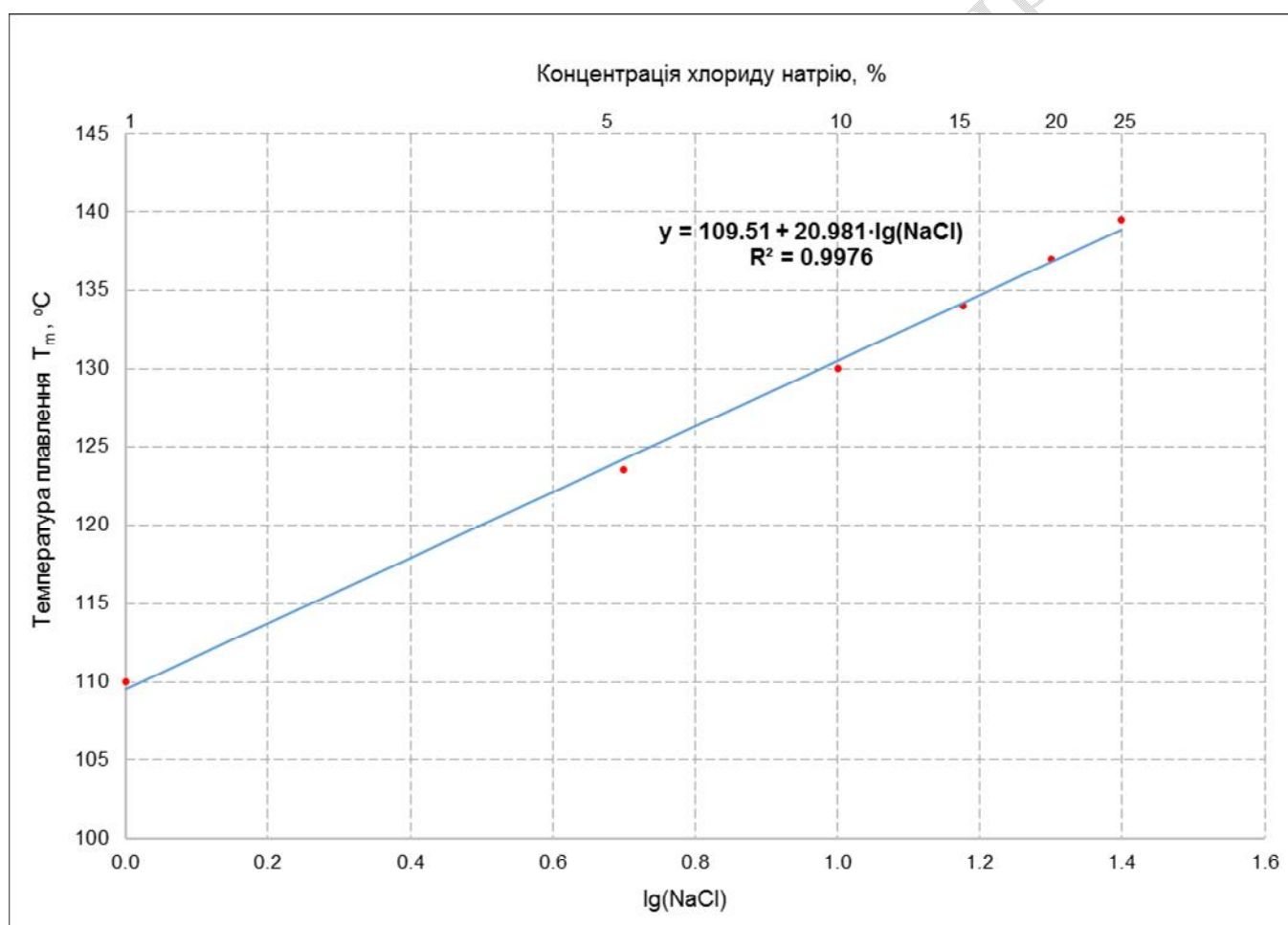


Рисунок 2.11 – Залежність температури T_m плавлення біополімерної системи Біокар від концентрації хлориду натрію

Застосування солей інших типів з метою підвищення термостійкості біополімерних систем вважаємо недоцільним, або через значно меншу ефективність, або з причин їх дефіцитності та високої вартості. Так зокрема, гранична температура

T_m для системи Біокар, мінералізованої кальцієвими солями CaCl_2 та $\text{Ca}(\text{NO}_3)_2$, знаходиться на рівні 120 – 125 °С, що менше, ніж у випадку використання NaCl . При цьому вартість таких солей майже в 10 разів перевищує вартість хлориду натрію.

Разом з тим у біополімерних системах існує технологічна можливість застосування солей інших типів. Запорукою цьому є висока стійкість полісахаридних полімерів до агресії одновалентних і полівалентних солей, що дозволяє забезпечити необхідний рівень стабілізації та високі реологічні властивості. Завдяки цьому відкриваються широкі перспективи застосування, зокрема, високих концентрацій солей кальцію для збільшення густини бурових розчинів та підвищення їх інгібуючого впливу на стійкість гірських порід.

Таким чином, для того, щоб біополімерна система відповідала термічним умовам глибокої свердловини (тобто при вибійних температурах понад 110 °С), до її складу обов'язково має входити певна кількість солей. Мінімумально необхідною є концентрація солей, при якій значення T_m біополімерної системи перевищує температуру на вибої свердловини.

Слід також зазначити, що незалежно від рівня мінералізації біополімерні безглинисті системи досягають властивої їм температури початку термічної деструкції майже за однакових реологічних властивостей. Тобто збільшення концентрації солі в таких системах призводить до зростання межі термостійкості, але не супроводжується їх загущенням. Відповідно для вирішення питання протидії термічному розрідженню біополімерних безглинистих систем та можливої втрати ними виносної здатності мають бути задіяні інші технологічні методи.

2.4 Особливості застосування водорозчинних солей в біополімерних системах

Збільшення мінералізації біополімерних безглинистих бурових розчинів з метою підвищення термостійкості супроводжується зростанням їх густини. Крім цього, додаткове введення великої кількості солі має сприяти підвищенню інгібуючої дії на глинисті породи та призводити до зростання ферментативної стійкості. Такі

властивості можуть виявитися цінними при розробленні біополімерних промивальних систем для буріння на великих глибинах, зокрема розкритті зон АВПТ та осипаннях гірських порід. Важливим також є зниження токсичності мінералізованої біополімерної системи через виключення із її складу реагентів-бактерицидів.

Полісахаридні полімери як основа системи Біокар є стійкими до моно- і полівалентного сольового впливу. Це фактично відкриває можливість для застосування як обважнювача будь-яких сольових композицій, включаючи високовартісні форміати та броміди [116, 144, 145]. Проте, виходячи з економічної доцільності, у дослідженнях використовувались найбільш поширені у практиці буріння солі (хлорид натрію NaCl, хлорид кальцію CaCl₂, нітрат кальцію Ca(NO₃)₂) (табл. 2.6).

Таблиця 2.6 – Густина, показник рН і показник вибівної фільтрації системи Біокар при її граничному обважненні різними водорозчинними солями

Дослід	Склад системи, дослід	Густина, кг/м ³	Фільтрація НРНТ при Т, °С і Δр = 5 МПа, см ³ /30 хв	рН
1	Біокар	1030	16 – 18 (Т = 110 °С)	8,09
2	1 + 27 % NaCl	1220	17 – 19 (Т = 140 °С)	7,10
3	1 + 60 % CaCl ₂	1360	18 – 22 (Т = 120 °С)	5,82
4	1 + 140 % Ca(NO ₃) ₂	1480	16 – 22 (Т = 120 °С)	5,43

Хлорид натрію – найефективніша сіль для підвищення термостійкості біополімерних систем, відноситься до їх обов'язкового компоненту при бурінні глибоких свердловин.

Використання хлориду натрію забезпечує межу обважнення біополімерної системи Біокар на рівні 1220 – 1230 кг/м³. В системі Біокар при добавках хлориду натрію, особливо з невеликими концентраціями, відмічається певне розрідження. В зв'язку з цим для підтримування необхідного рівня реологічних і структурно-механічних властивостей концентрація полісахаридних полімерів в мінералізованому буровому розчині підтримується на дещо вищому рівні (див. табл. 2.1). Інших відмінностей під час регулювання технологічних властивостей біополімерної системи

Біокар, що містить хлорид натрію з будь-якими концентраціями, немає.

При граничному вмісті хлориду натрію (25 – 27 %) система Біокар може використовуватися за вибійних температур до 140 °С (див. табл. 2.3). Бополімерна система Біокар, яка обважнена хлоридом натрію, найбільш широко впроваджена у виробництво (св. 53 і 59 Свиридівська, 24 Островеверхівська та ін.).

Хлорид кальцію забезпечує обважнення бурових розчинів до густини 1340 – 1360 кг/м³, але його вартість майже у 10 разів вища, ніж у хлориду натрію. Показник фільтрації біополімерної безглинистої системи Біокар, обважненої хлоридом кальцію, при температурах до 100 °С низький та має тенденцію до подальшого зниження з ростом концентрації солі. Проте, із збільшенням температури фільтрація зростає. Вищими, ніж при застосуванні одновалентних солей, є показники НРНТ фільтрації. На практиці при високих температурах (понад 100 °С) має місце збільшення витрат полісахаридних реагентів.

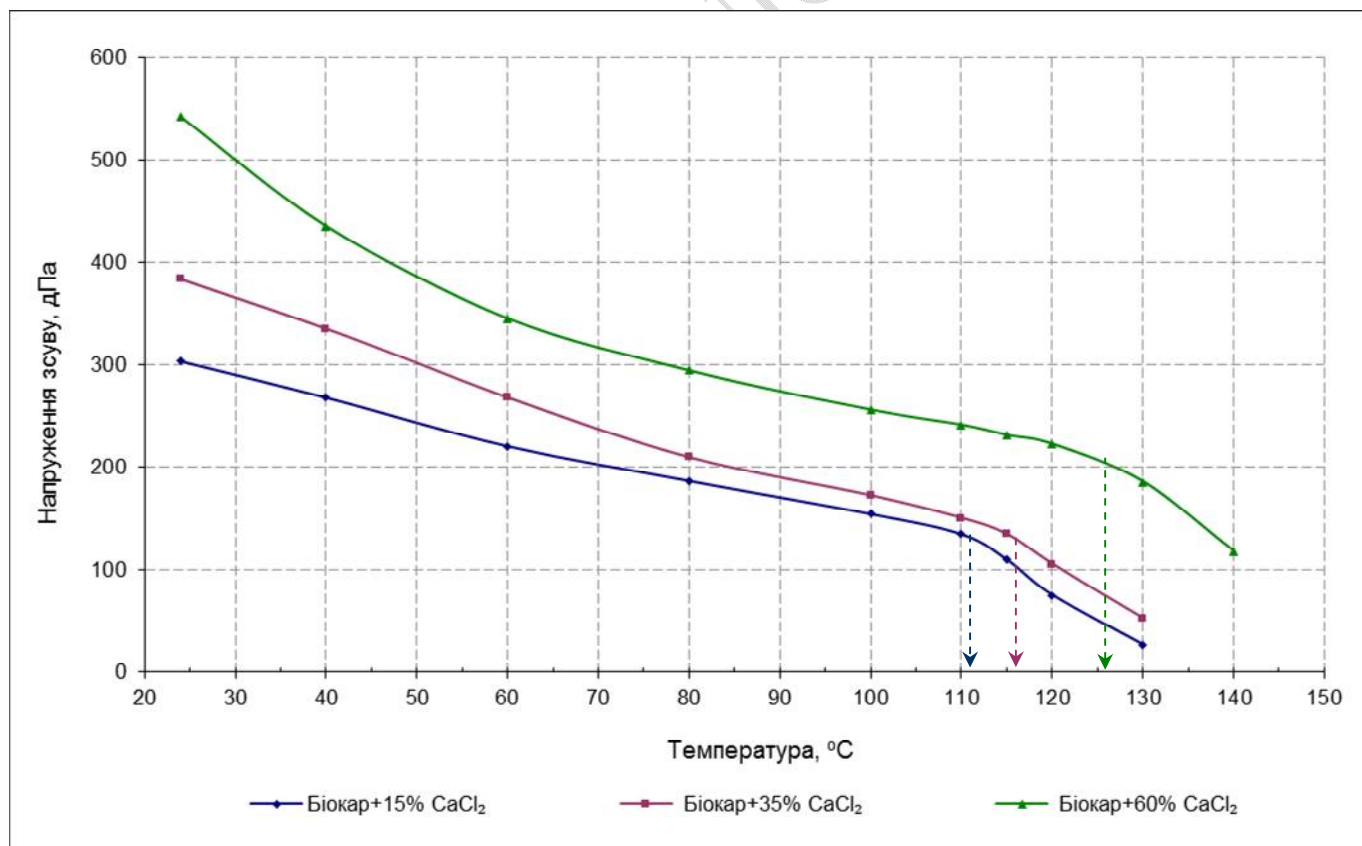


Рисунок 2.12 – Визначення температури T_m для біополімерної системи Біокар, обважненої хлоридом кальцію

Таблиця 2.7 – Величина температури T_m для системи Біокар, обважненої хлоридом кальцію

Склад системи	Біокар + 15 % CaCl ₂	Біокар + 35 % CaCl ₂	Біокар + 60 % CaCl ₂
Густина, кг/м ³	1130	1270	1360
Значення T_m , °C	112	116	126

Хлорид кальцію проявляє порівняно невисоку ефективність як термостабілізуюча добавка. Межа термічної стійкості бурових розчинів, обважнених хлоридом кальцію, не перевищує 125 – 127 °C (рис. 2.12, табл. 2.7). Це підтверджується результатами термостатування системи Біокар, обважненої хлоридом кальцію (табл. 2.8).

Таблиця 2.8 – Властивості біополімерної безглинистої системи Біокар, обважненої хлоридом кальцію

Дослід	Склад розчину, дослід	Густина, кг/м ³	Умовна в'язкість*, с	СНЗ _{1/10} , дПа	Фільтрація, см ³ /30 хв	Пластична в'язкість, мПа·с	ДНЗ, дПа	НРНТ фільтрація, при $T=130$ °C і $\Delta p = 5$ МПа, см ³ /30 хв	pH
1	Біокар + 15 % М-25 + 1,5 % К-200	1130	26	58/82	4,5	21	149	17	7,78
2	1 після 85 °C		22	53/72	3	21	163		
3	2 після 130 °C		15	43/58	3,5	16	144		
4	1 + 15 % CaCl ₂	1240	17	48/67	3	21	154	12	6,00
5	4 після 85 °C		15	43/62	2,5	20	130		
6	5 після 130 °C		8	29/34	5,0	11	91		
7	1 + 35 % CaCl ₂	1320	17	38/58	2,5	28	139	18	5,69
8	7 після 85 °C		14	29/43	2	27	101		
9	8 після 130 °C		8	14/19	5,5	15	72		
10	1 + 60 % CaCl ₂	1400	20	29/48	1,5	39	134	22	5,71
11	10 після 85 °C		19	24/34	1,5	39	130		
12	11 після 130 °C		11	24/34	6,0	24	67		

З наведених даних видно, що термостатування безглинистих розчинів, обважнених хлоридом кальцію, при 130 °C призводить до суттєвого зменшення їх реологічних та збільшення фільтраційних властивостей. Одержані результати

вказують на перевищення межі термічної стійкості T_m системи та інтенсивне протікання процесів термічної деструкції полімерів. Застосування таких бурових розчинів при температурі вище 130 °C є небезпечним. На практиці буровий розчин Біокар, обважнений хлоридом кальцію, використовувався при бурінні свердловин 24 і 61 Островецька та 97 Яблунівська, де пластові температури не перевищували межі його термостійкості.

Нітрат кальцію застосовується для обважнення біополімерних безглинистих бурових розчинів до густини 1480 – 1490 кг/м³. Особливості його використання, в першу чергу, пов'язані із суттєвим зменшенням рН середовища (див. табл. 2.6). Через таке зменшення підсилюється деградація полісахаридів, що проявляється у погіршенні технологічних властивостей, особливо в умовах високих температур. Відповідно, для компенсації таких процесів необхідно збільшувати витрати хімічних реагентів, насамперед, регуляторів рН і полімерів.

Вартість нітрату кальцію суттєво перевищує вартість хлориду натрію і є близькою до вартості хлориду кальцію. Для зменшення негативного впливу кислій солі – нітрату кальцію, а також зменшення вартості обробки для обважнення біополімерної системи Біокар доцільно використовувати композицію нітрату кальцію з хлоридом натрію.

При невисоких температурах введення нітрату кальцію у біополімерну безглинисту систему, особливо при великих концентраціях, супроводжується підвищенням її реологічних властивостей. При цьому структурно-механічні показники і показник фільтрації за нормальних умов демонструють сталу тенденцію до зменшення. Фільтрація при граничних концентраціях нітрату кальцію (як і у випадку хлориду кальцію) досягає дуже малих значень (табл. 2.9).

З підвищенням температури реологічні властивості біополімерної системи Біокар, обважненої нітратом кальцію, суттєво знижуються. При цьому інтенсивність такого зниження є значно більшою, ніж у системах, обважнених хлоридом натрію. В цілому поведінка систем, обважнених полівалентними солями, є подібною. Буровий розчин, обважненої нітратом кальцію, як і система, обважнена хлоридом кальцію, характеризується невисокою термічною стійкістю. При цьому її рівень є ще нижчим.

Температура T_m для біополімерної системи, обважненої нітратом кальцію, дорівнює 116 – 117 °С (рис. 2.13, табл. 2.10). Характерним є зростання густини розчинів після термостатування при високих температурах, що ймовірно пов'язане із збільшенням розчинності сольової суміші.

Таблиця 2.9 – Властивості біополімерної системи Біокар, обважненої хлоридом натрію і нітратом кальцію

Дослід	Склад системи, дослід	Густина, кг/м ³	Умовна в'язкість*, с	Фільтрація, см ³ /30 хв	СНЗ _{1/10} , дПа	Пластична в'язкість, мПа·с	ДНЗ, дПа	рН
1	Біокар + 25 % NaCl	1180	18	4,0	58/91	19	149	6,32
2	1 після 120 °С	1180	17	3,5	43/81	17	120	6,27
3	1 + 69 % Ca(NO ₃) ₂	1340	22	2,5	48/72	36	178	6,29
4	3 після 120 °С	1410	8	4,5	24/43	14	53	4,95
5	1 + 91 % Ca(NO ₃) ₂	1380	26	2,0	43/72	30	173	6,24
6	5 після 120 °С	1460	9	4,0	29/38	17	62	4,94
7	1 + 140 % Ca(NO ₃) ₂	1480	27	1,5	34/62	58	173	6,18
8	7 після 120 °С	1530	9	1,5	24/24	26	71	5,50

Як видно з результатів вимірювань, наведених в табл. 2.7 і 2.9, температура проведення дослідів (120 °С) перевищувала значення показника T_m для біополімерної системи Біокар, обважненої нітратом кальцію. Проте в усіх дослідах показники фільтрації після термостатування при температурі 120 °С відповідають прийнятному рівню. Тобто виникає певне протиріччя між встановленою величиною показника T_m і низькими значеннями показника фільтрації, визначеними за межею термічної стійкості, яке потрібно проаналізувати.

По-перше, цей факт є підтвердженням уявлення про те, що показник фільтрації за нормальних умов, навіть визначений після термостатування, не може застосовуватися як основний критерій оцінки термічної стійкості біополімерних безглинистих систем [17]. Така задача може бути вирішена за оцінками реологічних параметрів. У нашому випадку, реологічні параметри системи Біокар, після термостатування при температурах, що перевищують T_m , закономірно зменшуються

і досягають недопустимо малих (для запобігання ускладнень) значень. Даний факт підтверджує початок процесу термічної деструкції.

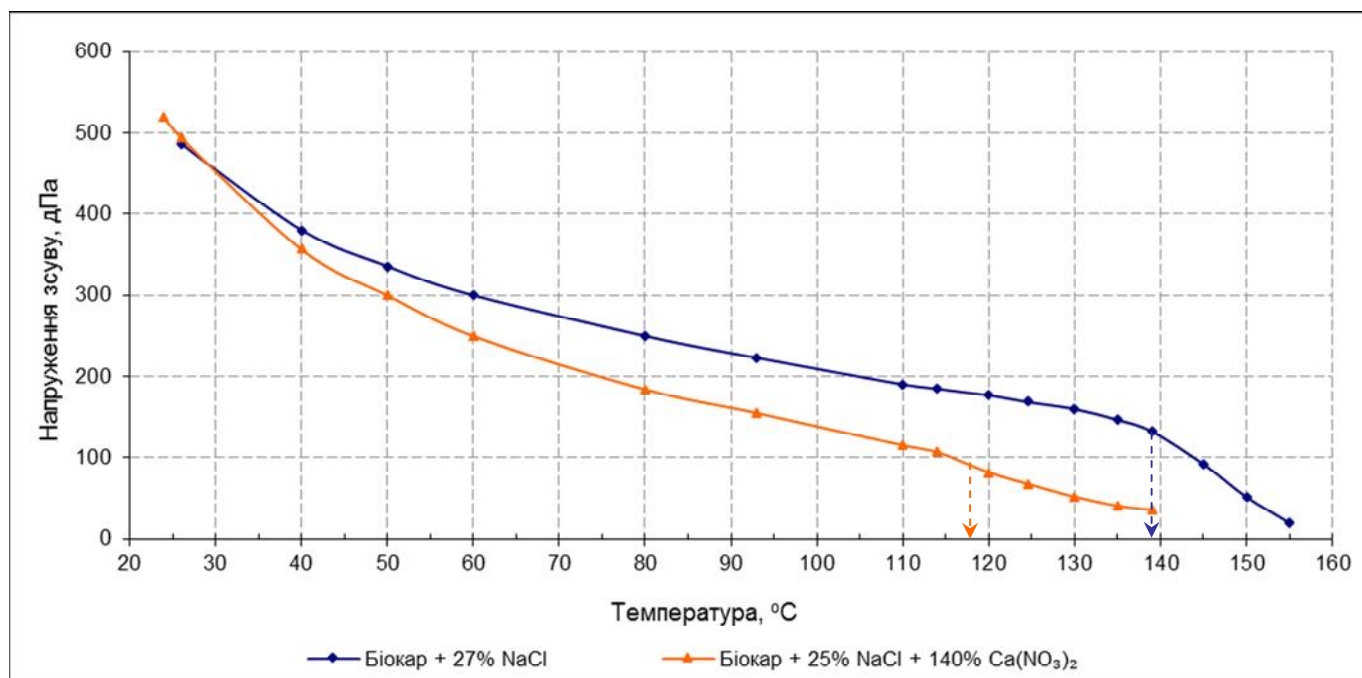


Рисунок 2.13 – Визначення температури T_m для біополімерної системи Біокар, обважненої хлоридом натрію і композицією хлориду натрію з нітратом кальцію

Таблиця 2.10 – Величина температури T_m для системи Біокар, обважненої хлоридом натрію і композицією хлориду натрію з нітратом кальцію

Склад системи	Біокар + 27 % NaCl	Біокар+ 25 % NaCl + 140 % Ca(NO ₃) ₂
Густина, кг/м ³	1220	1480
Значення T_m , °C	139	117

З іншого боку, низькі показники фільтрації, навіть в умовах початку необоротного руйнування полімерних ланцюгів, вказують на наявність певного «запасу міцності» біополімерної системи, границі якого визначаються типом і концентрацією полімерних реагентів-стабілізаторів. Тобто при перевищенні показника T_m процес руйнування системи не відбувається миттєво, а триває певний проміжок часу. На практиці в цей період відбуваються різкі коливання параметрів бурового розчину та зростають витрати хімічних реагентів, які використовують для компенсації цих процесів. Підтримування параметрів в такий витратний спосіб

можливе протягом досить тривалого часу (див. рис. 2.8 та 2.9).

Звісно, цей спосіб не можна визнати оптимальним, проте така технологічна можливість існує та іноді використовується. Зокрема технологія підтримування параметрів біополімерних безглинистих систем за межею їх термічної стійкості за рахунок збільшення витрат найбільш термостійких полімерних реагентів застосовується у випадку розкриття виснажених продуктивних пластів на великих глибинах, коли неможливо забезпечити високий рівень мінералізації через небезпеку створення високої репресії. Така ж сама технологія для підтримування необхідних реологічних властивостей має бути задіяна при застосуванні біополімерної системи, обважненої нітратом кальцію, в умовах високих температур.

Солі, що пропонуються для обважнення біополімерної безглинистої системи Біокар, позитивно впливають на стійкість глинистих порід у свердловині. Існує великий досвід застосування хлоридів натрію, кальцію та магнію, нітрату кальцію як інгібіторів бурових розчинів [7, 15, 32, 67, 98 та ін.]. При невисоких концентраціях такі солі суттєво поступаються хлориду калію, який на даний час використовується як основний неорганічний інгібітор. Проте, на відміну від хлориду калію, для якого зростання інгібуючої дії обмежується концентраціями 5 – 7 % [50, 90], інгібуюча ефективність солей-обважнювачів досягає свого максимуму при концентраціях, що наближаються до рівня насичення (рис. 2.12), а ступінь інгібування порід при цьому може бути вищою, ніж у хлориду калію.

Такі висновки базуються на результатах досліджень диспергування шламу аргіліту певного гранулометричного складу, одержаного шляхом дроблення природного кернавого матеріалу, відібраного на свердловині 8 Семиренківського ГКР в інтервалі 4958 – 4964 м (візейські відклади нижнього карбону) в середовищі розчинів солей різних типів (Rolling Test) [8]. Оцінку інгібуючого впливу солей проводили за показником стійкості K_c аргіліту (в процентах), який визначається як відношення маси $m_{\text{зал}}$ залишку аргіліту після досліду до його вихідної $m_{\text{вих}}$ маси

$$K_c = 100m_{\text{зал}}/m_{\text{вих}} \cdot \quad (2.1)$$

З результатів дослідів, показаних на рис. 2.14 і 2.15, слідує, що висококонцентровані розсоли за інгібуючим впливом випереджають хлорид калію при його застосуванні з традиційними робочими концентраціями (3 – 5 %). Тобто біополімерні системи, які за вмістом солей в фільтраті можна віднести до категорії високомінералізованих, за своїм впливом на глинисті породи не поступаються традиційним буровим розчинам, інгібованим хлоридом калію, і відповідно можуть використовуватися в складних геологічних умовах.

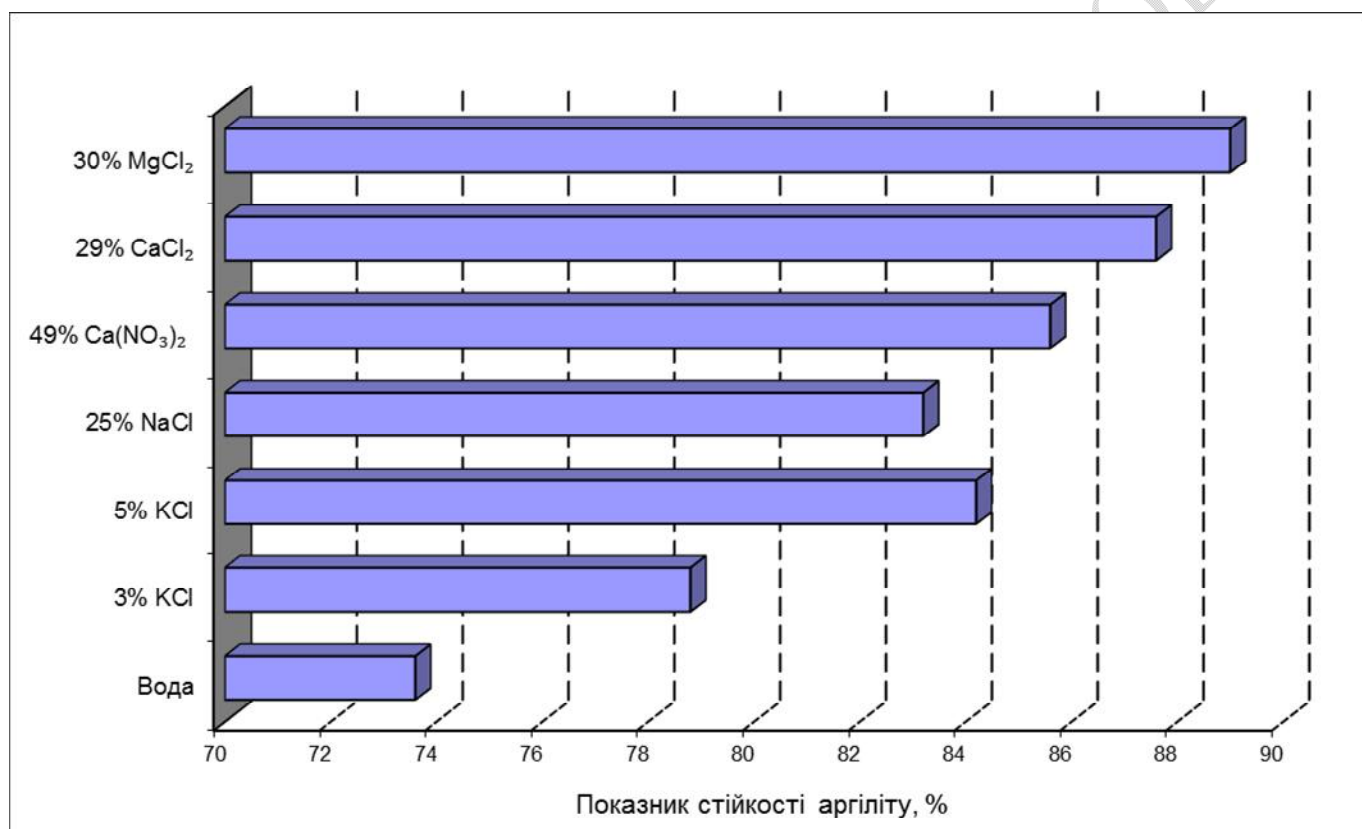


Рисунок 2.14 – Порівняння показників стійкості аргіліту (Rolling Test) у воді та розчинах солей (у досліді використовували розчини полівалентних солей густиною 1270 – 1280 кг/м³)

Біополімерна система Біокар у своєму складі містить обов'язковий компонент – хлорид калію в кількості 3 – 7 % (див. табл. 2.1). Хлорид калію в таких концентраціях традиційно використовується при бурінні глибоких свердловин на родовищах України.

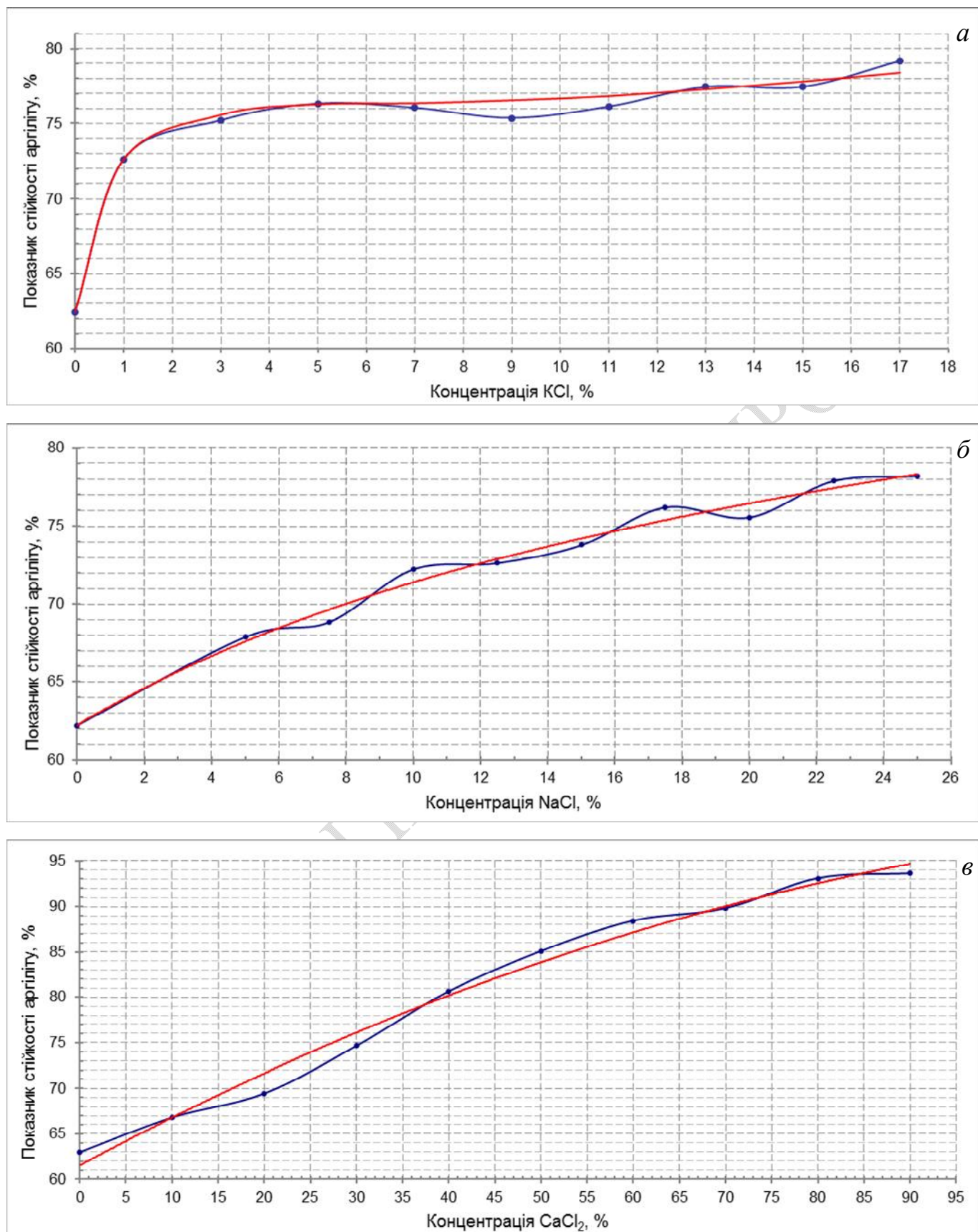


Рисунок 2.15 – Вплив концентрації різних солей на показник стійкості аргіліту (Rolling Test): *а* – KCl, *б* – NaCl, *в* – CaCl₂

У випадку використання інших водорозчинних солей для обважнення біополімерних безглинистих систем, їх сольовий склад буде суттєво змінюватися. Одночасно з іонами калію K^+ у фільтраті таких рідин будуть присутні іони натрію Na^+ і кальцію Ca^{2+} , при цьому концентрація іонів Na^+ і Ca^{2+} буде значно більшою, ніж іонів K^+ . В зв'язку з цим виникає потреба проведення досліджень інгібуючих властивостей біополімерних систем з багатокомпонентним сольовим складом фільтрату.

Питання доцільності застосування солей інших типів разом із хлоридом калію на даний час залишається до кінця не вирішеним. Існує думка, що наявність у складі фільтрату інших іонів, зокрема більш гідратованого іону натрію, може заважати інгібуючій дії іону калію [6, 46, 90, 117]. Відомі протилежні погляди, які полягають в тому, що збільшення рівня мінералізації призводить до підсилення спільного інгібуючого впливу [22, 62, 108, 129].

Дослідженнями встановлено, що поєднання хлориду калію з хлоридами натрію і кальцію суттєво збільшує інгібуючі властивості біополімерних систем у порівнянні з системами, інгібованими тільки хлоридом калію. Так при збільшенні концентрації хлориду натрію інгібуюча ефективність системи з хлоридами калію і натрію стабільно зростає. Більше того, поєднання хлоридів калію і натрію призводить до яскравого синергетичного ефекту – стійкість породи досягає рівня, який неможливо досягнути при індивідуальному застосуванні кожної з таких солей (рис. 2.16).

При спільному застосуванні хлоридів калію і кальцію вплив на стійкість порід проходить за складнішою схемою (рис. 2.17). Імовірно це пов'язано з відмінностями механізму інгібування глинистих порід, властивого одновалентним і полівалентним солям [35, 90, 98]. При різних співвідношеннях концентрацій іонів K^+ і Ca^{2+} в системі роль хлориду калію, як основного інгібітора гірських порід, суттєво змінюється. При малих концентраціях хлориду кальцію основний інгібуючий вплив має хлорид калію, а із збільшенням концентрації $CaCl_2$ вплив KCl майже повністю нівелюється і переважаючу дію створює саме хлорид кальцію.

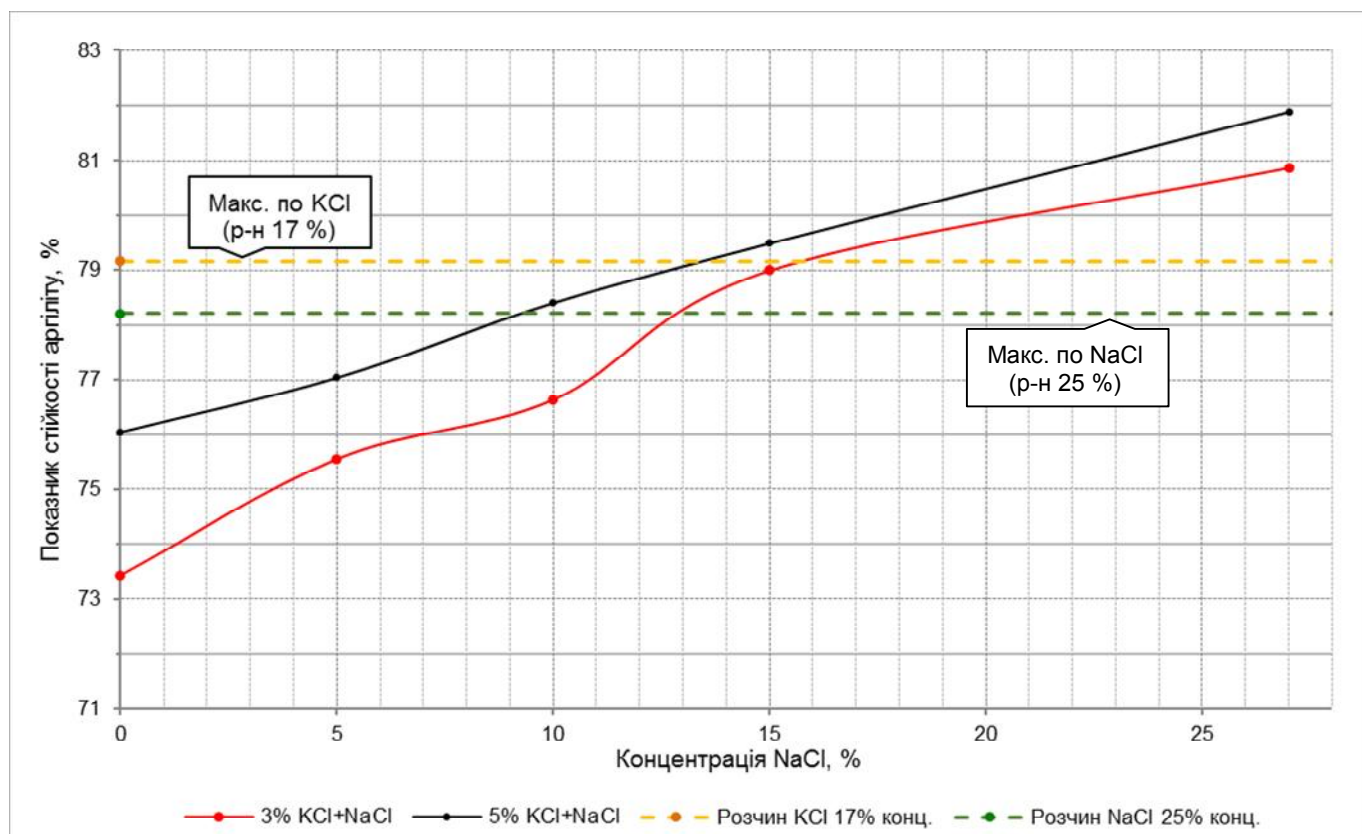


Рисунок 2.16 – Підвищення стійкості аргіліту (Rolling Test) при спільному застосуванні хлоридів калію і натрію

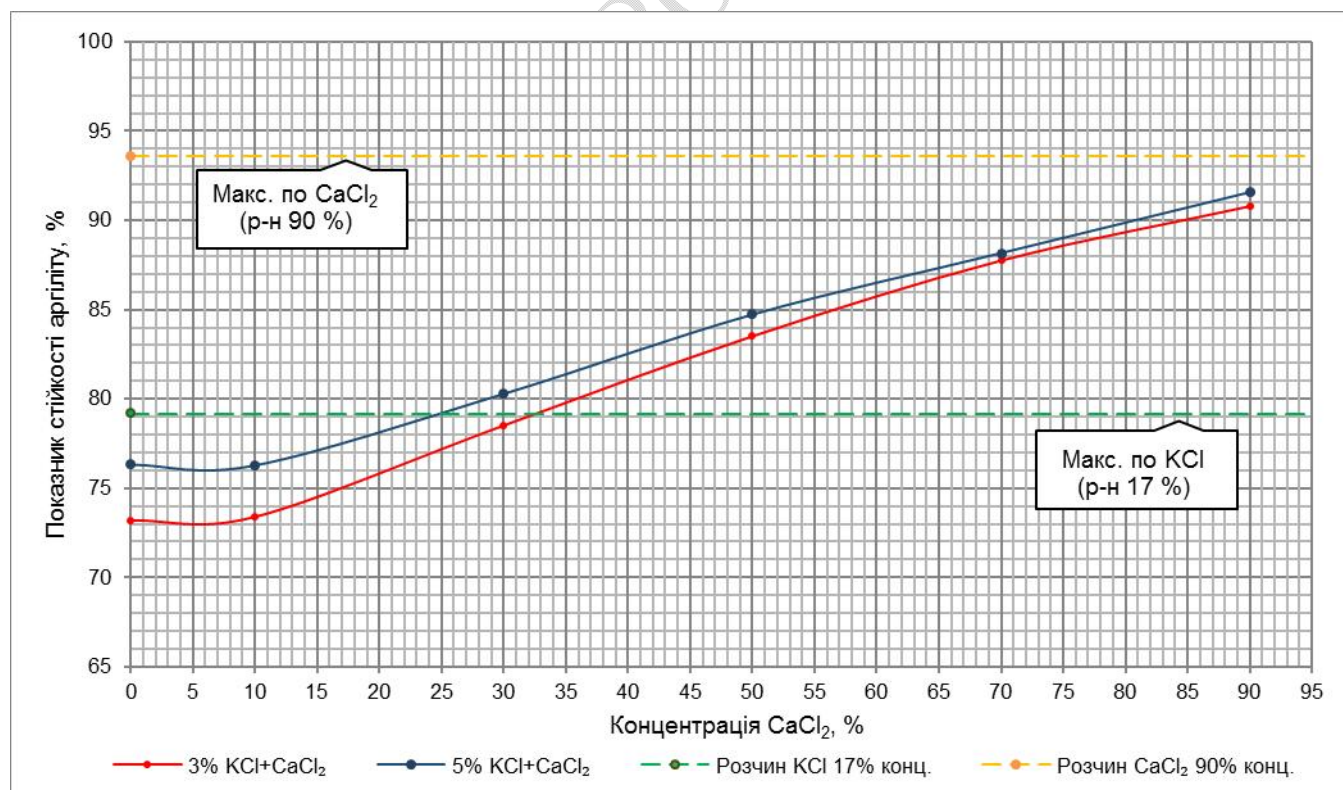


Рисунок 2.17 – Підвищення стійкості аргіліту (Rolling Test) при спільному застосуванні хлоридів калію і кальцію

Так ефект від спільної дії солей починає проявлятися лише після того, коли добавка хлориду кальцію до бурового розчину перевищує 10 %. При концентрації хлориду кальцію менше 10 % система характеризується постійним рівнем інгібуючих властивостей, який відповідає вихідному вмісту хлориду калію. Тобто, при концентраціях менше 10 % хлорид кальцію практично не впливає на інгібуючі властивості системи ні в сторону їх підвищення, ні зменшення. Зі збільшенням концентрації хлориду кальцію інгібуючі властивості системи поступово зростають. При вмісті хлориду кальцію від 25 – 30 % і більше загальна інгібуюча дія суміші перевищує максимальний рівень, який може бути одержаний при застосуванні хлориду калію з концентрацією 17 %. Проте, навіть при добавках на межі розчинності хлориду кальцію (90 %) інгібуючий вплив сольової суміші не досягає рівня, який забезпечується в концентрованих розчинах хлориду кальцію.

Також слід зазначити, що зі збільшенням вмісту хлориду кальцію в суміші, роль хлориду калію, як основного інгібітора, зменшується і при граничних концентраціях хлориду кальцію різниця між пробами, що обумовлена різним вихідним вмістом хлориду калію, майже повністю нівелюється. Тобто, при високих концентраціях полівалентної солі, в даному випадку хлориду кальцію, її інгібуючий вплив є переважаючим.

Таким чином, під час обважнення біополімерних безглинистих систем водорозчинними солями відбувається одночасне введення в систему додаткових потужних інгібіторів гірських порід, які спроможні суттєво підвищити стійкість стовбура свердловини у порівнянні з традиційним хлоридом калію.

Відомо [61, 113], що збільшення мінералізації полісахаридних систем призводить до зростання їх ферментативної стійкості. Відповідно в мінералізованих біополімерних системах зменшується потреба в найбільш токсичних компонентах – реагентах-бактерицидах, а при концентрації солей понад 20 % їх взагалі виключають із рецептури [98].

Проте така гранична кількість солей є завищеною, оскільки даний висновок був зроблений в часи, коли основним стабілізатором у мінералізованих бурових розчинах використовувався надзвичайно схильний до біологічної деструкції харчовий

крохмаль. На даний час компонентами біополімерних безглинистих систем є різноманітні модифіковані форми полісахаридів, що характеризуються підвищеними бактерицидними властивостями [115]. Рівень таких бактерицидних властивостей може змінюватися в досить широких межах, що впливає на ферментативну стійкість системи в цілому та вимагає окремих досліджень для кожної рецептури. Нами була проведена перевірка ферментативної стійкості біополімерної системи Біокар, а також кількох її модифікацій, додатково оброблених реагентом-бактерицидом Біоцид та хлоридом натрію з різною концентрацією.

Для проведення досліджень проби біополімерної системи витримували протягом 100 діб при кімнатній температурі. В процесі витримання періодично проводили вимірювання технологічних властивостей. Концентрацію бактерициду в дослідах підтримували на мінімальному рівні 0,05 %, а вміст хлориду натрію становив 12 і 15 %. Відповідно до методики [85], як джерело бактеріального забруднення в проби, вводили гній.

Дослідженнями підтверджений висновок [86], що першою ознакою початку ферментативного процесу в біополімерній безглинистій системі є поступове зростання вмісту карбонатних іонів. Збільшення показника вільної (або фенолфталеїнової) лужності P_f , що виникає як реакція на деструктивні біологічні процеси, які супроводжуються виділенням вуглекислого газу, є більш оперативною характеристикою, ніж властиве глинистим буровим розчинам першочергове зменшення рН та зростання показника фільтрації [64]. Наявність максимуму на кривій показника P_f слід розглядати як явну ознаку інтенсивного ферментативного розкладання полісахаридів, що найближчим часом призведе до повної руйнації біополімерної системи (рис. 2.18).

На рис. 2.19 показано результати вимірювань показника P_f в процесі тривалого спостереження. Як і очікувалося найменша стійкість до бактеріальної дії властива базовій біополімерній системі Біокар. Максимум показника P_f був зафіксований на 26 добу після початку досліду. Більш стійкою є система, оброблена бактерицидом. Максимум на кривій P_f відповідає 92 добам спостережень. При цьому слід враховувати, що в досліді свідомо використовували мінімальну концентрацію

бактерициду. Збільшення його вмісту є додатковим засобом підвищення ферментативної стійкості біополімерної системи, але це буде супроводжуватися зростанням її токсичності.



Рисунок 2.18 – Пліснява на поверхні базової біополімерної системи Біокар, як один із проявів біологічного розкладання полісахаридних реагентів

Введення в біополімерну безглинисту систему хлориду натрію дозволяє забезпечити тривалий період її стійкого стану по відношенню до бактеріального впливу. Навіть при концентрації солі на рівні 12 % максимум на кривій R_f не був досягнутий за 100 діб спостережень. Тобто, за даний період активність мікроорганізмів не перевищила певний критичний рівень, після якого процеси руйнування біополімерної системи стають необоротними. Подальше збільшення вмісту хлориду натрію до 15 % забезпечує ферментативну стабільність системи протягом всього періоду досліджень.

Таким чином бактерицидні властивості, яких набуває буровий розчин внаслідок збільшення вмісту солі в своєму складі, є достатніми для пригнічення життєдіяльності мікроорганізмів, здатних викликати ферментативне розкладання полісахаридів. Для біополімерної системи Біокар вміст хлориду натрію на рівні 15 %

є мінімальною концентрацією, яка дозволяє відмовитися від застосування спеціальних реагентів-бактерицидів.

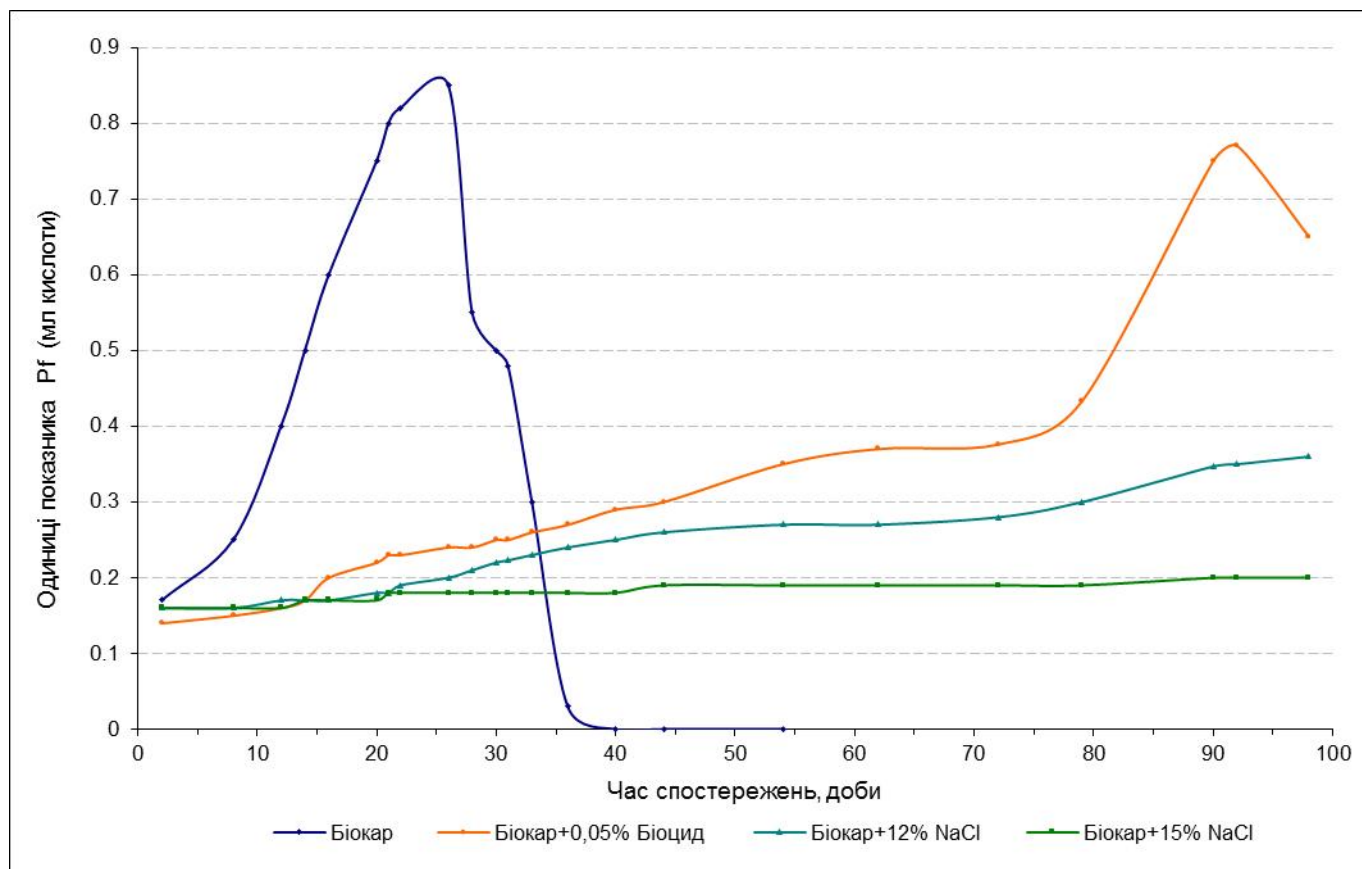


Рисунок 2.19 – Зміни показника P_f у часі, як реакція на ферментативні процеси в біополімерній системі Біокар

Висновки до розділу 2

1. За результатами лабораторних і промислових досліджень обґрунтовано базові рецептури біополімерних безглинистих бурових розчинів. Система Біокар з густиною $1090 - 1180 \text{ кг/м}^3$ призначена для буріння свердловин глибиною до 3000 м при температурах до $110 - 120 \text{ }^\circ\text{C}$, а мінералізована система Біокар з густиною $1180 - 1490 \text{ кг/м}^3$ – для буріння свердловин глибиною до 4500 – 5500 м при температурах до $120 - 140 \text{ }^\circ\text{C}$. Розроблено і організовано виробництво комплексного реагенту Біокар-компанунд – полімерної основи систем Біокар.

2. Вивчено технологічні властивості біополімерної системи Біокар при високих температурах. Для оцінки термостійкості біополімерних безглинистих систем на основі реологічних досліджень з допомогою ротаційної віскозиметрії запропоновано

температуру T_m , яка відповідає плавленню упорядкованої полімерної структури рідини і визначається як точка перегину кривої залежності напруження зсуву від температури. Показано, що величина температури T_m не залежить від частоти обертання ротора віскозиметра.

3. Для керування термічною стійкістю біополімерної системи Біокар вивчено вплив концентрацій окремих солей та їх композицій на величину температури T_m плавлення. Запропоновано використовувати добавки солей для керування термостійкістю біополімерної системи. Встановлено необхідність підтримування температури T_m на вищому рівні, ніж вибійна температура в свердловині. Побудовано графік залежності температури T_m від концентрації солі, що дозволяє визначати відповідність рівня мінералізації біополімерного бурового розчину термобаричним умовам свердловини.

4. Встановлено, що збільшення межі термічної стійкості біополімерних бурових розчинів внаслідок добавок солей не призводить до підвищення їх реологічних властивостей в термобаричних умовах свердловини, для чого необхідне застосування інших спеціальних методів.

5. Вивчено особливості застосування поширених у практиці буріння водорозчинних солей (хлориди калію, натрію і кальцію, нітрат кальцію) на властивості біополімерної системи Біокар. Встановлено межі їх застосування в термобаричних умовах свердловин.

Досліджено інгібуючі властивості солей при індивідуальному та спільному застосуванні. Показано збільшення інгібуючого впливу на породи при спільному застосуванні хлориду калію з хлоридами натрію і кальцію.

Збільшення мінералізації безглинистих промивальних рідин підвищує рівень їх ферментативної стійкості, що за певних концентрацій солей дає можливість відмовитися від застосування реагентів-бактерицидів. Для системи Біокар визначена мінімальна концентрація хлориду натрію, яка складає 15 % і при якій ознаки ферментативного розкладання системи відсутні понад три місяці.

РОЗДІЛ 3

РОЗРОБКА І ДОСЛІДЖЕННЯ РЕАГЕНТУ АЛЕВРОН ДЛЯ РЕГУЛЮВАННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ БІОПОЛІМЕРНОЇ СИСТЕМИ БЮКАР

3.1 Підбір складу реагенту Алеврон

У біополімерних безглинистих системах фільтраційна кірка переважно формується частинками інертних наповнювачів (мармуру або бариту), гідратація яких є значно меншою, ніж у глини. Наповнювачі мають низьку пластичність та приблизно однаковий і відносно великий характерний розмір. Кірка, утворена такими частинками, майже не ущільнюється в часі та нагадує каркас або сітку, вільний простір якої заповнений в'язкими полімерами. Полімерні компоненти біополімерної системи безпосередньо не впливають на стан частинок твердої фази при утворенні кірки. Їх роль зводиться до зниження проникності достатньо пухкого середовища кірки через надвисокий фільтраційний опір у звуженнях вільного простору між інертними частинками. Якщо цей опір виявиться недостатньо міцним, то проникність кірки та показник фільтрації біополімерної безглинистої системи будуть високими.

Зниження показника НРНТ фільтрації біополімерних безглинистих бурових розчинів може бути досягнуте за рахунок підвищення дисперсності твердої фази, застосування кольматантів для перекривання вільного простору між частинками твердої фази у структурі кірки, підтримування високих реологічних властивостей у відповідних термобаричних умовах. Слід відзначити, що показник фільтрації біополімерних безглинистих систем є дуже чутливим до зміни перепаду тиску, що накладає суттєві обмеження на величину репресії при розкритті проникних пластів та потребує жорсткого контролю густини в процесі буріння.

Отже, подальше удосконалення рецептур біополімерних безглинистих бурових розчинів можливе шляхом застосування нових спеціальних речовин, які здатні знижувати температурне розрідження та ущільнювати фільтраційну кірку і

при цьому не вилучатися засобами очищення. Оскільки спроби використання традиційних технологій для підвищення термостійкості біополімерних безглинистих систем виявилися малоефективними, нами проведений науковий пошук, спрямований на вивчення можливості застосування з цією метою білкових речовин.

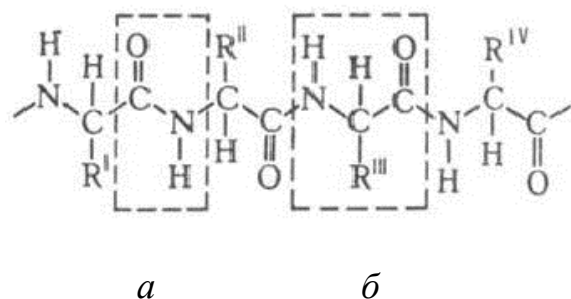


Рисунок 3.1 – Схема будови

білкової молекули: *a* – пептидна група; *б* – амінокислотний залишок

Білки (протеїни) – складні високомолекулярні природні органічні речовини, що складаються з альфа-амінокислот, сполучених пептидними (амідними) зв'язками ($-\text{CO}-\text{NH}-$) (рис. 3.1).

Зазвичай білки є лінійними полімерами – поліпептидами, хоча інколи мають складнішу структуру. Молекулярна маса білків змінюється від 5 – 10 тис. до 1 млн. і більше. Невеликі білкові молекули, тобто олігомери поліпептидів, з молекулярною масою до 5000 називаються пептидами (олігопептидами). Послідовність амінокислот у конкретному білку визначається відповідним геном і зашифрована генетичним кодом. Хоча генетичний код більшості організмів визначає лише 20 характерних амінокислот, їх комбінації уможливають створення великого різноманіття білків із різними властивостями. Тобто кожен білок характеризується специфічною амінокислотою послідовністю.

Білки утворюють найважливіший клас біологічно активних речовин. Вони відіграють ключову роль в клітині, присутні у вигляді головних компонентів у будь-яких формах живої матерії (мікроорганізми, тварини або рослини). В даний час важко оцінити загальне число білків у живій природі, але, враховуючи величезну різноманітність організмів, слід визнати факт існування, принаймні, багатьох мільярдів хімічно індивідуальних білків. Таке різноманіття визначає багатогранність їх фізико-хімічних властивостей та надзвичайну складність проведення досліджень. Незважаючи на те, що вперше білки були виділені у XVIII столітті, вони у великій мірі залишаються не до кінця вивченими сполуками і на сьогодні [92]. Загалом, фізико-хімічні властивості білків визначаються їх високомолекулярною природою,

компактністю укладання поліпептидних ланцюгів і взаємним розташуванням залишків амінокислот.

Білкові препарати широко використовуються в різноманітних галузях промисловості від харчової і медичної до виробництва тканин і будівельних матеріалів. Зокрема, загальновідомим є використання казеїнового клею при виробництві меблів. Білкові препарати використовуються як піноутворювачі та стабілізатори піни при виробництві пінобетонів [37]. Проте відомості про застосування білкових речовин в нафтогазовій галузі вкрай обмежені.

Відомий патент [95] на використання гідролізованих білкових речовин (альбуміну, казеїну, кератину, білка сої та біомаси пекарських дріжджів) як генератора газоколоїдних мікробульбашкових утворень – афронів у системі бурового розчину низької густини. Важливо, що ознакою новизни цього патенту є те, що «а ні природні білкові сполуки, а ні синтетичні суміші олігопептидів раніше ніколи не використовувалися як композиційні складові бурових розчинів» (заявка на патент подана у 2005 р.) [95].

Проте, вже досить тривалий час відомим є реагент для обробки бурових розчинів на основі пивної дробини – речовини, що містить велику кількість білкових сполук. Пивна (або солодова) дробина – багатотоннажні відходи виробництва пива, що утворюється як залишок після відділення рідкої фази (пивного суслу) в процесі фільтрації затору – суміші подрібнених зернопродуктів з водою, які зазнали вплив первинної ферментації. За хімічним складом пивна дробина являє собою складну суміш рослинних і мікробних білків, вуглеводів, ліпідів, крохмалю, мінеральних речовин, органічних кислот тощо, які схильні до біологічної деструкції. Процеси гідролізу і гноїння із виділенням газоподібних речовин з неприємним запахом розпочинаються вже на третю добу.

Хімічний склад пивної дробини не є постійним і залежить від її помелу. Зокрема, вміст крохмалю може коливатися в межах 37,8 – 48,1 %, а білків 10,2 – 23,5 %. За вмістом білків пивна дробина приблизно в 1,7 раз випереджає пшеничне борошно першого сорту [29].

Реагент на основі пивної дробини – це продукт її лужного гідролізу, який

використовувався як стабілізатор мінералізованих бурових розчинів. Реагент створювався як альтернатива застосуванню крохмалю та з метою утилізації екологічно небезпечного промислового відходу. В той же час автори [1, 94] акцентували увагу на наявності у вихідному продукті саме білкових речовин та їх активній ролі в процесах стабілізації бурових розчинів.

Передумовою для проведення наукового пошуку в напрямку саме білкових речовин стали результати виконаних у 1942 – 1944 роках робіт із використання білкових речовин для надання вологостійкості ґрунтовим матеріалам при саманному будівництві [20]. За наведеними даними замішування ґрунтової маси з такими білками, як тваринні альбумін і казеїн та рослинний клейрот, дозволяють суттєво збільшити її водовідштовхуючі властивості, зменшити набухання, вбирання вологи та водопроникність, збільшити стійкість до руйнування пресованих взірців у водному середовищі. Також було встановлено, що використання ґрунтової маси, стабілізованої білковими речовинами, як «штукатурки» на поверхні не стійких до вологи зразків ґрунту, дозволяє забезпечити їх водоізоляцію у відкритих атмосферних умовах протягом більш як двох років.

Таким чином, стало очевидним, що білкові речовини дозволяють ущільнювати дисперговані частинки ґрунту при його пресуванні та надавати отриманим зразкам додаткової міцності. Було зроблене припущення, що такі властивості можуть виявитися корисними для зменшення проникності фільтраційних кірок та показника фільтрації біополімерних безглинистих бурових розчинів при високих температурах.

У досліджах [20] використовували водорозчинні групи білків, які після повного розчинення в лужному середовищі переводилися в нерозчинну, гелеподібну форму добавками гашеного вапна. Це дозволяло провести їх замішування з ґрунтовою масою при виготовленні будівельних блоків. В нашому випадку, для утворення непроникного шару на поверхні пористого середовища, вивчалися рослинні білки злакових та бобових культур: сої, гороху, пшениці, кукурудзи, ячменю тощо, що мають обмежену розчинність у воді та слаболужному середовищі, і тваринні білки, які хімічно переводилися у малорозчинну форму.

З метою підбору білкових речовин, здатних виконувати функції термостійкого регулятора реологічних та фільтраційних властивостей біополімерних безглинистих бурових розчинів, досліджували велику кількість різноманітних продуктів тваринного та рослинного походження, які використовуються в різних галузях виробництва, зокрема харчової промисловості, спортивному харчуванні, виробництві меблів, будівельних матеріалів, паперу тощо (див. додаток А). Усі продукти спочатку перевіряли на розчинність у воді. Продукти, що добре розчинялися, переводили у нерозчинну форму відповідно до методики [20].

Дослідами встановлено, що добавки всіх білкових речовин, які вивчали, призводять до загального покращання властивостей біополімерних безглинистих бурових розчинів, що піддаються впливу високих температур. Це відкриває великі перспективи проведення подальшого наукового пошуку з метою використання інших видів білкових препаратів в індустрії хімії промивальних рідин. На нашу думку, використання малорозчинних рослинних білків є доцільнішим в біополімерних безглинистих системах, оскільки дозволяє зменшити вартість їх обробки.

Відповідно до прийнятої в наш час класифікації Т.Б. Осборна [110, 142] білкові речовини за здатністю розчинятися в різних розчинниках розділяють на чотири групи:

альбуміни – розчинні в чистій воді і в сольових розчинах;

глобуліни – розчинні тільки в сольових розчинах, але нерозчинні в чистій воді.

Для їх вилучення зазвичай застосовують розчини сірчаноокислого натрію або хлористого натрію певної концентрації;

проламіни – нерозчинні у воді і в сольових розчинах. Специфічним розчинником для цих білків є етиловий або метиловий спирт в концентрації від 50 до 70 %. Слабкі кислоти і луки також розчиняють ці білки;

глютеліни – розчиняються тільки в слабких кислотах або лугах.

Окрему групу складають склеропротеїни – нерозчинні білки, що виконують структурні функції та містяться в оболонках та периферійних шарах зерен.

Бобові культури за вмістом білкових речовин в 2 – 3 рази перевищують

злакові. Найбільшу кількість білків містять соя, горох, квасоля. Серед злакових культур – пшениця, гречка, ячмінь, овес, кукурудза. Білки, що входять до складу рослин, не є індивідуальними речовинами, а являють собою їх складні суміші. Для кожного рослинного виду характерний унікальний набір білкових речовин, який визначає його ефективність як регулятора властивостей промивальних рідин (рис. 3.2).

Вміст різних груп білків в зернах злакових і насінні бобових культур наведений в табл. 3.1 і 3.2 [101]. Злаки характеризуються великим вмістом проламінів і глютелінів, що містяться у зернах у вигляді клейковини (глютену) [25, 92, 131], а бобові – глобулінів, які в основному сконцентровані у ростках та сім'ядолях.

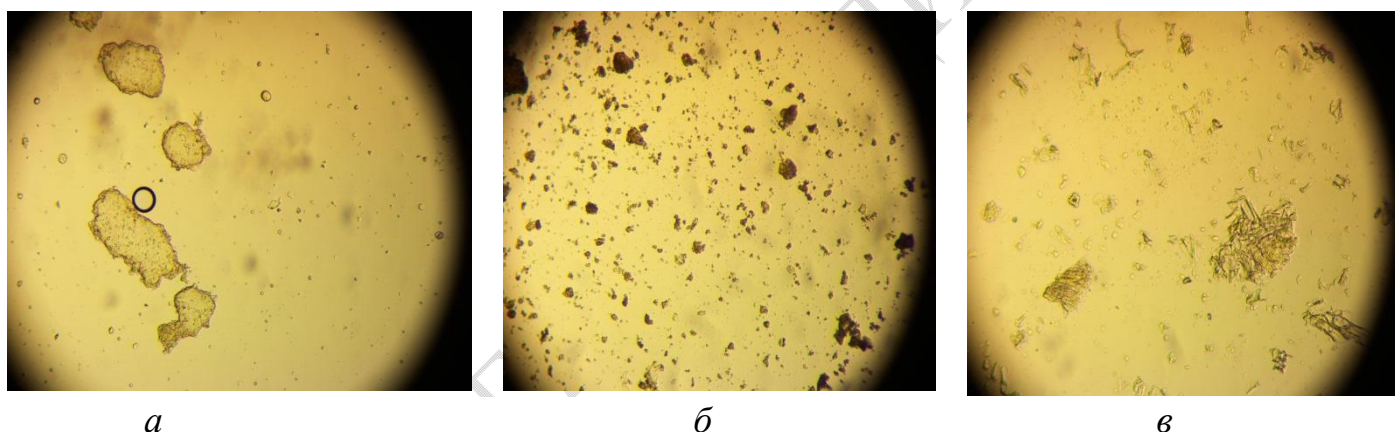


Рисунок 3.2 – Рослинні білки під мікроскопом (x10): *а* – білки пшениці; *б* – білки кукурудзи; *в* – білки сої

Таблиця 3.1 – Вміст білкових фракцій в зернах злакових культур

Культура	Азот фракцій (в % від білкового азоту)				
	Альбуміни	Глобуліни	Проламіни	Глютеліни	Склеропротеїни
Пшениця м'яка	5,2	12,6	35,6	28,2	8,7
Жито	24,5	13,9	31,1	23,3	7,2
Ячмінь	6,4	7,5	41,6	26,6	17,9
Кукурудза	9,6	4,7	29,9	40,3	15,5
Овес	7,8	32,6	14,3	33,5	11,8
Гречка	21,7	42,6	1,1	12,3	23,3
Рис	11,2	4,8	4,4	63,2	16,4

Таблиця 3.2 – Вміст (%) білкових фракцій в насінні бобових культур

Культура	Альбуміни	Глобуліни	Глютеліни
Горох	9,6	85,7	4,8
Сочевиця	8,1	85,9	6,0
Вика	10,1	83,6	6,3
Маїс	8,3	88,4	3,3
Нут	12,2	79,8	7,9

Саме проламіни, глютеліни та імовірно склеропротеїни відіграють основну роль в процесах покращення фільтраційних властивостей безглинистих бурових розчинів при високих температурах. Альбуміни і, в більшій мірі, глобуліни в основному впливають на реологічні та структурно-механічні властивості. Хоча в цьому певні функції виконує і крохмаль, який також міститься в зернах. Відповідно добавки білків злакових культур покращують кольматаційні та фільтраційні характеристики, а білки бобових – ефективно протидіють процесам температурного розрідження (табл. 3.3).

Вплив різних білків на параметри має суттєві відмінності, які обумовлені їх будовою та хімічним складом. Зокрема, з наведених даних видно, що певні білки краще зменшують вибійну фільтрацію, інші – більш ефективно впливають на реологічні властивості та $СНЗ_{1/10}$, а деякі спрямовано виконують функції кольматанта.

Так білки сої є інтенсивними згущувачами. Їх добавки забезпечують високі значення умовної в'язкості, $СНЗ_{1/10}$ та реологічних властивостей. Низькі значення показників фільтрації через піщаний фільтр вказують на високі кольматуючі властивості білків сої. Проте на показник вибійної фільтрації вони майже не впливають. Білки кукурудзи навпаки ефективно зменшують показник НРНТ фільтрації, але не збільшують реологічні властивості та не покращують кольматаційні характеристики. Білки пшениці займають проміжне положення між білками сої та кукурудзи.

Отже застосування одного типу рослинних білків не дозволяє одночасно вирішити весь комплекс проблем, що виникають при застосуванні біополімерних

безглинистих бурових розчинів в умовах високих температур і пов'язані із необхідністю регулювання як реологічних, так і фільтраційних властивостей. Позитивні результати можна досягти тільки у випадку використання суміші білків різних рослин, зокрема сої, пшениці та кукурудзи. Дана концепція була реалізована при розробленні нового термостабілізуючого орґано-мінерального реагенту Алеврон.

Таблиця 3.3 – Вплив рослинних білків на властивості біополімерної системи Біокар

Дослід	Склад системи, дослід	Властивості системи						
		Умовна в'язкість*, с	СНЗ _{1/10} , дПа	Пластична в'язкість, мПа·с	ДНЗ, дПа	Фільтрація, см ³ /30 хв		
						при T = 20 ± 5 °C		НРНТ через паперовий фільтр T= 130 °C, Δр = 5 МПа
					через паперовий фільтр Δр = 0,1 МПа	через модель піщаного фільтра Δр = 0,7 МПа		
1	Біокар	30	72/81	24	220	4,5	10	–
1.1	Після 85 °C	29	57/62	25	196	3	14	–
1.2	Після 120 °C	20	48/57	18	139	3,5	17	17
2	1+1,5 % білки сої	51	76/81	34	235	3,5	0	–
2.1	Після 85 °C	47	67/72	30	296	3	0,2	–
2.2	Після 120 °C	43	58/62	29	259	3	0	17
3	1+1,5 % білки пшениці	42	77/81	25	240	4,5	5	–
3.1	Після 85 °C	26	52/57	25	191	4,5	2	–
3.2	Після 120 °C	21	53/56	22	168	3	0	10
4	1+1,5 % білки кукурудзи	28	62/72	21	216	4	2	–
4.1	Після 85 °C	25	48/52	23	191	3,5	5	–
4.2	Після 120 °C	17	33/43	20	148	3,5	3	8

Ідея використання білків для збільшення термічної стійкості біополімерних безглинистих бурових розчинів реалізована в ТОВ «Геосинтез інженірінг», де

розроблено, організовано виробництво та впроваджено у галузь органо-мінеральний реагент Алеврон (ТУ У 20.1-34962841-009:2014) (рис. 3.3), основною діючою



Рисунок 3.3 – Органо-мінеральний реагент Алеврон для регулювання реологічних і фільтраційних властивостей біополімерних систем при високих температурах

речовиною якого є тонкодисперсна суміш малорозчинних білкових речовин рослинного походження. Склад реагенту спеціально підібраний так, щоб в системі біополімерного безглинистого бурового розчину його дія одночасно і збалансовано проявлялася як кольматанта, стабілізатора фільтрації, термостійкого регулятора реологічних і структурно-механічних властивостей. Крім білкових речовин до складу реагенту входять мінеральні та органічні наповнювачі.

Призначення реагенту Алеврон – кольматація пористого середовища та запобігання температурному розрідженню полімерів. Реагент може застосовуватися при бурінні та закінчуванні свердловин з високими вибійними температурами, первинному та вторинному розкритті продуктивних горизонтів, при бурінні в інтервалах поглинань бурових розчинів, які пов'язані з тріщинуватістю гірських порід, а також аномально низькими пластовими тисками.

3.2 Властивості реагенту Алеврон та його вплив на параметри біополімерної системи Біокар

Технологія застосування реагенту Алеврон передбачає його повільне введення в потік циркулюючого бурового розчину при обов'язковому інтенсивному перемішуванні. У водному середовищі частинки реагенту схильні до утворення згустків та агрегатів. Перемішування рідини сприяє їх частковому руйнуванню, прискоренню гідратації та рівномірному розподіленню частинок реагенту в об'ємі.

Білки, що входять до складу реагенту Алеврон, мають обмежену розчинність у

воді. Нерозчинні частинки білків схильні до набухання. У набухлом вигляді білки швидко розкладаються під дією повітря, утворюючи при цьому дуже неприємний запах. За допомогою мікроскопу Levenhuk D870T з цифровою камерою-окуляром нами було проведено спостереження за зміною у часі розмірів часток білків та їх агрегатів при контакті з прісною водою.

Як видно з рис. 3.4 внаслідок гідратації частинки білків збільшуються та утворюють агрегати, розміри яких також змінюються у часі. Початок таких процесів можна спостерігати вже через 1 год після змішування реагенту Алеврон з водою. Проте у цей період розміри найбільших частинок білків ледь перевищують 20 мкм, що майже не відрізняється від їх розмірів у сухому стані. Через 20 год розміри частинок сягають 30 мкм і більше, зростає загальна кількість великих частинок, збільшуються розміри агрегатів.

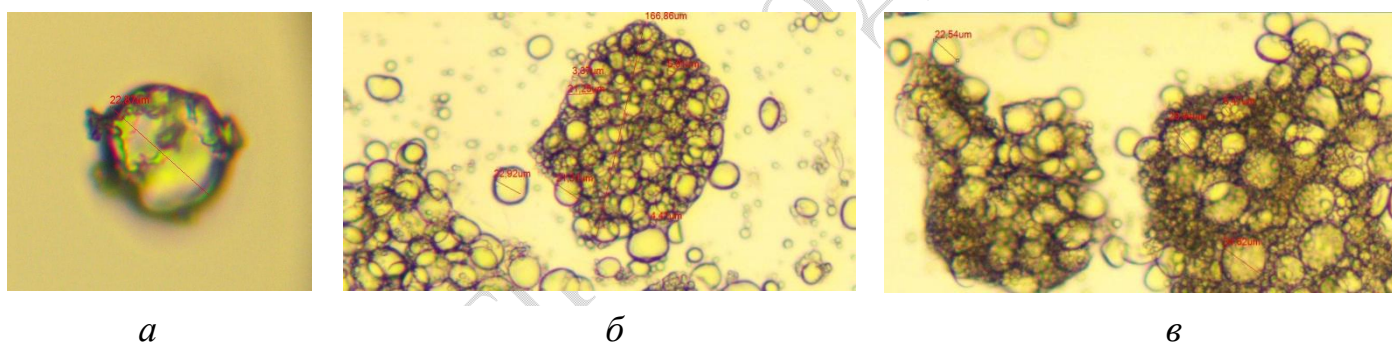


Рисунок 3.4 – Мікрофотографії білкових частинок реагенту Алеврон: *а* – сухого (збільшення 400); *б* – після 1 год гідратації (збільшення 100); *в* – після 20 год гідратації (збільшення 100)

При подальшому витримуванні у воді, зростання розміру частинок майже не відбувається. Навпаки, починають превалювати процеси біологічної та механічної деструкції, які призводять до руйнування агрегатів та деформування білкових частинок (рис. 3.5).

Таким чином, можна стверджувати, що набухання частинок реагенту Алеврон відбувається протягом обмеженого періоду часу при досить високій швидкості. Після поглинання певної кількості води, що супроводжується досягненням білковою

частинкою максимальних розмірів, подальше її зростання не відбувається. Кількість води, яка може бути поглинутою, та граничні розміри частинки визначаються особливостями її внутрішньої будови і хімічного складу. При кімнатній температурі процес набухання білків реагенту Алеврон триває не більше 20 год.

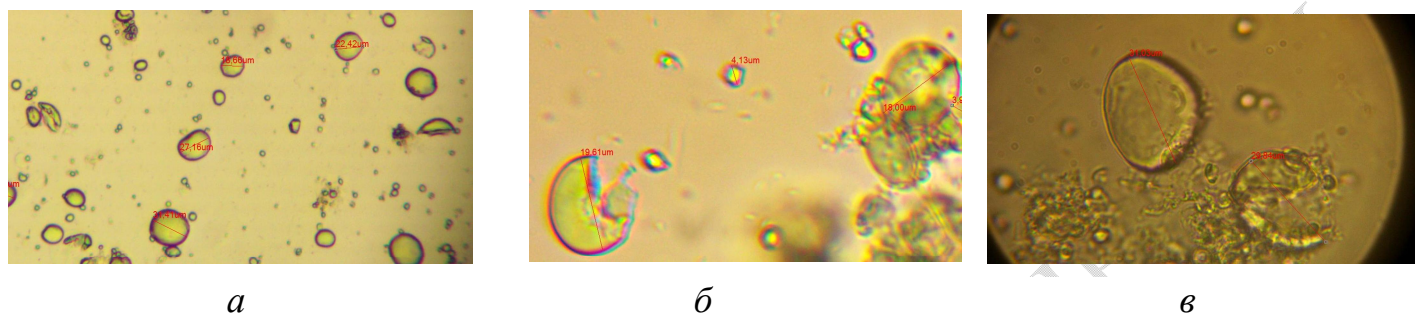


Рисунок 3.5 – Біологічна деструкція білкових частинок реагенту Алеврон через 4 доби після замішування з водою: *а* – збільшення 40; *б* – збільшення 400; *в* – збільшення 1000

Білки реагенту Алеврон розчиняються в слабких розчинах лугів, сильно концентрованій оцтовій кислоті, слабких розчинах соляної та сірчаної кислот. У незначній кількості, яка імовірно відповідає вмісту білків груп альбумінів і глобулінів, реагент розчиняється у воді та розчинах солей.

Нерозчинні у воді білки групи проламінів, глютелінів та склеропротеїнів при змочуванні водою мають сіруватий колір і виглядають суцільною масою, липкою, еластичною та гнучкою; у сухому вигляді вони просвічуються та позбавлені смаку. При висиханні такі білки міцно прилипають до твердих поверхонь, на яких лежать. Внаслідок термічного висушування білки втрачають здатність до набухання та розчинення. Термостійкість висушених білків сягає 150 °С. При подальшому підвищенні температури вони плавляться та розкладаються.

Схильні до набухання гідратовані частки білків та стійкі агрегати, які ними утворюються, характеризуються надзвичайно високою адсорбційною та адгезійною здатністю, яка сприяє їх активній фізико-хімічній взаємодії з іншими компонентами біополімерного безглинистого бурового розчину – міцелами полімерів, частинками шламу, органічними і карбонатними наповнювачами. Завдяки такій взаємодії,

білкові агрегати можуть проникати в існуючу структурно-механічну решітку системи, що супроводжується її зміцненням і одночасним зростанням реологічних показників рідини. Крім цього, завдяки високій липкості, такі агрегати можуть виконувати функції в'язучого, плівкоутворюючого та ущільнюючого компонента фільтраційної кірки, що позитивно впливає на ізолюючу спроможність бурового розчину. Висока термічна стійкість білків та утворюваних ним агрегатів є запорукою утримання одержаних позитивних властивостей у вибійних термобаричних умовах.

Через короткий період набухання у воді, розчинність в хімічних речовинах та схильність до біологічної деструкції дія білків на колекторські властивості пластів є оборотною, що відкриває можливості їх застосування при розкритті продуктивних горизонтів. Малі розміри білкових часток (в гідратованому стані від 30 – 40 мкм і менше) майже виключають їх втрати на засобах очищення бурових розчинів, що, у певній мірі, забезпечує стабільність їх компонентного стану та кольматуючих властивостей в процесі буріння.

Первинну оцінку дії органо-мінерального реагенту Алеврон проводили на лабораторній моделі безглинистого бурового розчину Біокар. Вивчали вплив реагенту на параметри, що вимірюються при нормальних умовах, а також до і після термостатування лабораторних проб при температурах 85 і 120 °С (табл. 3.4). Як було показано вище (див. п. 2.2.1), зміни параметрів бурового розчину Біокар при температурі 85 °С є цілком оборотними, а температура 120 °С перевищує межу термічної стабільності системи з низькою мінералізацією.

Встановлено, що при введенні реагенту Алеврон у біополімерний безглинистий буровий розчин відбувається його загальне загущення. Підвищуються реологічні показники, в першу чергу – динамічна напруження зсуву, а також умовна в'язкість і $CHZ_{1/10}$. Ефект особливо проявляється після термостатування до 85 °С, що ймовірно пов'язане із прискоренням процесів гідратації білкових речовин. При перевищенні межі термічної стійкості буровий розчин розріджується, що є проявом процесів термічної деструкції полісахаридів.

При концентрації менше 0,5 % ефективність дії реагенту Алеврон порівняно

невисока. Параметри такого бурового розчину майже не відрізняються від базової моделі. При підвищенні концентрації до 2 % система стає надто густою і перенасиченою реагентом. Зокрема це проявляється у зростанні реологічних властивостей після термостатування при 120 °С. Отже раціональними є добавки реагенту в межах 1 – 1,5 %.

Таблиця 3.4 – Вплив реагенту Алеврон на властивості біополімерної системи Біокар до і після термостатування

Дослід	Склад системи, дослід	Властивості біополімерної системи				
		Умовна в'язкість*, с	СНЗ _{1/10} , дПа	Фільтрація, см ³ /30 хв	Пластична в'язкість, мПа·с	ДНЗ, дПа
1	Біокар	15	26/28	4,0	20	197
2	1 після 85 °С	14	15/21	4,5	19	167
3	2 після 120 °С	15	14/20	3,0	17	134
4	1 + 0,5 % Алеврон	15	26/27	4,0	21	211
5	4 після 85 °С	17	23/25	4,0	19	170
6	5 після 120 °С	15	15/18	4,0	18	139
7	1 + 1,0 % Алеврон	14	26/30	4,0	21	215
8	7 після 85 °С	22	21/24	4,0	23	183
9	8 після 120 °С	21	15/17	4,0	20	163
10	1 + 2,0 % Алеврон	33	23/26	3,5	24	220
11	10 після 85 °С	37	27/39	3,0	20	211
12	11 після 120 °С	40	34/44	3,0	31	292

Результати застосування реагенту Алеврон при концентрації 2 % вказують на можливість збереження реологічних властивостей бурового розчину для критичних температур. Для цього необхідно підтримувати концентрацію органо-мінерального реагенту Алеврон на високому рівні протягом всього процесу буріння. Безумовно така технологія є витратною. Проте в такий спосіб можливо певний час утримувати властивості біополімерної системи за межею її термостійкості. Подібна ситуація може виникнути при розкритті виснажених продуктивних горизонтів на великих глибинах, де неможливо застосовувати термостійкі мінералізовані бурові розчини через їх високу густину.

3.3 Дослідження впливу реагенту Алеврон на реологічні і фільтраційні властивості біополімерної системи Біокар

Вплив реагенту Алеврон на реологічні властивості біополімерної системи Біокар при підвищенні температури ілюструє рис. 3.6. Досліди проводили на віскозиметрі OFI TE 900 в температурних межах, що виключають будь-які прояви термічної деструкції реагентів. З метою більш наочного надання результатів, перед проведенням дослідів проби бурового розчину прогріванню не піддавали. Тобто так моделювали ситуацію першого прокачування щойно приготовленого бурового розчину через свердловину.

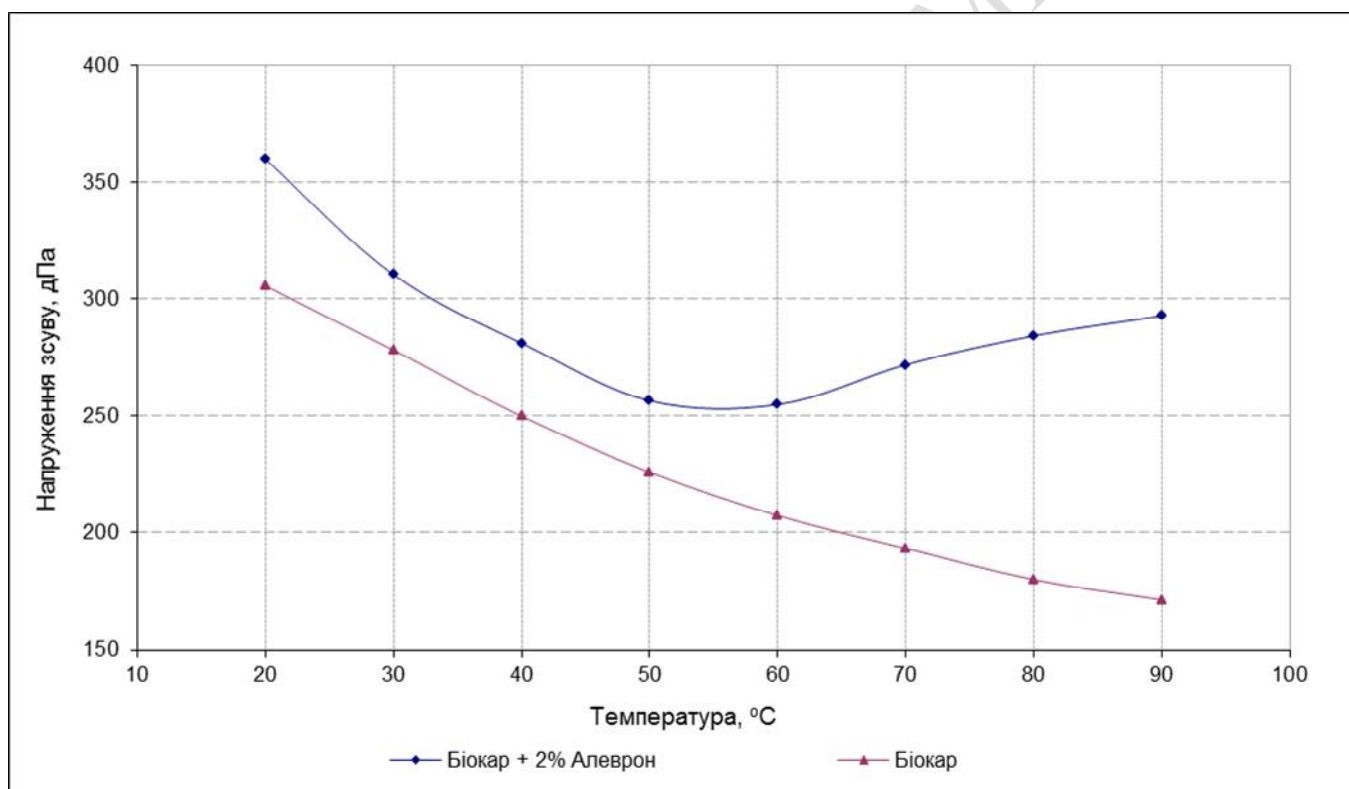


Рисунок 3.6 – Вплив реагенту Алеврон на зміну напруження зсуву бурового розчину Біокар при температурі до 100 °C

За результатами дослідів встановлено, що органо-мінеральний реагент Алеврон дозволяє суттєво зменшити температурне розрідження безглинистого бурового розчину. Загущуючий ефект починає проявлятися при температурі 50 – 60 °C. При цьому система Біокар, яка не містить реагент Алеврон, має стійку

тенденцію до розрідження з підвищенням температури. Імовірно механізм дії реагенту Алеврон є подібним до ефекту від застосування горохового екструдату, що свого часу використовувався для підвищення структурно-механічних властивостей високомінералізованих бурових розчинів [114].

Вплив реагенту Алеврон на реологічні властивості системи Біокар в умовах високих температур досліджували на віскозиметрі OFI TE 1100 (рис. 3.7). З наведених даних видно, що із збільшенням вмісту реагенту Алеврон напруження зсуву бурового розчину Біокар зростає в усьому температурному діапазоні вимірювань. При цьому підвищені реологічні показники зберігаються, як в діапазоні температурної стабільності, так і після перевищення межі термічної деструкції – температури T_m .

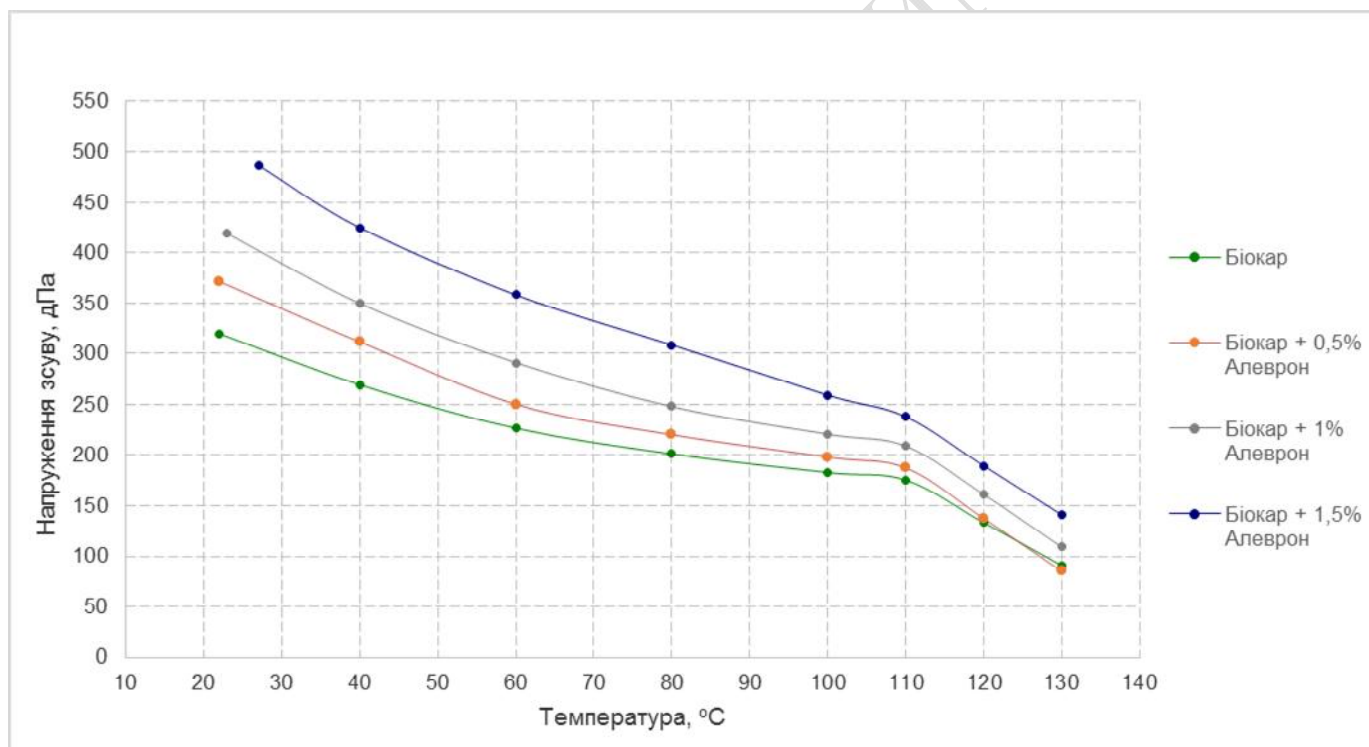


Рисунок 3.7 – Криві залежності напруження зсуву від температури біополімерної системи Біокар із різним вмістом реагенту Алеврон

Даний факт є важливим як з точки зору обмеження НРНТ фільтрації, так і для запобігання температурного розрідження біополімерної системи у вибійних умовах глибоких свердловин. Крім цього, підтримування високих реологічних властивостей за межею термічної деструкції у певній мірі розширює можливості біополімерної

системи, що необхідно при розкритті виснажених продуктивних горизонтів на великих глибинах, коли застосування високомінералізованих бурових розчинів неможливе через створення високих репресій.

При цьому сама величина температури T_m із збільшенням концентрації реагенту Алеврон не змінюється і залишається на рівні, що визначається мінералізацією вихідної системи. Тобто органо-мінеральний реагент Алеврон дозволяє підвищувати реологічні властивості при високих температурах, проте він не призводить до збільшення межі термічної стійкості біополімерної системи.

Показник фільтрації біополімерної системи Біокар із зростанням вмісту реагенту Алеврон має тенденцію до зниження (див. табл. 3.4). Проте оцінити реальний стабілізаційний вплив реагенту за зміною показника фільтрації при нормальних умовах, який знаходиться на рівні 3 – 4 см³/30 хв досить складно. Для якісної оцінки необхідні додаткові тести. Для цього проведено випробування на моделі піщаного фільтра [13, 40] та вимірювання фільтрації в умовах, що моделюють вибієнні (НРНТ). Результати дослідів наведено в табл. 3.5.

Таблиця 3.5 – Вплив реагенту Алеврон на показники фільтрації біополімерної системи Біокар

Дослід	Склад системи, дослід	Фільтрація, см ³ /30 хв		
		при $T = 20 \pm 5 \text{ }^\circ\text{C}$		НРНТ через паперовий фільтр при $T = 130 \text{ }^\circ\text{C}$ і $\Delta p = 5 \text{ МПа}$
		через паперовий фільтр $\Delta p = 0,1 \text{ МПа}$	через модель піщаного фільтра $\Delta p = 0,7 \text{ МПа}$	
1	Біокар	4,0	12,1	17,0
2	1 після 85 °С	4,5	12,0	–
3	2 після 120 °С	3,0	–	–
4	1 + 0,5 % Алеврон	4,0	10,5	16,5
5	4 після 85 °С	4,0	8,0	–
6	5 після 120 °С	4,0	9,0	–
7	1 + 1,0 % Алеврон	4,0	4,0	12,0
8	7 після 85 °С	4,0	2,0	–
9	8 після 120 °С	4,0	0,0	–
10	1 + 2,0 % Алеврон	3,5	0,0	8,0
11	10 після 85 °С	3,0	0,0	7,0
12	11 після 120 °С	3,0	0,0	–

Наведені дані вказують на те, що добавки органо-мінерального реагенту Алеврон суттєво зменшують показники вибівної фільтрації та фільтрації через модель піщаного фільтра внаслідок колюматації та ущільнення порового середовища фільтраційної кірки. При цьому фільтрація через модель піщаного фільтра припиняється повністю, а НРНТ фільтрація зменшується до дуже малих величин ($7 - 8 \text{ см}^3/30 \text{ хв}$), які можуть бути порівняні з нормативним показником фільтрації для нормальних умов. Зазвичай для умов родовищ України технічно прийнятною є вибівна фільтрація в межах $20 - 25 \text{ см}^3/30 \text{ хв}$.

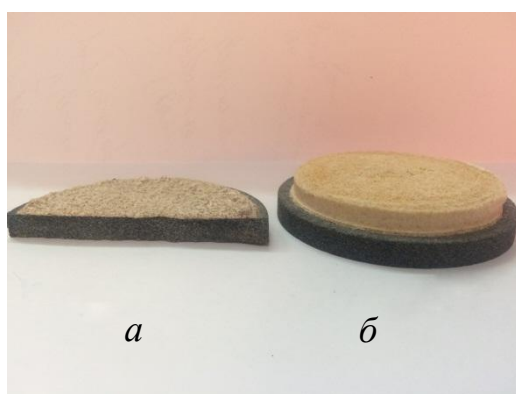


Рисунок 3.8 – Фільтраційна кірка системи Біокар, яка утворена колюматантами:

a – мікромармур + Алеврон;

б – мікромармур

Ущільнюючу дію органо-мінерального реагенту Алеврон на фільтраційну кірку можна наочно оцінити за рис. 3.8. Кірка біополімерної системи Біокар з добавками реагенту Алеврон (*a*) має мінімальну товщину, яка відповідає низькому показнику фільтрації ($\sim 12 \text{ см}^3/30 \text{ хв}$). Така кірка миттєво формується і відразу характеризується низькою проникністю. Кірка альтернативного біополімерного безглинистого бурового розчину (*б*), тверда фаза якого представлена лише мікромармуром, навпаки, має значну товщину, що свідчить про уповільнений процес формування

кірки та її високу проникність на початковій стадії утворення. Відповідно, фільтрація такого бурового розчину є значно більшою ($\sim 52 \text{ см}^3/30 \text{ хв}$).

Показовим є вплив реагенту Алеврон на зміну показника фільтрації біополімерного безглинистого бурового розчину внаслідок збільшення перепаду тиску (рис. 3.9). Встановлено, що фільтрація бурового розчину, яка у своєму складі не містить реагента Алеврон, при збільшенні перепаду тиску має тенденцію до постійного зростання. Така поведінка є закономірною для біополімерних безглинистих бурових розчинів, фільтраційна кірка яких під тиском не ущільнюється, тобто не змінює своєї проникності. Швидкість фільтрації при цьому знаходиться у пропорційній залежності від величини перепаду тиску [74].

Фільтраційні процеси біополімерного безглинистого бурового розчину, що містить реагент Алеврон, є цілком протилежні. Залежно від концентрації реагенту, фільтрація зі збільшенням перепаду тиску залишається постійною, або, навіть, має тенденцію до зниження. Пояснити такі процеси можна зменшенням проникності фільтраційної кірки внаслідок пластичної деформації частинок реагенту Алеврон в її структурі. Тобто така фільтраційна кірка набуває здатність до ущільнення, внаслідок чого пропорційна залежність фільтрації від перепаду тиску порушується. З практичної точки зору біополімерний безглинистий буровий розчин, оброблений реагентом Алеврон, виявляється більш стійким до збільшення величини репресії.

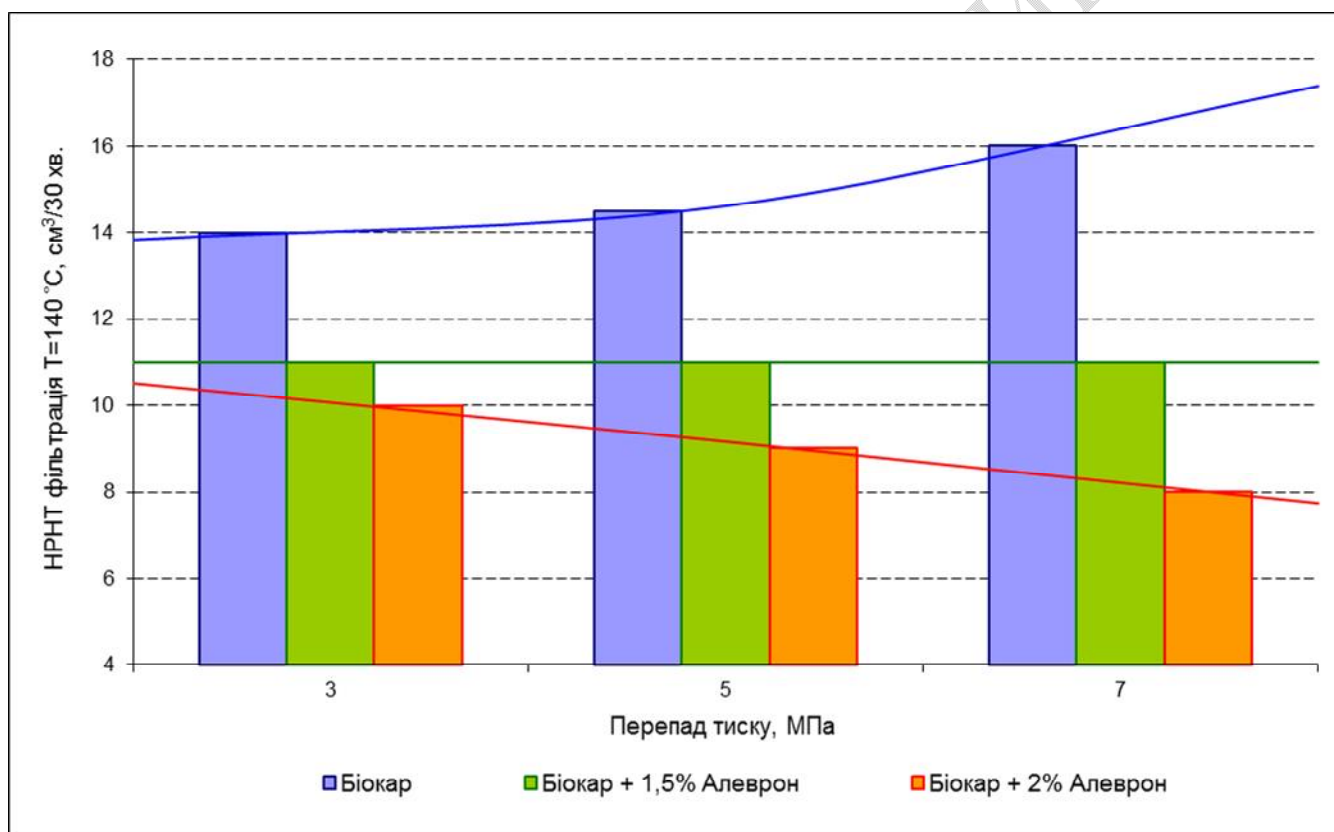


Рисунок 3.9 – Вплив реагенту Алеврон на залежність показника НРНТ фільтрації біополімерної системи Біокар від перепаду тиску

Виявлений вплив реагенту Алеврон на структуру фільтраційної кірки має позначитися на величині показника її проникності. Проникність середовища фільтраційної кірки оцінювали за швидкістю фільтрації дистильованої води через попередньо сформовану кірку із біополімерного безглинистого бурового розчину. Формування кірки здійснювали в камері фільтр-преса через паперовий фільтр для

нормальних умов з перепадом тиску 0,7 МПа протягом 30 хв. Після цього буровий розчин зливали, визначали товщину кірки і заповнювали камеру фільтр-преса дистильованою водою. Знову створювали тиск 0,7 МПа та визначали об'єм води, який відфільтрувався через кірку протягом 30 хв. Коефіцієнт проникності кірки по воді оцінювали з використанням закону фільтрації Дарсі.

При порівнянні одержаних результатів встановлено, що введення 1,5 % реагенту Алеврон до складу бурового розчину Біокар, який містить стандартний набір кіркоутворюючих компонентів, зменшує проникність кірки майже в 1,7 раз (табл. 3.6).

Таблиця 3.6 – Вплив реагенту Алеврон на проникність фільтраційної кірки біополімерної системи Біокар

Склад системи	Фільтрація бурового розчину $\Delta p = 0,7$ МПа, $\text{см}^3/30$ хв	Товщина кірки, мм	Фільтрація води через кірку $\Delta p = 0,7$ МПа, $\text{см}^3/30$ хв	Проникність кірки, мкД
Біокар + 10 % мікромармур+ 1,5 % органічний кольматант	4,9	1	3,9	0,671
Біокар + 10 % мікромармур + 1,5 % органічний кольматант + 1,5 % Алеврон	3,5	1	2,3	0,396

Завдяки ущільнюючій здатності орґано-мінерального реагенту Алеврон відкривається можливість вирішення проблеми термічної стабілізації безглинистих грубодисперсних суспензій, зокрема безглинистих бурових розчинів, обважнених до високої густини традиційними обважнювачами (баритом, доломітом, мармуром тощо).

Як було показано вище (див. п. 1.3), таке обважнення має свої граничні межі, пов'язані, перш за все, із неконтрольованим зростанням НРНТ фільтрації, що обумовлено порушенням співвідношення між колоїдною та грубодисперсною твердою фазою. Нашими дослідженнями встановлено [45], що отримати якісний біополімерний безглинистий буровий розчин для умов високих температур,

обважнений у традиційний спосіб до густини понад 1270 – 1300 кг/м³, неможливо (табл. 3.7).

Здатність реагенту Алеврон до ущільнення кірки, складеної грубодисперсною твердою фазою, та зменшення НРНТ фільтрації перевіряли так. Буровий розчин Біокар обважнювали баритом ($\rho = 4200 \text{ кг/м}^3$) та карбонатним наповнювачем КН-50 ($\rho = 2540 \text{ кг/м}^3$) до густини 1500 кг/м³. Частину лабораторних проб обробили різною кількістю органо-мінерального реагенту Алеврон. Потім визначали показник НРНТ фільтрації при температурі 140 °С.

Таблиця 3.7 – Залежність показника фільтрації біополімерної системи Біокар від вмісту обважнювача

Дослід	Склад системи, дослід	Густина системи, кг/м ³	Фільтрація, см ³ /30 хв		
			при $T = 20 \pm 5 \text{ }^\circ\text{C}$		НРНТ при $T = 140 \text{ }^\circ\text{C}$ і $\Delta p = 5 \text{ МПа}$
			після приготування	після термостатування при $T = 140 \text{ }^\circ\text{C}$	
1	Біокар	1030	2,0	2,0	14
2	1 + 35 % бариту	1270	2,0	2,5	19,5
3	1 + 70 % бариту	1480	2,5	3,0	40
4	1 + 105 % бариту	1660	2,5	3,0	85
5	1 + 140 % бариту	1820	2,5	3,5	∞

З наведених на рис. 3.10 результатів видно, що введення органо-мінерального реагенту Алеврон призводить до зниження вибівної фільтрації. У випадку обважнення бурового розчину баритом, досягти технологічно прийнятних значень НРНТ фільтрації ($\sim 25 - 16 \text{ см}^3/30 \text{ хв}$) вдається при робочих концентраціях реагенту (1 – 2 %).

Якщо використати для обважнення біополімерного бурового розчину Біокар карбонатний наповнювач КН-50, то потреба у реагенті Алеврон збільшується, хоча загальна тенденція до зменшення НРНТ фільтрації з ростом його концентрації зберігається.

Причиною збільшення необхідної кількості реагенту при використанні карбонатного обважнювача є значно більша концентрація грубодисперсного матеріалу в буровому розчині, ніж при використанні більш важкого бариту. Тобто

для зменшення показника НРНТ фільтрації зі збільшенням кількості грубодисперсних частинок зростає потреба в ущільнювачі кірки (в нашому випадку – в органо-мінеральному реагенті Алеврон).

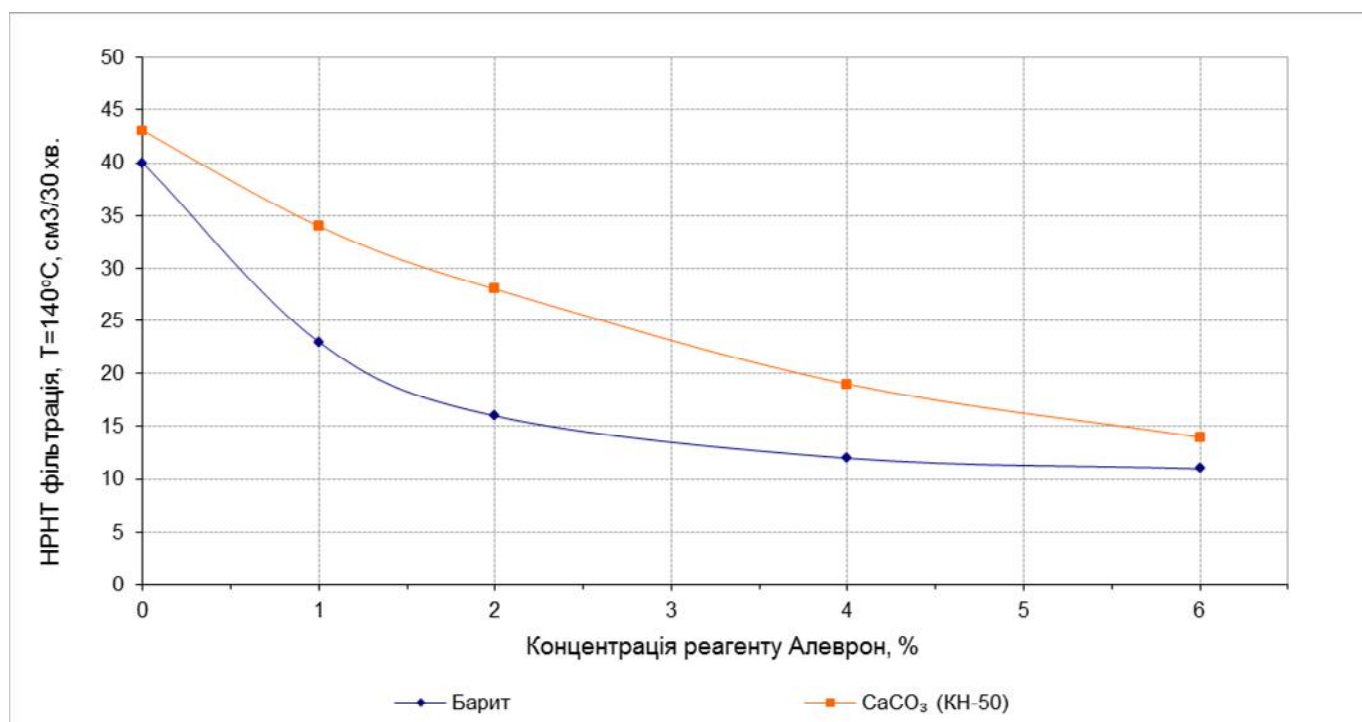


Рисунок 3.10 – Вплив органо-мінерального реагенту Алеврон на вибієну фільтрацію біополімерні системи Біокар, обважненої до густини 1500 кг/м³

В цілому це відповідає відзначеним у [122] положенням, які регламентують вміст колоїдної C складової в загальному балансі Γ твердої фази обважненого глинистого розчину, при його використанні в умовах високих температур

$$K = C/\Gamma, \quad (3.1)$$

де K – коефіцієнт колоїдальності твердої фази.

Встановлено, що при збільшенні показника K з 0,2 до 0,4 (тобто, достатній кількості колоїдного ущільнюючого матеріалу) показник НРНТ фільтрації обважненого бурового розчину при 150 °C зменшується в 3 – 4 рази.

Таким чином в системі безглинистого бурового розчину реагент Алеврон відіграє функції допоміжного органічного кольматанту з пружними властивостями [40], який дозволяє реалізацію функції ущільнювача кірки та надавати їй пластичних

властивостей незалежно від типу і гранулометричного складу наповнювачів бурового розчину, а також колекторських властивостей пористого середовища. На відміну від традиційних кольматантів-наповнювачів біополімерних безглинистих систем, кольматуюча дія реагенту Алеврон характеризується меншою вибірковістю, значно більшою швидкістю та дуже високою щільністю, такою, що дозволяє компенсувати температурне розрідження полімерних компонентів системи. Завдяки цьому вдається отримати низькі значення високотемпературної вибіркової фільтрації, навіть в умовах високого об'ємного заповнення системи грубодисперсною твердою фазою. Останнє фактично знімає обмеження стосовно використання традиційних обважнювачів у системах безглинистих бурових розчинів (табл. 3.8).

Таблиця 3.8 – Вплив реагенту Алеврон на властивості біополімерної системи Біокар, обважненої баритом

Дослід	Склад системи, дослід	Густина, кг/м ³	Умовна в'язкість*, с	СНЗ _{1/10} , дПа	Фільтрація, см ³ /30 хв	Пластична в'язкість, мПа·с	ДНЗ, дПа	Фільтрація НРНТ при T = 140 °C і Δp = 5 МПа, см ³ /30 хв
1	Біокар + 27 % NaCl + 15 % М-25 + 1,5 % К-200	Базова модель біополімерної системи Біокар						
2	1 + 21 % барит + 2 % Алеврон	1400	20	62/101	2,5	33	230	12
3	2 після 130 °C		16	38/53	2	26	158	–
4	1 + 53 % барит + 2 % Алеврон	1600	20	67/96	3,5	32	268	15
5	4 після 130 °C		17	53/62	2,5	34	230	–
6	1 + 88 % барит + 2 % Алеврон	1810	31	91/124	4,5	43	422	18
7	6 після 130 °C		29	72/86	2,5	48	384	–

З наведених даних видно, що завдяки реагенту Алеврон фільтраційні властивості обважнених рідин не залежать від концентрації бариту і зберігаються на

низькому рівні аж до густини 1810 кг/м^3 . Тобто кількість частинок реагенту Алеврон, при його концентрації в обважненому буровому розчині 2 %, є достатньою для колюментації та ущільнення фільтраційної кірки, складеної грубодисперсними частками бариту.

Добавки реагенту Алеврон супроводжуються загальним загущенням обважнених бурових розчинів, особливо після термостатування при високих температурах. Виходячи з реологічних показників після термостатування можна стверджувати, що межею обважнення безглинистих бурових розчинів з добавками реагенту Алеврон є густина на рівні $1600 - 1800 \text{ кг/м}^3$.

Таким чином реагент Алеврон у біополімерних безглинистих системах спрямовано діє на погіршення умов руху рідини в пористому середовищі та обмеження показника фільтрації в пластових умовах. Дослідження впливу реагенту Алеврон на величину показника НРНТ фільтрації в статичному і динамічному режимах проводили в камері приладу Dynamic НРНТ Filter Press OFITE через керамічні фільтри з розмірами отворів 20 і 50 мкм (рис. 3.11).

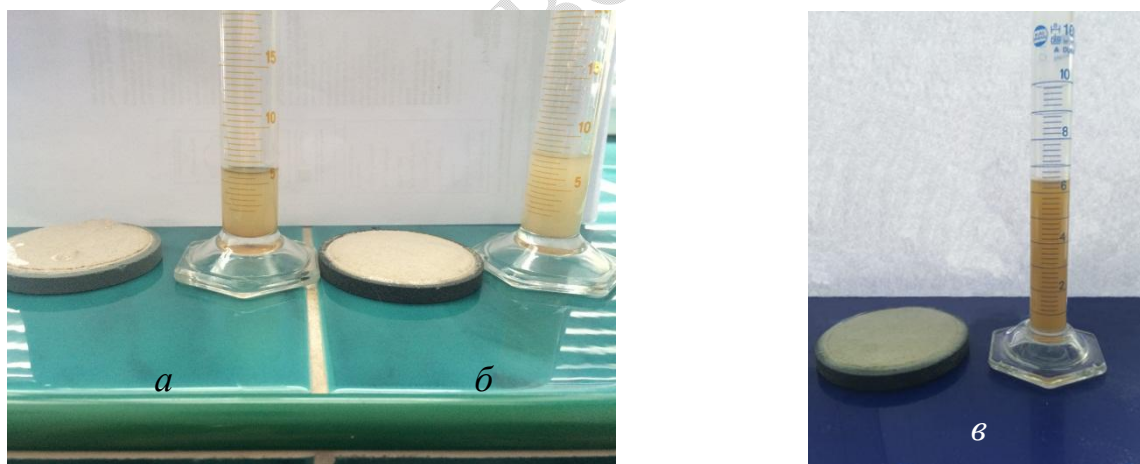


Рисунок 3.11 – Визначення показника НРНТ фільтрації біополімерної системи Біокар з добавками реагенту Алеврон через керамічні диски. Динамічний режим ($T = 120 \text{ }^\circ\text{C}$, $\Delta p = 5 \text{ МПа}$, частота обертання 350 об/хв): а) диск з розмірами отворів 20 мкм, $\Phi = 12 \text{ см}^3/30 \text{ хв}$; б) диск з розмірами отворів 50 мкм, $\Phi = 16 \text{ см}^3/30 \text{ хв}$. Статичний режим ($T = 120 \text{ }^\circ\text{C}$, $\Delta p = 5 \text{ МПа}$): в) диск з розмірами отворів 50 мкм, $\Phi = 12,4 \text{ см}^3/30 \text{ хв}$

За результатами лабораторних досліджень можна відзначити, що реагент Алеврон забезпечує швидке утворення низькопроникної фільтраційної кірки на поверхні пористого середовища і це призводить до низької НРНТ фільтрації через керамічні диски. Утворення низькопроникної кірки не залежить від колекторських властивостей пористого середовища. Показник фільтрації біополімерної системи Біокар, яка оброблена реагентом Алеврон, залишається на стабільно низькому рівні при вимірюваннях на керамічних дисках різної проникності. Фільтраційна кірка із частинками реагенту Алеврон практично не піддається ерозійному впливу потоку бурового розчину, що вказує на її високу міцність та незначну товщину і підтверджується близькими за значеннями показниками фільтрації у статичному і динамічному режимах.

Таким чином, реагент Алеврон, основним призначенням якого є коагуляція порового простору та зменшення температурного розрідження полімерів, одночасно спричиняє суттєве зниження величини показника НРНТ фільтрації. Результати досліджень підтверджують розвинуті у роботі положення про механізм фільтрації біополімерних безглинистих бурових розчинів та методи її регулювання. Реагент Алеврон надає біополімерній системі Біокар низку унікальних властивостей і забезпечує найменшу НРНТ фільтрацію серед альтернативних безглинистих систем.

3.4 Порівняння дії реагенту Алеврон та полісахаридних полімерів у біополімерній системі Біокар

З метою дослідження впливу полісахаридних реагентів на властивості біополімерної системи Біокар в умовах температурної дії проведена спеціальна серія експериментів (рис. 3.12).

У лабораторній моделі системи Біокар із температурою $T_m = 110$ °С послідовно підвищували концентрацію її компонентів – модифікованого крохмалю і ксантанового біополімеру. Окремо приготували модель бурового розчину, в якій замість крохмалю була використана поліаніонна целюлоза (РАС).

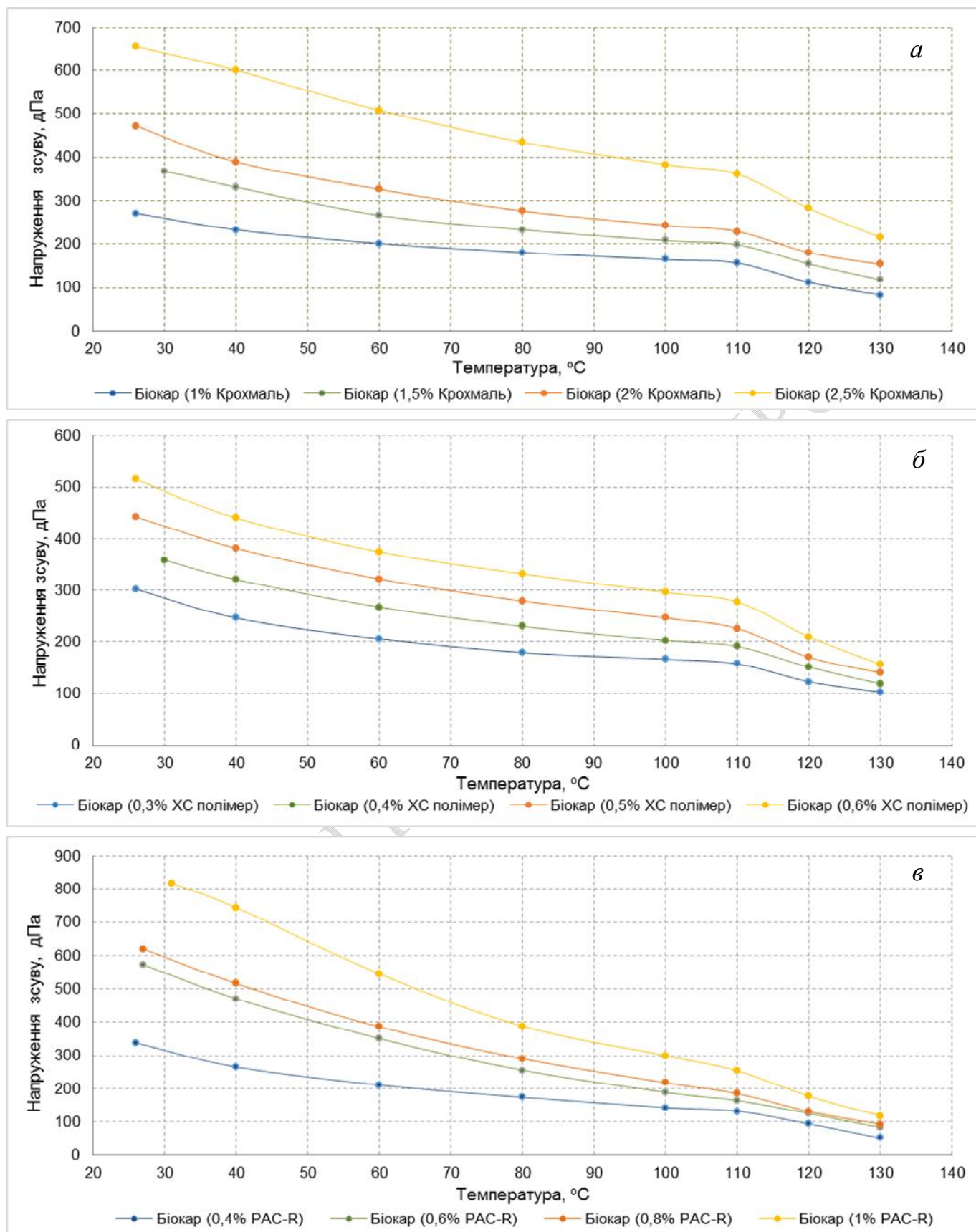


Рисунок 3.12 – Вплив полісахаридних полімерів на залежність напруження зсуву бурового розчину Біокар від температури: *а* – модифікований крохмаль, *б* – ксантановий біополімер, *в* – поліаніонна целюлоза

Для проведення досліджень використана одна із якісних марок PAC – Staflo Regular (виробник – концерн Akzo Nobel), що характеризується високим ступенем очищення (99 % активної речовини) і ефективно підвищує реологічні та знижує фільтраційні властивості бурових розчинів на основі глинистих суспензій [99]. Staflo Regular відома, як одна з найбільш термостійких марок PAC, що використовуються при бурінні глибоких свердловин на родовищах України.

Отримані залежності напруження зсуву від температури вказують, що вплив полісахаридних реагентів є подібним до дії реагенту Алеврон (див. рис. 3.7). З підвищенням концентрації полісахариди ефективно загущують біополімерну безглинисту систему. У випадку застосування поліаніонної целюлози таке загущення значно більше, ніж при застосуванні реагенту Алеврон.

З підвищенням температури в усіх випадках відбувається закономірне термічне розрідження бурового розчину. Найбільша його інтенсивність спостерігається при застосуванні саме поліаніонної целюлози. На межі термічної стійкості бурові розчини, що утворені на її основі, характеризуються найнижчими показниками напруження зсуву.

Реагент Алеврон забезпечує найменше загущення при нормальних умовах, але його температурне розрідження також значно менше. Відповідно на межі термічної стійкості системи, напруження зсуву, які властиві буровим розчинам з реагентом Алеврон, крохмалем і біополімером, близькі між собою за значеннями і вищі, ніж у бурових розчинів на основі поліаніонної целюлози.

Найбільш важливим є те, що полісахаридні реагенти і реагент Алеврон, у досліджуваному діапазоні концентрацій тільки підвищують реологічні властивості бурового розчину, але не збільшують межу його термічної стійкості, яка залишається на рівні 110 °С.

Окремо досліджено вплив реагентів на фільтраційні та кольматуючі властивості біополімерного безглинистого бурового розчину. За базу порівняння прийнято систему Біокар з температурою $T_m = 110$ °С. Показники НРНТ фільтрації визначали при температурі 130 °С, що моделювало ситуацію використання біополімерної системи Біокар за межею термічної стійкості. Величина показника

фільтрації за піщаним фільтром [13] характеризувала здатність системи Біокар до проникнення в порове середовище пласта.

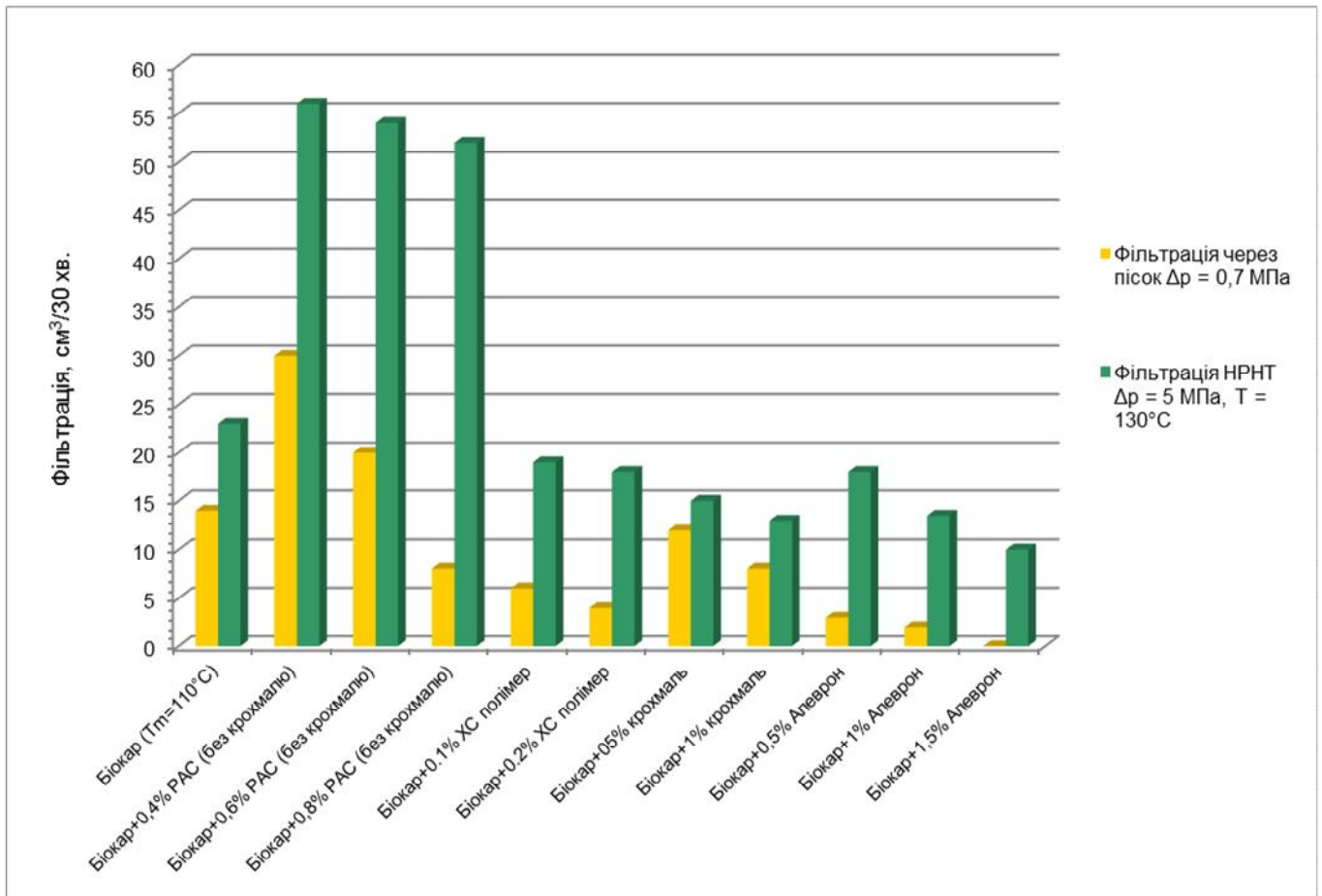


Рисунок 3.13 – Вплив полісахаридних полімерів і реагенту Алеврон на кольматуючі властивості та показники НРНТ фільтрації бурового розчину Біокар

З результатів дослідів, показаних на рис. 3.13, видно, що НРНТ фільтрація базової рідини Біокар перевищує $20 \text{ см}^3/30 \text{ хв.}$ Значним також є об'єм проникнення рідини через пісок.

Добавки ксантанового біополімеру більш як вдвічі зменшують проникнення через пісок, але мають незначний вплив на показник НРНТ фільтрації. Це пояснюється суттєвим збільшенням гідравлічного опору між частинками піску (або частинками твердої фази бурового розчину в структурі фільтраційної кірки) і значно меншою ефективністю загущуючої дії біополімеру за межею температури T_m плавлення його упорядкованої структури.

Модифікований крохмаль ефективніше зменшує показник НРНТ фільтрації, проте його спроможність колюматувати пористе середовище починає проявлятися лише при високих концентраціях.

Неочікуваними були результати показників НРНТ фільтрації біополімерної системи Біокар на основі поліаніонної целюлози. Незважаючи на більш високу термостійкість РАС у порівнянні з крохмалюючими системами така біополімерна безглиниста система показала найвищі значення показників НРНТ фільтрації та проникнення через піщаний фільтр. Колюматуючі властивості проявилися лише при великих концентраціях полімеру (0,8%), практично на межі текучості системи (табл. 3.9).

Таблиця 3.9 – Властивості біополімерної системи Біокар на основі поліаніонної целюлози

Склад системи	Властивості біополімерної системи				
	Умовна в'язкість *, с	СНЗ _{1/10} , дПа	Фільтрація, см ³ /30 хв	Пластична в'язкість, мПа·с	ДНЗ, дПа
Біокар + 0,4 % РАС Staflor Regular	25	52/62	6,0	15	181
Біокар + 0,6 % РАС Staflor Regular	50	62/72	5,5	23	258
Біокар + 0,8 % РАС Staflor Regular	108	86/91	5,0	27	339
Біокар + 1 % РАС Staflor Regular	н/т	100/115	4,5	35	468

Ймовірно причина таких негативних результатів полягає у схильності целюлозних полімерів до інтенсивного термічного розрідження (див. рис. 3.12). Відповідно низькі реологічні властивості полімеру в умовах високих температур не зменшують проникність пухкого середовища фільтраційної кірки, властивого біополімерним безглинистим системам, через високий фільтраційний опір у вузьких зазорах простору між інертними частинками наповнювачів. Таким чином, біополімерні безглинисті бурові розчини, утворені на основі ефірів целюлози (КМЦ або РАС), не можуть використовуватися в умовах високих температур.

Ефективна дія реагенту Алеврон, як регулятора НРНТ фільтрації, починає

проявлятися при концентрації 1 %. Збільшення концентрації до 1,5 % призводить до зменшення показника НРНТ фільтрації до низьких значень ($< 10 \text{ см}^3/30 \text{ хв.}$) – найменших серед усіх досліджених полімерів. При цьому кольматуюча здатність реагенту Алеврон є найбільшою, а проникнення вглиб порового середовища незначне. Проведена серія експериментів наочно демонструє переваги реагенту Алеврон під час буріння глибоких високотемпературних свердловин із застосуванням біополімерних безглинистих систем.

Висновки до розділу 3

1. Для реалізації функцій регулятора реологічних та фільтраційних властивостей біополімерних безглинистих бурових розчинів в умовах високих температур розроблено органо-мінеральний реагент Алеврон, основою якого є тонкодисперсна суміш рослинних білків злакових і бобових культур у поєднанні з мінеральним та органічним наповнювачами. Організовано виробництво та впроваджено у галузь реагент Алеврон (ТУ У 20.1-34962841-009:2014).

2. Вивчено властивості реагенту Алеврон, особливості його диспергування та гідратації під час обробки біополімерних безглинистих бурових розчинів. За результатами досліджень впливу реагенту на властивості біополімерної системи Біокар встановлено його раціональні концентрації 1 – 1,5 %.

3. Встановлено, що із зростанням вмісту реагенту Алеврон реологічні властивості біополімерної системи Біокар підвищуються, а величина температури T_m за інших однакових умов знаходиться на одному рівні, тобто поріг термостійкості не підвищується. Показано можливість використання реагенту Алеврон при концентраціях 2 % і більше для підтримування реологічних властивостей біополімерних систем при температурах за межею термостійкості.

4. Вивчено вплив реагенту Алеврон на показники НРНТ фільтрації біополімерної системи Біокар. Встановлено, що залежно від концентрації реагенту показник фільтрації може бути постійним або проявляти тенденцію до зниження зі збільшенням перепаду тиску, внаслідок пластичного ущільнення фільтраційної кірки. Особливістю дії реагенту Алеврон є низька проникність фільтраційних кірок,

висока швидкість їх утворення та висока міцність. Кірка майже не піддається ерозійному впливу потоку бурового розчину.

5. Встановлено, що реагент Алеврон є більш ефективним регулятором показника НРНТ фільтрації, ніж полісахаридні реагенти – крохмалі, біополімери, ефіри целюлози. Біополімерний безглинистий буровий розчин, оброблений реагентом Алеврон, характеризується найменшим показником НРНТ фільтрації та мінімальним проникненням рідини через модель пористого середовища.

ЛУБАН СЕРГІЙ ВОЛОДИМИРОВИЧ

РОЗДІЛ 4

ДОСЛІДЖЕННЯ РЕОЛОГІЧНИХ І ФІЛЬТРАЦІЙНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ БІОПОЛІМЕРНОЇ СИСТЕМИ БІОКАР-МТ В УМОВАХ ВИСОКИХ ТЕМПЕРАТУР

4.1 Концепція рецептури біополімерної системи Біокар-МТ для буріння в умовах високих температур

На основі виконаних досліджень виявлено існування двох можливих механізмів впливу на реологічні властивості біополімерного безглинистого бурового розчину в умовах високих температур – введення органо-мінерального реагенту Алеврон та підвищення загальної мінералізації системи. Перший механізм призводить до підвищення реологічних властивостей, але не збільшує межу термічної деструкції. Другий механізм, навпаки, практично не впливає на реологічні властивості, але збільшує межу температурної стійкості. Поєднання цих механізмів є перспективним для можливості отримання рецептури біополімерного безглинистого бурового розчину Біокар-МТ (мінералізований, термостійкий), реологічні властивості та термостійкість якого будуть відповідати геотермальним умовам буріння глибоких свердловин на родовищах України (табл. 4.1).

Це припущення підтверджується результатами лабораторних досліджень, проведених на реальній біополімерній системі Біокар із мінералізацією 15 %, відібраному на свердловині 68 Семиренківського ГКР при вибої 5500 м та вибійній температурі 134 °С. Метою досліджень було визначення причини завищеної вибійної фільтрації бурового розчину (30 – 40 см³/30 хв), яка протягом тривалого часу майже не зменшувалася при традиційних обробках полісахаридними реагентами, а також розробка ефективної технології підтримування властивостей біополімерної системи в умовах високих температур.

На віскозиметрі OFI TE 1100 була знята крива залежності напруження зсуву від температури, яка дозволила визначити температуру T_m для даного бурового розчину. З'ясували, що гранична межа термостійкості розчину не перевищує 125 °С

та є нижчою, ніж температура на вибої свердловини. Припустили, що саме в цьому і полягала причина нестабільності показників фільтрації бурового розчину.

Таблиця 4.1 – Вплив реагенту Алеврон, хлориду натрію та їх композиції на властивості біополімерної системи Біокар-МТ

Дослід	Склад системи, дослід	Густина кг/м ³	Умовна в'язкість*, с	Фільтрація, см ³ /30 хв		СНЗ _{1/10} , дПа	Пластична в'язкість, мПа·с	ДНЗ, дПа	Температура T _m , °C
				при T = 20 ± 5 °C Δp = 0,1 МПа	НРНТ при T = 140 °C Δp = 5 МПа				
1	Біокар	1150	15	4	22	48/57	23	192	113
2	1 + 25 % NaCl	1280	16	3	20	52/57	25	172	135
3	1 + 1 % Алеврон	1150	22	3,5	14	62/67	24	201	113
4	1 + 25 % NaCl + 1 % Алеврон	1280	18	3	12	57/62	27	175	135

Три лабораторні проби вихідного бурового розчину були оброблені: 1 % реагенту Алеврон, 10 % NaCl і композицією реагентів, яка містила 1 % реагенту Алеврон і 10 % NaCl. Дослідження проводили після прогрівання проб на водяній бані. Визначали показники НРНТ фільтрації та реологічні властивості за вибраних умов.

З наведених в табл. 4.2 даних видно, що введення хлориду натрію не впливає на величину показника НРНТ фільтрації, а її зменшення можливе лише за умови введення у буровий розчин реагенту Алеврон. При цьому позитивний результат отримано у випадку застосування комбінованої обробки реагентом Алеврон з хлоридом натрію.

За результатами досліджень на віскозиметрі OFI TE 1100 встановлено (рис. 4.1, табл. 4.3), що добавки органо-мінерального реагенту Алеврон призводять до загального загущення біополімерної системи Біокар. Внаслідок цього ступінь її температурного розрідження зменшується, а поточні реологічні показники у діапазоні досліджуваних температур виявляються значно більшими. Разом з тим обробка бурового розчину реагентом Алеврон не призводить до зростання

показника T_m , який залишається на вихідному рівні.

Таблиця 4.2 – Вплив реагенту Алеврон, хлориду натрію та їх композиції на вибієну фільтрацію біополімерної системи Біокар-МТ (свердловина 68 Семиренківського ГКР)

Склад розчину	Біокар	Біокар + 10 % NaCl	Біокар + 1 % Алеврон	Біокар + 1 % Алеврон + 10 % NaCl
Фільтрація НРНТ при $T = 135\text{ }^{\circ}\text{C}$ і $\Delta p = 5\text{ МПа}$, $\text{см}^3/30\text{ хв}$	36	35	17	15

Отже межа термічної стійкості біополімерної системи Біокар, яка зумовлена температурою молекулярної деструкції її полімерних компонентів залишається меншою, ніж пластова температура. При перевищенні показника T_m в системі Біокар спостерігається інтенсивне термічне розрідження, яке швидко нівелює набутий ефект від первинного загушення. Як результат, реологічні властивості проби із реагентом Алеврон при наближенні до пластової температури майже не відрізняються від показників вихідного бурового розчину.

Добавки хлориду натрію практично не впливають на реологічні властивості біополімерної системи Біокар та інтенсивність її поступового температурного розрідження. Проте сіль дозволяє підвищити температуру T_m до величини $136\text{ }^{\circ}\text{C}$. Відповідно на вибої свердловини температура виявляється меншою, ніж потрібно для початку процесу необоротної деструкції полімерів. Тобто зникає основна причина інтенсивного розрідження системи. Внаслідок цього мінералізований буровий розчин у пластових умовах характеризується значно більшими реологічними властивостями, ніж вихідний. Так система набуває більшої термостійкості.

Спільна обробка біополімерної системи Біокар реагентом Алеврон і хлоридом натрію дозволяє об'єднати результати їх окремого застосування. В результаті такого об'єднання була отримана біополімерна система Біокар із високими реологічними

властивостями, тобто на рівні властивостей біополімерної системи після обробки реагентом Алеврон, але зі значно більшою межею термічної стійкості.

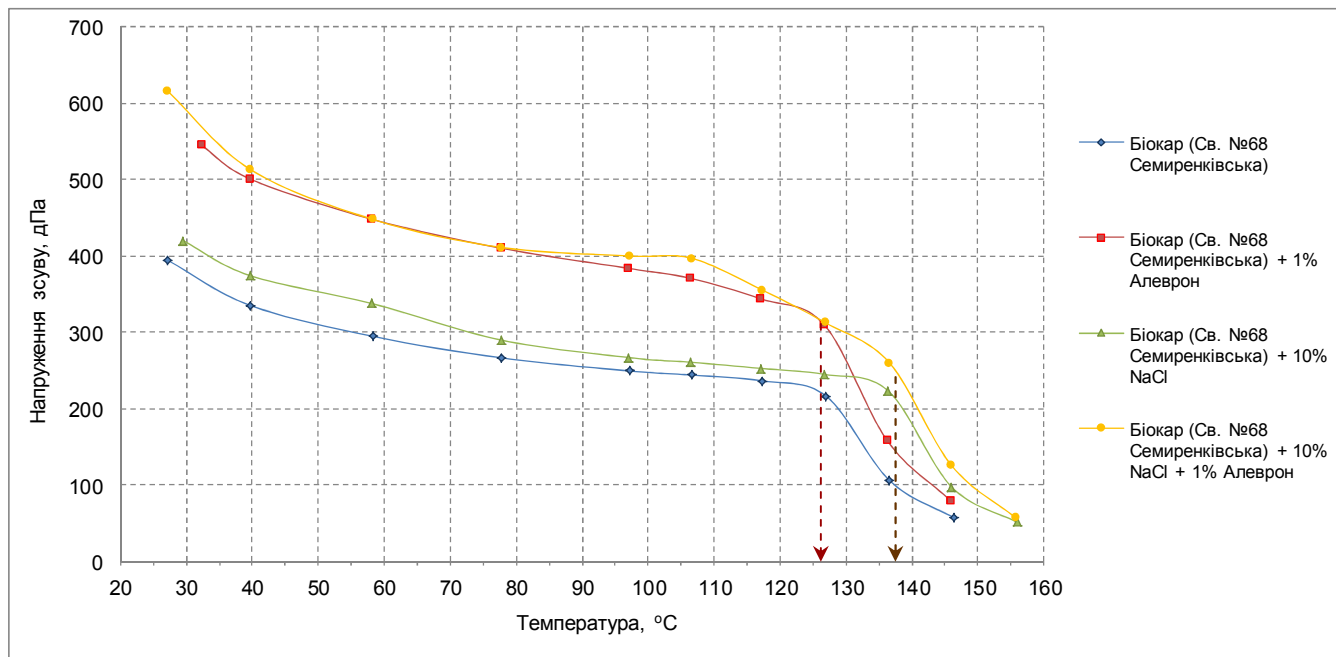


Рисунок 4.1 – Вплив хлориду натрію, органічно-мінерального реагенту Алеврон та їх композиції на залежність напруження зсуву біополімерної системи Біокар від температури

Таблиця 4.3 – Величина температури T_m біополімерної системи Біокар (свердловина 68 Семиренківська)

Склад системи	Біокар	Біокар + 10 % NaCl	Біокар + 1 % Алеврон	Біокар + 1 % Алеврон + 10 % NaCl
Температура T_m , °C	125	136	125	136

Таким чином, спільна обробка біополімерної системи Біокар органічно-мінеральним реагентом Алеврон та хлоридом натрію є яскравим прикладом синергетичної дії реагентів, оскільки ефект від їх спільного застосування перевищує ефект від застосування поодиночки. Наслідком такого спільного застосування є отримання нової якості – надвисокого рівня термічної стійкості, що проявляється у низькому значенні вибівної фільтрації та високих реологічних показниках, які не можуть бути досягнуті іншим шляхом.

Таблиця 4.4 – Склад, вміст і призначення компонентів біополімерної системи Біокар-МТ для буріння в умовах високих температур і тисків

Назва реагенту	Призначення реагенту	Вміст реагенту, %	Особливості застосування
Біокар-компаунд	Полімерна основа, регулятор реологічних і фільтраційних властивостей	8 – 9	–
Хлорид калію	Основний неорганічний інгібітор	3 – 5	Не більше, через синергетичну дію з іншими солями
Алеврон	Регулятор реологічних і фільтраційних властивостей при температурі, органічний кольматант	1 – 1,5	До 2 % в бурових розчинах, обважнених баритом та при використанні за межею термостійкості (T_m)
Хлорид натрію	Обважнювач, допоміжний неорганічний інгібітор, регулятор термічної та ферментативної стійкості	Аж до насичення	Залежно від температури на вибої свердловини та необхідної густини бурового розчину
Хлорид кальцію			
Нітрат кальцію			
КН-50	Карбонатний обважнювач	До необхідної густини	При необхідній густині до 1500 кг/м ³ або разом з баритом
Барит	Обважнювач		При необхідній густині більше 1500 кг/м ³
РПС або вапно	Регулятор вмісту карбонатних іонів і рН	0,3 – 0,4	–
Biostat	Бактерицид	0,1 – 0,2	При солоності більше 15 % не використовується
Superlub	Основна мастильна добавка	0,3 – 0,5	–
М-25	Карбонатний блокатор	10 – 15	При розкритті продуктивних пластів і в зонах поглинань
К-200	Органічний блокатор	1 – 2	
ПЕГ-6000	Органічний інгібітор	1 – 2	При перших ознаках осипань
Пігас	Піногасник	0,05 – 0,1	–
Графіт	Допоміжна мастильна добавка	1 – 1,5	Перед спуском обсадних колон
ПАР	Емульгатор, регулятор поверхневого натягу	0,1 – 0,3	Відповідно до методики [19]

Одержані результати лягли в основу робіт, спрямованих на удосконалення рецептури біополімерної системи Біокар для умов високих пластових тисків і температур. Відмінною особливістю такої рецептури є обов'язковий вміст солі, найчастіше хлориду натрію, у поєднанні з реагентом Алеврон. При цьому концентрації цих компонентів можуть змінюватися залежно від термобаричних умов свердловини (табл. 4.4).

4.2 Дослідження реологічних властивостей біополімерної системи Біокар-МТ

Реологічні властивості біополімерної безглинистої системи Біокар-МТ вивчали за допомогою ротаційного віскозиметра OFI TE 1100, що моделює течію Куетта в зазорі між коаксіальними циліндрами. Відносний зазор $\alpha = R_b / R_n = 0,9365$, де R_b, R_n – радіуси відповідно внутрішнього і зовнішнього циліндрів.

У дослідженнях використовували латинський план експерименту для змінних факторів на п'яти рівнях: температура $T, ^\circ\text{C}$ – 25, 50, 100, 125, 150; вміст NaCl $c_c, \% \text{ мас.}$ – 5, 10, 15, 20, 25; вміст реагенту Алеврон $c_a, \% \text{ мас.}$ – 0,50, 0,75, 1,00, 1,25, 1,50. Вимірювання проводили з постійним тиском 1,5 МПа для запобігання кипіння при високих температурах. Частоти обертання, хв^{-1} – 3, 6, 30, 60, 100, 200, 300, 600.

Обробка даних ротаційної віскозиметрії виконана за допомогою методики [83], яка ґрунтується на строгому розв'язку основного рівняння ротаційної віскозиметрії в класі \mathcal{G} реологічно-стаціонарних моделей, що допускають явне аналітичне подання виду $\dot{\gamma} = \dot{\gamma}(\tau)$, і враховує інформаційну змістовність дослідів. Остання визначається видом матриці коваріацій випадкової компоненти (стаціонарна некорельована з відомою або невідомою дисперсією, нестаціонарна некорельована, нестаціонарна корельована), яка може бути побудована за результатами вимірювань напружень зсуву τ . Клас \mathcal{G} включає моделі Ньютона ($\nu = 1$), Бінгама ($\nu = 2$), Оствальда ($\nu = 3$), Гершеля – Балклі ($\nu = 4$), Шульмана – Кессона ($\nu = 5$) і бів'язкі моделі ($\nu = 6 - 10$) виду [84, 141]:

$$\dot{\gamma} = \begin{cases} \dot{\gamma}(\tau, a^{(1)}), & \tau \leq \tau^*; \\ \dot{\gamma}(\tau, a^{(2)}), & \tau > \tau^*, \end{cases} \quad (4.1)$$

де $a^{(1)}, a^{(2)}$ – реологічні властивості моделей для низьких і високих градієнтів швидкостей зсуву $\dot{\gamma}$; τ^* – граничне напруження зсуву, яке визначається із розв'язку рівняння $\dot{\gamma}(\tau^*, a^{(1)}) = \dot{\gamma}(\tau^*, a^{(2)})$. У бів'язких моделях (4.1) використано довільні комбінації моделей Ньютона, Бінгама і Оствальда. Вибір найбільш адекватної ν реологічної моделі і оцінка її властивостей здійснюються із умови максимуму функції правдоподібності, що еквівалентно:

$$\min \left\| C^{-1/2} (\tau - A(\omega, a^\nu)) \right\| \Rightarrow (\hat{a}^\nu, \hat{\nu}), \nu \in \mathfrak{D}, \nu \in \mathfrak{G}, \quad (4.2)$$

де $A(\omega, a^\nu)$ – оператор прямої задачі ротаційної віскозиметрії для ν -тої реологічної моделі; $\tau = \{\tau_i\}$, $\omega = \{\omega_i\}$, $i = \overline{1, N}$ – вектори вимірювань напружень зсуву і швидкостей обертання зовнішнього циліндра.

В табл. 4.5 наведено результати обробки даних ротаційної віскозиметрії (при кімнатній температурі 25 °С) за допомогою процедури (4.2) для стаціонарної некорельованої матриці коваріацій $C = \sigma_v^2 I$ із невідомою дисперсією σ_v^2 , де I – одинична матриця. Для розглянутих складів біополімерної системи найбільш адекватними є реологічні моделі Гершеля – Балклі (для 6 складів, в т. ч. для одного випадку з $\tau_0 \rightarrow 0$) і Оствальда (для 2 складів), яка є частинним випадком при $\tau_0 = 0$ моделі Гершеля – Балклі.

Обробка даних для побудови рівнянь стану $a^\nu(c_c, c_a, T)$ реологічних властивостей природна для стаціонарної некорельованої матриці коваріацій. У цьому випадку пошук найбільш адекватної реологічної моделі здійснюється для плану експерименту M , що уточнює процедуру (4.2) у вигляді:

$$\min_{a_m^\nu} \left\| \tau - A(\omega, a_m^\nu) \right\| \Rightarrow \hat{a}_m^\nu, \nu \in \mathfrak{D}, j = \overline{1, M}; \quad (4.3)$$

Таблиця 4.5 – Технологічні властивості біополімерної системи Біокар із добавками хлориду натрію і реагенту Алеврон

Склад розчину	Густина, кг/м ³	Умовна в'язкість*, с	СНЗ ^{1/10} , Па	Фільтрація, см ³ /30 хв		$\frac{\tau_0}{\sigma_{\tau_0}}$, Па	$\frac{k}{\sigma_k}$, Па·с ⁿ	$\frac{n}{\sigma_n}$	r_{τ_0k}	r_{τ_0n}	r_{kn}	σ_v^2 , Па ²
				ВМ-6	НРНТ							
Біокар	1150	15	4,8/5,7	4,0	22	$\frac{1,93}{0,63}$	$\frac{5,21}{0,22}$	$\frac{0,46}{0,01}$	-0,93	0,90	-0,99	0,21
Біокар + 0,25 % Алеврон	1150	18	4,3/4,8	3,5	16	$\frac{0}{-}$	$\frac{5,76}{0,13}$	$\frac{0,46}{0,004}$	-	-	-0,98	0,49
Біокар + 1 % Алеврон	1150	22	6,2/6,7	3,5	14	$\frac{0}{-}$	$\frac{9,88}{0,35}$	$\frac{0,44}{0,004}$	-	-	-0,99	0,36
Біокар + 5 % NaCl	1180	10	3,8/4,3	3,0	14	$\frac{1,04}{0,94}$	$\frac{3,92}{0,30}$	$\frac{0,48}{0,01}$	-0,92	0,89	-0,99	0,54
Біокар + 25 % NaCl	1280	16	5,2/5,7	3,0	18	$\frac{4,14}{0,82}$	$\frac{3,94}{0,24}$	$\frac{0,51}{0,01}$	-0,91	0,88	-0,99	0,45
Біокар + 5 % NaCl + 0,25 % Алеврон	1180	14	4,3/4,8	3,0	13	$\frac{2,06}{0,71}$	$\frac{4,16}{0,22}$	$\frac{0,49}{0,007}$	-0,92	0,89	-0,99	0,32
Біокар + 10% NaCl + 1% Алеврон	1220	21	4,8/5,7	2,5	10	$\frac{0}{-}$	$\frac{5,91}{0,15}$	$\frac{0,48}{0,004}$	-	-	-0,99	0,78
Біокар + 25 % NaCl + 1 % Алеврон	1280	17	5,7/6,2	3,0	12	$\frac{4,50}{0,81}$	$\frac{5,44}{0,23}$	$\frac{0,52}{0,01}$	-0,91	0,88	-0,99	0,47

Примітки: τ_0 – ДНЗ (межа текучості); k – міра консистенції; n – показник нелінійності; σ_{τ_0} , σ_k , σ_n – середньоквадратичні відхилення показників реологічних властивостей; r_{τ_0k} , r_{τ_0n} , r_{kn} – коефіцієнти кореляції між відповідними показниками реологічних властивостей.

Таблиця 4.6 – Реологічні властивості біополімерної системи Біокар-МТ

Дослід	Фактори			Оцінки реологічних властивостей найбільш адекватної моделі Гершеля – Балклі									
	T, °C	c _c , %	c _a , %	τ ₀ , Па	k, Па·с ⁿ	n	σ _{τ₀} , Па	σ _k , Па·с ⁿ	σ _n	r _{τ₀k}	r _{τ₀n}	r _{kn}	σ _v ² , Па ²
1	150	10	1,00	2,400	0,125	0,671	0,375	0,054	0,060	- 0,855	0,822	- 0,997	0,180
2	50	15	1,50	6,120	2,060	0,585	1,049	0,289	0,019	- 0,882	0,846	- 0,996	1,980
3	125	15	1,00	5,755	0,364	0,695	0,654	0,113	0,033	- 0,846	0,814	- 0,997	0,590
4	100	20	1,50	2,105	1,248	0,577	0,521	0,115	0,123	- 0,890	0,858	- 0,996	0,249
5	125	20	0,75	6,176	0,200	0,781	0,436	0,037	0,026	- 0,820	0,788	- 0,997	0,322
6	50	25	0,50	8,446	0,662	0,694	0,808	0,104	0,022	- 0,846	0,813	- 0,997	0,906
7	25	15	0,50	10,19	1,418	0,635	0,723	0,189	0,011	- 0,864	0,829	- 0,996	0,621
8	150	20	0,50	0	0,094	0,726	–	0,029	0,043	–	–	- 0,997	0,116
9	100	10	0,25	3,254	0,764	0,584	1,03	0,216	0,038	- 0,885	0,851	- 0,996	1,031
10	125	25	1,50	3,988	0,986	0,578	0,533	0,118	0,017	- 0,890	0,858	- 0,996	0,261
11	25	25	0,25	3,217	2,395	0,549	0,514	0,127	0,007	- 0,899	0,864	- 0,996	0,219
12	25	10	1,50	12,55	2,382	0,600	1,627	0,314	0,178	- 0,878	0,843	- 0,996	2,758
13	150	15	0,25	1,267	0,034	0,815	0,216	0,014	0,056	- 0,798	0,765	- 0,997	0,087
14	125	10	0,50	0	1,098	0,545	–	0,314	0,039	–	–	- 0,996	1,182
15	125	5	0,25	0	0,590	0,613	–	0,215	0,051	–	–	- 0,996	1,438
16	50	10	0,75	3,994	1,517	0,568	1,416	0,317	0,028	- 0,890	0,856	- 0,995	1,834
17	100	25	1,00	0	2,406	0,477	–	0,363	0,020	–	–	- 0,995	0,719
18	100	15	0,75	2,371	1,031	0,557	0,208	0,049	0,006	- 0,895	0,861	- 0,996	0,037
19	150	25	0,75	2,841	0,217	0,726	0,255	0,027	0,017	- 0,830	0,796	- 0,997	0,101
20	50	20	0,25	1,916	2,713	0,498	1,032	0,312	0,015	- 0,918	0,885	- 0,995	0,693
21	25	20	1,00	4,296	2,860	0,531	1,993	0,520	0,024	- 0,904	0,870	- 0,995	3,095
22	50	5	1,00	3,695	2,165	0,509	0,629	0,183	0,012	- 0,916	0,886	- 0,996	0,262
23	25	5	0,75	3,079	2,444	0,535	1,985	0,504	0,027	- 0,901	0,866	- 0,995	3,177
24	100	5	0,50	1,226	1,706	0,466	0,532	0,181	0,014	- 0,928	0,896	- 0,995	0,156
25	150	5	1,50	0,828	0,045	0,872	0,264	0,013	0,041	- 0,995	0,750	- 0,997	0,149

$$\min_v \left(\hat{\sigma}_{cv}^2 = \frac{1}{M(N-r_v)} \sum_{m=1}^M \sum_{i=1}^N (\tau_i - A(\omega_i, a_m^v))^2 \right) \Rightarrow \hat{v}, \quad (4.4)$$

де $\hat{\sigma}_{cv}^2$ – оцінка дисперсії адекватності v -ї моделі за даними матриці плану експерименту M ; r_v – кількість оцінюваних параметрів v -ї реологічної моделі.

Матриця коваріацій оцінок властивостей \hat{a}^v найбільш адекватної \hat{v} реологічної моделі для процедур (4.2) – (4.4) визначається у вигляді [83]:

$$O = \left(A'^*(\hat{a}^v, \omega) C^{-1} A'(\hat{a}^v, \omega) \right)^{-1}, \quad (4.5)$$

де $A'(\hat{a}^v, \omega)$, $A'^*(\hat{a}^v, \omega)$ – матриця похідних за параметрами властивостей і транспонована до неї матриця.

В табл. 4.6 наведено матрицю плану експерименту, результати оцінок реологічних властивостей \hat{a}_m^v для найбільш адекватної \hat{v} реологічної моделі біополімерної системи Біокар-МТ згідно з процедурами (4.3) і (4.4), а також їх статистичні характеристики (середньоквадратичне відхилення і коефіцієнти кореляцій) за (4.5). Процедурі (4.4) відповідає реологічна модель Гершеля – Балклі з $\hat{\sigma}_{c4}^2 = 0,887 \text{ Па}^2$, для інших реологічних моделей: Шульмана – Кессона ($\hat{\sigma}_{c5}^2 = 2,582 \text{ Па}^2$), Оствальда ($\hat{\sigma}_{c3}^2 = 3,916 \text{ Па}^2$), бів'язка Ньютона і Бінгама ($\hat{\sigma}_{c6}^2 = 25,41 \text{ Па}^2$), Бінгама ($\hat{\sigma}_{c2}^2 = 37,51 \text{ Па}^2$) і т.д. Відзначимо статистично значущу різницю між оцінками дисперсій для моделей Гершеля – Балклі і Шульмана – Кессона, що еквівалентно відхиленню статистичної гіпотези $H_0 : \sigma_{c4}^2 = \sigma_{c5}^2$ за допомогою тесту:

$$T = \sigma_{c4}^2 / \sigma_{c5}^2 = 0,344 < F_{m;n;\alpha/2} = 0,674,$$

де $F_{m;n;\alpha/2}$ – квантиль F -розподілу з числами ступенів свободи оцінок $\hat{\sigma}_{c4}^2$ і $\hat{\sigma}_{c3}^2$, відповідно, ($m = n = 100$) і довірчою ймовірністю $\alpha = 0,05$.

З результатів оцінок реологічних властивостей біополімерної системи в кожній точці плану експерименту за допомогою процедури (4.2) випливає, що в 14

дослідах найбільш адекватна реологічна модель Гершеля – Балклі, в 4 дослідів – модель Шульмана – Кессона, в 3 дослідів – модель Оствальда, в 2 дослідів – модель бів'язкої рідини (Бінгама і Бінгама) і по 1 досліді – бів'язкі моделі (Ньютона і Бінгама, Оствальда і Оствальда).

На рис. 4.2 з метою ілюстрації показано реологічні криві для дослідів, в яких найбільш адекватними є різні реологічні моделі, в т.ч. і бів'язкі. З реограм слідує висока ступінь відповідності експериментальних і згладжених даних для оцінок моделей \hat{v} за допомогою процедури (4.2).

Регресійні моделі $a^v(T, c_c, c_a)$ побудовано в класі поліномів другого порядку:

$$a^v(T, c_c, c_a) = Bb(T, c_c, c_a), \quad (4.6)$$

де $b(T, c_c, c_a) = (1, T, c_c, c_a, Tc_c, Tc_a, c_c c_a, Tc_c c_a, T^2, c_c^2, c_a^2)^T$ – вектор базисних функцій поліноміальної моделі. Матрицю B параметрів в (4.6) визначали для найбільш адекватної \hat{v} реологічної моделі Гершеля – Балклі при різних поєднаннях E базисних функцій з умови максимуму функції правдоподібності:

$$\max L_\varepsilon(B_{ij}) \Rightarrow \{\hat{B}_{ij}, \hat{\varepsilon}\}, \quad \varepsilon \in E,$$

або еквівалентної умови:

$$\min (B_{ij} b(T_i, c_{ci}, c_{ai}) - a_{ij}^v)^T C_j^{-1} (B_{ij} b(T_i, c_{ci}, c_{ai}) - a_{ij}^v) \Rightarrow \{\hat{B}_{ij}, \hat{\varepsilon}\}, \quad j=\overline{1,3}, r_j^\varepsilon < M, \quad (4.7)$$

де C_j – матриця коваріацій j -го параметра реологічних властивостей в точках плану експерименту; r_j^ε – кількість оцінюваних параметрів в моделях (4.6).

Для вибору виду матриці коваріацій C_j (стаціонарна або нестаціонарна некорельована) необхідна перевірка послідовності статистичних гіпотез $H_0^{(1)} : \sigma_{p_1}^2 = \sigma_{p_2}^2 = \dots = \sigma_{p_M}^2$ оцінок кожного параметра реологічних властивостей найбільш адекватної \hat{v} реологічної моделі. Тут $\sigma_{p_i}^2$ – оцінка дисперсії відповідного

параметра реологічних властивостей в i -тій точці плану експерименту (табл. 4.6).

Перевірка гіпотез $H_0^{(1)}$ виконана за допомогою тесту:

$$T = \max \left\{ \sigma_{p_i}^2 \right\} / \sum_{i=1}^M \sigma_{p_i}^2 < G_{M;N-r_j;\alpha},$$

де $G_{M;N-r_j;\alpha}$ – квантиль розподілу Кокрена з числами ступенів вільності M , $N-1$ і довірчої ймовірності α .

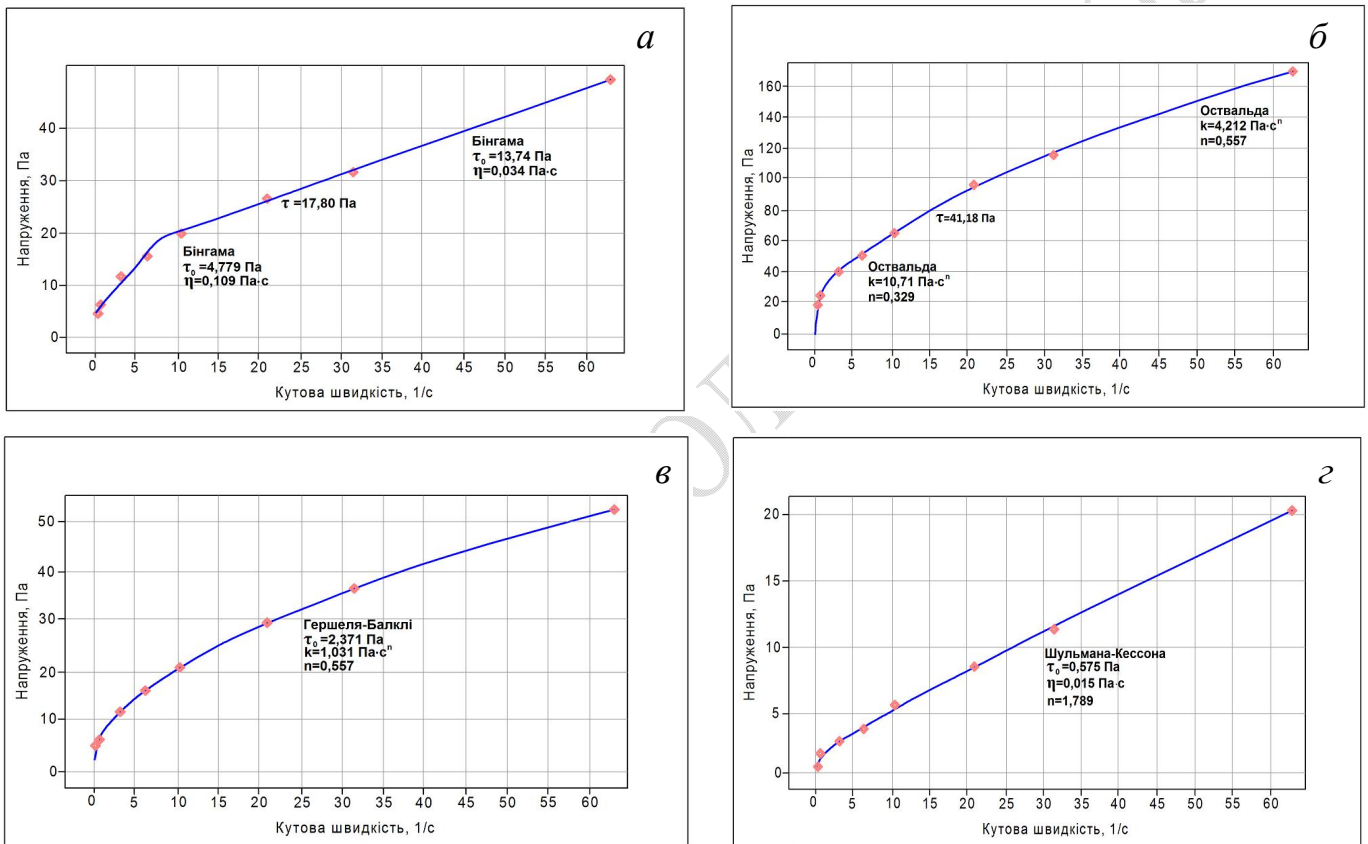


Рисунок 4.2 – Реологічні криві біополімерної системи Біокар-МТ: *а* – бів'язка модель Бінгама і Бінгама, дослід 9; *б* – бів'язка модель Оствальда і Оствальда, дослід 12; *в* – модель Гершеля – Балклі, дослід 18; *г* – модель Шульмана – Кессона, дослід 25

За даними табл. 4.6 маємо такі оцінки тестів для реологічних властивостей:

динамічне напруження зсуву – $T = 0,195 > G_{21;5;0,05} = 0,174$;

міра консистенції – $T = 0,196 > G_{25;5;0,05} = 0,149$;

показник нелінійності – $T = 0,160 > G_{25;5;0,05} = 0,149$.

Таким чином, статистичні гіпотези $H_0^{(1)}$ для всіх параметрів реологічних властивостей з довірчою ймовірністю $\alpha = 0,05$ відхиляються. Це дає підстави прийняти для використання в (4.7) нестационарну некорельовану матрицю коваріацій виду $C_j = \text{diag} (\sigma_{p_1}^2, \sigma_{p_2}^2, \dots, \sigma_{p_M}^2)$.

В табл. 4.7 наведено результати оцінок параметрів моделей (4.6) за допомогою процедури (4.7). Одиниці вимірювань параметрів B_{ij} рівнянь станів відповідають прийнятим в табл. 4.6 одиницям вимірювань факторів і показників реологічних властивостей моделі Гершеля – Балклі.

Відзначимо, що в окремих випадках для ДНЗ рівняння (4.6) подається у вигляді:

$$a_1^v(T, c_c, c_a) = \begin{cases} B_1 b(T, c_c, c_a), & \text{якщо } a_1^v(T, c_c, c_a) > 0; \\ 0, & \text{в іншому випадку,} \end{cases}$$

де B_1 – 1-й рядок матриці B . Це дозволяє використати методи апроксимації даних (4.6) для отримання об'єктивних оцінок параметра τ_0 .

На рис. 4.3 за допомогою регресійних моделей (4.6) показано вплив температури на показники реологічних властивостей найбільш адекватної реологічної моделі для різних поєднань концентрацій досліджуваних реагентів ($c_c = (10; 20) \%$ і $c_a = (0,50; 1,25) \%$). Характерними є нелінійні тенденції зменшення динамічного напруження зсуву (коефіцієнт кореляції $r_{\tau_0 T} = -0,564$, рис. 4.3 а) і збільшення показника нелінійності ($r_{nT} = 0,566$, рис. 4.3 в), а також близька до лінійної тенденція зменшення міри консистенції ($r_{kT} = -0,833$, рис. 4.3 б) від температури. Підвищення концентрацій NaCl ($r_{\tau_0 c_c} = 0,105$, $r_{k c_c} = 0,020$, $r_{n c_c} = 0,055$) і реагенту Алеврон ($r_{\tau_0 c_a} = 0,266$, $r_{k c_a} = 0,095$, $r_{n c_a} = 0,052$) майже не оказують суттєвого впливу на характер зміни показників реологічних властивостей з температурою, що підтверджує їх термостабілізуючу дію на біополімерну систему Біокар-МТ. Виняток становить область концентрацій, близька до граничних значень

($c_c = 25\%$ і $c_a = 1,5\%$) концентрацій реагентів.

Таблиця 4.7 – Параметри рівнянь стану показників реологічних властивостей біополімерної системи Біокар-МТ

Базисні функції b_j	Параметри моделі (4.6)	Значення параметрів B_{ij} моделі (4.6) для реологічних властивостей		
		τ_0	k	n
1	B_{i1}	10,3458	1,7950	0,6460
T	B_{i2}	- 0,1775	- 0,0029	- 0,0066
c_c	B_{i3}	- 0,0573	0,0450	0,0117
c_a	B_{i4}	1,0014	1,9630	- 0,0831
Tc_c	B_{i5}	0,0019	- 0,0065	0,0001
Tc_a	B_{i6}	0,0365	-0,0240	0,0025
$c_c c_a$	B_{i7}	0,4976	-0,2140	0,0056
$Tc_c c_a$	B_{i8}	- 0,0028	0,0019	- 0,0001
T^2	B_{i9}	0,0006	0,0002	0,0003
c_c^2	B_{i10}	- 0,0072	0,0023	- 0,0005
c_a^2	B_{i11}	-3,6593	0,5590	0,0066

В табл. 4.5 і 4.6 наведено відомості про статистичні характеристики оцінок реологічних властивостей. Аналогічно (4.5) можна побудувати матриці коваріацій оцінок параметрів моделей (4.6) для прогнозування реологічних властивостей залежно від концентрацій реагентів і температури. Ця інформація є корисною в прикладних задачах статистичного моделювання реодинамічних характеристик потоку біополімерної системи Біокар-МТ і прийняття деяких технологічних рішень. До них зокрема відносяться: оцінка виносної здатності потоку бурового розчину, обґрунтування рекомендацій для керування гідродинамічною ситуацією в свердловині під час виконання різних технологічних операцій з метою попередження ускладнень і т. ін.

Таким чином, на підставі досліджень реологічних властивостей безглинистої біополімерної системи Біокар-МТ в діапазоні температур 25 – 150 °С з концентраціями хлориду натрію 5 – 25 % і органічно-мінерального реагенту Алеврон 0,5 – 1,5 % встановлена її найбільш адекватна реологічна модель Гершеля – Балклі.

Отримано регресійні залежності показників реологічних властивостей від параметрів стану (температура, концентрації NaCl і реагенту Алеврон). Останні є інформаційним забезпеченням задачі вибору оптимальних рецептур системи Біокар-МТ для конкретних гірничогеологічних умов буріння з урахуванням геотермальних умов свердловини [91].

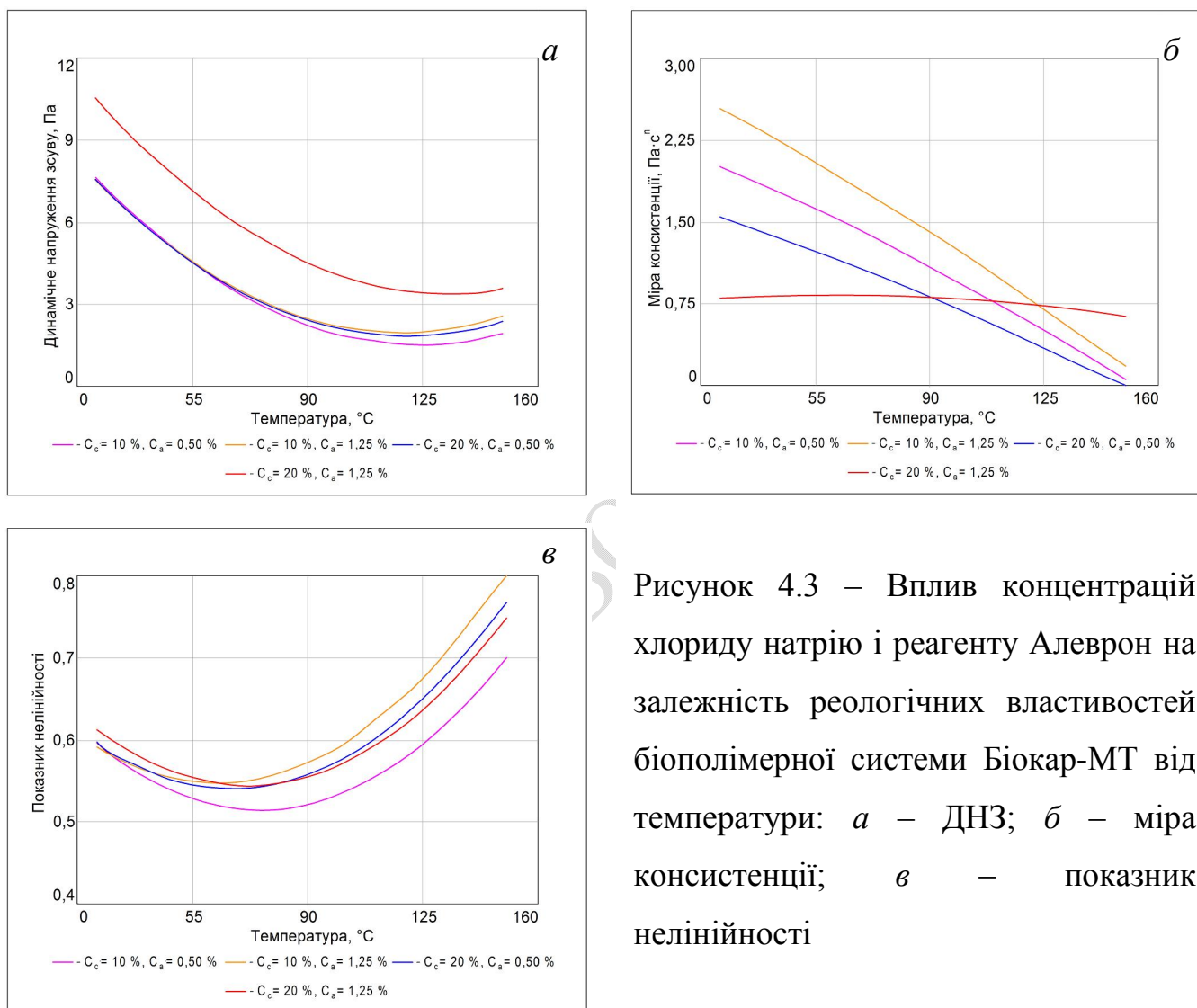


Рисунок 4.3 – Вплив концентрацій хлориду натрію і реагенту Алеврон на залежність реологічних властивостей біополімерної системи Біокар-МТ від температури: *а* – ДНЗ; *б* – міра консистенції; *в* – показник нелінійності

4.3 Дослідження структурно-механічних властивостей біополімерної системи Біокар-МТ

Структурно-механічні властивості біополімерного бурового розчину Біокар-МТ, а саме СНЗ θ_t через 10 с (θ_{10s}), 1 хв. (θ_1) і 10 хв. (θ_{10}), вивчали за допомогою

ротаційного віскозиметра OFI TE 1100 при швидкості обертання зовнішнього циліндра 3 хв^{-1} . У дослідженнях використовували латинський план експерименту для змінних факторів на п'яти рівнях: температура T , °C – 25, 50, 100, 125, 150; вміст NaCl c_c , % мас. – 5, 10, 15, 20, 25; вміст реагенту Алеврон c_a , % мас. – 0,50, 0,75, 1,00, 1,25, 1,50. Вимірювання проводили з постійним тиском 1,5 МПа для запобігання кипінню при високих температурах.

В табл. 4.8 наведено матрицю плану експерименту і результати вимірювань показників СНЗ. Відзначимо, що показники вимірювань СНЗ через 10 с і 1 хв є ідентичними, і майже такі самі – через 10 хв. Це вказує на високу швидкість утворення тиксотропної структури в системі біополімерного бурового розчину Біокар-МТ і порівняно невеликі значення показників її міцності.

Як і у дослідженнях реологічних властивостей (див. п. 3.2) [51], для обробки вимірювань використано регресійні моделі у вигляді поліномів другого порядку:

$$\theta_i(T, c_c, c_a) = B b(T, c_c, c_a), \quad (4.8)$$

де $b(T, c_c, c_a) = (1, T, c_c, c_a, Tc_c, Tc_a, c_c c_a, Tc_c c_a, T^2, c_c^2, c_a^2)^T$ – вектор базисних функцій поліноміальної моделі.

Оцінки матриці \hat{B} параметрів в (4.8) і регресійних моделей $\hat{\varepsilon}$ для показників θ_i СНЗ побудовані в класі E різних поєднань базисних функцій із умови мінімуму дисперсії адекватності:

$$\min \left\{ S_\varepsilon^2 = \frac{1}{n - r_\varepsilon} \sum_{i=1}^n [B_j b(T_i, c_{ci}, c_{ai}) - \theta_{ii}]^2 \right\} \Rightarrow \{ \hat{B}_j, \hat{\varepsilon} \}, \quad \varepsilon \in E, \quad (4.9)$$

де r_ε – кількість оцінюваних параметрів у моделях (4.8); B_j – j -ий рядок матриці B параметрів моделі (4.8); T_i, c_{ci}, c_{ai} – дані плану експерименту (див. табл. 4.7); θ_{ii} – результати вимірювань показників СНЗ.

Клас E сформований з лінійної частини полінома із включенням комбінацій добутків і квадратів вихідних факторів (див. табл. 4.8) і склав 51 модель. В табл. 4.9 наведено оцінки параметрів і дисперсій адекватності рівнянь стану (4.8)

Таблиця 4.8 – Структурно-механічні властивості безглинистого біополімерного бурового розчину Біокар-МТ

Дослід	Фактори			Результати вимірювань показників СНЗ, Па			Розрахункові значення показників СНЗ, Па		
	T, °C	c _c , %	c _a , %	θ_{10s}	θ_1	θ_{10}	θ_{10s}	θ_1	θ_{10}
1	150	10	1,00	0,96	0,96	0,96	0,79	0,79	0,81
2	50	15	1,50	3,35	3,35	3,83	3,66	3,66	3,88
3	125	15	1,00	1,92	1,92	1,92	1,51	1,51	1,56
4	100	20	1,50	2,39	2,39	2,39	2,26	2,26	2,46
5	125	20	0,75	1,92	1,92	1,92	1,24	1,24	1,26
6	50	25	0,50	2,87	2,87	2,87	2,43	2,43	2,49
7	25	15	0,50	4,31	4,31	4,79	3,72	3,72	4,20
8	150	20	0,50	0,00	0,00	0,00	0,65	0,65	0,63
9	100	10	0,25	1,44	1,44	1,44	0,99	0,99	1,06
10	125	25	1,50	1,44	1,44	1,92	1,82	1,82	2,10
11	25	25	0,25	3,35	3,35	3,35	3,56	3,56	3,68
12	25	10	1,50	5,75	5,75	5,75	4,99	4,99	5,18
13	150	15	0,25	0,48	0,48	0,48	0,54	0,54	0,46
14	125	10	0,50	0,00	0,00	0,00	0,81	0,81	0,79
15	125	5	0,25	0,00	0,00	0,00	0,08	0,08	0,06
16	50	10	0,75	2,39	2,39	2,39	2,86	2,86	3,15
17	100	25	1,00	1,44	1,44	1,44	1,39	1,39	1,49
18	100	15	0,75	1,44	1,44	1,44	1,72	1,72	1,76
19	150	25	0,75	0,96	0,96	0,96	0,64	0,64	0,70
20	50	20	0,25	2,39	2,39	2,87	2,73	2,73	2,87
21	25	20	1,00	3,35	3,35	3,83	3,72	3,72	4,14
22	50	5	1,00	1,95	1,95	2,39	2,81	2,81	2,99
23	25	5	0,75	3,35	3,35	3,83	3,29	3,29	3,81
24	100	5	0,50	1,44	1,44	1,44	0,61	0,61	0,67
25	150	5	1,50	0,00	0,00	0,00	0,02	0,02	0,00

для показників СНЗ, що побудовані за допомогою процедур (4.9).

Клас E сформований з лінійної частини полінома із включенням комбінацій добутоків і квадратів вихідних факторів (див. табл. 4.8) і склав 51 модель. В табл. 4.9 наведені оцінки параметрів і дисперсій адекватності рівнянь стану (4.8) для показників СНЗ, що побудовані за допомогою процедур (4.9).

Розрахункові значення показників СНЗ за отриманими регресійними моделями (4.8) у вигляді:

$$\theta_i(T, c_c, c_a) = \begin{cases} Bb(T, c_c, c_a), & \text{якщо } \theta_i(T, c_c, c_a) > 0; \\ 0, & \text{в іншому випадку} \end{cases} \quad (4.10)$$

наведено в табл. 4.8. Одиниці вимірювань параметрів B_{ji} рівнянь станів відповідають прийнятим в табл. 4.8 одиницям вимірювань факторів і показників θ_i .

Таблиця 4.9 – Параметри рівнянь стану показників СНЗ біополімерної системи Біокар-МТ

Базисні функції b_i	Параметри моделі (4.8)	Значення параметрів B_{ji} моделі (4.8) для показників СНЗ		
		θ_{10s}	θ_1	θ_{10}
1	B_{i1}	0,666	0,666	2,297
c_c	B_{i2}	0,351	0,351	0,303
c_a	B_{i3}	3,922	3,922	2,835
T	B_{i4}	-0,028	-0,028	-0,045
$c_c c_a$	B_{i5}	-0,209	-0,209	-0,151
$c_c T$	$B_{i6} \cdot 10^3$	-1,176	-1,176	-0,822
$c_a T$	B_{i7}	-0,029	-0,029	-0,022
$c_c c_a T$	$B_{i8} \cdot 10^3$	1,984	1,984	1,695
c_c^2	$B_{i9} \cdot 10^3$	-6,938	-6,938	-7,275
c_a^2	B_{i10}	–	–	–
T^2	$B_{i11} \cdot 10^4$	1,204	1,204	1,606
Дисперсія адекватності моделі (4.8), Па ²		0,367	0,367	0,298

Адекватність прийнятих регресійних моделей може бути оцінена

результатами перевірки сукупності статистичних гіпотез про характер розподілу залишків $\Delta_t = \theta_t(T, c_c, c_a) - \theta_{it}$, а саме про їх центрованість $H_0: M\{\Delta_t\} = 0$ і некорельованість $H_0: \rho_{\Delta, x} = 0$, де M – символ математичного сподівання, $\rho_{\Delta, x}$ – коефіцієнт кореляції між Δ_t і змінними факторами $x = (T, c_c, c_a)$. В табл. 4.10 наведено статистичні оцінки параметрів розподілу залишків регресійних моделей і стандартні критерії для перевірки сформульованих статистичних гіпотез.

Таблиця 4.10 – Статистичні оцінки параметрів залишків рівнянь стану показників СНЗ біополімерної системи Біокар-МТ

Статистичні параметри залишків регресійної моделі (4.8)	Оцінки параметрів для показників СНЗ		
	θ_{10s}	θ_1	θ_{10}
Математичне сподівання $\bar{\Delta}_t \cdot 10^{13}$, Па	3,312	3,312	-0,694
Середньоквадратичне відхилення S_t , Па	0,479	0,479	0,431
Критерій $T_t \cdot 10^{12}$ перевірки гіпотези $H_0: M\{\Delta_t\} = 0$	3,457	3,457	-0,805
Коефіцієнти кореляції:			
$r_{\Delta, T} \cdot 10^{12}$	0,308	0,308	0,272
$r_{\Delta, c_c} \cdot 10^{12}$	0,114	0,114	-0,038
$r_{\Delta, c_a} \cdot 10^{12}$	0,051	0,051	-0,164
Критерії $T_t \cdot 10^{13}$ перевірки гіпотез:			
$H_0: \rho_{\Delta, T} = 0$	0,154	0,154	13,590
$H_0: \rho_{\Delta, c_c} = 0$	5,692	5,692	-1,893
$H_0: \rho_{\Delta, c_a} = 0$	2,572	2,572	-8,215

Низькі значення оцінок параметрів ($\bar{\Delta}_t$, $r_{\Delta, x}$) і критеріїв (T_t) вказують на високий довірчий рівень прийняття відповідних статистичних гіпотез H_0 (квантилі розподілу Стьюдента $t_{24, 0,025} = 2,064$ і стандартизованого нормального розподілу $u_{0,025} = 1,96$).

За допомогою регресійних моделей (4.8) з урахуванням (4.10) на рис. 4.4 показано вплив температури на показники СНЗ для різних поєднань концентрацій досліджуваних реагентів. Характерними є нелінійні тенденції зменшення показників

СНЗ від температури (коефіцієнти кореляції $r_{\theta,T} = -0,804$ для θ_{10s} і θ_1 , $r_{\theta,T} = -0,883$ для θ_{10}).

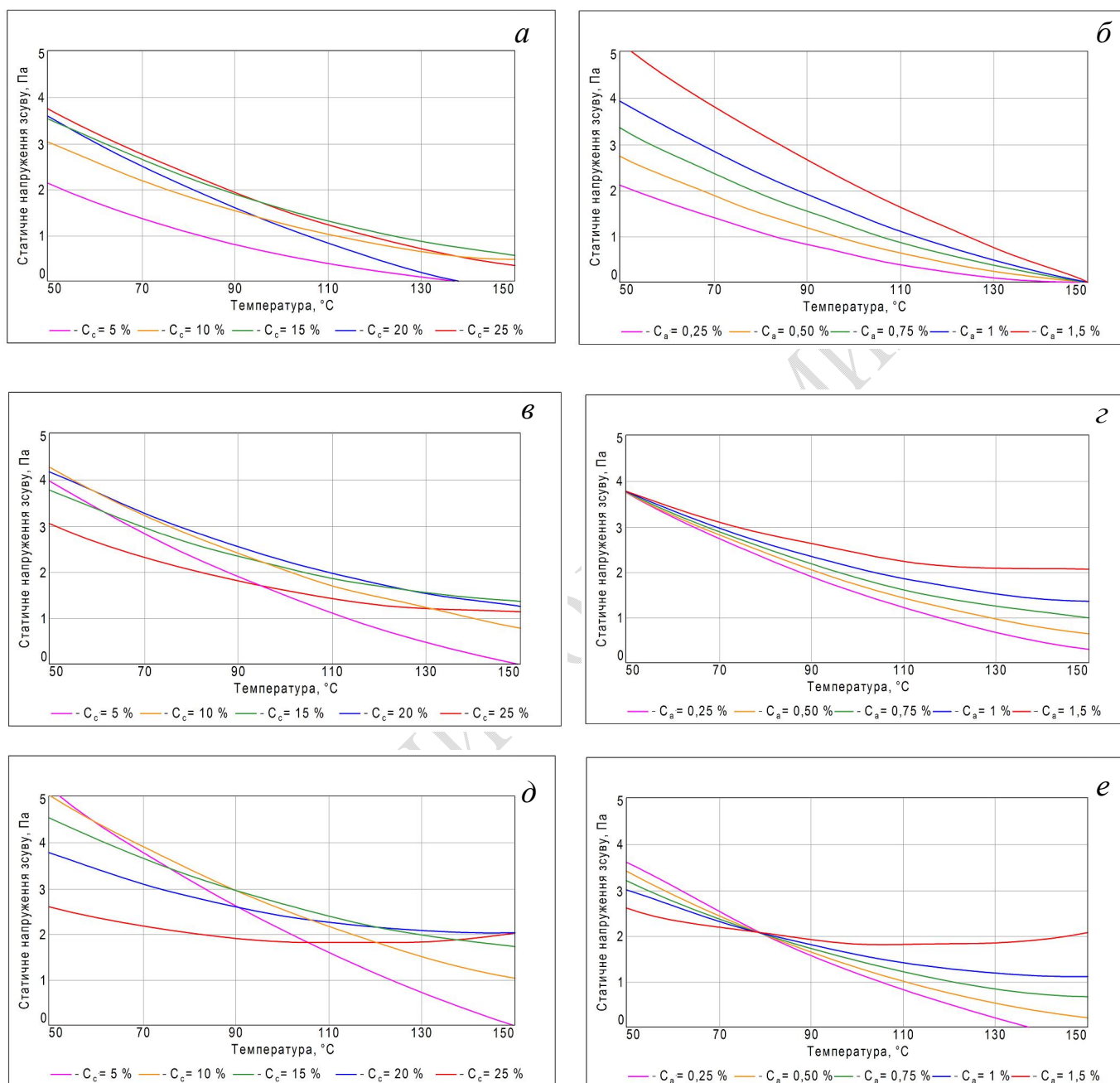


Рисунок 4.4 – Вплив концентрацій NaCl і реагенту Алеврон на залежність показників СНЗ (θ_{10s} , θ_1) біополімерної системи Біокар-МТ від температури:

а) $c_a = 0,25\%$; б) $c_c = 5\%$; в) $c_a = 1,0\%$; г) $c_c = 20\%$; д) $c_a = 1,5\%$; е) $c_c = 25\%$

Підвищення концентрацій NaCl (коефіцієнти кореляції $r_{\theta c} = 0,125$ для θ_{10s} і θ_1 ,

$r_{\theta c_c} = 0,116$ для θ_{10}) і реагенту Алеврон (коефіцієнти кореляції $r_{\tau_0 c_a} = 0,241$ для θ_{10s} і θ_1 , $r_{\theta c_a} = 0,252$ для θ_{10}) майже не оказують статистично значущого впливу на характер зміни показників СНЗ з температурою, що підтверджує їх термостабілізаційну дію на біополімерну систему Біокар-МТ.

Дані, подані на рис. 4.4, ілюструють вплив концентрацій хлориду натрію і реагента Алеврон на залежності $\theta_i(T)$. Так, наприклад, для низьких концентрацій хлориду натрію (5 – 10 %) і реагента Алеврон (0,25 – 0,50 %) показники СНЗ θ_{10s} і θ_1 при температурах 125 – 150 °С є низькими і не задовольняють вимогам забезпечення стійкості біополімерної системи Біокар-МТ.

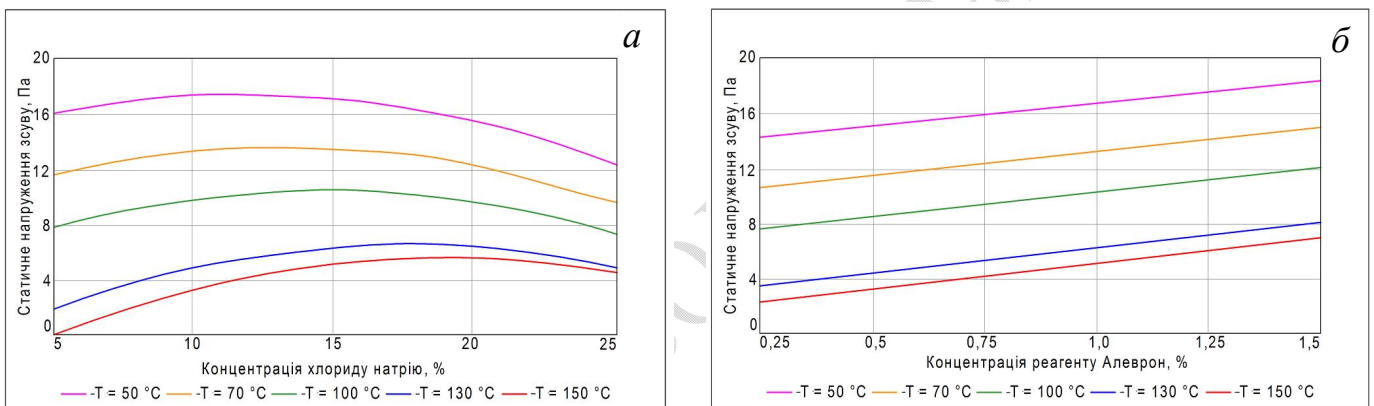


Рисунок 4.5 – Залежність показників СНЗ (θ_{10s} , θ_1) безглинистої біополімерної системи Біокар-МТ від концентрації: а) хлориду натрію ($c_a = 1,0$ %), б) реагенту Алеврон ($c_c = 15$ %) і температури

На рис. 4.5 показано характерні залежності показників СНЗ θ_{10s} і θ_1 від концентрацій NaCl і органо-мінерального реагенту Алеврон у досліджуваному діапазоні їх зміни для фіксованої температури. Для хлориду натрію залежність $\theta_i(c_c)$ має максимум (див. рис. 4.5 а), концентрація c_{ci}^* якого в досліджуваному діапазоні оцінюється за допомогою (4.8).

$$c_{ci}^* = \begin{cases} \left(\hat{B}_{i2} + \hat{B}_{i5}c_a + \hat{B}_{i6}T + \hat{B}_{i8}c_aT \right) / \left(-2\hat{B}_{i9} \right), & \text{якщо } c_{ci}^* < c_c^{\max}; \\ c_c^{\max}, & \text{в іншому випадку,} \end{cases}$$

де c_c^{max} – верхня межа зміни концентрації в плані експерименту (див. табл. 4.8). Для реагенту Алеврон залежність $\theta_{ii}(c_c)$ є лінійною (див. рис. 4.5 б, табл. 4.9).

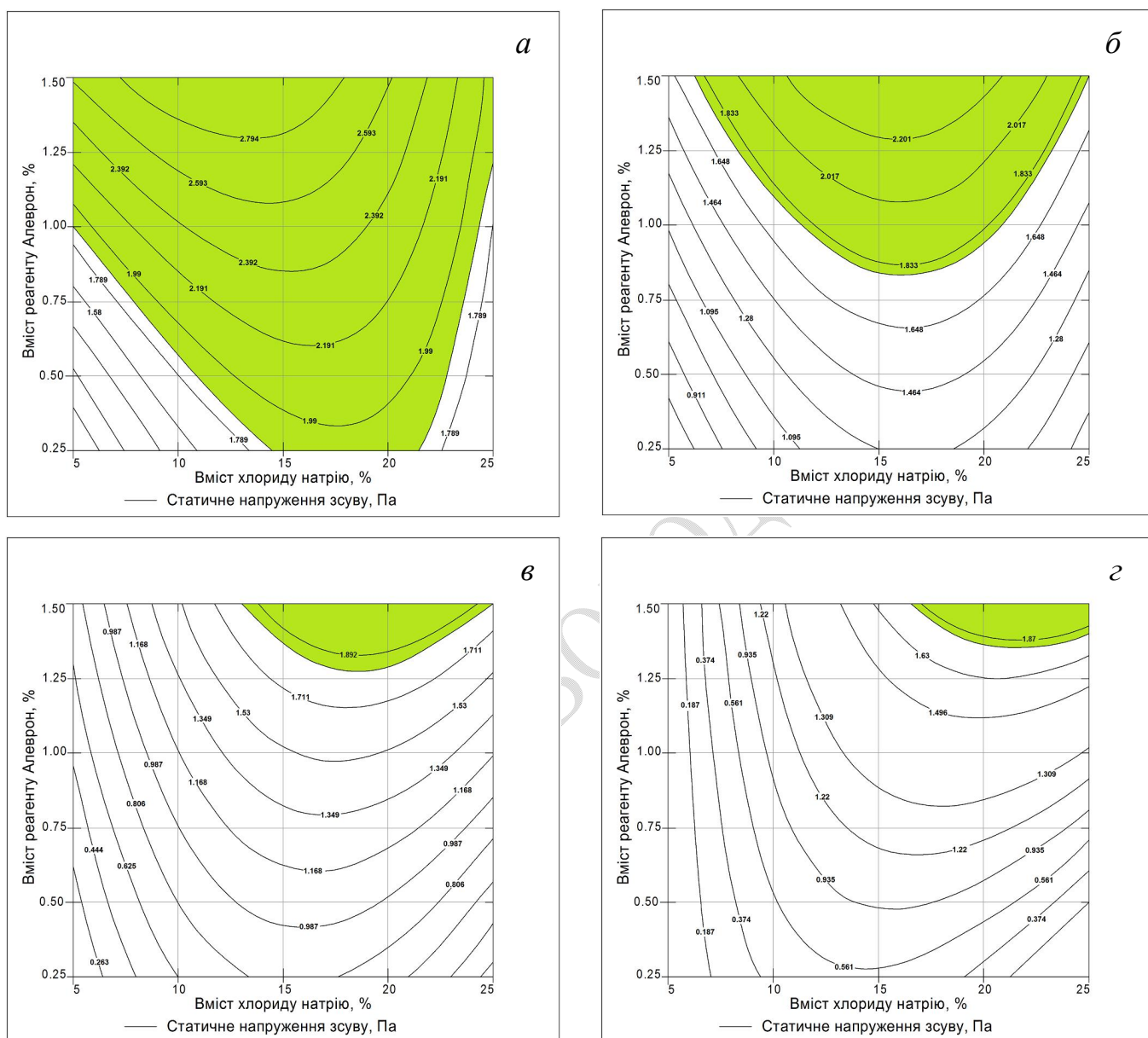


Рисунок 4.6 – Вплив температури: а) $T = 75 \text{ }^\circ\text{C}$; б) $T = 100 \text{ }^\circ\text{C}$; в) $T = 125 \text{ }^\circ\text{C}$; з) $T = 150 \text{ }^\circ\text{C}$ на залежність показників СНЗ (θ_{10s} , θ_1) біополімерної рідини Біокар-МТ від концентрації хлориду натрію і реагенту Алеврон

На рис. 4.6 для фіксованих температур $T = idem$ показано залежності $\theta_i(c_c, c_a) = idem$, які ілюструють допустиму область $\Omega_0(c_c, c_a)$ концентрацій хлориду

натрію і реагенту Алеврон:

$$\Omega_{\theta}(c_c, c_a): \theta_t^{\min} \leq \theta_t \leq \theta_t^{\max}, c_c^{\min} \leq c_c \leq c_c^{\max}, c_a^{\min} \leq c_a \leq c_a^{\max},$$

де $\theta_t^{\min}, \theta_t^{\max}, c_c^{\min}, c_c^{\max}, c_a^{\min}, c_a^{\max}$ – обмеження на показники СНЗ і концентрацій реагентів за планом експерименту. На рис. 4.6 допустима область $\Omega_{\theta}(c_c, c_a) \geq \theta_{10s}^{\min} = 1,8$ Па виділена і зі збільшенням температури зменшується.

Відомо [12, 35, 113 та ін.], що термостійкість крохмалю у бурових промивальних системах, мінералізованих хлоридами натрію і калію, не перевищує 110 – 120 °С. При цьому форміати одновалентних металів (натрію, калію і цезію) мають унікальну сумісність з біополімерами, характеризуються структуроутворюючим впливом на молекули води, сприяють конформації розчинених макромолекул і підвищують термостійкість біополімерних розчинів до температури 150 °С [144].

Аналіз результатів досліджень структурно-механічних властивостей бурового розчину Біокар-МТ вказує на можливість застосування хлориду натрію у поєднанні з реагентом Алеврон для підтримки стійкості біополімерної системи при температурах до 150 °С. Наведені результати є непрямим підтвердженням їх можливого механізму термостабілізуючої дії [51].

Таким чином, на підставі досліджень структурно-механічних властивостей безглинистої біополімерної системи Біокар-МТ встановлена можливість їх регулювання при температурах до 150 °С за рахунок вибору концентрацій хлориду натрію і реагенту Алеврон. Отримано регресійні залежності показників СНЗ від параметрів стану в діапазоні температур 25 – 150 °С з концентраціями добавок NaCl 5 – 25 % і органо-мінерального реагенту Алеврон 0,5 – 1,5 %. Останні є інформаційним забезпеченням задачі вибору оптимальних рецептур системи Біокар-МТ для конкретних гірничо-геологічних умов буріння з урахуванням термічних умов свердловини.

4.4 Дослідження фільтраційних властивостей біополімерної системи Біокар-МТ

Нижче розглянуто результати досліджень статичної фільтрації біополімерної системи Біокар-МТ на приладі Filter press НРНТ з метою побудови моделей для її прогнозування залежно від температури T , концентрацій реагентів для термостабілізації c_c і c_a , перепаду тисків Δp .

Таблиця 4.11 – Фільтраційні властивості біополімерної системи Біокар-МТ

Дослід	Фактори				Результати вимірювань показника фільтрації Φ , $\text{см}^3/30 \text{ хв}$	Розрахункові значення показника фільтрації $\hat{\Phi}$, $\text{см}^3/30 \text{ хв}$
	T , $^{\circ}\text{C}$	c_c , %	c_a , %	Δp , МПа		
1	150	20	0,50	3	15,0	15,86
2	130	20	0,75	7	12,0	13,98
3	50	15	0,50	5	7,0	8,41
4	150	10	1,00	4	14,0	13,65
5	100	10	0,25	7	13,0	12,36
6	130	15	1,00	6	12,0	11,65
7	70	15	1,50	3	5,0	4,24
8	70	25	0,50	4	8,0	8,36
9	100	20	1,50	6	9,0	7,37
10	130	25	1,50	5	8,0	9,17
11	50	25	0,25	6	9,0	8,90
12	50	10	1,50	7	7,0	7,25
13	150	15	0,25	5	16,0	17,01
14	130	10	0,50	4	11,0	12,06
15	130	5	0,25	3	14,0	12,42
16	70	10	0,75	5	9,0	8,43
17	100	25	1,00	5	8,0	9,12
18	100	15	0,75	4	9,0	8,22
19	150	25	0,75	6	21,0	18,09
20	70	20	0,25	6	11,0	9,46
21	50	20	1,00	4	7,0	6,89
22	70	5	1,00	7	9,5	10,36
23	50	5	0,75	3	9,5	9,12
24	100	5	0,50	3	9,0	10,05
25	150	5	1,50	7	17,0	17,10

В дослідженнях використовували латинський план експерименту для змінних факторів на п'яти рівнях: температура T , °C – 50, 70, 100, 130, 150; вміст NaCl c_c , % мас. – 5, 10, 15, 20, 25; вміст реагенту Алеврон c_a , % мас. – 0,25, 0,50, 0,75, 1,00, 1,50; перепад тисків Δp , МПа – 3, 4, 5, 6, 7. Вимірювання проводили на стандартному паперовому фільтрі з постійним тиском 0,7 МПа на нижньому клапані приладу для запобігання випаровування фільтрату при високих температурах. Матрицю плану експерименту і результати вимірювань показників фільтрації наведено в табл. 4.11.

Аналогічно дослідженням реологічних і структурно-механічних властивостей бурового розчину Біокар-МТ для обробки результатів вимірювань використані регресійні моделі $\Phi(T, c_c, c_a, \Delta p)$ у вигляді поліномів другого порядку:

$$\Phi(T, c_c, c_a, \Delta p) = B^T b(T, c_c, c_a, \Delta p), \quad (4.11)$$

де $b(T, c_c, c_a, \Delta p)$ – вектор базисних функцій поліноміальної моделі (табл. 4.11). Оцінки вектора параметрів \hat{B} в (4.11) і регресійної моделі $\hat{\varepsilon}$ для показника фільтрації Φ побудовано в класі E різних поєднань базисних функцій із умови мінімуму дисперсії адекватності:

$$\min \left\{ S_\varepsilon^2 = \frac{1}{n - r_\varepsilon} \sum_{i=1}^n [B_i b(T_i, c_{ci}, c_{ai}, \Delta p_i) - \Phi_i]^2 \right\} \Rightarrow \{\hat{B}, \hat{\varepsilon}\}, \quad \varepsilon \in E, \quad (4.12)$$

де r_ε – кількість оцінюваних параметрів у моделях (4.11); $T_i, c_{ci}, c_{ai}, \Delta p_i$ – дані плану експерименту (див. табл. 4.11); Φ_i – результати вимірювань показників фільтрації.

Клас E сформовано із лінійної частини полінома з включенням комбінацій добутоків і квадратів вихідних факторів (див. табл. 4.11) і склав 431 модель. В табл. 4.12 наведено побудовані за допомогою процедур (4.12) оцінки параметрів \hat{B} і дисперсії адекватності S_ε^2 для деяких рівнянь стану (4.11) показника фільтрації з різними поєднаннями базисних функцій. Одиниці вимірювань параметрів B_i рівнянь стану відповідають прийнятим в табл. 4.11 одиницям вимірювань факторів і

показника фільтрації Φ .

Найбільш адекватна згідно з умовою (4.12) регресійна модель (4.11) відповідає певному поєднанню з 11 базисних функцій і виділена в табл. 4.12. Розрахункові значення показника фільтрації $\hat{\phi}$ за даною моделлю наведено в табл. 4.11. Слід зазначити, що в межах області планування експерименту найбільш адекватна модель є лінійною відносно перепаду тисків Δp на фільтраційну кірку і не враховує впливу добутоків Δp з іншими змінними факторами (див. табл. 4.12).

Таблиця 4.12 – Параметри рівнянь стану показника НРНТ фільтрації біополімерної системи Біокар-МТ

Базисні функції b_i	Параметри моделі (4.11)	Значення параметрів B_i моделі (4.11) при r_ε						
		5	6	10	11	15	18	19
1	B_1	2,640	12,784	20,022	23,313	23,925	7,387	8,704
T	B_2	0,077	-0,158	-0,211	-0,216	-0,217	-0,126	-0,124
c_c	B_3	-0,054	0,054	-0,548	-1,211	-1,717	-1,425	-1,234
c_a	B_4	-2,690	-2,690	-9,662	-11,480	-14,123	-10,535	-13,822
Δp	B_5	0,688	0,688	0,610	0,709	1,813	7,083	7,025
$T c_c$	$B_6 \cdot 10^3$	–	–	5,810	7,171	9,534	12,014	9,353
$T c_a$	B_7	–	–	0,077	0,089	0,112	0,149	0,169
$T \Delta p$	B_8	–	–	–	–	–	-0,031	-0,035
$c_c c_a$	B_9	–	–	0,402	0,677	0,809	1,343	1,260
$c_c \Delta p$	B_{10}	–	–	–	–	0,047	-0,071	-0,118
$c_a \Delta p$	B_{11}	–	–	–	–	-0,319	-2,118	-1,988
$T c_c c_a$	$B_{12} \cdot 10^3$	–	–	-4,823	-7,243	-9,611	-25,107	-24,147
$T c_a \Delta p$	$B_{13} \cdot 10^3$	–	–	–	–	–	–	3,401
$c_c c_a \Delta p$	B_{14}	–	–	–	–	–	-0,103	-0,024
$T c_c c_a \Delta p$	$B_{15} \cdot 10^3$	–	–	–	–	–	2,844	2,361
T^2	$B_{16} \cdot 10^3$	–	1,174	0,962	0,970	0,843	9,170	0,918
c_c^2	B_{17}	–	–	–	0,017	0,021	0,025	0,024
c_a^2	B_{18}	–	–	–	–	2,168	4,244	4,672
Δp^2	B_{19}	–	–	–	–	-0,152	-0,261	0,233
$S_\varepsilon^2, (\text{см}^3/30 \text{ хв.})^2$		4,367	2,830	2,871	2,370	2,752	3,038	3,496

Оцінка адекватності прийнятої регресійної моделі може бути виконана на підставі результатів перевірки сукупності статистичних гіпотез про характер розподілу залишків $\Delta_i = \hat{\Phi}(T_i, c_{ci}, c_{ai}, \Delta p_i) - \Phi_i$, а саме про їх центрованість $H_0: M\{\Delta\} = 0$ і некорельованість $H_0: \rho_{\Delta x} = 0$, де M – символ математичного сподівання, $\rho_{\Delta x}$ – коефіцієнт кореляції між Δ і змінними факторами $x = \{T, c_c, c_a, \Delta p\}$.

В табл. 4.13 наведено статистичні оцінки параметрів розподілу залишків регресійних моделей і стандартні критерії для перевірки сформульованих статистичних гіпотез. Низькі значення оцінок параметрів ($\bar{\Delta}$, $r_{\Delta x}$) і критеріїв (T_u) вказують на високий довірчий рівень прийняття відповідних статистичних гіпотез H_0 (наприклад, для довірчої ймовірності 0,05 квантилі розподілу Стьюдента $t_{24,0,025} = 2,064$ і стандартизованого нормального розподілу $u_{0,025} = 1,96$).

Таблиця 4.13 – Статистичні оцінки параметрів залишків рівняння стану показника НРНТ фільтрації біополімерної системи Біокар-МТ

Статистичні параметри залишків регресійної моделі (4.11)	Оцінки параметрів
Математичне сподівання $\bar{\Delta} \cdot 10^{12}$, см ³ /30 хв	-3,326
Середньоквадратичне відхилення S , см ³ /30 хв	1,176
Критерій $T_u \cdot 10^{12}$ перевірки гіпотези $H_0: M\{\Delta\} = 0$	14,141
Коефіцієнти кореляції:	
$r_{\Delta T} \cdot 10^{12}$	-0,737
$r_{\Delta c_c} \cdot 10^{12}$	-0,666
$r_{\Delta c_a} \cdot 10^{12}$	0,418
$r_{\Delta p} \cdot 10^{12}$	0,080
Критерії $T_u \cdot 10^{12}$ перевірки гіпотез:	
$H_0: \rho_{\Delta T} = 0$	3,684
$H_0: \rho_{\Delta c_c} = 0$	3,330
$H_0: \rho_{\Delta c_a} = 0$	2,089
$H_0: \rho_{\Delta p} = 0$	0,398

На рис. 4.7 показано вплив температури на показник фільтрації для різних

поєднань концентрацій досліджуваних реагентів і перепадів тиску. Характерною є статистично значуща нелінійна тенденція збільшення показника фільтрації від температури (коефіцієнт кореляції $r_{\Phi T} = 0,773$).

Збільшення концентрації NaCl (коефіцієнт кореляції $r_{\Phi c_c} = -0,077$) і реагенту Алеврон (коефіцієнт кореляції $r_{\Phi c_a} = -0,263$) майже не створює статистично значущого впливу на характер зміни показника фільтрації з температурою.

Для високих концентрацій хлориду натрію і реагенту Алеврон спостерігається зниження ступеня впливу температури на показник фільтрації. Відзначимо також статистично незначущий вплив перепаду тиску Δp на залежність показника фільтрації від температури (коефіцієнт кореляції $r_{\Phi \Delta p} = 0,252$).

На рис. 4.8 показано характерні залежності показника фільтрації Φ від концентрацій NaCl і реагенту Алеврон у досліджуваному діапазоні їх зміни для фіксованої температури і перепаду тиску. Для хлориду натрію залежність $\Phi(c_c)$ в певних умовах має мінімум (див. рис. 4.8 а), концентрація c_{ci}^* якого в досліджуваному діапазоні оцінюється з (4.11)

$$c_c^* = \begin{cases} (B_3 + B_6 T + B_9 c_a + B_{12} T c_a) / (-2B_{17}), & \text{якщо } c_c^* \in [c_c^{\min}, c_c^{\max}]; \\ c_c^{\min}, & \text{якщо } \Phi(c_c^{\min}) < \Phi(c_c^{\max}); \\ c_c^{\max}, & \text{в іншому випадку,} \end{cases}$$

де c_c^{\min}, c_c^{\max} – нижня і верхня межа зміни концентрації в плані експерименту (див. табл. 4.11). Для реагенту Алеврон залежність $\Phi(c_a)$ є лінійною (див. рис. 4.8 б, табл. 4.12).

Аналіз результатів досліджень статичної фільтрації біополімерного системи Біокар-МТ підтверджує механізм термостабілізуючої дії хлориду натрію і органічно-мінерального реагенту Алеврон, який пов'язаний зі збільшенням загальної мінералізації та підсиленням процесів гелеутворення, а також ущільненням фільтраційної кірки і підвищення реологічних властивостей.

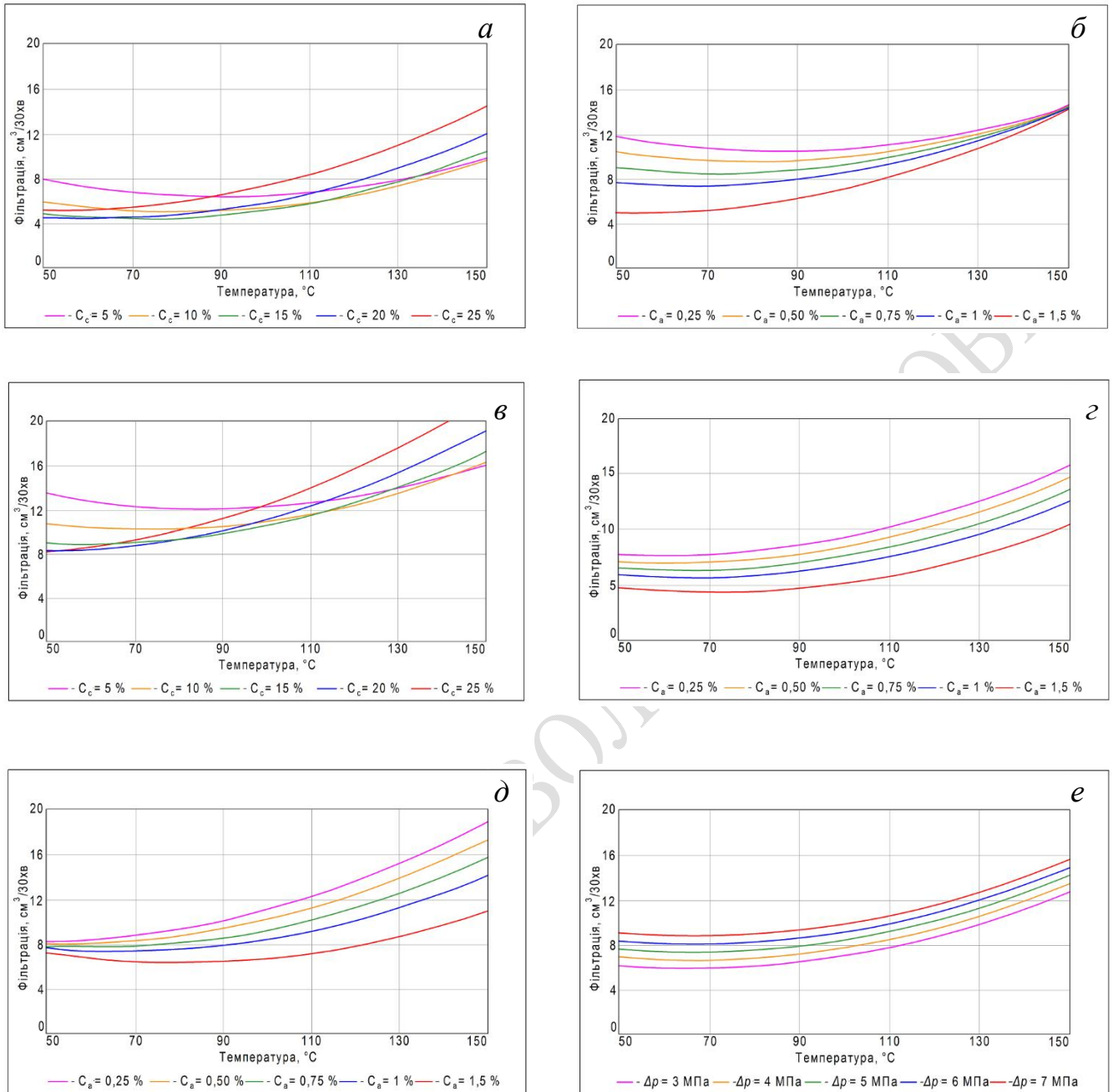


Рисунок 4.7 – Вплив концентрації хлориду натрію c_c (а, в), реагенту Алеврон c_a (б,

г, д) та перепаду тиску Δp (е) на залежність показника НРНТ фільтрації

біополімерної системи Біокар-МТ від температури:

а) $c_a = 1,5 \%$, $\Delta p = 3$ МПа; б) $c_c = 5 \%$, $\Delta p = 3$ МПа; в) $c_a = 0,25 \%$, $\Delta p = 5$ МПа;

г) $c_c = 15 \%$, $\Delta p = 3$ МПа; д) $c_c = 20 \%$, $\Delta p = 5$ МПа; е) $c_c = 20 \%$, $c_a = 1,0 \%$

На рис. 4.9 для фіксованих температури $T = idem$ і перепаду тиску $\Delta p = idem$ показано залежності $\Phi(c_c, c_a) = idem$, які ілюструють допустиму область $\Omega_\Phi(c_c, c_a)$ концентрацій NaCl і реагенту Алеврон

$$\Omega_\Phi(c_c, c_a): \Phi \leq \Phi^{\max}, c_c^{\min} \leq c_c \leq c_c^{\max}, c_a^{\min} \leq c_a \leq c_a^{\max},$$

де $\Phi^{\max}, c_c^{\min}, c_a^{\min}, c_c^{\max}$ – обмеження на показники фільтрації і концентрації реагентів за планом експерименту. На рис. 4.9 допустима область $\Omega_\Phi(c_c, c_a)$ виділена для різних температури і перепаду тиску.

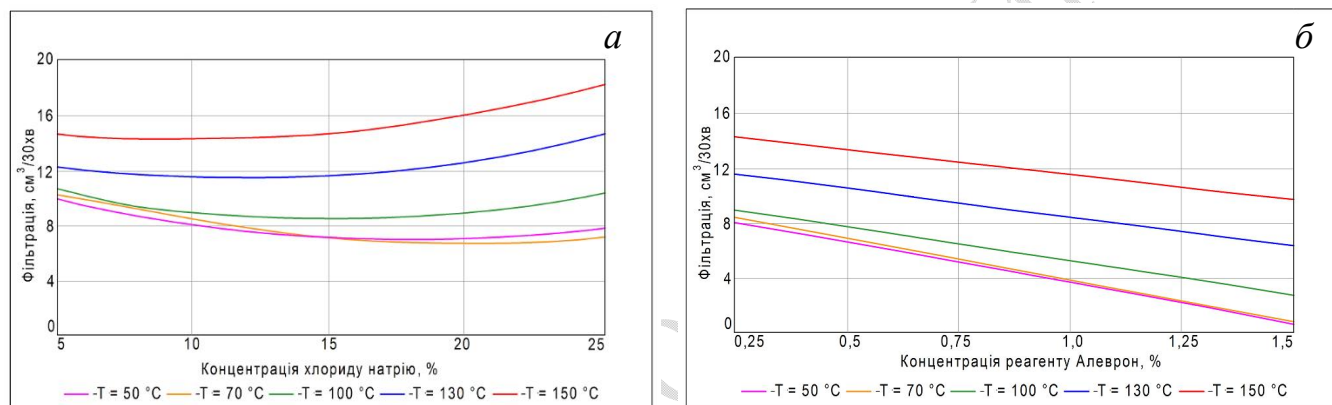


Рисунок 4.8 – Залежність показника НРНТ фільтрації біополімерної системи Біокар-МТ від концентрації а) хлориду натрію ($c_a = 0,5 \%$), б) реагенту Алеврон ($c_c = 15 \%$), перепаду тиску ($\Delta p = 3$ МПа) та температури

Використання регресійної моделі (4.11) для показника НРНТ фільтрації дозволяє більш обґрунтовано будувати систему обмежень на концентрації реагентів з урахуванням термобаричних умов конкретних геологічних розрізів. У поєднанні з обмеженнями на густину, реологічні, структурно-механічні та інші властивості це дає можливість підібрати рецептуру бурового розчину для ефективного розбурювання відповідних інтервалів свердловини.

Таким чином, на підставі досліджень статичної фільтрації біополімерної системи Біокар-МТ встановлена можливість її регулювання при температурах до $150 \text{ }^\circ\text{C}$ і перепадах тисків до 7 МПа за рахунок підбору концентрацій хлориду натрію і реагенту Алеврон. Отримано регресійні залежності показника фільтрації від

параметрів стану в діапазоні температур 50 – 150 °С з концентраціями добавок NaCl 5 – 25 % і органо-мінерального реагенту Алеврон 0,25 – 1,5 %. Останні є інформаційним забезпеченням задачі вибору оптимальних рецептур системи Біокар для конкретних гірничогеологічних умов буріння з урахуванням термобаричної ситуації в свердловині.

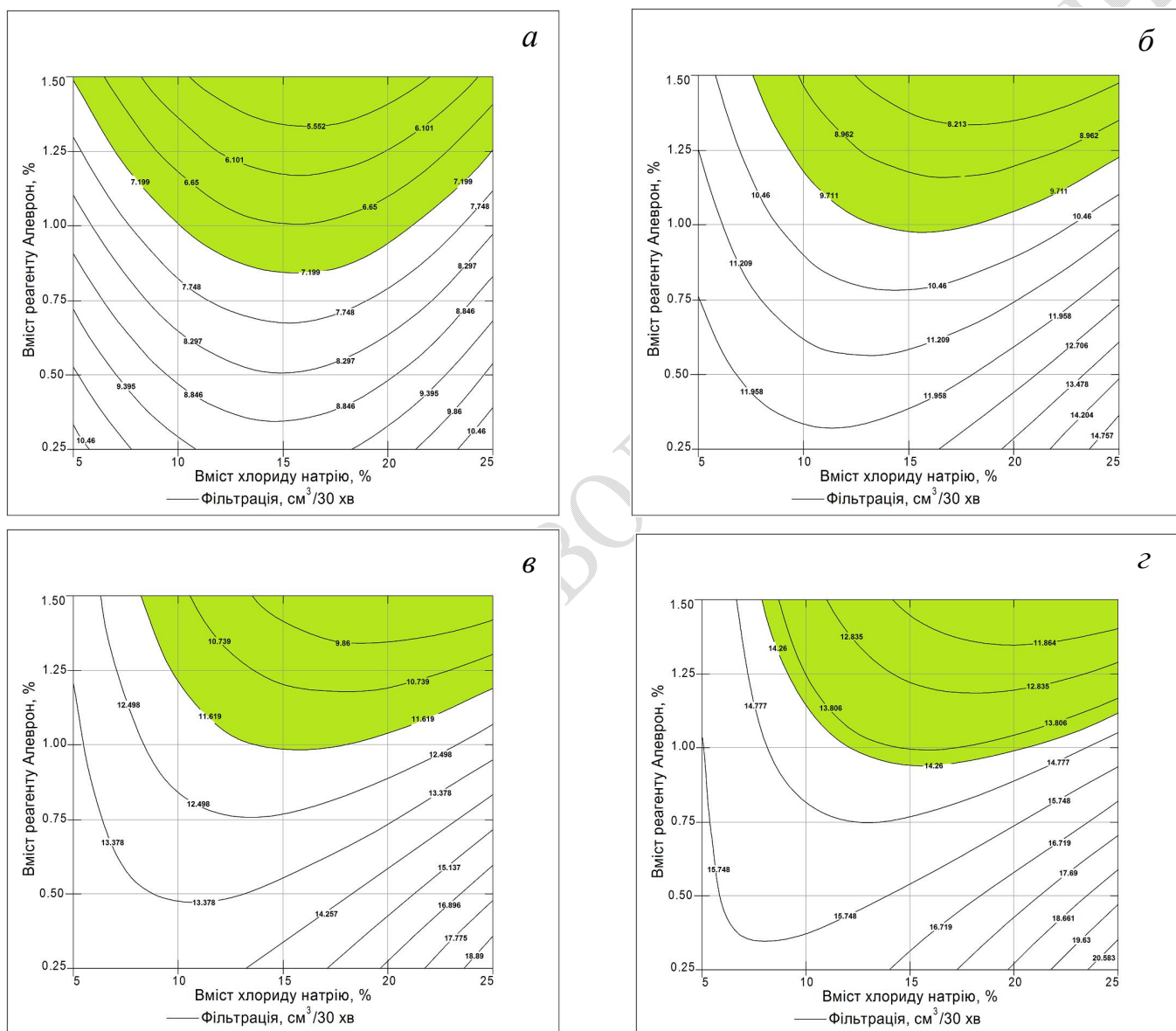


Рисунок 4.9 – Вплив температури і перепаду тиску (а – $T = 100\text{ }^{\circ}\text{C}$, $\Delta p = 3\text{ МПа}$; б – $T = 125\text{ }^{\circ}\text{C}$, $\Delta p = 4\text{ МПа}$; в – $T = 140\text{ }^{\circ}\text{C}$, $\Delta p = 4\text{ МПа}$; г – $T = 150\text{ }^{\circ}\text{C}$, $\Delta p = 5\text{ МПа}$) на показник НРНТ фільтрації біополімерної системи Біокар-МТ залежно від концентрацій хлориду натрію та реагенту Алеврон

4.5 Дослідження впливу біополімерної системи Біокар-МТ на відновлення проникності кернів

Найбільш важливим завданням, яке ставиться перед біополімерною системою Біокар-МТ, є якісне розкриття продуктивних пластів на великих глибинах. Для оцінки впливу бурового розчину на фільтраційні характеристики зразків проникних порід визначали коефіцієнт відновлення проникності (КВП). На даний час, незважаючи на суттєві недоліки, такі результати залишаються єдиним інформативним методом лабораторного аналізу, який дозволяє оцінити рівень негативного впливу бурового розчину на ємнісно-фільтраційні властивості колекторських порід.

Методика визначення КВП є доволі складною в реалізації [44]. Проведення аналізу потребує наявності декількох зразків гірської породи з ідентичними фізичними властивостями (мінералогічний склад, пористість і проникність, кут змочування), однотипною структурою і водонасиченістю порового простору [102], використання спеціального обладнання та тривалої підготовки експерименту. Але, навіть за умови правильного підбору зразків керна та ретельного дотримання методики проведення досліду, яка до речі не є універсальною і суттєво відрізняється у різних авторів [4, 49, 87, 98, 102], розсіювання одержаних результатів залишається дуже високим. Внаслідок цього, одержання достовірних значень КВП можливо лише після багаторазового повторення експериментів.

Детальні дослідження впливу біополімерної системи Біокар на якість розкриття продуктивних пластів було проведено раніше [19, 40]. Їх результати реалізовано у застосуванні композитних реагентів-блокаторів та зменшенні величини поверхневого натягу фільтрату за допомогою композиції ПАР. В даній роботі ми не ставили завдань щодо всебічної оцінки впливу біополімерної системи Біокар-МТ на колекторські властивості пластів із урахуванням всього різноманіття їх ємнісно-фільтраційних характеристик у різних гірничогеологічних умовах, що може бути предметом подальших досліджень. Нами була зроблена лише якісна оцінка, яка в цілому підтвердила позитивний вплив заходів, реалізованих у

створенні рецептури біополімерної системи Біокар-МТ, і спрямованих на збільшення межі її термостійкості, підсилення кольматаційних властивостей, підтримування реологічних та зменшення фільтраційних характеристик в умовах високих температур, на покращання якості розкриття продуктивних горизонтів. Дослідження проводили на зразках керна піщаника Східно-Рогінцівського родовища, характеристики яких наведені в табл. 4.14.

Таблиця 4.14 – Колекторські властивості порід продуктивного горизонту В-20 свердловини 52 Східно-Рогінцівського родовища за результатами дослідження кернового матеріалу

Зразок	Інтервал відбору, м	Коефіцієнт пористості, %	Коефіцієнт газопроникності, мД	Глинистість, %	Карбонатність, %
2011	3092 – 3099	11,6	63,3	3,0	14,6
2016	3111 – 3118	21,1	530,0	5,0	6,9
2018	3111 – 3119	19,6	251,7	–	–
2019	3111 – 3118	18,3	239,7	4,2	4,4
2020	3111 – 3120	21,7	503,5	6,6	6,4
2022	3111 – 3118	21,6	501,8	6,4	3,6
2027	3117 – 3124	21,9	297,8	–	–

У дослідженнях використовували біополімерну систему Біокар-МТ з наведеними в табл. 4.15 властивостями. Зразки керну на початку дослідів насичували газовим конденсатом під вакуумом. Дослідження проводили при температурі 120 °С і тиску 5 МПа. Проникність зразків керна за повітрям визначали до і після забруднення їх буровим розчином, а коефіцієнт відновлення проникності – як відношення проникності після забруднення до початкової проникності.

Із результатів досліджень, наведених в табл. 4.16, слідує, що біополімерна система Біокар-МТ забезпечує мінімальне забруднення зразків керна і достатньо високі значення коефіцієнту відновлення їх проникності.

Візуальний огляд зразків керна після проведення дослідів дозволяє зробити висновки про мінімальну товщину зовнішньої кірки, що є наслідком її швидкого утворення та низької проникності (рис. 4.10).

Таблиця 4.15 – Параметри бурового розчину Біокар-МТ при визначенні КВП зразків керна

Склад бурового розчину	Густина, кг/м ³	Умовна в'язкість*, с	Фільтрація, см ³ /30 хв		СНЗ _{1/10} , дПа	Пластична в'язкість, мПа·с	ДНЗ, дПа	Показник рН	Температура Т _{мб} , °С
			при Т = 20 ± 5 °С	НРНТ при Т = 130 °С, Δр = 5 МПа					
Біокар-МТ+ 20 % NaCl+ 1 % Алеврон	1180	16	3,5	15	40/83	18	149	8,12	129

Таблиця 4.16 – Результати визначення коефіцієнту відновлення проникності кернів

Зразок	Проникність за повітрям, мД		Коефіцієнт відновлення проникності	Втрати проникності, %
	початкова	кінцева		
2011	263,30	253,16	0,9615	3,85
2016	530,00	463,33	0,8742	12,58
2018	251,70	229,50	0,9118	8,82
2019	239,70	214,63	0,8954	10,46
2020	503,50	478,93	0,9512	4,88
2022	501,80	469,63	0,9359	6,41
2027	297,80	275,90	0,9265	7,35



Рисунок 4.10 – Зразок керна гірської породи після кінцевого вимірювання коефіцієнту відновлення проникності

Відповідно, за таких умов утворення тверда фаза бурового розчину має незначну глибину проникнення всередину порового простору керна, що підтверджується її легким видаленням та високими значеннями показника КВП. Слід також зазначити, що незважаючи на досить високу глинистість зразків керна, вплив фільтрату на глинисті частинки є мінімальним, що підтверджує уявлення про високі інгібуючі властивості біополімерної системи Біокар-МТ.

Подібні результати також одержано при визначенні проникності зразків керна за газовим конденсатом. Дослідження проводили в компанії PSPW (м. Кросно, Польща) на кернах пісковика Szydłowiecki. За результатами досліджень коефіцієнт відновлення проникності кернів знаходився в межах 0,936 – 0,978. Глибина проникнення твердих частинок біополімерної системи Біокар-МТ всередину порового простору керна складала 0 – 0,5 мм (додаток Б).

Висновки до розділу 4

1. За результатами досліджень виявлено два механізми регулювання реологічних і фільтраційних властивостей біополімерної системи Біокар в умовах високих температур – підвищення мінералізації системи та використання органо-мінерального реагенту Алеврон. Встановлено, що спільне використання хлориду натрію та реагенту Алеврон сприяє за рахунок синергетичного ефекту зростанню межі термічної стійкості та забезпеченню високих реологічних властивостей і низьких показників НРНТ фільтрації біополімерної безглинистої системи Біокар-МТ в умовах пластових температур до 150 °С.

2. Вивчено реологічні, структурно-механічні і фільтраційні властивості біополімерної системи Біокар-МТ залежно від концентрацій хлориду натрію і реагенту Алеврон при температурах до 150 °С. Найбільш адекватною для умов експерименту є реологічна модель Гершеля – Балклі. Результати досліджень підтверджують механізм термостабілізуючої дії реагентів.

3. В класі поліноміальних моделей другого порядку обґрунтовано за критерієм мінімуму дисперсії адекватності селективний вибір рівнянь стану для показників реологічних, структурно-механічних і фільтраційних властивостей залежно від

концентрацій хлориду натрію та реагенту Алеврон і температури, що забезпечує можливість їх використання в задачах вибору оптимальних рецептур біополімерної системи Біокар-МТ для конкретних умов буріння свердловин.

4. Вивчено вплив біополімерної системи Біокар-МТ на проникність зразків керна (піщаник, горизонт В-20, свердловина 52 Східно-Рогінцівського родовища). Встановлено мінімальне забруднення зразків керна із глинистістю до 6,6%, коефіцієнт відновлення проникності складає 0,874 – 0,962.

ЛУБАН СЕРГІЙ ВОЛОДИМИРОВИЧ

РОЗДІЛ 5

ПРОМИСЛОВІ ВПРОВАДЖЕННЯ БІОПОЛІМЕРНИХ СИСТЕМ БІОКАР ПРИ БУРІННІ СВЕРДЛОВИН НА РОДОВИЩАХ ДНІПРОВСЬКО- ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ

Використання мінералізованої біополімерної системи Біокар при бурінні глибоких свердловин в умовах високих пластових тисків і температур розпочалося в 2012 році. Станом на грудень 2016 року біополімерна система Біокар введена при бурінні 22 свердловин та 8 свердловин при проведенні капітальних ремонтів, в тому числі на 13 свердловинах при бурінні і на усіх свердловинах при капітальному ремонті застосовувалася удосконалена система – Біокар-МТ, що додатково містила спеціально розроблений термостабілізуючий органо-мінеральний реагент Алеврон. Результати впровадження біополімерної системи Біокар-МТ при капітальному ремонті свердловин на Семиренківському родовищі наведено в додатку В.

Загальний перелік свердловин, на яких проведено промислове впровадження, наведено в табл. 5.1. і 5.2. Нижче розглядаються особливості застосування біополімерних систем для вирішення деяких геолого-технічних задач на родовищах ДДз.

5.1 Використання біополімерної системи Біокар при розкритті нестійких зон з аномально високими поровими тисками

Буріння свердловини 62 Островецького родовища у великій мірі стало точкою відліку для початку робіт, спрямованих на удосконалення біополімерної системи Біокар з метою її адаптації до умов буріння глибоких свердловин.

Відповідно до проекту при бурінні під експлуатаційну колону свердловини 62 Островецького ГКР в інтервалі 3730 – 4560 м було закладено мінералізований біополімерний безглинистий буровий розчин Біокар з густиною 1140 кг/м³. Буровий розчин містив 6% хлориду калію і 5% хлориду натрію, що дозволяло забезпечити необхідний рівень інігуючих властивостей, густини і термостійкості

Таблиця 5.1 – Застосування мінералізованої безглинистої біополімерної системи Біокар та її удосконаленої модифікації Біокар-МТ при бурінні свердловин на родовищах ДДз

Родовище, свердловина	Склад біополімерної системи (термостабілізуючі компоненти)	Початок робіт	Інтервал застосування, м	Максимальна температура, °С
Свиридівська 53	Біокар-Мін. (KCl/NaCl)	14.09.12	4802 – 5450	136
Острроверхівська 62	Біокар-Мін. (KCl/NaCl/CaCl ₂)	01.07.12	3748 – 4593	126
Острроверхівська 24	Біокар-Мін. (KCl/NaCl/CaCl ₂)	23.09.12	3225 – 4630	127
Яблунівська 97	Біокар-Мін. (KCl/NaCl/CaCl ₂)	11.10.12	3400 – 3948	119
Краснозаярська 468	Біокар-Мін. (KCl/NaCl)	23.10.12	4043 – 4770	129
Краснозаярська 12	Біокар-Мін. (KCl/NaCl)	09.03.13	3170 – 4710	128
Свиридівська 59	Біокар-Мін. (KCl/NaCl)	16.09.13	4900 – 5470	136
Яблунівська 96	Біокар-Мін. (KCl/NaCl)	21.07.13	3100 – 3800	119
Острроверхівська 61	Біокар-Мін. (KCl/NaCl)	05.06.13	2050 – 4700	128
Олефірівська 11	Біокар-МТ (KCl/NaCl + Алеврон)	13.06.14	5187 – 5760	150
Луценківська 42	Біокар-МТ (KCl/NaCl + Алеврон)	01.08.14	4875 – 5326	130
Семиренківська 68	Біокар-МТ (KCl/NaCl + Алеврон)	08.09.14	5010 – 5735	140
Семиренківська 70	Біокар-МТ (KCl/NaCl + Алеврон)	17.10.14	4979 – 5470	138
Семиренківська 23	Біокар-МТ (KCl/NaCl + Алеврон)	02.12.14	5209 – 5600	138
Васищівська 5	Біокар-МТ (KCl/NaCl + Алеврон)	25.12.14	2170 – 3350/3360	118
Луценківська 20	Біокар-МТ (KCl/NaCl + Алеврон)	03.02.15	3829 – 5320/5375	136
Семиренківська 21	Біокар-МТ (KCl/NaCl + Алеврон)	17.03.15	5072 – 5620/5715	140
Семиренківська 67	Біокар-МТ (KCl/NaCl + Алеврон)	16.06.15	5480 – 5580	136
Семиренківська 71	Біокар-МТ (KCl/NaCl + Алеврон)	18.10.15	5104 – 5630/5835	140
Луценківська 28	Біокар-МТ (KCl/NaCl + Алеврон)	27.10.15	4014 – 5963	150
Семиренківська 73	Біокар-МТ (KCl/NaCl + Алеврон)	08.03.16	4788 – 5600/5733	139
Семиренківська 52	Біокар-МТ (KCl/NaCl + Алеврон)	11.07.16	5619 – 5800	140

Таблиця 5.2 – Застосування біополімерної системи Біокар-МТ при капітальному ремонті свердловин на родовищах ДДз

Родовище, свердловина	Склад біополімерної системи (термостабілізуючі компоненти)	Початок робіт	Вибій свердловини, м	Максимальна температура, °С
Семиренківська 16	Біокар-МТ (KCl/NaCl + Алеврон)	17.03.14	5240	134
Південно Берестівська 4	Біокар-МТ (KCl/NaCl + Алеврон)	07.07.14	4459	109
Семиренківська 7	Біокар-МТ (KCl/NaCl + Алеврон)	29.09.14	5585	138
Семиренківська 63	Біокар-МТ (KCl/NaCl + Алеврон)	06.07.15	5446	137
Скоробагатьківська 12	Біокар-МТ (KCl/NaCl + Алеврон)	27.07.15	3590	122
Семиренківська 4	Біокар-МТ (KCl/NaCl + Алеврон)	05.10.15	5620	136
Луценківська 20	Біокар-МТ (KCl/NaCl + Алеврон)	30.11.15	5225	136
Островерхівська 61	Біокар-МТ (KCl/NaCl + Алеврон)	20.01.16	4700	128

(температура на проектній глибині – 128 °С).

Для розкриття продуктивних горизонтів верхньосерпуховського під'ярусу нижнього карбону в інтервалі 3750 – 4040 м, які експлуатуються та мають аномально низькі пластові тиски (АНПТ) (27,5 МПа на глибині 3986 м), в буровий розчин додатково вводилися кольматуючі добавки К-200 і М-25. Розкриття продуктивних горизонтів було проведено за 10 діб без поглинань, та інших ускладнень і аварій.

На глибині 4130 м свердловиною розкрито відклади аргілітів з аномально високими поровими (пластовими) тисками (АВПТ), до того ж ускладнені тектонічними порушеннями (рис. 5.1). З'явилися ознаки зменшення стійкості порід. Було прийняте рішення про збільшення загальної мінералізації та підвищення густини бурового розчину до 1180 кг/м³. З глибини 4230 м розпочалися інтенсивні осипання стінок свердловини, які супроводжувалися періодичними газопроявленнями. Рух бурильного інструменту без циркуляції був ускладнений, відбувався винос великої кількості крупного уламкового шламу.

Виникла потреба у подальшому збільшенні густини бурового розчину до величин, які неможливо досягти розчиненням хлориду натрію. Застосування бариту або карбонатних обважнювачів було небезпечним через зростання НРНТ фільтрації, що могло додатково погіршити стан і без того нестійкого гірського масиву [17]. В таких умовах обважнення бурового розчину провели хлоридом кальцію. Остаточного подолати ускладнення вдалося лише після збільшення густини розчину до 1360 – 1380 кг/м³. Властивості біополімерної системи Біокар, обважненої хлоридом кальцію, що використовувалася при розкритті зони АВПТ, в інтервалі 4230 – 4340 м (температура 122 °С) на свердловині 62 Островеверхівська, наведено в табл. 5.3.

З метою оцінки впливу бурового розчину Біокар, обважненого хлоридом кальцію, на стан гірських порід, розглянемо ситуацію, що виникає у свердловині при розкритті зони АВПТ.

Напружений стан насиченої флюїдом пористої породи на внутрішній стінці свердловини визначається залежно від геостатичного і порового тисків, а також тиску бурового розчину [10].

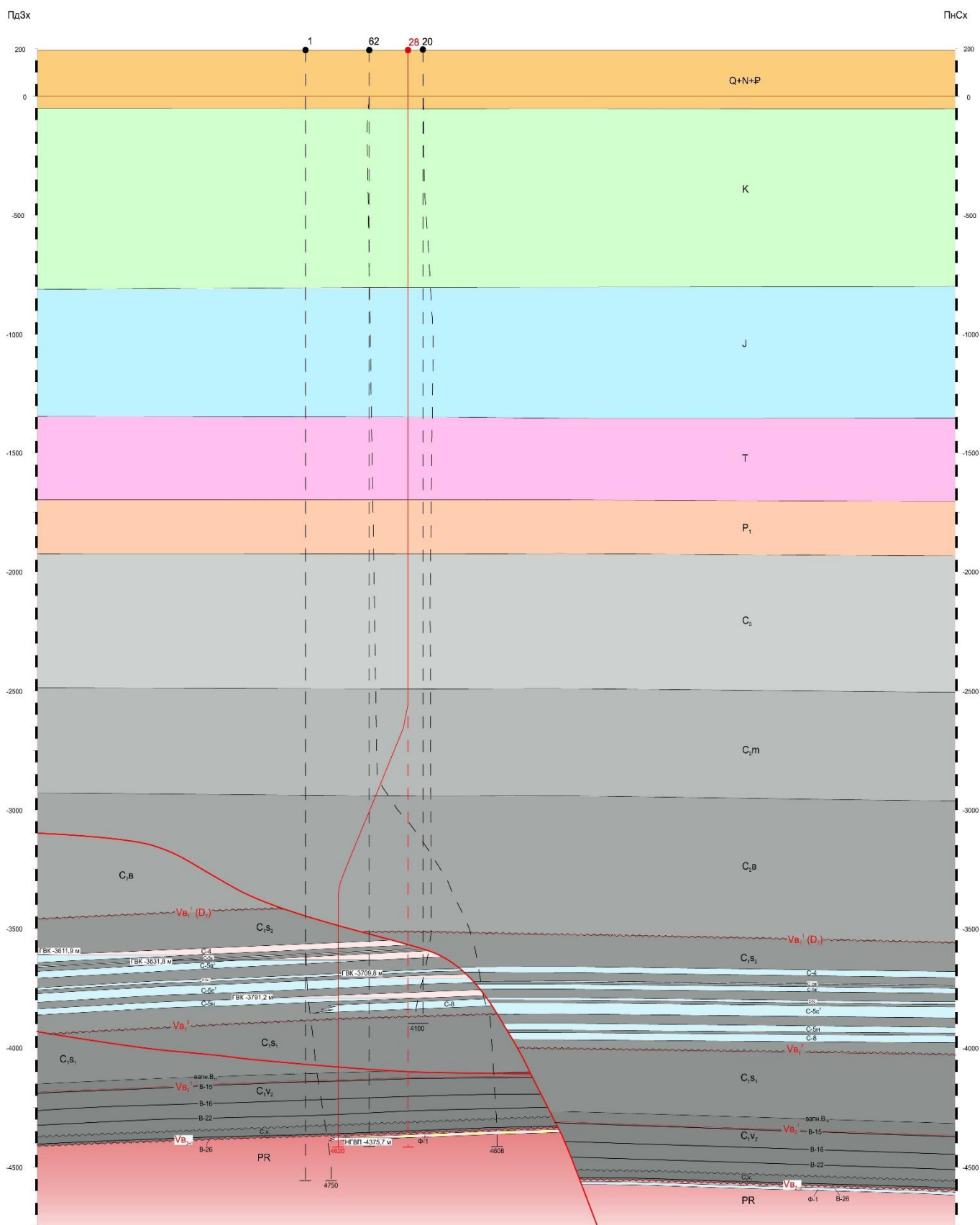


Рисунок 5.1. Профілі свердловин та тектонічна будова серпуховських і візейських відкладів нижнього карбону Острозького ГРП

Таблиця 5.3 – Властивості біополімерних систем при проведенні робіт на свердловинах ДДз

Свердловина, інтервал застосування (м), вибійна температура (°C)	Густина, кг/м ³	Умовна в'язкість, с	СНЗ, дПа	Фільтрація, см ³ /30 хв			Пластична в'язкість, мПа·с	ДНЗ, дПа	КТК	Вміст твердої фази, % об.	Вміст колоїдної фази, % мас.	рН фільтрату	Показник T _m , °C	Загальна мінералізація, %	Вміст, %		
				при T = 20 ± 5 °C		НРНТ при T _{пл} °C і Δp = 5 МПа									КСІ	іону Ca ²⁺	іону Mg ²⁺
				через паперовий фільтр Δp = 0,1 МПа	через модель піщаного фільтра Δp = 0,7 МПа												
62 Острроверхівська, (зона АВПТ: 4230 – 4340 м T _{пл} = 122 °C)	1360	140	50/60	5,0	4	18 (T = 120°C)	54	270	0,14	18	0,6	7,05	123	26,5	7,2	4,9	0
42 Луценківська, (зона АНПТ: 5240 – 5280 м, T _{пл} = 126 °C)	1200	80	60/70	4,5	0	13 (T = 135°C)	25	220	0,12	16	0,7	8,26	127	11,3	7,5	0	0
5 Васищівська, (зона АНПТ: 2150 – 3360 м T _{пл} = 118 °C)	1130	60	65/75	4,0	0	16 (T = 125°C)	17	180	0,14	9	0,9	8,05	128	13,5	6,2	0,25	0,09
73 Семиренківська, (зона АНПТ 5628 – 5720 м T _{пл} = 139 °C)	1130	70	58/65	4,0	0 – 2	12 (T = 140°C)	22	200	0,11	9	0,8	7,93	130	12,0	6,5	0,15	0

Примітка. Вимірювання умовної в'язкості на приладі ВП-5 – 700/500 мл.

Відомо, що стійкість стінок свердловини залежить від співвідношення геостатичного тиску і тиску бурового розчину. Руйнування гірських порід у стінках свердловини відбувається, в основному, внаслідок дії максимального дотичного напруження в площині найменшого і найбільшого нормальних напружень, яке викликає зсув породи. Порівний тиск зменшує величину нормальних напружень. Проте автори [10] вважають, що дотичні напруження при цьому залишаються незмінними і це є основною причиною зменшення міцності породи.

При понижених величинах тиску бурового розчину на породу дотичні напруження на стінці свердловини досягають критичних значень, а навколо свердловини утворюється ослаблена зона. В ослабленій зоні виникають непружні деформації, від крихкого руйнування до в'язко-пластичної течії, породи збільшуються в об'ємі, внаслідок утворення мікро- та макротріщин, та зміщуються у стовбур свердловини. Таке зміщення у випадку крихкого руйнування уламкових порід проявляється у вигляді осипів та утворенні каверн [60].

Оскільки при формуванні зони непружних деформацій частина мікро- та макротріщин утворюється на стінках свердловини в умовах контакту з буровим розчином, то останній або його фільтрат проникають в них і взаємодіють з породою. Проникненню бурового розчину в мікро- та макротріщини сприяють капілярні сили. Рідина, що попадає в тріщини, утворює на площинах порушень плівки, розклинюючий тиск яких веде до збільшення розмірів тріщин та зменшення міцності порід [39].

Отже, важливим фактором зменшення міцності та стійкості порід на стінках свердловин виступає їх обводнення по площинах мікро- та макротріщин, що розвиваються. Керування такими процесами можливе шляхом регулювання складу бурового розчину. Так величина розклинюючого тиску залежить від типу рідини та вмісту розчинених в ній речовин. Згідно [41, 93] розклинюючий тиск суттєво зменшується при застосуванні бурових розчинів, фільтрати яких містять солі (хлориди калію, натрію і кальцію), що характеризуються високим інігібуючим ефектом по відношенню до глинистих порід.

Таким чином на стійкість стінок свердловини одночасно впливають два

фактори: перший – механічний, обумовлений напруженим станом гірського масиву навколо свердловини, що є проявом геостатичного тиску; другий – фізико-хімічний, зумовлений зменшенням міцності гірських порід внаслідок взаємодії з буровим розчином [10, 41, 60]. При застосуванні мінералізованої біополімерної системи Біокар, обважненої хлоридом кальцію, здійснюється одночасний вплив на обидва фактора, що дозволяє розглядати дану промивальну систему як потужний засіб регулювання напружено-деформованого стану масиву гірських порід у навколо свердловинній зоні. З одного боку, збільшення густини бурового розчину призводить до створення надлишкового гідравлічного тиску в стовбурі свердловини, який частково компенсує прояви геостатичного та порового тиску. З іншого боку надвисокий спільний інгібуючий вплив композиції солей на глинисті породи (див. п. 2.4) зменшує їх розмокання і втрату міцності. В результаті використання системи Біокар осипання порід були припинені, а зона АВПТ пройдена без ускладнень.

Особливістю геологічної будови свердловини 62 Островецька є те, що безпосередньо під зоною нестійких аргілітів в інтервалі 4360 – 4560 м розміщуються продуктивні горизонти верхньовізейського під'ярусу нижнього карбону, які мають пластові тиски на рівні гідростатичних (47,6 МПа на глибині 4536 м). Відповідно, при застосуванні бурового розчину з густиною 1360 кг/м³ репресія на верхньовізейські пласти становила 12,9 МПа, а на раніше розкриті горизонти верхньосерпуховського під'ярусу – 25,6 МПа. Існувала реальна загроза забруднення продуктивних пластів, виникнення поглинань та диференціальних прихватів бурильного інструменту (рис. 5.2).

Слід зазначити, що роботи на свердловині 62 Островецька проводилися в 2012 році, коли реагент Алеврон ще не був розроблений. Тому для вирішення даної проблеми нами був застосований існуючий на той час обмежений набір технологічних заходів:

використання мінералізованого біополімерного безглинистого бурового розчину Біокар;

використання хлориду кальцію для підтримування необхідної густини та збільшення межі термічної стійкості (T_m) бурового розчину;

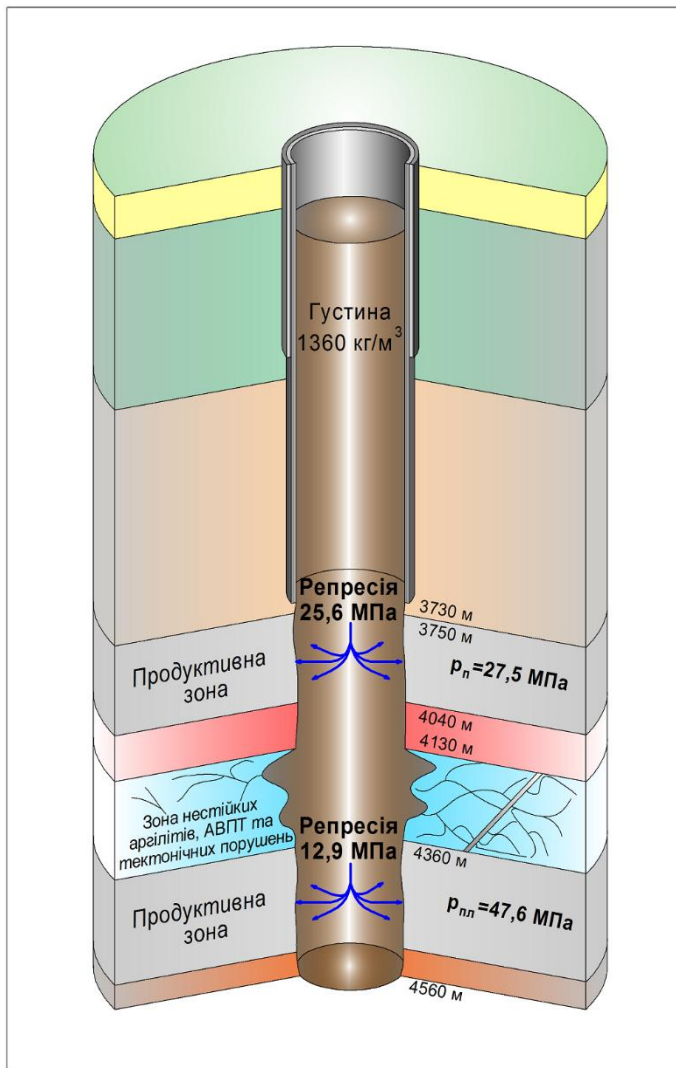


Рисунок 5.2 – Геолого-технічна ситуація на свердловині 62 Острове́рхівська

розчину Біокар, обважненого хлоридом кальцію, дозволило запобігти осипанню порід та без ускладнень розкрити нестійку зону з АВПТ. Роботи на свердловині 62 Острове́рхівського ГКР стали першим прикладом впровадження біополімерної системи Біокар із полісольовим складом фільтрату. Так на практиці підтверджено зроблені раніше висновки, які отримано на підставі лабораторних досліджень (див. п. 2.4) про підсилення інгібуючого впливу бурових розчинів при сумісному застосуванні хлоридів калію і кальцію.

При подальшому розкритті верхньовізейської продуктивної зони, не зважаючи на високу репресію вдалося уникнути диференційних прихватів бурильного інструменту. Втрати бурового розчину при цьому були незначними. Проте слід

збільшення концентрації полісахаридних реагентів (біополімеру, модифікованого крохмалю, РАС) у складі бурового розчину для збільшення реологічних і зменшення фільтраційних властивостей в умовах стовбуру свердловини;

використання композитних кольматантів (М-25 і К-200), які забезпечують швидке утворення на поверхні проникних пластів непроникної фільтраційної кірки.

Результатом застосування наведених вище заходів було вдале розкриття продуктивної товщі та відсутність ускладнень. При освоєнні свердловини отримали промислову продукцію.

Таким чином, застосування біополімерного безглинистого бурового

зазначити, що повністю уникнути поглинань бурового розчину не вдалося. Даний факт вказав на необхідність підсилення кольтуючих властивостей безглинистого бурового розчину на основі полісахаридних реагентів в умовах високих температур (див. п. 3.7). Проведення спрямованих в цьому напрямку наукових досліджень в подальшому призвело до розробки реагенту Алеврон та удосконаленої біополімерної системи Біокар-МТ.

Разом з тим, швидке освоєння свердловини 62 Островецька та отримання промислового дебіту вказали на те, що погіршення колекторських властивостей пластів внаслідок поглинань є незначними та у великій мірі оборотними. За результатами освоєння свердловини було зроблено висновки про високий коефіцієнт відновлення проникності колекторів після їх розкриття із використанням біополімерної системи Біокар (додаток Г).

5.2 Використання біополімерної системи Біокар-МТ при розкритті зон з несумісними умовами буріння

Біополімерний безглинистий буровий розчин Біокар-МТ застосовувався на свердловині 42 Луценківського родовища при бурінні під експлуатаційну колону в інтервалі 4307 – 5326 м (температура на проектній глибині 130 °С). Геолого-технічна ситуація на свердловині відображена на рис. 5.3.

За даними буріння попередньої свердловини 22 Луценківського родовища, де компанія MI-SWACO використовувала полімер-глинистий буровий розчин Duratherm (інгібітор КСІ, стабілізатор РАС с добавками фенол-формальдегідних смол), інтервал 4852–4927 м був складений нестійкими аргілітами, схильними до осипань. Витрати часу на подолання ускладнень в цьому інтервалі склали більше місяця. Густина бурового розчину при цьому була збільшена до 1300 – 1320 кг/м³.

Даний нестійкий інтервал на свердловині 42 Луценківського родовища розкривали буровим розчином із густиною 1210 – 1220 кг/м³. Біополімерна система Біокар-МТ містила у своєму складі до 7 % хлориду калію і 5 – 6 % хлориду натрію. Хлорид натрію застосовували як обважнювач та додатковий неорганічний інгібітор.

При виникненні перших ознак осипань порід використовували органічний інгібітор ПЕГ-6000. Низькі значення НРНТ фільтрації та високі реологічні характеристики підтримували реагентом Алеврон.

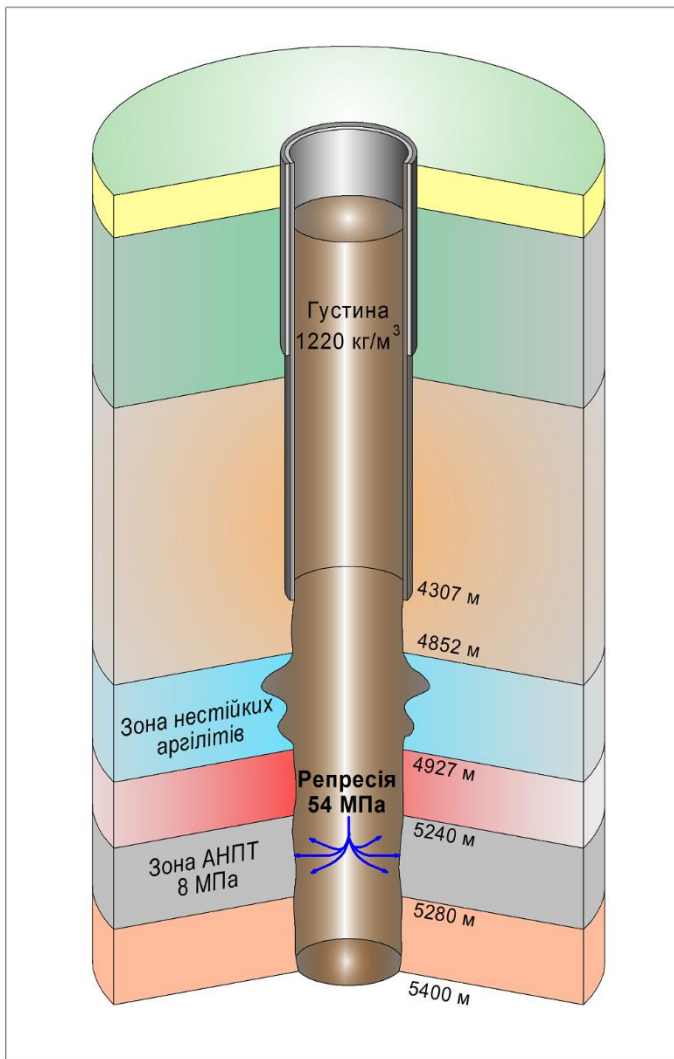


Рисунок 5.3 – Геолого-технічна ситуація на свердловині 42 Луценківська

Завдяки високому інігібуючому ефекту внаслідок спільного застосування хлоридів калію і натрію (див. п. 2.3.2), і вдало підібраним фільтраційним та реологічним властивостям, була забезпечена стабільність інтервалу залягання нестійких аргілітів. Зона осипів була розкрита без ускладнень. На рис. 5.4 показано кавернограми свердловин Луценківського родовища. Видно, що кавернозність стовбура свердловини 22, де застосовувався альтернативний буровий розчин, є значно більшою, ніж на свердловині 42 та на пробуреній пізніше свердловині 20. На свердловинах 42 і 20 застосовували буровий розчин Біокар-МТ та однаковий набір технологічних прийомів для забезпечення стійкості гірських порід.

Після проходження зони залягання нестійких порід, подальше буріння проводили буровим розчином з густиною 1200 – 1220 кг/м³. Було проведено декілька спроб зменшити густину, проте вони виявилися невдалими через появу ознак осипів. Проблема полягала тому, що в інтервалі 5240 – 5280 м передбачалося розкриття виснаженого продуктивного горизонту з АНПТ. Залишковий пластовий тиск становив біля 8 МПа (додаток Д).

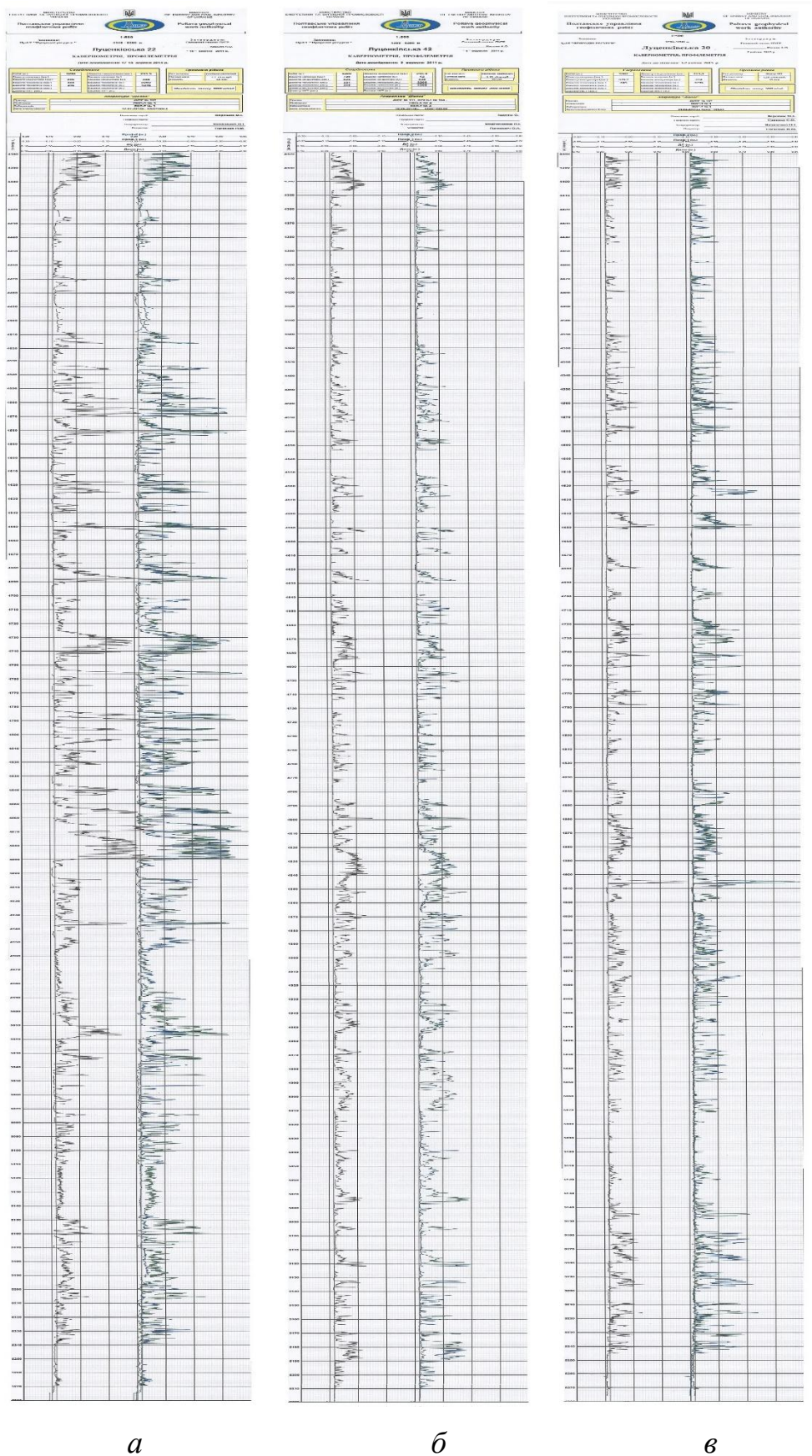
*a**б**в*

Рисунок 5.4 – Результати кавернометрії свердловин Луценківського ГКР, пробуреними різними буровими розчинами: *a* – св. 22, Duratherm (MI-SWACO); *б* – св. 42, *в* – св. 20, Біокар-МТ (Геосинтез інженірінг)

Відповідно, для густини бурового розчину 1220 кг/м^3 репресія на пласт складала 54 МПа. Під час проходження інтервалу 5240–5280 м у свердловині 42 Луценківського ГКР існувала реальна загроза виникнення катастрофічних поглинань, які могли також порушити режим роботи навколишніх видобувних свердловин. Для запобігання ускладнень реалізовано заходи, зв'язані із використанням:

біополімерного безглинистого бурового розчину Біокар-МТ;

хлориду натрію для підтримування необхідної густини та збільшення межі термічної стійкості (T_m) біополімерної системи;

реагенту Алеврон для підвищення реологічних і зменшення показників НРНТ фільтрації в умовах свердловини;

композитних кольматантів (М-25 і К-200), які у поєднанні з реагентом Алеврон забезпечують швидке утворення на поверхні проникних пластів непроникної і пластичної кірки, схильної до ущільнення під тиском.

В табл. 5.3 наведено технологічні властивості біополімерної системи Біокар-МТ при розкритті зони АНПТ на свердловині 42 Луценківська.

В результаті прийнятих заходів зона АНПТ була розкрита без поглинань. Даний факт є підтвердженням високої ефективності застосування системи Біокар-МТ для ізоляції проникних горизонтів в умовах великих репресій. В першу чергу ефект був отриманий завдяки високим кольматуючим властивостям реагенту Алеврон, що входить до його складу. Також важливим фактором для уникнення ускладнень в інтервалі АНПТ стало забезпечення стійкості схильних до осипань аргілітів при меншій густині, ніж на попередніх свердловинах. Тут ефект досягнуто завдяки синергетичному підсиленню інгібуючої дії бурового розчину при спільному застосуванні хлоридів калію і натрію.

Таким чином, застосування бурового розчину Біокар-МТ з високими інгібуючими та ізолюючими властивостями дозволило успішно подолати проблему розкриття пластів з несумісними умовами буріння.

5.3 Використання біополімерної системи Біокар-МТ для первинного розкриття продуктивних горизонтів.

Розкриття продуктивних пластів з низькими пластовими тисками на свердловині 5 Васищівська є прикладом застосування біополімерного безглинистого бурового розчину Біокар-МТ в умовах відповідності його термостійкості термобаричним умовам.

Біополімерну систему використовували після спуску 245-мм проміжної колони в інтервалі 2150–3360 м. На глибині 3310 м визначені величини пластового тиску 25,0 МПа і температури 118 °С (рис. 5.5).

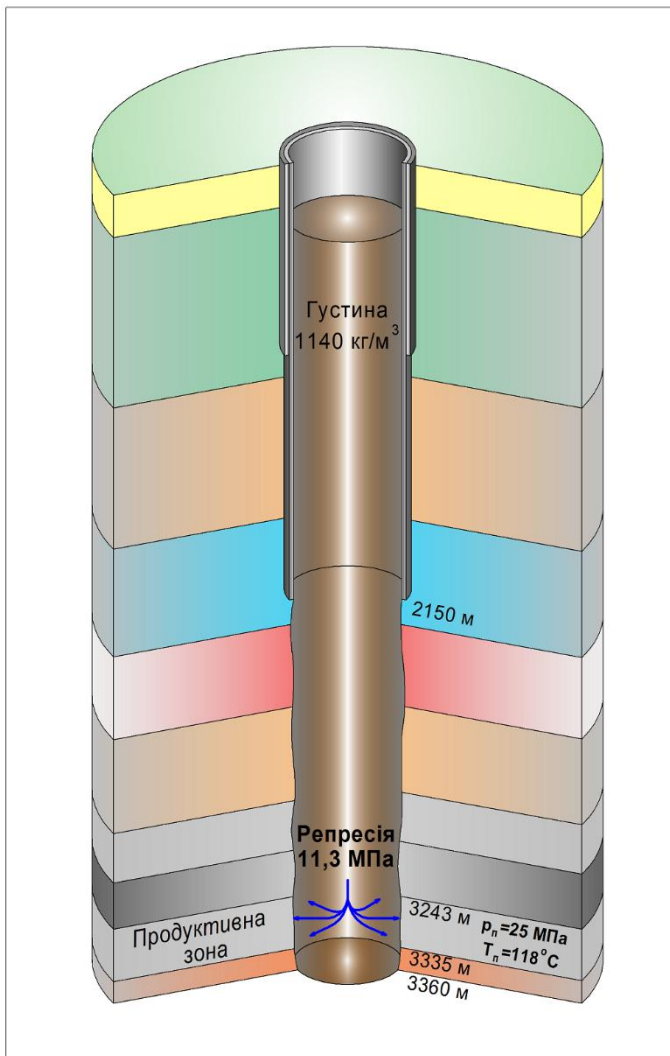


Рисунок 5.5 – Геолого-технічна ситуація на свердловині 5 Васищівська

Порівняно невелика глибина свердловини та відповідно невисока пластова температура дозволили використовувати буровий розчин з обмеженою мінералізацією без ризику перевищення межі його термостійкості. Відповідно отримано систему з густиною 1120 – 1140 кг/м³ та температурою плавлення полімерної структури $T_m = 128$ °С, що забезпечувало мінімально можливу репресію на пласти і повністю відповідало термічним умовам свердловини (див. табл. 5.3).

Свердловина була пробурена без ускладнень, при мінімальних витратах хімічних реагентів. Параметри бурового розчину характеризувалися високою стабільністю і майже не потребували додаткових обробок. Поглинання

розчину були відсутні. За результатами освоєння свердловини отримана промислова продукція (додаток Е).

Іншим прикладом, де буровий розчин Біокар-МТ застосовувався при розкритті виснажених продуктивних горизонтів, але на великих глибинах та високих пластових температурах, є роботи, проведені на свердловинах 52, 71 і 73 Семиренківського родовища. На цих свердловинах безглинистий буровий розчин використовували в інтервалах 5680 – 5770, 5617 – 5700 і 5628 – 5720 м, відповідно, після спуску 178-мм обсадної колони в покрівлю продуктивного горизонту В-19. Горизонт В-19 мав пластовий тиск на рівні 33 МПа при пластовій температурі 140 °С.

Оскільки пластовий тиск горизонту В-19 суттєво зменшився за період його експлуатації, було вжито спеціальні заходи з метою мінімізації техногенного впливу на його колекторські властивості (додаток Ж). Зокрема була змінена проектна конструкція шляхом зменшення глибини спуску 178-мм обсадної колони для відокремлення продуктивних горизонтів В-16-18 з початковими пластовими тисками, які залягають вище. Це дозволило зменшити густину бурового розчину при розкритті горизонту В-19 до 1120 – 1140 кг/м³ (проектна густина бурового розчину 1190 кг/м³). При цьому було вирішено після спуску 178-мм обсадної колони приготувати новий об'єм бурового розчину Біокар-МТ, а не зменшувати густину бурового розчину, який використовувався при бурінні верхніх інтервалів. Після закінчення буріння, інтервали перекривалися 127-мм хвостовиком-фільтром без цементування (рис. 5.6). При такому способі закінчування свердловин виключається небезпека забруднення пласта компонентами цементного розчину та забезпечуються оптимальні умови для притоку пластового флюїду в свердловину [63].

Для буріння була визначена біополімерна безглиниста система Біокар-МТ. Особливість робіт із розкриття горизонту В-19 на свердловинах Семиренківського родовища полягала в тому, що підтримувати необхідну за таких термічних умовах мінералізацію бурового розчину було неможливо через низькі пластові тиски. Відповідно при мінералізації бурових розчинів на рівні 9 – 12 %, їх густина знаходилася на рівні 1120 – 1140 кг/м³, а показник T_m був меншим, ніж пластова

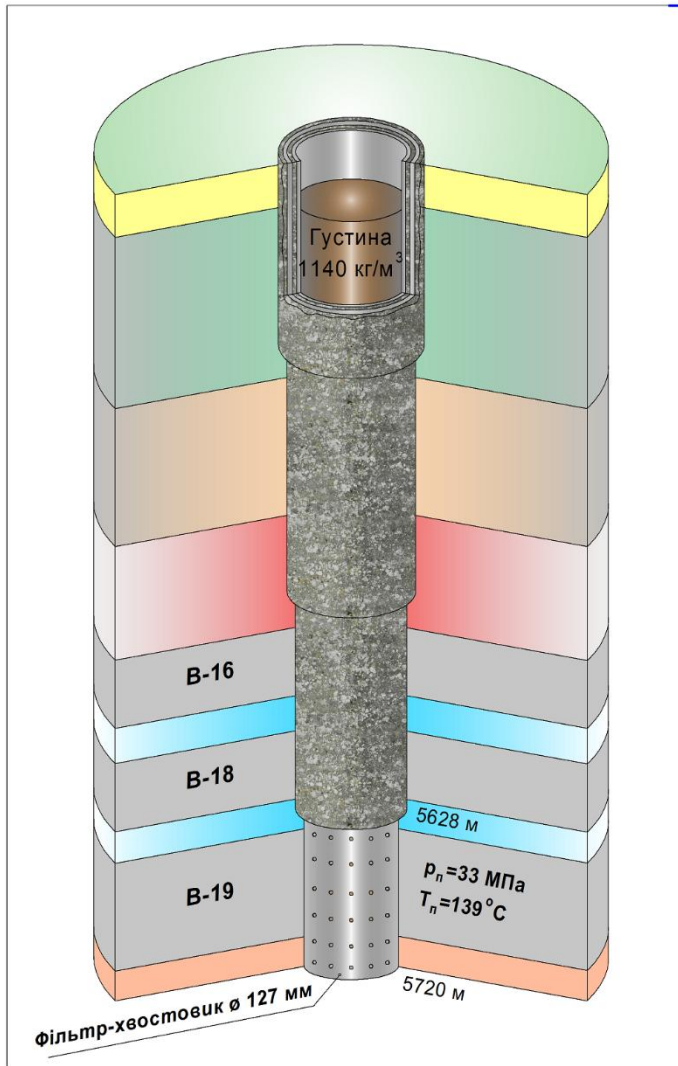


Рисунок 5.6 – Геолого-технічна ситуація на свердловині 73 Семиренківська

температура (рис. 5.7). Застосування бурових розчинів із такими параметрами було вимушеним через складну геолого-технічну ситуацію в свердловинах.

На відміну від бурового розчину Біокар-МТ, при такому співвідношенні пластової температури та показника T_m , більшість рецептур біополімерних безглинистих рідин будуть негативно впливати на колекторські властивості продуктивних пластів та не забезпечуватимуть належну якість їх розкриття. Проте система Біокар-МТ, завдяки реагенту Алеврон та збільшенню витрат інших компонентів (композитних кольматантів і полісахаридів), дозволяє утримувати належні параметри та забезпечити обмеження техногенного забруднення пластів.

При цьому, важливим фактором мінімізації забруднення пластів була невелика тривалість буріння інтервалів, довжина яких коливалася в межах 100 м. Процес буріння інтервалів та їх кріплення хвостовиками-фільтрами тривав: на свердловині 52 Семиренки – 19 діб; на свердловині 71 Семиренки – 14 діб; 73 Семиренки – 12 діб. Після закінчення буріння та спуску хвостовиків-фільтрів у пробурених інтервалах було заплановано встановлювати пачки бурового розчину Біокар-МТ з підвищеною мінералізацією, показник T_m яких відповідав би пластовій температурі.

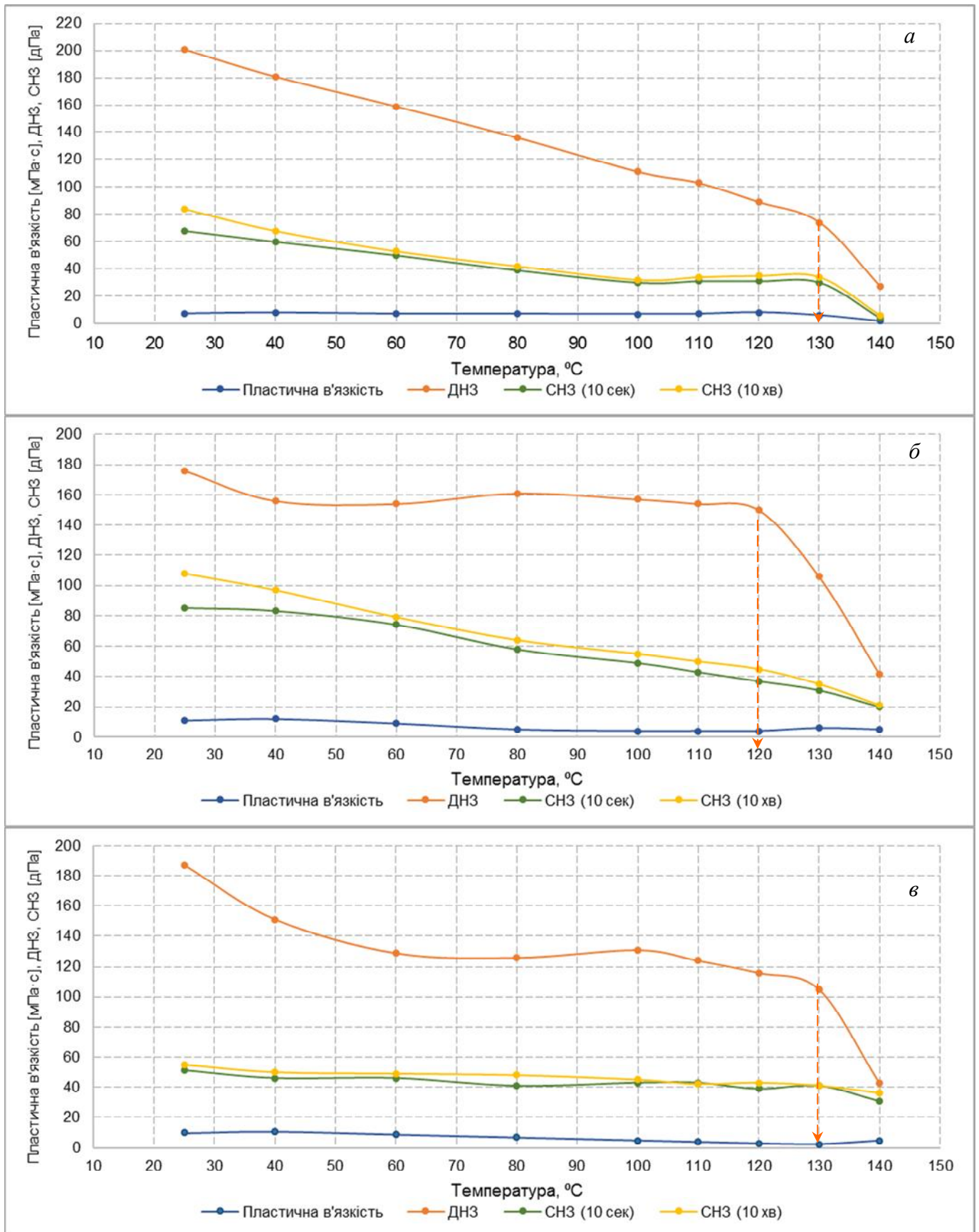


Рисунок 5.7 – Залежність реологічних параметрів бурових розчинів зі свердловин Семиренківського ГКР від температури: : *а* – св. 52, 13.07.16, 5623 м, $T_m=130$ °C; *б* – св. 71, 03.05.16, 5727 м, $T_m=120$ °C; *в* – св. 73, 30.05.16, 5682 м, $T_m=130$ °C

Внаслідок цього при проведенні тривалих робіт наприкінці будівництва свердловини (спуск і цементування верхніх секцій колон, обладнання гирла, розбурювання клапанів тощо) продуктивні пласти мали контактувати з якісним і стабільним за параметрами буровим розчином.

Біополімерну систему Біокар-МТ для розкриття горизонту В-19 готовили безпосередньо на свердловинах. Слід зазначити, що існує два способи приготування.

За першим способом біополімерна система готується на поверхні з допомогою змішувальних засобів і поступово накопичується в приймальних резервуарах [79]. За другим способом відразу готується весь потрібний об'єм біополімерної системи при циркуляції через свердловину.

При першому способі витрачається більше часу, але при цьому досягається краще розчинення хімічних реагентів та зменшення їх витрат. При другому способі витрати реагентів є дещо більшими, проте суттєво зменшується час. Зазвичай, при виготовленні великих об'ємів бурового розчину використовується другий спосіб.

Для цього свердловина заповнюється чистою водою. Буровий розчин, що використовувався для буріння попереднього інтервалу, збирається в запасні приймальні ємності і використовується як аварійний об'єм. Приймальні резервуари та жолобна система ретельно очищуються від залишків розчину. Вода під час циркуляції через свердловину послідовно обробляється реагентом Біокар-компаунд (із розрахунку 2 мішки, тобто 60 кг на 1 м³ води), хлоридом калію і хлоридом натрію. Кількість солей, що вводяться в буровий розчин визначається за даними лабораторної перевірки його густини та межі термічної стійкості – температури T_m . Для введення хімічних реагентів можуть бути задіяні будь-які механічні засоби: гравлічна воронка, ФСМ, глиномішалка тощо.

При розкритті проникних горизонтів в буровий розчин вводяться реагенти-кольматанти – карбонатний М-25 і органічний К-200. Кількість М-25 визначається необхідною густиною бурового розчину, але має бути не нижче 10 % від його об'єму. Кількість К-200 визначається із співвідношення з карбонатним кольматантом (1...1,5) : 10. В буровий розчин вводиться 1 – 1,5 % реагенту Алеврон від його об'єму. При загальній мінералізації до 15 % в розчин вводиться 0,1 – 0,2 %

бактерициду (Biostat або його аналог). Циркуляція приготовленої біополімерної системи триває не менше двох циклів.

Слід зазначити, що в процесі приготування підтримується максимальна продуктивність бурових насосів, всі засоби очищення розчину відключаються, потік у жолобній системі максимально випрямляється, вмикаються усі засоби перемішування, які встановлені на приймальних резервуарах. Після приготування біополімерної системи приступають до поглиблення свердловини.

Шлам вибуреної породи, особливо його тонкодисперсна складова, суттєво погіршує технологічні властивості безглинистих бурових розчинів, в першу чергу ті, що визначають їх перевагу над глинистими системами. Тому в процесі буріння свердловини особлива увага приділяється очищенню бурового розчину від вибуреної породи. На свердловинах, де застосовується буровий розчин Біокар-МТ, обов'язково встановлюється багатоступенева система очищення. Система очищення включає: не менше 2-х, а іноді 3, лінійних вібросита з повним комплектом розмірів сит; сито-гідроциклонну установку; центрифугу з частотним регулюванням обертання ротора. Іноді перед віброситами встановлюється бункер-шламовловлювач (типу БШ-2), що є дуже корисним, оскільки суттєво підвищує ефективність роботи системи очищення.

При використанні системи Біокар-МТ, регулювання вмісту твердої фази в буровому розчині та, відповідно, його густини здійснюється виключно засобами очищення. Висока ефективність системи очищення та високі інгібуючі властивості бурового розчину повністю виключають проблему диспергування шламу та неконтрольованого зростання густини. Отже при застосуванні біополімерної безглинистої системи Біокар-МТ репресія на пласти суворо підтримується в межах, встановлених проектом.

В процесі буріння здійснюється цілодобовий інженерний контроль за технологічними властивостями біополімерної системи. Перелік контрольованих параметрів та методика їх визначення відповідають вимогам [81]. Особлива увага приділяється контролю фільтраційних показників, які визначаються в умовах, що моделюють вибійні, та через модель піщаного фільтра [13]. Таким чином

оцінюється спроможність бурового розчину проникати в поровий простір пласта-колектора. Реологічні властивості бурового розчину в умовах, що моделюють вибійні, вимірюються в центральній лабораторії ТОВ «Геосинтез інженірінг» не менше, ніж один раз на тиждень. За даними лабораторних аналізів визначається рецептура обробки бурового розчину хімічними реагентами відповідно їх призначення в системі розчину Біокар-МТ (див. табл. 4.4). Параметри біополімерної системи підтримуються відповідно до проекту на спорудження свердловини (див. табл. 5.3).

Безумовно, що використання біополімерної безглинистої системи Біокар-МТ при температурах, які перевищують межу її термічної стійкості, є вимушеним заходом, який не може не відобразитися на її технологічних властивостях. Не зважаючи на те, що загальні витрати реагенту Алеврон і полісахаридних полімерів при розкритті горизонту В-19 майже вдвічі перевищували розрахункову кількість, повністю уникнути коливань показників НРНТ фільтрації нам не вдалося (рис. 5.8). Відмічалось також періодичне зменшення реологічних властивостей.

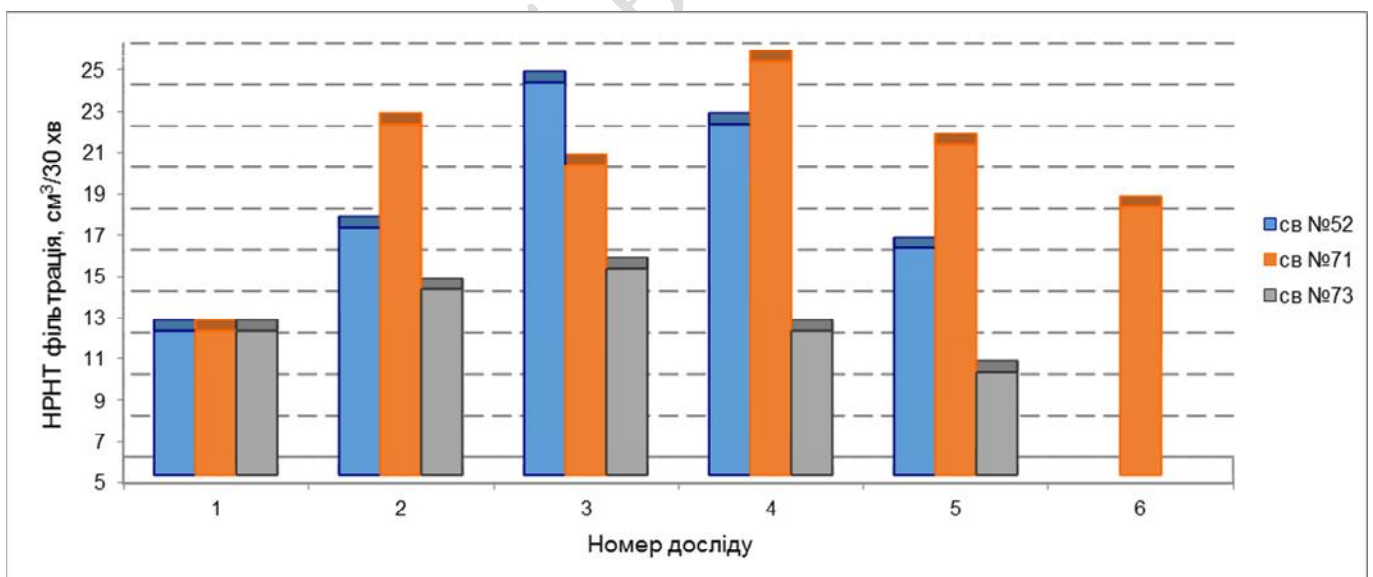


Рисунок 5.8 – Вибійна фільтрація біополімерної системи Біокар-МТ при бурінні свердловин на Семиренківському ГКР

Оскільки було відомо, що біополімерні системи використовуються за межею їх температурної стійкості, контроль технологічних параметрів при бурінні

проводився дуже ретельно. Зокрема вимірювання НРНТ фільтрації та реологічних властивостей при вибійних температурах, що зазвичай проводяться один раз на тиждень, при бурінні свердловин 59, 71 та 73 Семиренківського ГКР проводили через кожні чотири доби. Завдяки такому ретельному контролю вдавалося своєчасно виявляти відхилення від проектних значень та вживати заходи для їх усунення. В результаті, незважаючи на існування тенденції до зростання, показники НРНТ фільтрації не перевищували допустимих меж, встановлених нормативними документами. Негативного впливу на продуктивні пласти вдалося уникнути.

Розкриття горизонту В-19 на усіх трьох свердловинах пройшло без ускладнень (додаток 3). Поглинань розчину не було. Хвостовики-фільтри були спущені до вибою. Після цього, в інтервал продуктивного пласта були закачані пачки термостійкого високомінералізованого розчину Біокар-МТ, які залишалися в свердловинах до моменту їх освоєння. Після освоєння зі всіх свердловин було отримано промислову продукцію.

Таким чином, застосування системи Біокар-МТ при розкритті продуктивних пластів дозволяє забезпечити збереження їх фільтраційних характеристик. При цьому, завдяки високим кольматуючим властивостям реагенту Алеврон, запобігти забрудненню пластів вдається навіть при критичних для полісахаридних полімерів температурах.

Висновки до розділу 5

1. Промисловими впровадженнями біополімерної системи Біокар-МТ, що проводилися у 2014 – 2016 роках при бурінні 13 свердловин та 8 свердловин у капітальному ремонті, підтверджено його високі інгібуючі та ізолюючі властивості в умовах високих температур.

Розроблена технологія керування властивостями біополімерної системи Біокар-МТ дозволяє забезпечувати стійкість стовбурів свердловин при значно менших значеннях густини, ніж альтернативні бурові розчини, та розкривати без поглинань проникні пласти при надвисоких перепадах тиску (54 МПа).

2. Підтверджене зростання інгібуючого впливу на гірські породи при

застосуванні біополімерної системи Біокар з полісольовим складом фільтрату. Зокрема, обважнення біополімерної системи Біокар хлоридом кальцію забезпечує умови для успішного розкриття нестійких зон АВПТ і тектонічних порушень.

3. Важливим фактором забезпечення якісного розкриття продуктивних пластів є відповідність біополімерних систем термічним умовам у свердловині, що потребує підтримування належного рівня їх мінералізації. Виконання даної умови забезпечує стабільність технологічних властивостей та мінімізує техногенний вплив на колектор. У випадку перевищення межі температурної стійкості властивості біополімерної системи мають тенденцію до погіршення, що може призвести до ускладнень. Роботи в таких умовах вимагають мінімальних строків їх виконання, ретельного контролю та оперативного регулювання технологічних властивостей, збільшення витрат хімічних реагентів.

Біополімерна система Біокар-МТ, завдяки реагенту Алеврон, забезпечує високу якість розкриття продуктивних горизонтів, у тому числі в умовах пластових температур, критичних для полісахаридних реагентів.

ВИСНОВКИ

Дисертація є закінченою науково-дослідною роботою, в якій на основі синергетичної взаємодії солей і білкових речовин підвищено термічну стійкість систем біополімерних безглинистих бурових розчинів до 150 °С та розроблено технологію регулювання їх властивостей в умовах високих температур. Одержано такі основні висновки.

1. Запропоновано критерій термічної стійкості безглинистих біополімерних систем – температуру T_m плавлення упорядкованої полімерної структури або початку її термічної деструкції, яка визначається точкою перегину кривої залежності напруження зсуву від температури за постійної частоти обертання ротаційного віскозиметра.

Показано, що із зростанням рівня мінералізації біополімерної системи температура T_m збільшується і для хлориду натрію досягає 140 °С, а для полівалентних солей (хлориду кальцію, нітрату кальцію) не перевищує 130 °С. Підвищення температури T_m при введенні солей не супроводжується зростанням реологічних властивостей біополімерних систем у вибійних умовах.

2. Мінералізовані біополімерні системи характеризуються підвищеними інгібуючими властивостями, ферментативною стійкістю і густиною. Спільне застосування хлоридів калію і натрію синергетично підсилює інгібуючу дію біополімерних систем, яка для полівалентних солей при концентраціях понад 25 – 30 % перевищує ефект від застосування хлориду калію. У системі Біокар із ступенем мінералізації 15 % не виявлено ознаків ферментативної деструкції протягом трьох місяців.

3. Показано, що пониження показника фільтрації біополімерних безглинистих бурових розчинів виникає внаслідок зменшення проникності кірки, складеної переважно грубодисперсними частинками слабо гідратованих інертних наповнювачів. Полімерні речовини, що коагулюють і ущільнюють пористе середовище кірки та підвищують гідравлічний опір в ньому, є ефективними регуляторами показника фільтрації у вибійних умовах.

4. Виявлено позитивний вплив білкових речовин на технологічні властивості біополімерних систем і встановлено їх ущільнюючу дію на фільтраційну кірку та уповільнення процесів розрідження в умовах високих температур. Розроблено, організовано виробництво та впроваджено у галузі термостійкий органо-мінеральний реагент Алеврон для регулювання реологічних і фільтраційних властивостей біополімерних безглинистих систем (в тому числі обважнених) у вибійних умовах.

5. Розроблено рецептуру біополімерного безглинистого бурового розчину Біокар-МТ для буріння свердловин в умовах високих пластових температур, яка ґрунтується на спільному застосуванні солей і реагенту Алеврон та за рахунок синергетичного ефекту підтримує необхідний рівень термічної стійкості. Технологічні властивості системи Біокар-МТ регулюють зміною концентрацій солей і реагенту Алеврон.

На основі досліджень реологічних, структурно-механічних і фільтраційних властивостей біополімерної системи Біокар-МТ при температурах до 150 °С побудовано регресійні моделі, які дозволяють прогнозувати їх зміну залежно від концентрацій реагентів і температур та обґрунтовувати вибір оптимальних рецептур для конкретних умов буріння.

6. Промислове впровадження рецептури біополімерної системи Біокар-МТ проведено при бурінні (13 свердловин) та капітальному ремонті (8 свердловин) у складних геолого-технічних умовах родовищ ДДз. Підтверджено високу ефективність системи Біокар при розбурюванні несумісних інтервалів буріння із нестійкими відкладами з АВПТ та виснаженими продуктивними горизонтами з АНПТ, зростання інгібуючого впливу на гірські породи при застосуванні біополімерної системи з полісольовим складом фільтрату, а також якісне розкриття продуктивних пластів в умовах високих температур.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. А. с. 1350168 СССР, МКИ₄ С 09 К 7/00. Способ получения реагента-стабилизатора для буровых растворов / [Мантрова С.В., Прожорина Т.И., Сатаев И.К. и др.] (СССР). – № 4019921/23-03; заявл. 28.01.86; опубл. 07.11.87, Бюл. № 41.
2. А. с. 1774946 СССР, МКИ₅ С 09 К 7/02. Состав для вскрытия высокопроницаемых коллекторов / [Саулин В.И., Осипова С.В., Балугев А.А., Колесников М.М.] (СССР). – №4838413/03; заявл. 12.06.90; опубл. 07.11.92, Бюл. № 41.
3. Акульшин О.О. Фізичні та технологічні основи підвищення видобутку нафти з використанням іонізуючих опромінь і водонабрякаючих полімерів в умовах неоднорідності пластів: автореф. дис. на здобуття наук. ступеня доктора техн. наук: спец. 05.15.06 «Розробка нафтових і газових родовищ» / О.О. Акульшин. – Івано-Франківськ, 1999. – 31 с.
4. Амиян В.А. Влияние свойств промысловых жидкостей на проницаемость коллектора в процессе вскрытия пласта / В.А. Амиян, Н.П. Васильева // Вопросы вскрытия нефтяного пласта: тематический науч.-техн. обзор – М.: ВНИИОЭНГ, 1965. – 102 с. – (Серия: Добыча).
5. Ананьев А.Н. Разработка методов повышения термостойкости хлоркальциевых растворов: автореф. дис. на соискание ученой степени канд. техн. наук / А.Н. Ананьев. – Грозный, 1965. – 19 с.
6. Ананьев А.Н. Учебное пособие для инженеров по буровым растворам. [под ред. проф. А.И. Пенькова] / Ананьев А.Н. – Интернешнл Капс Флюидз. – Волгоград, 2000. – 139 с.
7. Ангелопуло О.К. Буровые растворы для осложненных условий / О.К. Ангелопуло, В.М. Подгорнов, В.Э. Аваков. – М.: Недра, 1988. – 135 с.
8. Андерсон Д.Б. Буровой раствор для проходки интервалов, сложенных осыпавшимися и обваливающимися сланцами / Д.Б. Андерсон, С.Д. Эдвардс // Инженер-нефтяник. – 1977. – № 9. – С. 48 – 57.

9. Андресон Б. Прогнозирование и регулирование изолирующих свойств полисахаридных буровых растворов / Б. Андресон, О. Кондрашев // Бурение и нефть. – 2004. – № 3. – С. 19 – 21.
10. Байдюк Б.В. Расчет устойчивости горных пород в скважинах. / Б.В. Байдюк, Л.А. Шрейнер // Вопросы деформации и разрушения горных пород при бурении. – М.: ГОСИНТИ, 1961. – С. 48 – 74.
11. Банникова О.Ю. Совершенствование технологии приготовления и применения буровых растворов на основе сухих полимерных смесей.: дис. на соискание ученой степени канд. техн. наук: спец. 25.00.15 / О.Ю. Банникова. – Уфа, 2015. – 210 с.
12. Баранов В.С. Глинистые растворы для бурения скважин в осложнённых условиях / В.С. Баранов. – М.: Гостоптехиздат, 1955. – 210 с.
13. Безглинистая промывочная жидкость для бурения горизонтальных скважин и вскрытия продуктивных горизонтов / [Лубан Ю.В., Розенгафт А.Г., Лубан С.В. и др.] // Oil and Gas Journal Russia. – 2008 – №10 (23) (октябрь). – С. 62 – 67.
14. Бейзик О.С. Підвищення якості розкриття продуктивних горизонтів на родовищах Прикарпаття: автореф. дис. на здобуття наук. ступеня канд. техн. наук: спец. 05.15.06 «Розробка нафтових та газових родовищ» / О.С. Бейзик. – Івано-Франківськ, 2011. – 17 с.
15. Бережной А.И. Возможности регулирования параметров промывочной жидкости водорастворимыми солями // Бурение, добыча и транспорт газа восточных областей Украины. – К.: Ин-т техн. информ., 1965. – С. 3 – 7.
16. Биокар-компаунд – комплексный реагент, полимерная основа безглинистой промывочной жидкости «БИОКАР®». ТУ У 24.1-34962841-005:2009 [Электронный ресурс] // Офіційний сайт ТОВ «Геосинтез інжинірінг». – Режим доступу до ресурсу: <http://gse.ua/info/index.php?id=25>
17. БЮКАР – безглиниста промивальна рідина для буріння похило-скерованих і горизонтальних свердловин та розкриття продуктивних горизонтів / [Ю.В. Лубан, Я.В. Кунцяк, С.В. Лубан та ін.] // Нафтова і газова промисловість. – 2008. – № 4. – С. 18 – 21.

18. Благонадежный И.А. Подбор параметров бурового раствора при бурении горизонтальных скважин на Ем-Еговской площади Красноленинского месторождения ОАО "ТНК-Нягань" / И.А. Благонадежный // Инженерная практика. – 2011. – № 11 – 12. – С. 82, 83.
19. Богославец В.В. Вибір оптимальних рецептур бурових розчинів для розкриття нафтових пластів: автореф. дис. на здобуття наук. ступеня канд. техн. наук: спец. 05.15.10 «Буріння свердловин» / В.В. Богославец. – Івано-Франківськ, 2014. – 19 с.
20. Будников Е.П. Применение белковых стабилизаторов в строительстве из грунтов. / Е.П. Будников, А.А. Пеганов, В.В. Чернов // Сообщения института строительной техники. Лаборатория отделочных работ. – М.: Академия архитектуры СССР, 1944. – Вып. 14. – 24 с.
21. Буровые растворы для глубокого бурения [Электронный ресурс]: презентация. – ООО НТП «Буровая техника». – Режим доступа к ресурсу: www.ntpb.com/uploads/docs/services/1.2.ppt
22. Буровые растворы для неустойчивых глинистых пород / [Титаренко Н.Х., Розенгафт А.Г., Гинковская З.Ю. и др.] // Совершенствование технологии бурения глубоких скважин на Украине: сб. науч. трудов. – Львов: УкрНИГРИ, 1982. – С. 46 – 50.
23. Буровые растворы на углеводородной основе с конденсированной твердой фазой на основе соединений алюминия / [В.С. Рыбальченко, М.А. Ропяная, Л.Н. Семененко, Ю.В. Лубан] // Тезисы докладов VI Республиканской конференции по физико-химии, технологии получения и применения промывочных жидкостей, дисперсных систем и тампонажных растворов. – К.: ИКХХВ АН УССР, 1985. — Ч. II. – С. 43.
24. Буферна рідина для цементування обсадних колон / [Розенгафт А.Г., Лубан Ю.В., Харів І.Ю. та ін.] // Нафтова і газова промисловість. – 2002. – № 4. – С. 31, 32.
25. Васильев А.В. Физико-химические свойства и структурные особенности белков сухой пшеничной клейковины с ограниченной степенью протеолиза: дис. ... канд. техн. наук: 03.00.04 / Васильев Алексей Вячеславович. – М., 2009. – 161 с.

26. Васильченко А.О. Методологія оцінки впливу окремих реагентів та їх сумішей на відновлення проникності порід-колекторів / А.О. Васильченко // Нафтова і газова промисловість. – 2007. – № 4. – С. 18 – 19.
27. Васильченко А.О. Результати порівняльних випробувань зарубіжного та вітчизняного безглинистих біополімерних бурових розчинів / А.О. Васильченко // Нафтова і газова промисловість. – 2010. – № 5. – С. 16 – 18.
28. Вафин Р.М. Исследование новых составов буровых растворов на основе биополимеров для бурения скважин в сложных условиях / Р.М. Вафин // Наукові праці ДонНТУ. – 2011. – Вип. 14 (181). – С. 196 – 202. – (Серія: Гірнично-геологічна).
29. Володка Ф.Б. Технологическая и химическая характеристика пивной дробины / Ф.Б. Володка, В.Д. Богданов // Вестник ТГЭУ. – 2013. – № 1. – С. 114 – 124.
30. Воюцкий С.С. Курс коллоидной химии / С.С. Воюцкий. – М.: Химия, 1976. – 512 с.
31. Гаврилов А.А. Разработка технологий, направленных на сохранение фильтрационно-емкостных свойств продуктивного пласта при ремонте скважин: автореф. дис. на соискание ученой степени канд. техн. наук: спец. 25.00.15 «Технология бурения и освоения скважин» / А.А. Гаврилов. – Ставрополь, 2009. – 23 с.
32. Гамзатов С.М. Влияние осмотических явлений на кавернообразование // Бурение: РНТС. – 1974. – № 8. – С. 16 – 18.
33. Глущенко В.М. Структуровані рідини для ремонту свердловин / В.М. Глущенко // Нафтова і газова промисловість. – 1993. – № 1. – С. 34 – 38.
34. Городнов В.Д. Физико-химические методы предупреждения осложнений в бурении / Василий Дмитриевич Городнов. – М.: Недра, 1984. – 229 с.
35. Грей Дж.Р. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей) / Дж.Р. Грей, Г.С.Г Дарли. – М.: Недра, 1985. – 509 с.
36. Групповой рабочий проект на строительство добывающих скважин с горизонтальным участком ствола на Западно-Лекейягинском нефтяном месторождении [Электронный ресурс]: проектная документация / [исп. В.В.

- Попко, О.Е. Зотов, В.А. Хабецкая и др.] (ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», ОАО НПО «Буровая техника»). – М.: ОАО НПО «Буровая техника», 2013. – Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании. – С. 70. – Режим доступа к ресурсу: http://www.enbas.ru/obschestvennie_slushaniya.aspx
37. Гурова Е.В. Повышение плотности и обеспечение требуемой вязкости белковых пенообразователей для пенобетона путем изменения температуры и продолжительности гидролиза / Е.В. Гурова // Омский науч. вестник: Машиностроение, машиноведение и материаловедение, 2007. – № 3 (60). – С. 29 – 31.
38. Дедусенко Г.Я. Буровые растворы с малым содержанием твердой фазы / Г.Я. Дедусенко, В.И. Иванников, М.И. Липкес. – М.: Недра, 1985. – 160 с.
39. Дерягин Б.В. К вопросу об определении понятия расклинивающего давления / Б.В. Дерягин // Коллоидный журнал. – 1955. – Т. 17. – № 3. – С. 207 – 214.
40. До питання кольматації проникних пластів при використанні безглинистих промивальних рідин / [Я.В. Кунцяк, Ю.В. Лубан, С.В. Лубан, Я.І. Кулик] // Нафтогазова галузь України. – 2013. – № 4. – С. 10 – 14.
41. До питання оцінки інгібіруючих властивостей промивальних рідин / [А.Г. Розенгафт, Р.С. Яремійчук, І.Ю. Харів, С.В. Лубан] // Нафта і газ України: матеріали 6-ої Міжнародної наук.-практ. конф. [«Нафта і газ України – 2000»], (Івано-Франківськ, 31 жовтня – 3 листопада): зб. наук. праць. – Івано-Франківськ: ІФДТУНГ, 2000. – Т. 2. – С. 91.
42. Добавка для контроля водоотдачи N-drill HT Plus [Электронный ресурс] // Сайт Neftedomen.ru. – Режим доступа к ресурсу: <http://czhr.com.ua/ximicheskie-reagenty/dobavka-dlya-kontrolya-vodootdachi-n-drill-ht-plus.html>
43. Досвід застосування полімерних промивальних рідин у процесі буріння свердловин на нафту і газ на площах Дніпровсько-Донецької западини / [Харів І.Ю., Коваленко В.Ф., Собакар Т.І. та інш.] // Збірник наукових праць УкрДГРІ: наук. журнал. – К.: УкрДГРІ, 2008. – № 3. – С. 159 – 162.
44. Жигач К.Ф. Влияние промывочных жидкостей на проницаемость кернов / К.Ф. Жигач, К.Ф. Паус // Нефтяное хозяйство. – 1957. – № 11. – С. 62 – 67.

45. Застосування безглинистих промивальних рідин в умовах високих пластових тисків і температур / [Ю.В. Лубан, С.В. Лубан, В.В. Дудзич та ін.] // Нафтогазова галузь України. – 2013. – № 2. – С. 18 – 22.
46. Ивенина И.В. Повышение эффективности ингибирования глинистых пород путем управления минерализацией буровых растворов: автореф. дис. на соискание ученой степени канд. техн. наук: спец. 25.00.15 «Технология бурения и освоения скважин» / Ивенина И.В. – Уфа, 2011. – 24 с.
47. Исламов Х. М. Реологические особенности буровых биополимерных жидкостей / Х. М. Исламов // Вестник Астраханского гос. техн. ун-та. – 2008. – № 2 (43). – С. 234 – 241.
48. Использование наполнителей при бурении скважин / [Б.М. Курочкин, В.М. Алексеев, П.Н. Драцкий и др.] // Нефтяная промышленность: обз. инф. – М.: ВНИИОЭНГ. – 1985. – Вып. 8 (91). – 48 с. – (Серия: Бурение).
49. Исследование влияния химических реагентов на фильтрационные свойства коллекторов / [Иванюта М.М., Малахов В.Ф., Пилип Я.А. и др.] // Вопросы глубокого бурения на нефть и газ: сб. науч. тр. – Львов: УкрНИГРИ. – 1975. – С. 56 – 59.
50. Исследование новых ингибиторов разупрочнения горных пород / [А.Г. Розенгафт, Л.Н. Смирнова, Т.К. Кашина, З.Ю. Гинковская] // Повышение эффективности буровых работ на нефть и газ: сб. науч. трудов. – Львов: УкрНИГРИ, 1984. – 91 с.
51. Исследование реологических свойств биополимерной системы Биокар / [М.А. Мыслюк, В.В. Богославец, Ю.В. Лубан и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2015. – № 8. – С. 31 – 36.
52. Исследование реологических свойств растворов оксиэтилцеллюлозы в присутствии минеральных солей / [Л.П. Вахрушев, В.И. Матыцын, Ю.Н. Мойса и др.] // Растворы и технология промывки скважин: труды. – Краснодар: ВНИИКРнефть, 1984. – С. 71 – 77.
53. Исследование свойств буровых растворов, содержащих глиоксаль и модифицированные глиоксалем полисахариды / [К.М. Минаев, Д.О. Мартынова,

- А.С. Князев, А.С. Захаров] // Вестник Томского гос. ун-та. – 2014. – № 380. – С. 225 – 229.
54. Исследование структурно-механических свойств биополимерной системы Биокар / [М.А. Мыслюк, В.В. Богославец, Ю.В. Лубан и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2016. – № 1. – С. 34 – 38.
55. Исследование фильтрационных свойств биополимерной системы Биокар / [М.А. Мыслюк, В.В. Богославец, Ю.В. Лубан и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2016. – № 7. – С. 32 – 36.
56. Исследование эффектов синергетического взаимодействия ксантановой и гуаровой смол в водных растворах / [О.И. Валиева, О.Ю. Шарова, В.Ю. Кеттлер и др.] // Вестник Башкирского университета. – 2013. – Т. 18. – № 1. – С. 52 – 55.
57. Іванків О.О. Розробка та впровадження рідин глушіння на основі крохмально-сольових гелів для капітального ремонту свердловин / О.О. Іванків, І.Г. Зезекало, В.П.Троцький // Нафта і газ України: матеріали 6-ої Міжнародної наук.-практ. конф. [«Нафта і газ України-2000»], (31 жовтня – 3 листопада): зб. наук. праць – Івано-Франківськ: ІФДТУНГ, 2000. – Т. 2. – С. 259 – 260.
58. К вопросу о влиянии реологических параметров промывочной жидкости на транспорт шлама по стволу горизонтальной скважины / [Т.О. Акбулатов, Р.А. Исмаков, И.А. Хабибулин и др.] // Территория нефтегаз. – 2012. – № 4 (апрель). – С. 12 – 15.
59. Капитонов В.А. Повышение эффективности первичного вскрытия и освоения продуктивных пластов на основе применения биополимерных растворов: автореф. дис. на соискание ученой степени канд. техн. наук: спец. 25.00.15 «Технология бурения и освоения скважин» / В.А. Капитонов. – СПб, 2007. – 20 с.
60. Киреев А.М. Управление проявлениями горного давления при строительстве нефтяных и газовых скважин: монография / А.М. Киреев, В.С. Войтенко. – Тюмень: Изд.-полиграф. Центр «Экспресс», 2006. – Т. 1. – 280 с.
61. Кистер Э.Г. Химическая обработка буровых растворов / Э.Г. Кистер. – М.: Недра, 1972. – 392 с.
62. Клеттер В.Ю. Совершенствование буровых растворов для строительства скважин

на акватории арктического шельфа: автореф. дис. на соискание ученой степени канд. техн. наук: спец. 25.00.15 «Технология бурения и освоения скважин» / В.Ю. Клеттер. – Уфа, 2010. – 24 с.

63. Кожевников А.А. Гравийные фильтры буровых скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые / Кожевников А.А., Отебаев М., Судаков А.К. – Алматы: КазНТУ, 2015. – 346 с.
64. Колесникова Т.И. Модифицированные крахмалы для глинистых растворов: труды ВНИИБТ / Т.И. Колесникова, Е.К. Максимчик // Глинистые растворы в бурении (Вопросы химической обработки) – М.: Гостоптехиздат, 1963. – Вып. 8. – С. 63 – 79.
65. Кошелев В. Безбаритовый биополимерный утяжеленный буровой раствор. Разработка и опыт применения на Малобалыкском месторождении ООО «РН-Юганскнефтегаз» / В. Кошелев, В. Маслов, Р. Гарифуллин // Нефтесервис. – 2012. – № 2 (18). – С. 56, 57.
66. Кошелев В.Н. Высокоплотные безбаритовые растворы для бурения скважин в сложных условиях / В.Н. Кошелев, В.В. Маслов // Энергия развития: науч.-техн. вестник ОАО НК "Роснефть". – 3-2011 (июль – сентябрь). – Вып. 24. – С. 12 – 15.
67. Крохмале-бішофітний гель – новий стабілізатор мінералізованих і інгібіруваних бурових розчинів / [А.Г. Розенгафт, Ю.В. Лубан, І.Ю. Харів та ін.] // Мінеральні ресурси України. – 1997. – № 3. – С. 36 – 39.
68. Крылов В.И. Особенности технологии промывки горизонтальных скважин / В.И. Крылов, В.В. Крецул // Нефтяное хозяйство. – 2001. – № 6. – Ч. 1. – С. 36 – 40., Нефтяное хозяйство. – 2001. – № 7. – Ч. 2. – С. 20 – 24.
69. Крылов В.И. Применение кольматантов в жидкостях для первичного вскрытия продуктивных пластов с целью сохранения их коллекторских свойств / В.И. Крылов, В.В. Крецул // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2005. – № 4. – С. 36 – 41.
70. Крылов В.И. Реология промывочных жидкостей для горизонтального бурения / В.И. Крылов, В.В. Крецул // Строительство горизонтальных скважин: сб. докладов VI Междунар. конф. по горизонтальному бурению. г. Ижевск, 23 – 25

- октября 2001 г. – М.: Нефть и газ, 2002. – С. 91 – 109.
71. Куксов В.А. Новые технологии промывочных жидкостей для первичного вскрытия / В.А. Куксов // Нефть и газ. – 2004. – № 9. – С. 16 – 18.
72. Кустурова О.В. Розробка і дослідження гуматно-біополімерного бурового розчину для буріння похило-скерованих і горизонтальних свердловин на родовищах Дніпровсько-Донецької западини / О.В. Кустурова // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ: всеукр. наук.-техн. журн. – Івано-Франківськ : Факел. – 2005. – № 1 (14). – С. 16 – 20.
73. Лахтионов С.В. Разработка гидравлической программы промывки скважин с учетом влияния температуры на реологическое поведение буровых растворов: автореф. дис. на соискание ученой степени канд. техн. наук: спец. 25.00.15 «Технология бурения и освоения скважин» / С.В. Лахтионов. – Ухта, 2008. – 24 с.
74. Лейбензон Л.С. Движение природных жидкостей и газов в пористой среде / Л.С. Лейбензон. – М., Л.: ОГИЗ Гостехиздат, 1947. – 244 с.
75. Леушева Е.Л. Обоснование и разработка составов полимерных растворов с добавками реагентов-детергентов для повышения эффективности бурения твердых горных пород: автореф. дис. на соискание ученой степени канд. техн. наук: спец. 25.00.15 «Технология бурения и освоения скважин» / Е.Л. Леушева. – СПб, 2013. – 20 с.
76. Лубан С.В. Оцінка термічної стійкості безглинистих біополімерних систем / С.В. Лубан // Матеріали Міжнародної наук.-техн. конф. [«Нафтогазова освіта та наука: стан та перспективи»] (присвяченої 70-річчю газонафтопромислового факультету), (Івано-Франківськ, 10 – 12 грудня 2014 р.) – Івано-Франківськ, 2014. – С. 224 – 227.
77. Лубан С.В. Разработка промывочной жидкости для бурения неустойчивых, легко диспергирующихся глинистых пород / Лубан С.В., Розенгафт А.Г., Лубан Ю.В. // Буріння і розкриття пластів – 2001: зб. наук. праць: матеріали наук.-практ. конф., 21 – 25 травня 2001 р. – Полтава: ПВ УкрДГРІ. – 2001. – С. 95, 96.
78. Лубан С.В. Управление термической устойчивостью биополимерных безглинистых промывочных жидкостей / С.В. Лубан // X Międzynarodowa

- Konferencja [«Geopetrol 2016»]: prace naukowe Instytutu Nafty i Gazu Państwowego Instytutu Badawczego nr 209, (Zakopane-Kościelisko, 19–22 wrześ. 2016 r.) – Kraków: Instytut Nafty i Gazu Państwowy Instytut Badawczy, 2016. – St. 293 – 297.
79. Лубан Ю.В. Промивні рідини на основі крохмале-солевих гелів для буріння, закінчування та ремонту свердловин: дис. ... канд. техн. наук: 05.15.10 / Лубан Юрій Володимирович – Івано-Франківськ, 1999. – 227 с.
80. Лукин А.Е. Углеводородный потенциал больших глубин и перспективы его освоения в Украине / А.Е. Лукин // Геофизический журнал. – 2014. – Т. 36. – № 4. – С. 3 – 23.
81. Методика контроля параметров буровых растворов: РД 39-00147001-773-2004. – [взамен РД 39-2-645-81] / отв. исп. д.т.н. В.И. Демихов. – Краснодар: ОАО НПО «Бурение», 2004. – 138 с.
82. Мухин Л.К. Буровые растворы на углеводородной основе для бурения в осложненных условиях и вскрытия продуктивных пластов: автореф. дис. на соискание ученой степени доктора техн. наук: спец. 05.315 «Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений» / Л.К. Мухин. – М., 1971. – 34 с.
83. Мыслюк М.А. О методике определения реологических свойств дисперсных сред по данным ротационной вискозиметрии / М.А. Мыслюк // Инженерно-физический журнал. – 1988. – Т. 54. – № 6. – С. 975 – 979.
84. Мыслюк М.А. Оценка реологических свойств бивязких жидкостей по данным ротационной вискозиметрии / М.А. Мыслюк, Ю.М. Салыжин // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 12. – С. 12 – 14.
85. Наконечна Г.А. Бактерицидний захист промивних рідин / Г.А. Наконечна, Ю.В. Лубан // Нафтова і газова промисловість. – 2006. – № 6. – С. 12 – 15.
86. Наконечна Г.А. Контроль ферментативних процесів у бурових промивальних рідинах / Г.А. Наконечна, Ю.В. Лубан // Нафтова і газова промисловість. – 2010. – № 2. – С. 17 – 21.
87. Нижник А.Е. Исследования по кольматации кернов и восстановлению их проницаемости / Нижник А.Е. // Выбор оптимальной технологии промывки

скважин: сб. науч. тр. – Краснодар: Изд-во ВНИИКРнефть. – 1981. – С. 126 – 130.

88. Николаев Н.И. Результаты исследований свойств биополимерных растворов на основе ксантановых смол для вскрытия нефтяных и газовых пластов / Н.И. Николаев, В.А. Капитонов // *Wiernictwo nafta gaz.* – 2006. – Том 23/1. – St. 349 – 354.
89. Новиков В.С. Влияние ингибированных растворов на устойчивость глинистых пород при бурении скважин: автореф. дис. на соискание ученой степени канд. техн. наук: спец. № 138 «Техника разведки месторождений полезных ископаемых» (Бурение нефтяных и газовых скважин) / В.С. Новиков. – М., 1968. – 24 с.
90. Новиков В.С. Устойчивость глинистых пород при бурении скважин / Новиков В.С. – М.: Недра, 2000. – 270 с.
91. О применении биополимерной системы «Биокар» для вскрытия низкопроницаемых продуктивных пластов / М.А. Мыслюк, Ю.М. Салыжин, В.В. Богославец, Ю.В. Лубан // *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море.* – 2014. – № 3. – С. 35 – 39.
92. Овчинников Ю.А. Биоорганическая химия / Ю.А. Овчинников. — М.: Просвещение, 1987.— 815 с.
93. Оценка ингибирующих свойств буровых растворов для бурения в осложненных условиях / [А.Г. Розенгафт, И.М. Борзенков, З.Ю. Гинковская и др.] // *Повышение скоростей бурения на нефть и газ.* – Львов: УкрНИГРИ, 1980. – С. 39 – 44.
94. Пат. 2087512 Российская Федерация, МПК С09К7/00. Реагент для обработки буровых растворов / [Галян Д.А., Чадина Н.П., Левшин В.Н., Михайлов Б.В.]. – № 94018021/03; заявл. 17.05.94; опубл. 20.08.97.
95. Пат. 2301822 Российская Федерация, МПК С09К8/38. Буровой раствор / [Усанов Н.Г., Андресон Р.К., Гильванова Е.А. и др.]. – № 2005112333/03; заявл. 19.04.05; опубл. 27.06.07, Бюл. № 18.
96. Пат. 2530097 Российская Федерация, МПК С09К8/12. Высокоминерализованный утяжеленный буровой раствор на водной основе / [Кошелев В.Н., Гарифуллин

- Р.Б., Растегаев Б.А. и др.]. – № 20131137334/03; заявл. 28.03.13; опубл. 10.10.14, Бюл. №28.
97. Пат. 65430 А Україна, МПК 7 C09K7/02. Композиція для одержання реагенту для обробки промивальних рідин / [Лубан Ю.В., Розенгафт А.Г., Харів І.Ю., Лубан С.В.]. – 2003098196; заявл. 03.09.03; друк. 15.03.04, Бюл. № 3.
98. Паус К.Ф. Буровые растворы / К.Ф. Паус. – М.: Недра, 1973. – 303 с.
99. ПАЦ И КМЦ для производства буровых растворов: Staflo, Gabroil, Gabrosa. [Электронный ресурс] // Официальный сайт компании Akzo Nobel. – Режим доступа к ресурсу: <https://www.akzonobel.com/cs/products/staflo/>.
100. Пеньков А.И. Влияние полимеров на ингибирование глин / А.И. Пеньков // Нефтяное хозяйство. – 1979. – № 5. – С. 24 – 27.
101. Пищевая химия / [Нечаев А.П., Траубенберг С.Е., Кочеткова А.А. и др.]; под ред. А.П. Нечаева. – [4-е изд. испр. и доп.]. – СПб.: ГИОРД, 2007. – 640 с.
102. Подгорнов В.М. Практикум по заканчиванию скважин: [учебное пособие для вузов.] / В.М. Подгорнов, И.А. Ведищев. – М.: Недра, 1985. – 256 с.
103. Полимер-коллоидные смеси и их применение в горнодобывающих отраслях промышленности / [С.П. Смирнов, Г.П. Жуков, Ю.Н. Титов, Г.Н. Титов] // Горный информационно-аналитический бюллетень: (науч.-техн. журнал). – 2005. – № 6. – С. 58 – 62.
104. Правительство планирует превратить УкрГазДобычу в монопольного монстра (Концепция развития добычи газа должна способствовать этому в условиях неконкурентного рынка): НАVs (Новости, достойные внимания. Экономика) [Электронный ресурс] / А. Бажан – 12.09.2016 – Режим доступа к ресурсу: <http://hubs.ua/economy/pravitel-stvo-planiruet-prevratit-ukrgazdoby-chu-v-monopolnogo-monstra-87827.html>
105. Применение биополимерных растворов для проводки горизонтальных скважин / [М. Сихьюлт, Л. Гриб, Дж. Э. Троуик, М. Дадли] // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. – 1990. – № 1. – С. 16 – 20.
106. Про можливість одержання інгібованого бурового розчину без використання лігносульфонатних стабілізаторів / [Р.С. Яремійчук, А.Г. Розенгафт, І.Ю. Харів та

- ін.] // Технологія будівництва нафтових і газових свердловин та автоматизація виробничих процесів: зб. наук. праць – К.: Наукова думка, 1999. – Вип. 1. – С. 26 – 28.
107. Прусова С.М. Структурообразование и вязкостно-когезионные свойства растворов полисахаридов / С.М. Прусова, А.Н. Прусов, А.Г. Захаров // Новые достижения в химической технологии растительного сырья: материалы III Всероссийской конф. – Барнаул: Изд-во Алтайского гос. ун-та, 2007. – Кн. 1. – С. 189 – 193.
108. Разработка способов улучшения качества промывочных растворов для бурения в осложнённых условиях на разведочных площадях Мингео СССР / [исп. Титаренко Н.Х., Розенгафт А.Г., Харив И.Ю.] // Заключительный отчёт по теме XII Е.П.1/101(28) 114-3/1569 – № ГР 77019028 – Полтава: ПО УкрНИГРИ, 1978. – 92 с.
109. Растегаев Б.А. Методы получения структурированной системы на основе М-14. / Б.А. Растегаев, И.В. Чеников, А.И. Пеньков. // Промывка скважин: труды – Краснодар: ВНИИКРнефть. – 1980. – Вып. 18. – С. 30 – 32.
110. Растительный белок / пер. с фр. В.Г. Долгополова; под ред. Т.П. Микулович. – М.: Агропромиздат, 1991. – 684 с.
111. Ребиндер П.А. Поверхностные явления в дисперсных системах. Физико-химическая механика / Ребиндер П.А. – М.: Наука, 1979. – 384 с. – (Избранные труды).
112. Рідина промивальна для буріння свердловин з нестійкими відкладами. Основні вимоги до складу, регулювання параметрів та застосування: ГСТУ 41-35-2002. – [Чинний від 24.12.02]. – Офіц. вид. – К.: Мінекоресурсів України, 2002. – 23 с. – (Галузевий стандарт України).
113. Роджерс В.Ф. Состав и свойства промывочных жидкостей для бурения нефтяных скважин / В.Ф. Роджерс. – М.: Недра, 1967. – 600 с.
114. Розенгафт А.Г. Экструдат гороху – стабілізатор бурових розчинів / А.Г. Розенгафт, І.Ю. Харів, Ю.В. Лубан // Технологія будівництва нафтових і газових свердловин та автоматизація виробничих процесів: зб. наук. праць. – К.: Наукова

- думка. – 1999. – Вип. 1. – С. 43 – 46.
115. Розробка модифікованого ферментативно стійкого крохмалевого реагенту для буріння теригенних відкладів / [Лубан Ю.В., Левченко А.Г., Розенгафт А.Г. та ін.] // Нафтова і газова промисловість. – 2003. – №3. – С. 17 – 19.
116. Рябоконт С. А. Технологические жидкости для заканчивания и ремонта скважин / Рябоконт С.А. – Краснодар.: ОАО НПО «Бурение», 2006. – 264 с.
117. Рязанов Я.А. Энциклопедия по буровым растворам / Рязанов Я.А. – Оренбург: Летопись, 2005. – 664 с.
118. Салтыков В.В. Теория и практика вскрытия высокоглинистых терригенных коллекторов нефти и газа биополимерсолевыми растворами: автореф. дис. на соискание ученой степени д-ра. техн. наук: спец. 25.00.15 «Технология бурения и освоения скважин» / В.В. Салтыков. – Тюмень, 2008 – 43 с.
119. Система растворимого в кислоте бурового раствора для вскрытия продуктивных пластов BARADRIL-NTM, помогающая добиваться максимально возможного дебита скважин [Электронный ресурс]: Baroid Fluid Services – USA, Halliburton, 2007. – Режим доступа к ресурсу: www.halliburton.ru/images/data/gallery/20_743_BARADRIL-N.pdf
120. Сухая смесь для приготовления бурового раствора ПКР-М. ТУ 2458-004-35944370-2005 [Электронный ресурс] // Официальный сайт ЗАО «РоБуС». – Режим доступа к ресурсу: http://zaorobus.ru/Sukhaya_smes_PKR-M.html
121. Усовершенствовать и внедрить методы химической обработки и технологии очистки буровых растворов, способствующих повышению ТЭП бурения глубоких разведочных скважин в осложненных условиях Украины: отчет о научно-исследовательской работе (заключительный) / [отв. исп.: В.З. Лубан, А.Г. Розенгафт, Н.Н. Фесенко.] // Отчет по договору № 203. (Гос. произв. объедин. «Укргеология»). – № Гос. регистрации 01.85.001 1884, 39-85-151/6 – Полтава: ПО УкрНИГРИ, 1988. – 118 с.
122. Утяжеление буровых и тампонажных растворов / [И.Н. Резниченко, А.И. Булатов, С.А. Рябоконт, С.Н. Шадрин]. – М.: Недра, 1978. – 286 с.
123. Федосов Р.И. Безглинистая система бурового раствора на водной основе для

- условий сероводородной агрессии и АВПД / Р.И. Федосов, А.И. Пеньков // Новое в технике и технологии промывки скважин: труды. – Краснодар: ВНИИКРнефть. – 1987. – С. 4 – 10.
124. Харив И.Ю. Алюмоакриловый буровой раствор с малым содержанием твердой фазы / Иван Юрьевич Харив // Оптимизация технологии глубокого бурения на нефть и газ: сб. науч. трудов. – Львов: УкрНИГРИ, 1987. – С. 18 – 20.
125. Хисаметдинов М.Р. Повышение эффективности выравнивания профиля приемистости и ограничения притока вод на основе совершенствования свойств экзополисахарида ксантана: автореф. дис. на соискание ученой степени канд. техн. наук: спец. 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», 03.00.23 «Биотехнология» / М.Р. Хисаметдинов. – Бугульма, 2009. – 24 с.
126. Шарафутдинов З.З. Буровые растворы на водной основе и управление их реологическими параметрами [Электронный ресурс] / З.З. Шарафутдинов, Р.З. Шарафутдинова // Нефтегазовое дело: электрон. науч. журнал. – 2004. – Вып. 1. – Режим доступа к журналу: http://www.ogbus.ru/authors/Sharafutdinov/Sharafutdinov_2.pdf
127. Шарафутдинова Р.З. Выбор бурового раствора для проводки скважин в глинистых горных породах: автореф. дис. на соискание ученой степени канд. техн. наук: спец. 25.00.15 «Технология бурения и освоения скважин» / Р.З. Шарафутдинова. – Ухта, 2012. – 25 с.
128. Шумилкина О.В. Исследование механодеструкции полимерных реагентов буровых промывочных жидкостей: автореф. дис. на соискание ученой степени канд. техн. наук: спец. 25.00.15 «Технология бурения и освоения скважин» / О.В. Шумилкина. – М., 2012. – 28 с.
129. Щукин Н.В. Применение ингибированных буровых растворов для вскрытия продуктивных отложений нижнего карбона Днепровско-Донецкой впадины / Н.В. Щукин // Вскрытие продуктивных горизонтов и исследование углеводородных систем: сб. науч. трудов. – Львов: УкрНИГРИ, 1985. – С. 9 – 17.
130. Энрайт Д.П. Замена буровым раствором на углеводородной основе / Д.П. Энрайт,

- Б.М. Дай, Ф.М. Смит // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. – 1991. – № 3. – С. 21 – 24.
131. Энциклопедический словарь Ф.А. Брокгауза и И.А. Ефрона [под. ред. И.Е. Андриевского, К.К. Арсеньева, О.О. Петрушевского]. — СПб.: Брокгауз-Ефрон, 1890 — 1907.
132. Эффективность применения буровых растворов пониженной плотности / [Н.И. Крысин, А.М. Иммухаметова, М.Р. Мавлютов и др.] // Обзорная информация. – М.: ВНИИОЭНГ, 1985. – Вып. 6. – С. 48 – 51. – (Серия: Бурение).
133. Ятров С.Н. Принципы создания и технология применения различных видов естественных промывочных растворов / С.Н. Ятров // Опыт применения естественных промывочных растворов в бурении: материалы семинара по обобщению опыта применения естественных промывочных растворов: науч.-аналитические и тематические обзоры. – М.: ЦНИИТЭнефтегаз, 1964. – С. 4 – 12.
134. Blokator K-200: Специальные реагенты [Электронный ресурс] // Официальный сайт компании Polski Serwis Płynów Wiertniczych Sp. z o.o. (PSPW). – Режим доступа до ресурсу: http://www.pspw-krosno.com.pl/index.php?option=com_content&view=article&id=12&Itemid=11&lang=ru
135. Chandrasekaran R. Molecular modeling of xanthan:galactomannan interactions / R. Chandrasekaran, A. Radha // Carbohydrate Polymers. – 1997. – 32. – P. 201 – 208. – (Elsevier Science Ltd).
136. Dintzis D.R. Studies on dilute solutions and dispersion of the polysaccharide from *Xanthomonas campestris* NRRLB-1459 / D.R. Dintzis, G.E. Babcock, R. Tobin // Carbohydrate Research. – 1970. – 13 (2). – P. 257 – 267.
137. Holzwarth G. Multi-stranded helix in xanthan polysaccharide / G. Holzwarth, E. B. Prestridge // Science. – 1977. – 197 (4305). – P. 757 – 759.
138. KELTROL® / KELZAN®. Xanthan Gum Book [Электронный ресурс]: CP Kelco. – 8th Edition. – 2004. – 28 p. – Режим доступа до ресурсу: [http://www.bisi.cz/cmsres.axd/get/cms\\$7CVwRhc3USVqgzxkKF96gI\\$2BChNrXcTq\\$2BOUdiEtz5TfYA\\$2B1dJUBIKfluXdoDfiqojVRVU\\$2FkQ343xA\\$3D](http://www.bisi.cz/cmsres.axd/get/cms$7CVwRhc3USVqgzxkKF96gI$2BChNrXcTq$2BOUdiEtz5TfYA$2B1dJUBIKfluXdoDfiqojVRVU$2FkQ343xA$3D)

139. Li J. Do complex super-gel liquids perform better than simple linear liquids in hole cleaning with coiled tubing? / J. Li, G. Wilde, A. Crabtree // Copyright 2005, Society of Petroleum Engineers. – P. 1 – 9.
140. Millane R.P. A Cellulose-Like Conformation Accessible to the Xanthan Backbone and Implications for Xanthan Synergism / R. P. Millane, Bowei Wang // Carbohydrate Polymers. – 1990. – 13. – P. 57 – 68.
141. Myslyuk M. The evaluation rheological parameters of non-Newtonian fluids by rotational viscosimetry / M. Myslyuk, I. Salyzhyn // Applied Rheology. – 2012. – 22 (3). – Pp. 32381 (7 pages).
142. Osborne T.B. The proteins of wheat kernel / Osborne T.B. – Washington: Carnegie Inst., 1907.
143. Rheological behavior of xanthan gum solution related to shear thinning fluid delivery for subsurface remediation / L. Zhong, M. Oostrom, M.J. Truex [et al.] // Journal of Hazardous Materials. – 244 – 245 – 2013. – P. 160 – 170.
144. Valizadeh M. Improving Thermal Stability of Starchin Formate Fluids for Drilling High Temperature Shales / M. Valizadeh, A.R. Nasiri // Journal of Petroleum Science and Technology. – Vol. 2. – No. 1. – 2012. – Pp. 61 – 64.
145. Zholob N.R. Research of Thermal Stability of Biopolymer Systems Weighted by Formic Acid Salt / Zholob N.R., Luban Y.V., Luban S.V. // X Międzynarodowa Konferencja [«Geopetrol 2016»]: prace naukowe Instytutu Nafty i Gazu Państwowego Instytutu Badawczego nr 209, Zakopane-Kościelisko, (19 – 22 wrześ. 2016 r). – Kraków: Instytut Nafty i Gazu Państwowy Instytut Badawczy, 2016. – C. 283 – 286.

ДОДАТКИ

ЛУБАН СЕРГІЙ ВОЛОДИМИРОВИЧ

ДОДАТОК А

Таблиця А.1 – Результати дослідження впливу білкових речовин на параметри безглинистого бурового розчину Біокар

Дослід	Склад бурового розчину, дослід, (виробник білкової речовини)	Умовна в'язкість, с	СНЗ, дПа	Фільтрація, см ³ /30 хв			Пластична в'язкість, мПа·с	ДНЗ, дПа
				при T = 20 ± 2 °С		НРНТ через паперовий фільтр при T = 130 °С Δр = 5 МПа		
				через паперовий фільтр Δр = 0,1 МПа	через модель піщаного фільтра Δр = 0,7 МПа			
1	Біокар	18	38/43	5	38	17	17	144
2	1 після 120 °С	12	34/38	4	39	16	15	125
3	1 + 1 % яєчний альбумін (ТОВ Біоцел)	48	101/106	4,5	5	15	21	254
4	3 після 120 °С	17	34/38	4	7	16	18	149
5	1 + 1 % яєчний альбумін (ТОВ «Проттон»)	16	34/38	4,5	34	13	18	139
6	5 після 120 °С	13	29/34	4	24	14	15	130
7	1 + 1 % казеїновий протеїн (Dumatize)	23	72/77	5	8,5	12	27	245
8	7 після 120 °С	18	29/29	6	8	74	18	139
9	1 + 1 % казеїновий протеїн (ТОВ «Проттон»)	25	53/58	4,5	16	15	21	187
10	9 після 120 °С	18	34/38	4	12	12	18	154
11	1 + 1 % казеїн нерозчинний (ТОВ «Проттон»)	13	38/53	4	46	17	16	130
12	11 після 120 °С	10	34/48	3	–	17	13	125

№ п/п	Склад бурового розчину, дослід, (виробник білкової речовини)	Умовна в'язкість, с	СНЗ, дПа	Фільтрація, см ³ /30 хв			Пластична в'язкість, мПа·с	ДНЗ, дПа
				при T = 20 ± 2 °С		НРНТ через паперовий фільтр при T = 130 °С Δр = 5 МПа		
				через паперовий фільтр Δр = 0,1 МПа	через модель піщаного фільтра Δр = 0,7 МПа			
13	1 + 1 % казеїн нерозчинний (Dymatize)	29	67/72	4,5	9	15	21	201
14	13 після 120 °С	14	34/38	3,5	12	17	15	139
15	1 + 2 % казеїн нерозчинний (Dymatize)	24	58/62	4	15	15	20	192
16	15 після 120°С	17	48/53	4,5	11	–	17	149
17	1 + 3 % казеїн нерозчинний (Dymatize)	19	43/48	4,5	14	15	18	173
18	17 після 120 °С	13	34/38	7	11	16	13	139
19	1 + 1 % альбумін нерозчинний (MuscleTech)	27	53/58	4	20	16	22	197
20	19 після 120 °С	18	43/48	4	18	27	18	168
21	1 + 2 % альбумін нерозчинний (MuscleTech)	25	53/53	4,5	22	14	22	192
22	21 після 120 °С	15	38/38	4	18	54	16	154
23	1 + 3 % альбумін нерозчинний (MuscleTech)	27	53/53	4	24	14	24	192
24	23 після 120 °С	18	43/48	3,5	17	52	19	163

Дослід	Склад бурового розчину, дослід, (виробник білкової речовини)	Умовна в'язкість, с	СНЗ, дПа	Фільтрація, см ³ /30 хв			Пластична в'язкість, мПа·с	ДНЗ, дПа
				при T = 20 ± 2 °C		НРНТ через паперовий фільтр при T = 130 °C Δp = 5 МПа		
				через паперовий фільтр Δp = 0,1 МПа	через модель піщаного фільтра Δp = 0,7 МПа			
25	1 + 1 % кістковий клей подрібнений – колаген	20	43/48	4	18	12	21	163
26	25 після 120 °C	14	34/34	4	18	12	16	139
27	1 + 1 % кістковий клей гранульований – колаген	22	43/48	3,5	22	13	21	173
28	27 після 120 °C	16	38/43	3,5	18	16	16	158
29	1 + 1 % білок квасолі (StrimeX)	28	48/53	4	8	12	26	192
30	29 після 120 °C	22	38/43	4	10	18	23	163
31	1 + 0,5 % соєва клітковина (Foodfiber® 10)	17	57/67	4	0,2	14	18	163
32	31 після 120 °C	15	38/53	–	6	19	17	134
33	1 + 1 % соєва клітковина (Foodfiber® 10)	28	48/53	4	0	18	21	211
34	33 після 120 °C	22	34/34	3,5	0	13	23	158
35	1 + 1,5 % соєва клітковина (Foodfiber® 10)	33	58/77	3,5	0	12	23	245
36	35 після 120 °C	30	48/58	3	0	13	29	172

Дослід	Склад бурового розчину, дослід, (виробник білкової речовини)	Умовна в'язкість, с	СНЗ, дПа	Фільтрація, см ³ /30 хв			Пластична в'язкість, мПа·с	ДНЗ, дПа
				при T = 20 ± 2 °C		НРНТ через паперовий фільтр при T = 130 °C Δp = 5 МПа		
				через паперовий фільтр Δp = 0,1 МПа	через модель піщаного фільтра Δp = 0,7 МПа			
37	1 + 1 % соєва клітковина (ТОВ «Проттон»)	18	63/72	4	0	18	18	163
38	37 після 120 °C	21	58/63	3,5	0	15	18	182
39	1 + 1 % Flavors Sonac (ТОВ «Проттон»)	18	34/38	3	21	16	21	144
40	39 після 120 °C	13	29/34	4	22	12	13	134
41	1 + 1 % Scangel (ТОВ «Проттон»)	24	43/48	4.5	10	12	23	173
42	41 після 120 °C	15	34/38	3.5	13	12	16	154
43	1 + 1 % Scangel A (ТОВ «Проттон»)	17	43/58	3,5	10	12	22	130
44	43 після 150 °C	5	4/14	19	–	–	10	57
45	1 + 2 % Scangel A (ТОВ «Проттон»)	29	53/67	3	0	12	18	225
46	45 після 150 °C	9	14/14	5,5	–	–	15	101
47	1 + 1 % концентрат білковий сироватковий (Optimum Nutrition)	32	67/72	5	24	13	20	211
48	47 після 120 °C	18	43/48	4	19	–	18	149

Дослід	Склад бурового розчину, дослід, (виробник білкової речовини)	Умовна в'язкість, с	СНЗ, дПа	Фільтрація, см ³ /30 хв			Пластична в'язкість, мПа·с	ДНЗ, дПа
				при T = 20 ± 2 °С		НРНТ через паперовий фільтр при T = 130 °С Δр = 5 МПа		
				через паперовий фільтр Δр = 0,1 МПа	через модель піщаного фільтра Δр = 0,7 МПа			
49	1 + 1 % ячмінний білок (Malteurop)	30	58/72	3,5	8,5	12	24	206
50	49 після 120 °С	14	34/34	3	8,5	12	19	144
51	1 + 1 % горіховий білок (Pure Advantage)	31	67/77	3,5	7,5	12	24	216
52	51 після 120 °С	24	57/62	4	6	12	21	187
53	1 + 1 % вівсяні висівки (мелені)	25	57/67	4	10	15	26	173
54	53 після 120 °С	16	29/34	3	8,5	15	19	144
55	1 + 1 % сочевиця мелена червона (Bob's Red Mill)	19	38/38	3,5	18	12	20	173
56	55 після 120 °С	15	29/34	4	20	12	16	149
57	1 + 1 % білок гречаний (Cellucor)	31	62/67	4	6	10	24	220
58	57 після 120 °С	21	48/53	3,5	3	11	21	172
59	Біокар + 10 % NaCl + 1% Біоцел 60	21	57/67	3	0	12	20	187
60	59 після 120 °С	17	38/53	3,5	0	13	20	158

Дослід	Склад бурового розчину, дослід, (виробник білкової речовини)	Умовна в'язкість, с	СНЗ, дПа	Фільтрація, см ³ /30 хв			Пластична в'язкість, мПа·с	ДНЗ, дПа
				при T = 20 ± 2 °С		НРНТ через паперовий фільтр при T = 130 °С Δр = 5 МПа		
				через паперовий фільтр Δр = 0,1 МПа	через модель піщаного фільтра Δр = 0,7 МПа			
61	Біокар + 15 % NaCl + 1% Біоцел 60	22	48/72	3	0	10	22	197
62	61 після 120 °С	19	38/53	3,5	0	11	22	163
63	№1 + 1 % Protein (К)	14	38/53	4	45	14	17	134
64	63 після 120 °С	13	38/48	–	–	13	14	120
65	Біокар + 10 % NaCl + 1 % соєва клітковина (ТОВ «Проттон»)	24	57/76	3	0	11	22	197
66	65 після 120 °С	19	43/58	3,5	0	13	23	158
67	Біокар + 15 % NaCl + 1% соєва клітковина (ТОВ «Проттон»)	21	53/77	3	0	10,5	22	182
68	67 після 120 °С	19	43/62	–	0	12	19	192
69	Біокар + 1,5 % пшеничний глютен (ТМ «Живи здорово»)	33	76/79	4	5	–	24	211
70	69 після 85 °С	29	67/72	4	1,2	15	29	163
71	70 після 120 °С	5	5/5	25	–	–	10	34
72	1 + 1 % екструдат сочевиці зеленої (Bio Planet)	23	45/52	3,0	5	10	18	156
73	72 після 120 °С	18	39/44	4	4	12	15	140

Дослід	Склад бурового розчину, дослід, (виробник білкової речовини)	Умовна в'язкість, с	СНЗ, дПа	Фільтрація, см ³ /30 хв			Пластична в'язкість, мПа·с	ДНЗ, дПа
				при T = 20 ± 2 °C		НРНТ через паперовий фільтр при T = 130 °C Δp = 5 МПа		
				через паперовий фільтр Δp = 0,1 МПа	через модель піщаного фільтра Δp = 0,7 МПа			
74	Біокар + 1,5 % кукурудзяний глютен (SunTyBio)	25	57/62	4,5	14	–	20	187
75	74 після 85 °C	26	57/62	4	12	14	21	192
76	75 після 120 °C	5	5/5	28	–	25	11	34
77	Біокар + 1,5 % клітковина льону (Агросільпром)	42	77/81	4,5	5	–	25	240
78	77 після 85 °C	26	52/57	4,5	0	12	25	191
79	78 після 120 °C	21	53/56	3	0	8	22	168
80	Біокар + 1,5 % соєвий глютен (ТОВ Біоцел)	51	76/81	3,5	0	–	34	235
81	80 після 85 °C	47	67/72	3	0,2	18	30	296
82	81 після 120 °C	43	58/62	3	0	22	29	259
83	Біокар + 1,5 % клітковина зародків кукурудзи (Tate & Lyle)	28	62/72	4	2	–	21	216
84	83 після 85 °C	25	48/52	3,5	5	12	23	191
85	84 після 120 °C	17	33/43	3,5	3	10	20	148

ДОДАТОК Б

**POLSKI SERWIS PŁYNÓW WIERTNICZYCH Sp. z o.o.****Polish Drilling Fluids Service Ltd.**

38-400 Krosno, ul. Armii Krajowej 3

tel. +48 13 4361955, fax. +48 13 4327189, e-mail: office@pspw-krosno.com.pl

NIP: 684-000-91-47, Sąd Rejonowy w Rzeszowie, XII Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego; Numer KRS 0000070593. Wys. Kapitału Zakł. 250 000 PLN



**LABORATORY TESTS OF PERMEABILITY
DAMAGE
ON TWO "SZYDŁOWIECKI" SANDSTONE
SAMPLES**

DYREKTOR
Xudho
San Paulo

Krosno. March 2014

1. Core material and fluids for lab tests

- *Core samples*

Samples used in lab tests have been prepared from Szydłowiecki sandstone.

- *Fluids*

Samples of drilling mud, reservoir water and condensate have been delivered by PSPW Krosno:

2. Laboratory equipment

Laboratory tests were carried out using equipment as follows:

- High Pressure High Temperature Filter Press (OFI, USA) – measurement of filtration in static and dynamic conditions ($\Delta p_{max} = 2,8$ MPa and $T_{max} = 150$ °C),
- Universal Permeability Meter – Coreflooding System (Temco USA) – measurements of permeability in reservoir conditions ($\Delta p_{max} = 2,1$ MPa and $T_{max} = 150$ °C),
- RVG Kodak 2000 – estimation of thickness of outer and inner filter cake (depth of invasion of solid particles from mud into the rock).

3. Test procedure

3.1. Preparation of samples

1. Extraction of prepared rock samples (cylindrical plug 1" diameter, 4,5 cm long) according to appropriate procedures.
2. Saturation of rock samples with a delivered reservoir water using depressurization method.
3. Measurement of initial permeability for oil (condensate) using Temco equipment.

3.2. Simulation of drilling process and production process

1. Mud application on sample in HTHP Filter Press with differential pressure 0.7 MPa and at temperature 135 °C – first in dynamic filtration conditions for 30 minutes and next in static filtration conditions for 30 minutes.
2. Measurement of final (damaged) permeability of sample for condensate in Temco apparatus.

3.3. Loss of permeability of sample (permeability damage)

Permeability damage (UP) describes decrease of initial permeability of rock sample caused by invasion of drilling mud particles and drilling mud filtrate into the rock sample

$$UP = \left(1 - \frac{k_d}{k_0}\right) \cdot 100 \text{ [%]} \quad (1)$$

where: k_d – final permeability damaged sample of rock, mD

k_0 – initial permeability of sample (non damaged), mD.

If permeability of damaged sample is $k_d = 0$ then loss of permeability is equal to 100%.

4. Results of measurements

Below are presented results of permeability damage laboratory tests.

Tab 1. Results of measurements

Sample No.	Filtration		Permeability [mD]		Permeability damage [%]
	[cm ³ /30 min]		for condensate		
	dynamic	static	initial	final	
1	1,3	0,6	17,2	16,1	6,4
2	1,4	0,4	18,0	17,6	2,2

Tab.2. Thickness of filter cake

Sample	Final filter cake thickness [mm]	
	outer	inner
No. 1	1,4 - 0,4	0,5 - 0,2
No. 2	0,8 - 0,1	0,3 - 0,0

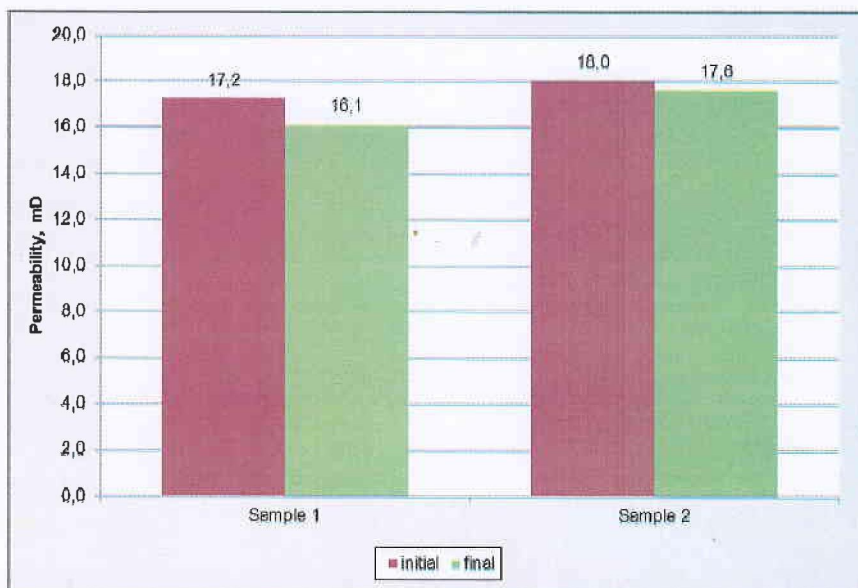


Fig. 1. Permeabilities of samples

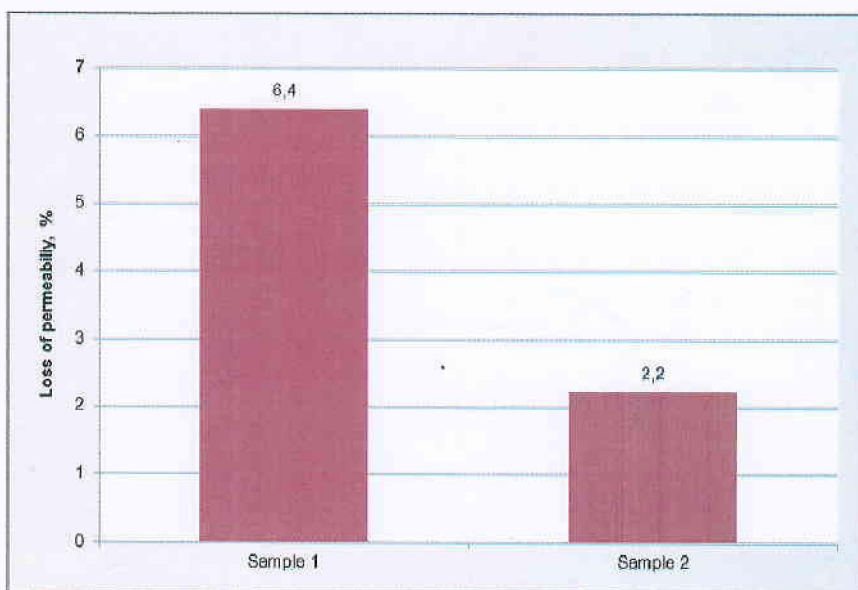


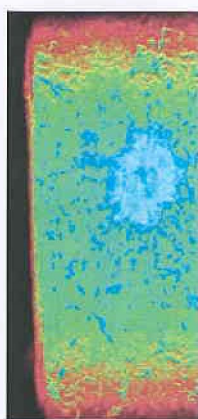
Fig. 2. Loss of samples permeability



Fig. 3. Images of sample No. 1 after exposition on drilling mud and after final measurement of permeability



Fig. 4. Images of sample No. 2 after exposition on drilling mud and after final measurement of permeability



No. 1



No. 2

Fig.5. X-ray images of samples after final measurement of permeability

Based on data shown in table 1 and in figs. 1 and 2 we can say that **investigated mud has very small negative impact on reservoir rock** (szydłowiecki sandstone). Permeability damage of samples ranging from 2,2 % to 6,4 %. For sample with higher loss of permeability outer and inner filtercakes deposited during exposition of sample on mud are thicker than for sample with lower loss of permeability. Internal filter cake (internal zone with mud particles) in both cases exists and is similar – thickness 0,5 – 0,2 and 0,3 – 0,0 mm. Taking into account results of measurements filter cakes have minor influence on permeability damage of whole sandstone samples.

ДОДАТОК Б

ЗАТВЕРДЖУЮ

Перший заступник генерального директора
– головний інженер

ПрАТ «Нафтогазвидобування»

 О.К.Раптанов

« _____ » « _____ » 2016 р



АКТ

**на промислове випробування бурового розчину Біокар-МТ як рідини глушіння
та капітального ремонту свердловин на
Семиренківському ГКР.**

Комісія у складі:

Лазаренко О.Г. – керівник департаменту буріння і свердловинних технологій
ПрАТ «Нафтогазвидобування»;Буцдюк О.М. – начальник відділу з поточного та капітального ремонту
свердловин ПрАТ «Нафтогазвидобування»;

Лубан С.В. – заступник директора ТОВ «Геосинтез інженірінг»;

Онищенко В.П. – головний інженер ТОВ «Геосинтез інженірінг»;

склали даний акт про промислове випробування бурового розчину Біокар-МТ як рідини глушіння та капітального ремонту свердловин на Семиренківському ГКР, за період з березня 2014 року по листопад 2015 року. За цей час роботи проведені на чотирьох свердловинах, перелік яких надано в таблиці.

№ п/п	Родовище, № свердловини	Початок робіт	Вибій при застосуванні, м	Вибійна температура, °С
1	Семиренківська №16	17.03.2014	5240	134
2	Семиренківська №7	29.09.2014	5585	138
3	Семиренківська №63	06.07.2015	5446	137
4	Семиренківська №4	05.10.2015	5620	136

Метою проведення випробувань було зменшення негативного впливу рідини глушіння на продуктивні горизонти з АНПТ та зменшення виробничого часу виконання робіт.

Всі чотири свердловини після КРС освоєні з промисловими дебітами. На всіх свердловинах втрати рідини глушіння – мінімальні. Це вказує на відсутність поглинань в процесі глушіння та виконання ремонтних робіт. Роботи на всіх свердловинах проводилися з випередженням графіку. Фактичні витрати виробничого часу є меншими, ніж планові. Роботи по фрезеруванню та оббурюванню проводилися якісно та безаварійно. Розчин мав підвищені реологічні властивості, які забезпечили якісне очищення зони вибою.

Роботи проводилися в наступному порядку.

1. На свердловини було завезено, змонтовано та обв'язано приймальні ємності об'ємом 120 м³.
2. Наливним транспортом було завезено необхідну кількість бурового розчину Біокар-МТ необхідної густини, обробленого реагентом «Алеврон».
3. Глушіння свердловин проводили закачуванням бурового розчину Біокар-МТ в трубний простір за допомогою агрегату.
4. Після заповнення свердловини рідиною, отримувалася дозвіл на зняття фонтанної арматури, встановлювалася бурова вежа та розпочиналися роботи по капітальному ремонту свердловин.
5. Роботи на свердловині проводилися від 40 до 80 діб.
6. Після закінчення робіт та виклику припливу, буровий розчин накопичувався в приймальних ємностях та вивозився наливним транспортом з бурової площадки.
7. Загальні втрати бурового розчину (враховуючи технологічні втрати та розливи при СПО) по кожній із свердловин не перевищували 15 м³.

Виходячи з вищенаведеного, комісія вважає:

1. Буровий розчин Біокар-МТ, оброблений реагентом «Алеврон», має високі кольматуючі властивості, що дає змогу використовувати його як тимчасово блокуючу рідину при КРС.
2. Глушіння свердловин буровим розчином Біокар-МТ забезпечує відновлення продуктивності свердловин після освоєння на рівні 90-100%.
3. Застосування бурового розчину Біокар-МТ забезпечує високу виносну здатність та зменшує час виконання робіт при фрезеруванні та оббурюванні аварійного інструменту за рахунок якісної очистки вибою.
4. Буровий розчин Біокар-МТ відповідає вимогам, що ставляться до рідини глушіння та капітального ремонту в умовах АНПД, та може бути рекомендований для подальшого впровадження на площах ПрАТ «Нафтогазвидобування».

Керівник департаменту буріння
і свердловинних технологій
ПрАТ «Нафтогазвидобування»
Начальник відділу з поточного
та капітального ремонту свердловин
ПрАТ «Нафтогазвидобування»
Заступник директора
ТОВ «Геосинтез інженірінг»
Головний інженер
ТОВ «Геосинтез інженірінг»

Лазаренко О.Г

Бундюк О.М.

Лубан С.В.

Онищенко В.П.

ДОДАТОК Г

ЗАТВЕРДЖУЮ



Головний інженер з буріння

ТОВ «Смарт Енерджі»

А.Г. Бойко

2016 р

АКТ

про промислове впровадження бурового розчину Біокар, обважненого хлоридом кальцію, при розкритті зон з несумісними умовами буріння, представленими нестійкими відкладами аргілітів з аномально високими поровими тисками та продуктивних відкладів з аномально низькими пластовими тисками на свердловині №62 Острове́рхівського ГКР.

Комісія у складі: головний геолог ПрАТ «Укргазвидобуток» Спічаков М.В., головний інженер ПрАТ «Укргазвидобуток» Самойленко А.В., заступник директора ТОВ «Геосинтез інженірінг» Лубан С.В., головний інженер ТОВ «Геосинтез інженірінг» Онищенко В.П., склали даний акт про промислове впровадження бурового розчину Біокар при розкритті зон з несумісними умовами буріння, представленими нестійкими відкладами аргілітів з аномально високими поровими тисками (АВПоТ) та продуктивних відкладів з аномально низькими пластовими тисками (АНПТ) на свердловині №62 Острове́рхівського ГКР з 02.07.12 по 29.10.12.

Відповідно до проекту, при бурінні інтервалу 3730 – 4560 м, під експлуатаційну колону свердловини №62 Острове́рхівського ГКР, було закладено мінералізований біополімерний безглинистий буровий розчин Біокар з густиною 1140 кг/м³. Розчин містив 6% хлориду калію і 5% хлориду натрію, що дозволяло забезпечити необхідний рівень інігібуючих властивостей, густини і термостійкості (температура на пректній глибині – 128 °С)

Для розкриття продуктивних горизонтів верхньосерпуховського під'ярусу нижнього карбону в інтервалі 3750 – 4040 м, які експлуатуються та мають

аномально низькі пластові тиски (27,5 МПа на глибині 3986 м), в буровий розчин додатково вводилися кольматуючі добавки К-200 і М-25. Розкриття продуктивних горизонтів було проведено за 10 діб без поглинань, аварій та ускладнень.

При вибої 4130 м свердловиною були розкриті відклади аргілітів з аномально високими поровими тисками. Виникли інтенсивні осипання порід. Було прийняте рішення по збільшенню загальної мінералізації та підвищенню густини бурового розчину до 1180 кг/м³. З глибини 4230 м почалися інтенсивні осипання стовбуру свердловини, які супроводжувалися періодичними газопроявленнями. Рух бурильного інструменту без циркуляції був ускладнений, відбувався винос великої кількості крупного уламчастого шламу.

Подолати ускладнення вдалося лише після збільшення густини розчину до 1360 – 1380 кг/м³. Оскільки досягнення такої густини за допомогою хлориду натрію було неможливе, обважнення проводили хлоридом кальцію. Параметри мінералізованого бурового розчину Біокар, обважненого хлоридом кальцію, що використовувався при розкритті зони АВПоТ, в інтервалі 4230 – 4340 м (температура 122 °С) на свердловині №62 Островецька, наведені в таблиці.

Таблиця. Параметри бурового розчину Біокар, обважненого хлоридом кальцію

Густина, кг/м ³	Умовна в'язкість, с	СНЗ, дПа	Фільтрація, см ³ /30 хв.			Пластична в'язкість, мПа*с	ДНЗ, дПа	КТК	Вміст твердої фази, % об.	Вміст колоїдної фази, % мас.	рН фільтрату	Загальна мінералізація, %	Показник T _m , °С	Вміст, %		
			при T = 20 ± 2 °С		НРНТ, при T = 120 °С ΔP = 5 МПа									КСІ	іону Ca ²⁺	іону Mg ²⁺
			паперовий фільтр, ΔP = 0,1 МПа	піщаний фільтр, ΔP = 0,7 МПа												
1360	140	50/60	5,0	4	18	54	270	0,14	18	0,6	7,05	26,5	123	7,2	4,9	0

Особливістю геологічної будови свердловини є те, що безпосередньо під зоною нестійких аргілітів, в інтервалі 4360 – 4560 м, розміщуються продуктивні горизонти верхньовізейського під'ярусу нижнього карбону, які мають пластові

тиски на рівні гідростатичних (47,6 МПа на глибині 4536 м). Відповідно, при застосуванні бурового розчину з густиною 1360 кг/м^3 репресія на верхньовізейські пласти становила 12,9 МПа, а на раніше розкриті горизонти верхньосерпуховського під'ярусу – 25,6 МПа. Існувала реальна загроза забруднення продуктивних пластів, виникнення поглинань та диференційних прихватів бурильного інструменту.

Для вирішення даної проблеми були застосовані наступні технологічні заходи.

- Використання мінералізованого біополімерного безглинистого бурового розчину Біокар;
- Використання хлориду кальцію для підтримування необхідної густини та збільшення межі термічної стійкості бурового розчину (T_m);
- Збільшення концентрації полісахаридних реагентів (біополімеру, модифікованого крохмалю, ПАЦ) у складі бурового розчину для збільшення реологічних і зменшення фільтраційних властивостей в умовах стовбуру свердловини;
- Використання композитних кольматантів (М-25 і К-200), які забезпечують швидке утворення на поверхні проникних пластів непроникної фільтраційної кірки.


Результатом застосування наведених вище заходів було вдале розкриття продуктивної товщі та відсутність аварій. При освоєнні свердловини отримали промислову продукцію.

Таким чином, застосування біополімерного безглинистого бурового розчину Біокар, обважненого хлоридом кальцію, дозволило зупинити осипання порід та безаварійно розкрити нестійку зону з АВПоТ. При подальшому розкритті продуктивної зони з АНПТ буріння проходило без ускладнень. Не зважаючи на високу репресію диференційних прихватів бурильного інструменту не було, а втрати бурового розчину були незначними.

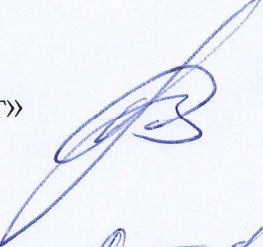
Проте слід зазначити, що повністю уникнути поглинань бурового розчину при розкритті зони АНПТ не вдалося. Даний факт вказує на необхідність удосконалення кольматуючих властивостей бурового розчину. Одночасно, швидке освоєння свердловини та отриманий промисловий дебіт свідчать, що погіршення колекторських властивостей були незначними та мали оборотний характер. Отже,

буровий розчин Біокар дозволяє забезпечити високий коефіцієнт відновлення проникності колекторів.

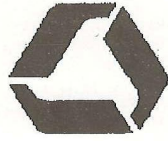
Грунтуючись на таких висновках комісія рекомендує застосовувати буровий розчин Біокар при бурінні наступної свердловини – №61 Острозького ГКР. При цьому ТОВ «Геосинтез інженірінг» повинен у найкоротший термін розробити та впровадити у виробництво новий тип кольматанту для безглинистого бурового розчину Біокар, який дозволить повністю уникнути поглинань бурового розчину в зонах АНПТ та додатково підвищити якість розкриття пластів в умовах високих температур та перепадів тиску.

Головний геолог ПрАТ «Укргазвидобуток»  Спічаков М.В.

Головний інженер ПрАТ «Укргазвидобуток»  Самойленко А.В.

Заступник директора ТОВ «Геосинтез інженірінг»  Лубан С.В.

Головний інженер ТОВ «Геосинтез інженірінг»  Онищенко В.П.



ГЕО АЛЬЯНС
ГРУППА КОМПАНИЙ

Вих. № 488/09-14
від 02.09. 2014 р.

ПРАТ «ПРИРОДНІ РЕСУРСИ»
Україна, 01021, м. Київ, Кловський узвіз, будинок 7 «А»
тел: 044 490-48-20,
факс: 044 490-48-47

Директору
ТОВ «Гео Сінтез Інженірінг»
Полегучому І.І.

Цим листом звертаємо Вашу увагу на те, що в інтервалі 5240-5280 м свердловини № 42 Луценківського родовища очікується розкриття продуктивного горизонту В-23, який тривалий час знаходиться в розробці і характеризується низким пластовим тиском (орієнтовно – біля 8,0 МПа).

Враховуючи наведене, пропонуємо вжити додаткові заходи щодо якісного розкриття пластів цього горизонту та збереження ємнісно-фільтраційних властивостей колекторів.

ДОДАТОК Д

З повагою,
головний геолог

Г.В.Виноградов

Протопопов.О.О.
т. 8(0532) 519-507

ДОДАТОК Е



« ___ » _____ 2016 р

ЗАТВЕРДЖУЮ
Головний інженер з буріння
ТОВ «Смарт Енерджі»
А.Г. Бойко

АКТ

про промислове впровадження бурового розчину Біокар-МТ при розкритті продуктивних горизонтів з аномально низькими пластовими тисками на свердловині №5 Васищівського ГКР.

Комісія у складі: головний геолог ТОВ «Пром-енерго продукт» Сегеда С.І., провідний інженер з буріння ТОВ «Пром-енерго продукт» Самойленко А.В., заступник директора ТОВ «Геосинтез інженірінг» Лубан С.В., головний інженер ТОВ «Геосинтез інженірінг» Онищенко В.П., склали даний акт про промислове впровадження бурового розчину Біокар-МТ при розкритті продуктивних горизонтів з АНПТ на свердловині №5 Васищівського ГКР з 25.12.14 по 28.03.15.

Відповідно до проекту на будівництво свердловини №5 Васищівського ГКР для розкриття продуктивних горизонтів нижнього карбону в інтервалі 2150-3360 м (на глибині 3310 м $P_{пл} \approx 25,0$ МПа; $T_{пл} \approx 118$ °С) застосовувався біополімерний безглинистий буровий розчин Біокар-МТ, який характеризується низькими фільтраційними властивостями у вибійних умовах та високою спроможністю до кольматації пористого середовища при великих перепадах тиску.

Приготування необхідного об'єму було проведено безпосередньо на буровій, після спуску проміжної обсадної колони, в період ОТЦ та обладнання гирла свердловини. Буровий розчин готували шляхом розчинення у воді комплексного реагенту Біокар-компаунд с наступним додаванням в отриману полімерну систему хлоридів калію і натрію. Технічне керівництво процесом приготування бурового розчину та подальшим його обслуговуванням здійснювала технологічна служба ТОВ «Геосинтез інженірінг».

Після розбурювання цементного стакану та виходу з під башмака обсадної колони, в свердловині було проведено заміну глинистого бурового розчину ПБР-2М, що використовувався для буріння попереднього інтервалу, на безглинистий буровий розчин Біокар-МТ. Відпрацьований глинистий буровий розчин був накопичений в запасних приймальних ємностях та зберігався до кінця буріння як аварійний запас. Одразу після заміни розчинів приступили до поглиблення свердловини.

Буріння інтервалу та розкриття продуктивних горизонтів проводилося з параметрами відповідно до проекту:


- густина – 1130-1160 кг/м³;
- умовна в'язкість – 50-65 с.;
- СНЗ – 60/80-70/95 дПа;
- фільтрація при нормальних умовах – 3,5-5,0 см³/30хв.;
- фільтрація при вибійних умовах ($\Delta P=5\text{МПа}$, $T=125^{\circ}\text{C}$) – 15-17 см³/30хв.;
- пластична в'язкість – 15-17 мПа*с.;
- ДНЗ – 160-180 дПа;
- рН – 7,5-8,9;
- вміст КСl – 5,5-6,5%;
- загальна мінералізація – 12-14%;
- показник T_m – 129°C.

Перед розкриттям продуктивних горизонтів та в інтервалах можливих поглинань в буровий розчин додатково вводили кольматуючі добавки: «Алеврон», К-200 та мелений мармур. Термостійкість бурового розчину повністю відповідала термічним умовам на вибої свердловини. Поглинань та ускладнень в процесі буріння не відмічалось. Свердловина добурена до проекту. Отримано промисловий приплив газу.


Комісія позитивно оцінює результати промислового вправдження біополімерного безглинистого бурового розчину Біокар-МТ при розкритті продуктивних горизонтів з аномально низькими пластовими тисками. В процесі буріння підтверджені високі ізолюючі властивості бурового розчину та низька фільтрація у вибійних умовах. Такі властивості є дуже корисними при бурінні в інтервалах вірогідних поглинань та для забезпечення високої якості розкриття продуктивних горизонтів. Комісія відмічає, що не зважаючи на високий рівень репресії на продуктивні пласти свердловина легко освоїлася, а її дебіт відповідає прогнозним значенням. Даний факт є підтвердженням збереження колекторських властивостей пластів в процесі буріння.

Комісія рекомендує буровий розчин Біокар-МТ для подальшого застосування при бурінні свердловин з низькими пластовими тисками, зокрема на Васицівському ГКР.

Головний геолог ТОВ «Пром-енерго продукт»

 Сегеда С.І.

Провідний інженер з буріння ТОВ «Пром-енерго продукт»

 Самойленко А.В.

Заступник директора ТОВ «Геосинтез інженірінг»

 Лубан С.В.

Головний інженер ТОВ «Геосинтез інженірінг»

 Онищенко В.П.



ДОДАТОК Ж

**Протокол змін № 5
до Робочого Проекту свердловини
№ 71 Семиренківського ГКР**

Розроблено ТОВ «Регіон»
для ПрАТ «Нафтогазвидобування»

м. Київ 2015

ПОГОДЖЕНО:

Заступник генерального директора з
буріння ТОВ «Регіон»

 Дмитрук В.В.

« 10 » 2015 р.

Начальник частини з ліквідації
нафтогазових фонтанів АРЗ СП ГУДСНС
України в Полтавській області

 Гриценко В.П.

« 10 » 2015 р.

Головний інженер проекту
ТОВ «Ендейвер»

 Василів В.О.

« 12 » 2015 р.


ЗАТВЕРДЖЕНО:

Перший заступник генерального
директора - головний інженер
ПрАТ «Нафтогазвидобування»

 Раптанов О.К.

« _____ » 2015 р.

Головний геолог
ПрАТ «Нафтогазвидобування»

 Гафич Т.П.

« _____ » 2015 р.

Керівник департаменту буріння і
свердловинних технологій
ПрАТ «Нафтогазвидобування»

 Лазаренко О.Г.

« _____ » 2015 р.



ПРИСУТНІ:

від ПрАТ «Нафтогазвидобування»:

Гафич І.П. – головний геолог

Федченко А.В. – заступник головного геолога з геології та розробки

Лазаренко О.Г. – керівник департаменту буріння і свердловинних технологій

Іванишин В.Я. – начальник відділу з буріння і свердловинних технологій

від ТОВ «Реґіон» :

Дмитрук В.В. – заступник генерального директора з буріння

Фролов П.О. – заступник начальника ПТВ

від ТОВ «Ендейвер»

Василів В.О. – головний інженер проекту

від ТОВ «Геосинтез Інженірінг»

Лубан С.В. – заступник директора

від АРЗ СП ГУДСНС України в Полтавській області

Гриценко В.П. – начальник частини з ліквідації нафтогазових фонтанів

Спорудження свердловини здійснюється відповідно до вимог «Індивідуальний робочий проект на спорудження розвідувальної свердловини № 71 Семиренківського ГКР» . Проект розроблено ТОВ «ЕНДЕЙВЕР» відповідно до договору № 301 OGU Pro#71 підряду на проведення проектних робіт від 04.09.2014 р.

Проектні дані по свердловині №71 Семиренківського ГКР

Найменування	Значення
Проектна глибина свердловини по вертикалі/стволу, м	5630/5835
Проектний горизонт	C1v2
Мета буріння і призначення свердловини	розвідувальна
Вид свердловини	похило-спрямована
Тип профілю	П'ятиінтервальний
Азимут буріння	190
Максимальний зенітний кут	25,6
Спосіб буріння	комбінований
Радіус кола допуску по покрівлі продуктивного горизонту, м	50
Відхилення від вертикалі, м	1000
Категорія свердловини	друга

Таблиця 1. Конструкція свердловини 211

Назва колони	Діаметр, мм	Інтервал спуску, м			
		по вертикалі		по стволу	
		від (верх)	до (низ)	від (верх)	до (низ)
Направлення	630	0	20	0	20
Кондуктор	473,0	0	300	0	300
Перша проміжна колона	339,7	0	2200	0	2200
Друга проміжна колона (потайна)	244,5	2120	4878*	2120	5087*
Експлуатаційна колона	139,7/168,3	0	5630	0	5835

Примітка: * - конструкція 244,5 мм другої проміжної колони (потайної) відповідно до «Протокол змін № 4 до робочого проекту свердловини № 71 Семиренківського ГКР».

Тема: Зміна проектних рішень, щодо конструкції експлуатаційної колони свердловини №71 Семиренківського ГКР в інтервалі 5630 - 0 м по вертикалі.

Слухали: Головного геолога ПрАТ «Нафтогазвидобування» Гафича І.П., заступника Генерального директора з буріння ТОВ «Реґіон» Дмитрука В.В., керівника департаменту буріння та свердловинних технологій ПрАТ «Нафтогазвидобування» Лазаренка О.Г.

Свердловина № 71 Семиренківського ГКР запроектована як розвідувальна з проектним горизонтом В-19. Горизонт В-19 являється основним експлуатаційним об'єктом на Семиренківському ГКР. Станом на 01.09.2015 року із даного горизонту видобуто біля 5,5 млрд.м³ газу, і в результаті експлуатації пластовий тиск знизився з 58 МПа до 33 МПа. Так в проекті запроектовано розкриття продуктивних горизонтів на буровому розчині питомою вагою 1,19 гр/см³ – цей показник завеликий для пластового тиску 33 МПа. Знизити питому вагу бурового розчину неможливо по причині наявності в продуктивних горизонтах, які знаходяться вище горизонту В-19, це пласти горизонтів В-16-В-18 пропластків з початковими пластовими тисками.

В результаті, для первинного розкриття цільового продуктивного горизонту В-19 пропонується змінити конструкцію свердловини № 71 Семиренківського ГКР:

1. Експлуатаційну колону Ø 177,8 мм необхідно спустити на глибину 5480 м (по вертикалі) – з ціллю перекриття продуктивних горизонтів В-16-В-18 з наявністю початкових пластових тисків;
2. В інтервал продуктивного горизонту В-19 необхідно спустити фільтр-хвостовик без цементування;
3. Забезпечити мінімальну питому вагу бурового розчину при розкритті продуктивного горизонту В-19.

Таке рішення ґрунтується на позитивному досвіді використання даної конструкції в свердловині № 67 Семиренківського ГКР.

Для реалізації запропонованого варіанту розкриття продуктивного горизонту В-19 виникає необхідність в зміні проектної конструкції свердловини. Пропонується після кріплення стовбуру свердловини 244,5 мм проміжною колоною продовжити поглиблення свердловини долотами 215,9 мм до покрівлі горизонту В-19 до глибини 5480 по вертикалі, 5680 м – по стовбуру свердловини (уточнюється за результатами ГДС). Провести кріплення нижньої секції 177,8 мм експлуатаційної колони в інтервалі 5680 – 4177 м використовуючи пристрій секційного цементування з посиленням захистом вузла стикування секцій. Глибина стикування секцій – відповідно до вимог «Протокол зміни № 1 до робочого проекту свердловини № 71

Семиренківського ГКР»

Подальше буріння до проектної глибини необхідно здійснювати долотами діаметром 152,4 мм. Після досягнення проектної глибини провести кріплення стовбуру свердловини 127 мм експлуатаційним фільтром-хвостовиком в інтервалі 5835 – 5620 м по стовбуру. Інтервали розташування фільтрової частини та глибина спуску уточнюється за результатами ГДС. Для кріплення 127 мм хвостовика застосувати пристрій секційного кріплення з пакером та клинвою підвіскою для можливості підвішування 127 мм хвостовика в 177,8 мм експлуатаційній колоні та ізоляції його затрубного простору.

Після кріплення 127 мм хвостовика провести кріплення верхньої секції обсадними трубами діаметром 168,3 мм відповідно до робочого проекту.

Таким чином пропонується наступна конструкція:

Назва колони	Типорозмір обсадних труб	Інтервал розташування, м	Довжина, м
Експлуатаційна (нижня секція)	177,8 x 11,51 C-95 VAGT	5680 – 4850	830
	177,8 x 10,36 R-95 VAGT	4850 - 4177	673
			1503
Фільтр-хвостовик	127 x 9,19 R-95 VAGT	5835 - 5620	215
Експлуатаційна (верхня секція)	168,3 x 10,59 P-110 VAGT	4177 – 0	4177

Враховуючи зміну проектної конструкції та «Протокол зміни № 1 до робочого проекту свердловини № 71 Семиренківського ГКР» пропонується кріплення 177,8 / 168,3 мм експлуатаційної колони провести з використанням наступних тампонажних матеріалів:

- в інтервалі 5680 – 5100 м тампонажний матеріал РТМ-120 ПВ;
- в інтервалі 5100 – 4177 м тампонажний матеріал ШПЦС-120 М ПВ;
- в інтервалі 4177 – 0 м тампонажний матеріал ПЦТ-1-100 ПВ.

Поглиблення свердловини пропонується проводити буровим розчином відповідно до вимог робочого проекту. Враховуючи необхідність максимального збереження колекторських властивостей продуктивного горизонту, в інтервалі буріння під 127 мм фільтр-хвостовик густину біополімерного безглинистого мінералізованого розчину Біокар – МТ обмежити до величини 1,12 – 1,14 г/см³.

Крім цього для зменшення впливу гідродинамічних тисків при цементуванні верхньої секції 168,3 мм експлуатаційної колони на фільтрові елементи 127 мм хвостовика необхідно передбачити його ізоляцію.

Слід зазначити, що запропонована конструкція свердловини не знижує вимог щодо її надійності та довговічності. Тиски опресування експлуатаційної колони залишаються згідно вимог робочого проекту. Обладнання гирла свердловини противикидним обладнання та його опресування залишаються незмінними та повинні відповідати вимогам робочого проекту.

Після обговорення та обміну думками постановили:

1. Прийняти наступну конструкцію свердловини:

Назва колони	Типорозмір обсадних труб	Інтервал розташування, м	Довжина, м
Експлуатаційна (нижня секція)	177,8 x 11,51 C-95 VAGT	5680 – 4850	830
	177,8 x 10,36 R-95 VAGT	4850 - 4177	673
			1503
Фільтр-хвостовик	127 x 9,19 R-95 VAGT	5835 - 5620	215
Експлуатаційна (верхня секція)	168,3 x 10,59 P-110 VAGT	4177 – 0	4177

2. Кріплення експлуатаційної колони здійснити з використанням наступних тампонажних матеріалів:
 - в інтервалі 5680 – 5100 м тампонажний матеріал РТМ-120 ПВ;
 - в інтервалі 5100 – 4177 м тампонажний матеріал ШПЦС-120 М ПВ;
 - в інтервалі 4177 – 0 м тампонажний матеріал ПЦТ-1-100 ПВ.
3. Інтервали спуску секцій, розташування фільтрової частини 127 мм хвостовика та застосування відповідних тампонажних матеріалів уточнити за результатами заключних ГДС.
4. Для секційного кріплення 177,8 / 168,3 мм експлуатаційної колони використати пристрій секційного кріплення свердловин з посиленням захистом вузла стикування секцій.
5. ПрАТ «Нафтогазвидобування» для кріплення 127 мм фільтра-хвостовика використати пристрій з пакером та можливістю підвішування фільтр-хвостовика в 177,8 мм експлуатаційній колоні.
6. ПрАТ «Нафтогазвидобування» передбачити ізоляцію 127 мм фільтра-хвостовика від впливу гідродинамічних тисків при цементуванні верхньої секції експлуатаційної колони встановленням ізолюючої мостової пробки.
7. Буріння під 177,8 / 168,3 мм експлуатаційну колону та 127 мм фільтр-хвостовик здійснювати з використанням бурового розчину Біокар-МТ з параметрами бурового розчину згідно робочого проекту. При бурінні під 127 мм фільтр-хвостовик встановити густину бурового розчину 1,12-1,14 г/см³.
8. ТОВ «Ендейвер» здійснити перерахунок експлуатаційної колони на відповідність коефіцієнтам запасу міцності.
9. ТОВ «Геосинтез Інженірінг» внести зміни до «Програми робіт по приготуванню промивальної рідини, лабораторному контролю та регулюванню її параметрів» при бурінні під 177,8 / 168,3 мм експлуатаційну колону та 127 мм фільтр-хвостовик.
10. Вважати даний протокол доповненням до «Індивідуальний робочий проект на спорудження розвідувальної свердловини № 71 Семиренківського ГKR».
11. Відділу з матеріально – технічного забезпечення та логістики ПрАТ «Нафтогазвидобування» забезпечити свердловину необхідною кількістю обсадних труб згідно даного протоколу.
12. Додаткові витрати та зміну тривалості будівництва свердловини оформити Додатковою угодою між ТОВ «Регіон» та ПрАТ «Нафтогазвидобування».

Заступник головного геолога з геології та розробки ПрАТ «Нафтогазвидобування»

 Федченко А.В.

Начальник відділу з буріння і свердловинних технологій ПрАТ «Нафтогазвидобування»

 Іванишин В.Я.

Заступник директора ТОВ «Геосинтез Інженірінг»

 Лубан С.В.


Заступник начальника проектно-технологічного відділу ТОВ «Регіон»

 Фролов П.О.

Замісник АРЗ ен

 Баран О.В.

№ 7 виділення ГТР ЧЛНГФ на СРР
REGION LTD SERVICE COMPANY
http://www.region.ltd.ua
tel.: +38 (044) 235-03-07, fax: +38 (044) 234-11-88

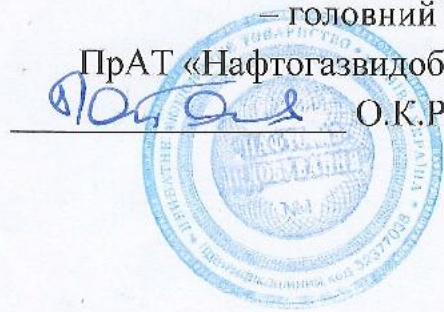
 Я.М. Дубровський

ЗАТВЕРДЖУЮПерший заступник генерального директора
– головний інженер

ПрАТ «Нафтогазвидобування»

О.К.Раптанов

« ____ » жовтня 2016 року

**АКТ****про промислове використання біополімерного безглинистого бурового розчину Біокар-МТ при розкритті продуктивного горизонту В-19 з наступним кріпленням пробуреного інтервалу фільтром на свердловинах №52, 71, 73 Семиренківського родовища**

Ми, що нижче підписалися, керівник департаменту буріння і свердловинних технологій ПрАТ «Нафтогазвидобування» Лазаренко О.Г., начальник відділу з буріння і свердловинних технологій ПрАТ «Нафтогазвидобування» Іванишин В.Я., заступник директора ТОВ «Геосинтез інженірінг» Лубан С.В., головний інженер ТОВ «Геосинтез інженірінг» Онищенко В.П. склали даний акт про промислове використання безглинистого бурового розчину Біокар-МТ при бурінні під спуск фільтрів-хвостовиків в інтервалі горизонту В-19 Семиренківського ГКР на свердловинах №52, 71, 73.

Виходячи з досвіду якісного розкриття продуктивного горизонту В-19 на свердловині №67 Семиренківського ГКР, яке відбулося у 2015 році внаслідок буріння із використанням бурового розчину Біокар-МТ та подальшого перекриття пробуреного інтервалу фільтром-хвостовиком, прийняте рішення про зміну конструкцій свердловин №52, 71 та 73 Семиренківського ГКР, які станом на 2016 рік знаходилися в бурінні. Свердловинами передбачалося розкриття продуктивного горизонту В-19 з пластовим тиском ≈ 33 МПа і температурою $\approx 140^\circ\text{C}$.

На свердловині №52 Семиренківського ГКР, було змінено запроєктований спуск колони-хвостовика $\varnothing 127$ мм з подальшим її цементуванням в інтервалі 5517-5797 м (В-19) на спуск фільтра-хвостовика $\varnothing 127$ мм на підвісці. Для буріння цього інтервалу був спеціально виготовлений новий об'єм бурового розчину Біокар-МТ з питомою вагою 1120-1140 кг/м³.

На свердловинах №71 та 73 Семиренківського ГКР, було змінено глибину спуску експлуатаційної обсадної колони $\varnothing 178$ мм. Спуск цієї колони було проведено в кровлю продуктивного горизонту В-19 (5680 м і 5628 м відповідно).

Подальше поглиблення до проектної глибини проводилося долотом $\varnothing 152$ мм (5770 м і 5718 м відповідно). Пробурені інтервали перекривалися фільтрами-хвостовиками $\varnothing 127$ мм без цементування. В обох випадках, для розкриття інтервалів під фільтри-хвостовики на буровій готували новий об'єм бурового розчину Біокар-МТ з питомою вагою 1120-1140 $\text{кг}/\text{м}^3$. Буровий розчин, що використовувався для буріння попереднього інтервалу, використовували як аварійний запас. Роботи по приготуванню бурового розчину проводилися в наступному порядку.

1. На поверхні, в приймальних ємностях було накопичено 300 м^3 чистої прісної води.
2. Проводили розбурювання цементного стакану на буровому розчині, що використовувався для буріння попереднього інтервалу.
3. Без підйому бурового інструменту, на вибої свердловини проводили заміну бурового розчину на прісну воду. Відпрацьований буровий розчин приймали на запасні ємності.
4. Обв'язка циркуляційної системи була зроблена таким чином, щоб циркуляція рідини проходила через вибій свердловини та блок приготування розчину (БПР).
5. При замкнутому циклі циркуляції через вибій свердловини, відповідно до порядку встановленому центральною лабораторією ТОВ «Геосинтез інженірінг», під керівництвом інженера по бурових розчинах, через БПР в потік рідини, вводили компоненти безглинистого бурового розчину Біокар-МТ.
6. Після введення всіх необхідних компонентів, циркуляцію розчину через свердловину проводили не менше двох циклів. Перевіряли параметри, і у випадку потреби, проводили додаткову обробку бурового розчину відповідними реагентами.
7. Після отримання параметрів, що відповідали новій програмі робіт, приступали до поглиблення свердловини.

Параметри біополімерного безглинистого бурового розчину Біокар-МТ наведені в таблиці. Розкриття продуктивного горизонту В-19 бурінням та спуск фільтра-хвостовика на всіх трьох свердловинах було проведено якісно, без аварій та ускладнень. Усі свердловини освоєні та працюють з високими промисловими дебітами.

Буровий розчин Біокар-МТ повністю відповідає термобаричним умовам буріння свердловин на Семиренківському ГКР, що дозволяє забезпечити ефективне очищення стовбуру від вибуреної породи та зменшити фільтраційні втрати при розкритті продуктивних пластів. Кольматаційна кірка, що утворюється на поверхні продуктивних пластів легко руйнується потоком пластового флюїду при освоєнні свердловини. Поєднання мінімального забруднення пластів при бурінні та


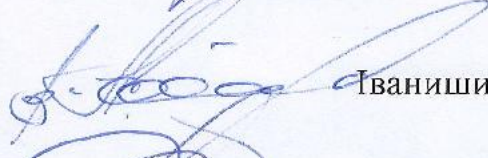
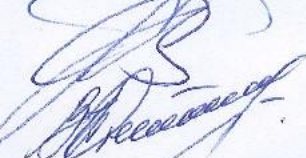

відсутність забруднення при цементуванні, внаслідок кріплення інтервалу хвостовиком-фільтром, дозволяє отримати високі показники при видобутку вуглеводнів. Застосована технологія закінчування свердловин є перспективною і буде в подальшому використовуватися на Семиренківському родовищі.

ТАБЛИЦЯ

Параметри бурового розчину Біокар-МТ при бурінні інтервалу під спуск хвостовика-фільтра на свердловинах Семиренківського ГКР

№ свердловини, дата виконання робіт	Густина, кг/м ³	Умовна в'язкість*, с	СНЗ, дПа	Фільтрація, см ³ /30хв.	Пластична в'язкість, мПа*с	ДНЗ, дПа	Фільтрація при T=140°C, см ³ /30хв.	Вміст КСІ	Загальна мінералізація, %
52 Семиренки (05.07.16 - 24.08.16)	1140	50	70/80	3,0	15	175	17	4,5	10,5
		-	-	-	-	-	-	-	-
		70	80/90	4,5	20	190	19	5,5	12,8
71 Семиренки (26.04.16 - 10.06.16)	1140	55	46/53	3,5	19	187	15	5,5	9
		-	-	-	-	-	-	-	-
		70	85/95	4,5	25	197	17	6,5	11
73 Семиренки (19.05.16 - 28.06.16)	1130	60	48/53	3,5	21	177	12	5	9
		-	-	-	-	-	-	-	-
		80	67/81	4,0	23	201	14	6,5	10

Керівник департаменту буріння
і свердловинних технологій
ПрАТ «Нафтогазвидобування»
Начальник відділу з буріння
і свердловинних технологій
ПрАТ «Нафтогазвидобування»
Заступник директора
ТОВ «Геосинтез інженірінг»
Головний інженер
ТОВ «Геосинтез інженірінг»

 Лазаренко О.Г.
 Іванишин В.Я.
 Лубан С.В.
 Онищенко В.І.