

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

Кваліфікаційна наукова праця
на правах рукопису

ВОЛОШИН ЮРІЙ ДМИТРОВИЧ

УДК 622.245


ДИСЕРТАЦІЯ
УДОСКОНАЛЕННЯ ТЕХНОЛОГІЙ ОСВОЄННЯ СВЕРДЛОВИН З
НИЗЬКОПРОНИКНИМИ ПРОДУКТИВНИМИ ГОРИЗОНТАМИ

05.15.10 – Буріння свердловин

18 Виробництво та технології

Подається на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук
(доктора філософії)

Дисертація містить результати власних досліджень. Використання ідей,
результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне
джерело

 Ю. Д. Волошин

Науковий керівник Мислюк Михайло Андрійович, доктор технічних наук,
професор

Івано-Франківськ – 2023

АНОТАЦІЯ

Волошин Ю. Д. Удосконалення технологій освоєння свердловин з низькопроникними продуктивними горизонтами. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук за спеціальністю 05.15.10 «Буріння свердловин». – Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Івано-Франківськ, 2023.

Проаналізовано сучасний стан технологій освоєння свердловин з низькопроникними продуктивними горизонтами та обґрунтовано деякі напрями їх вдосконалення.

Із використанням методів планування експериментів вивчено вплив вібрації з частотами 20 – 130 Гц та концентрації сульфонолу 0,1 – 2,0% на міцність моделі гірської породи на згин. Встановлено статистично значущий вплив концентрації сульфонолу на показник міцності моделі ізотропної гірської породи. Побудовано рівняння регресії показника міцності від концентрації сульфонолу і частоти вібрації.

За результатами експериментальних досліджень вивчено вплив параметрів імпульсно-хвильової обробки (інтенсивність і час коливальної дії) та концентрації сульфонолу на міцнісні властивості анізотропних моделей гірської породи (цементний камінь 30×30×190 мм). Для умов експерименту встановлено статистично значущий вплив тривалості вібраційної обробки (коефіцієнт кореляції $r_{\sigma t} = -0,664$) і потужності коливальної дії ($r_{\sigma I} = -0,359$) та незначущий вплив концентрації сульфонолу ($r_{\sigma c} = 0,171$) на показник відносної міцності. Побудовано рівняння регресії показника відносної міцності від інтенсивності і часу коливальної дії та концентрації сульфонола.

Досліджено вплив циклічних навантажень на фільтраційні та міцнісні властивості штучних і природних кернів. Фільтраційні властивості вивчали на розробленій установці для дослідження проникності пористого середовища при гідроімпульсних навантаженнях на керн. Встановлено наявність домінантних

частот, одні з яких є ефективні для технологій очищення привибійної зони плат, а інші – для ініціації росту втомних тріщин. Отримані результати дають підстави рекомендувати частоти у діапазоні 25–100 Гц та можуть бути використані для обґрунтування дизайну технологій освоєння свердловин з імпульсно-хвильовою обробкою привибійної зони.

Запропоновано трьохрівневу ієрархічну модель вибору оптимальної рецептури технологічних рідин для освоєння свердловин. На першому рівні з використанням нечітких моделей прийняття рішень обґрунтовують вибір підмножини еквівалентних рецептур, на другому – оптимальної рецептури та її компонентного складу і на третьому – композиції двох (неонолу та сольпену) поверхнево-активних речовин (ПАР) для забезпечення необхідних поверхневих властивостей на границі розділу фаз фільтрат технологічної рідини – пластовий флюїд. Запропонована процедура вибору сприяє обґрунтуванню компонентного складу рідин глушіння для різних гірничогеологічних умов у відповідності до системи обмежень на технологічні властивості та критерію оптимальності.

Для умов низькопроникних колекторів запропоновано рідину глушіння на біополімерній основі, технологічні властивості якої регулюються в широких межах: густина 1030 – 1180 кг/м³, умовна в'язкість 91 – 128 с, статичне напруження зсуву 5,7–8,6 Па і 6,2 – 9,6 Па, коефіцієнт міжфазного натягу 1,24 – 11,59 мН/м, динамічне напруження зсуву 0,31–4,12 Па, міра консистенції 1,17 – 3,09 Па · сⁿ і показник нелінійності 0,32 – 0,45. На основі проведених досліджень встановлено кореляційні зв'язки та регресійні залежності між деякими технологічними і поверхневими властивостями рідини глушіння та концентраціями ПАР і хлориду натрію.

Обґрунтовано вибір типу та вмісту ПАР у технологічних рідинах на основі водних розчинів неорганічних солей. Показано, що для досліджуваної рідини глушіння оптимальний вміст ПАР залежить від типу та вмісту солі для регулювання густини. Для рідини глушіння на основі NaCl при вмісті останнього в 10% мінімальний міжфазний натяг (1,24 мН/м) забезпечує поєднання 0,50%

сольпену і 0,25% неонолу. Для вмісту NaCl 30% співвідношення є іншим і становить 0,25% сольпену та 0,50% неонолу. Така композиція забезпечує міжфазний натяг на межі фільтрат рідини глушіння – нафта Бугруватівського родовища на рівні 4,13 мН/м. Виявлено, що одночасне використання неонолу при вмісті 0,25 % та CaBr₂ синергетично мінімізує міжфазний натяг до значень менше 1 мН/м.

За результатами проведених досліджень запропоновано методику вибору рецептур технологічних рідин за мінімальними значеннями міжфазного натягу та вивченням впливу вмісту ПАР на в'язкість водонафтових емульсій з різним співвідношенням W/O. Для найбільш критичних (щодо формування високов'язких емульсій) співвідношень W/O, а саме 30/70, 40/60 і 50/50, оптимальні добавки неонолу та сольпену кратно зменшують в'язкість сформованих водонафтових емульсій. З метою забезпечення якісного освоєння свердловин в умовах Бугруватівського родовища рекомендовано застосування сольпену і неонолу в оптимальному співвідношенні, визначеному за даними лабораторних досліджень.

Обґрунтовано вибір параметрів технологій імпульсно-хвильової дії на привибійну зону з метою підвищення ефективності освоєння свердловин із низькопроникними колекторами. При цьому основну увагу приділено вибору амплітудно-частотних характеристик, тривалості обробки та депресії на пласт.

Поєднання струминних насосів з гідроімпульсними генераторами запропонованої конструкції, що дозволяє створювати коливання з інтенсивністю до $52 \cdot 10^4$ Вт/м² при раціональному застосуванні (витрата робочої рідини 3–15 л/с, частота імпульсів тиску 25 – 100 Гц, діапазон амплітуд 2 – 6 МПа), сприяє підвищенню проникності ПЗП за рахунок її очищення від кольматанту та утворенню мікротріщин внаслідок прояву втомних явищ гірських порід при циклічних навантаженнях.

На прикладі гірничогеологічних і технологічних умов Бугруватівського нафтового родовища обґрунтовано вибір оптимальних рецептур рідин глушіння за критеріями вартості одиниці об'єму (78 \$/м³), мінімального міжфазного

натягу на границі розділу фаз фільтрат рідини – нафта (1,24 мН/м) та ефективної виносної здатності (0,1434).

Під час апробації технології освоєння із використанням імпульсно-хвильового впливу на продуктивний горизонт реалізовано інженерний підхід із вибору свердловини-кандидата, рецептури технологічної рідини і параметрів комбінованої імпульсно-хвильової депресійної обробки привибійної зони. Результати апробації у промислових умовах на свердловині 63-Дузлак свідчать про позитивні ефекти за рахунок очищення привибійної зони від високов'язкого кольматанту об'ємом 3,5 м³ та успішного освоєння свердловини.

Ключові слова: вибір рецептур технологічних рідин, глушіння свердловин, дослідження керну, імпульсно-хвильовий вплив, коефіцієнт міжфазного натягу, міцність гірських порід, обробка привибійної зони, освоєння свердловин, поверхнево-активна речовина, реологічні властивості водонафтової емульсії, фільтрація, циклічні навантаження, якість освоєння свердловин.

ANNOTATION

Voloshyn Yu. D. Improvement of well development technologies with low-permeability productive horizons. – Qualification scientific work on manuscript copyrights.

Dissertation for obtaining an academic degree of Candidate of Technical Sciences (doctor of philosophy) in major 05.15.10 – Well drilling. – Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, Ivano-Frankivsk, 2023.

The current state of well development technologies with low-permeability productive horizons is analyzed and some directions for their improvement are substantiated.

Using experiment planning methods, the effect of vibration with frequencies of 20 – 130 Hz and sulfonol concentration of 0,1 – 2,0% on the bending strength of the rock model was studied. A statistically significant effect of sulfonol concentration on the strength index of the isotropic rock model has been established. An equation of regression of the strength indicator from the concentration of sulfonol and vibration frequency is constructed.

According to the results of experimental studies, the influence of pulse-wave processing parameters (intensity and time of oscillatory action) and sulfonol concentration on the strength properties of anisotropic models of rock (cement stone 30×30×190 mm) was studied. For the conditions of the experiment, a statistically significant effect of the duration of vibration treatment (correlation coefficient $r_{\sigma t} = -0,664$) and oscillation power ($r_{\sigma l} = -0,359$) and an insignificant effect of sulfonol concentration ($r_{\sigma c} = 0,171$) on the relative strength indicator have been established. The regression equation of the relative strength index from the intensity and time of oscillation and sulfonol concentration is constructed.

The effect of cyclic loads on the filtration and strength properties of artificial and natural cores has been studied. Filtration properties were studied on a developed

installation to study the permeability of the porous medium under hydropulse loads on the core. The presence of dominant frequencies has been established, some of which are effective for technologies for cleaning the blasting area of boards, and others - to initiate the growth of fatigue cracks. The results obtained give grounds to recommend frequencies in the range of 25–100 Hz and can be used to justify the design of technologies for the development of wells with pulse-wave treatment of the bottom-hole formation zone.

A three-level hierarchical model for selecting the optimal formulation of process fluids for well development has been proposed. At the first level, using fuzzy decision-making models, the choice of a subset of equivalent formulations is substantiated, at the second – optimal formulation and its component composition and at the third – the composition of two (neonol and solpen) surfactants (SAR) to provide the necessary surface properties at the phase section boundary of the filtrate of the process fluid – reservoir fluid. The proposed selection procedure contributes to the substantiation of the component composition of well-killing fluids for various mining and geological conditions in accordance with the system of restrictions on technological properties and the criterion of optimality.

For the conditions of low-permeable collectors, a biopolymer-based well-killing fluids proposed, the technological properties of which are regulated in wide ranges: density 1030 – 1180 kg/m^3 , conditional viscosity 91 – 128 c , static shear stress 5,7–8,6 Pa and 6,2 – 9,6 Pa , interphase tension coefficient 1,24 – 11,59 mN/m , dynamic shear stress 0,31–4,12 Pa , consistency measure 1,17 – 3,09 $Pa \cdot s^n$ and nonlinearity indicator 0,32 – 0,45. Based on the studies conducted, correlations and regression dependencies between some technological and surface properties of the well-killing fluid and concentrations of surfactant and sodium chloride have been established.

The choice of the type and content of surfactant in process fluids based on aqueous solutions of inorganic salts is substantiated. It is shown that for the studied well-killing fluid, the optimal surfactant content depends on the type and salt content to regulate the density. For NaCl-based well-killing fluid with the latter content of 10%, the minimum interphase tension (1,24 mN/m) provides a combination of 0,50% solpen and 0,25% neonol. For NaCl content, 30%, the ratio is different and is 0,25% solpen and 0,50% neonol. This composition provides interphase tension at the border of the filtrate of the well-killing fluid – oil of the Bugruvativske deposit at the level of 4,13 mN/m. It was discovered that the simultaneous use of neonol at a content of 0,25% and CaBr₂ synergistically minimizes interphase tension to values less than 1 mN/m.

According to the results of the conducted studies, a method for selecting formulations of technological liquids by minimum values of interphase tension and the study of the effect of surfactant content on the viscosity of oil-water emulsions with different W/O ratios was proposed. For the most critical (regarding the formation of high-viscous emulsions) W/O ratios, namely 30/70, 40/60 and 50/50, optimal additives of neonol and solpene multiply the viscosity of the formed oil-water emulsions. In order to ensure high-quality development of wells in the conditions of the Bugruvativsk deposit, the use of solpen and neonol is recommended in the optimal ratio determined according to laboratory studies.

The choice of parameters of pulse-wave action technologies on the bottomhole formation zone is substantiated in order to increase the efficiency of well development with low-permeability collectors. At the same time, the main attention is paid to the choice of amplitude-frequency characteristics, the duration of processing and depression on the layer.

The combination of jet pumps with hydropulse generators of the proposed design, which allows you to create vibrations with an intensity of up to $52 \cdot 10^4$ W/m² with rational use (working fluid consumption 3–15 l/s, frequency of pressure pulses 25 – 100

Hz, amplitude range 2 – 6 MPa), contributes to an increase in the permeability of the software by cleaning it of colmatant and the formation of microcracks due to the manifestation of fatigue phenomena of rocks under cyclic loads.

On the example of mining and technological conditions of the Bugruvativk oil field, the choice of optimal formulations of well-killing fluids according to the criteria of unit cost of volume (78 \$/m³), the minimum interphase tension at the phase boundary of the filtrate of the liquid – oil (1.24 mN/m) and effective remoteness is substantiated.

During the testing of the development technology using pulse-wave impact on the productive horizon, an engineering approach was implemented to select a candidate well, the formulation of the process fluid and the parameters of the combined pulse-wave depression treatment of the bottom-hole formation zone. The results of testing in industrial conditions at the well 63-Duzlak indicate positive effects due to the cleaning of the bottom hole zone from high-viscous colmatant with a volume of 3.5 m³ and successful development of the well.

Keywords: selection of formulations of technological fluids, well killing operation, core study, pulse-wave impact, coefficient of interphase tension, strength of rocks, bottom hole treatment, well completion, surfactant, rheological properties of oil-water emulsion, filtration, cyclic loads, quality of well completion.

СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

Статті, в яких опубліковані основні наукові результати дисертації

1. Деякі напрями удосконалення технологій спорудження свердловин на сланцевий газ / М. А. Мислюк та ін. *Нафтогазова галузь України*. 2013. № 1. С. 40–45.
2. Полутренко М. С., Богославець В. В., Волошин Ю. Д. Дослідження поверхневих і реологічних властивостей безглинистого біополімерного бурового розчину, обробленого поверхнево-активною речовиною М-1. *Нафтогазова енергетика*. 2021. Т. 35, № 1. С. 91–97. URL: [https://doi.org/10.31471/1993-9868-2021-1\(35\)-91-97](https://doi.org/10.31471/1993-9868-2021-1(35)-91-97)
3. Application of pulse-wave technology for oilwell completion / Y. M. Bazhaluk et al. *Naukovyj Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*. 2016. No. 5. P. 16–20.
4. Elastic waves influence upon enhancement of shale rocks fracturing / Y. Bazhaluk et al. *Annual scientific-technical collection – Mining of mineral deposits* / ed. by G. Pivnyak et al. London, 2013. P. 369–371. URL: <https://doi.org/10.1201/b16354-67>
5. Myslyuk M. A., Voloshyn Y. D., Zholob N. R. Assesment of rheological properties of drilling fluids based on rotational viscometry data. *SOCAR Proceedings Special Issue*. 2023. No. 2. P. 41–53. URL: <https://doi.org/10.5510/OGP2023SI200879>

Матеріали наукових конференцій

6. Богославець В. В., Волошин Ю. Д. Особливості вибору рідин глушіння для свердловин з низькопроникними продуктивними горизонтами. *Міжгалузеві диспути: динаміка та розвиток сучасних наукових досліджень: Матеріали міжнар. наук. конф., м. Вінниця, 10 лип. 2020 р.* С. 98–101. URL: <https://doi.org/10.36074/10.07.2020.v1.11>.
7. Волошин Ю. Д., Васютин Д. Ю. О возможности повышения качества освоения скважин. *Science of post-industrial society: globalization and transformation processes: I Міжнар. науково-практ. конф., м. Відень, 4 черв. 2021 р.* Вінниця, С. 123–130. URL: <https://doi.org/10.36074/grail-of-science.04.06.2021.023>.

8. Волошин Ю. Д., Васютин Д. Ю. Розробка рецептури промивальної рідини для буріння в нестійких глинистих відкладах. *The driving force of science and trends in its development: I International Scientific and Theoretical Conference*, м. Coventry, 29 січ. 2021 р. С. 116–117. <https://doi.org/10.36074/scientia-29.01.2021.v2>.

9. Волошин Ю. Д. Оцінка міцнісних властивостей гірських порід з допомогою неруйнівних методів. *Методи та засоби неруйнівного контролю промислового обладнання: зб. тез доп. 5-ої наук.-практ. конф. студентів і молодих уч.*, м. Івано-Франківськ / ред. І. С. Кісіль. Івано-Франківськ, 2015. С. 44–46.

10. Волошин Ю. Д. Удосконалення імпульсно-хвильової технології освоєння свердловин. *Нафтогазова освіта та наука: стан та перспективи: Матеріали міжнар. науково-техн. конф.*, м. Івано-Франківськ, 10–12 груд. 2014 р. м. Івано-Франківськ, 2014. С. 142–144.

11. Експериментальні дослідження зміни проникності порового середовища пласта в умовах знакозмінних навантажень / Я. М. Бажалук та ін. *Нафтогазова енергетика-2017: Міжнар. науково-техн. конф.*, м. Івано-Франківськ, 15–19 трав. 2017 р. С. 49–50.

12. Куцив О. В., Волошин Ю. Д. Проблемы формирования водонефтяных эмульсий в низкопроницаемых пластах. *Theoretical and empirical scientific research: concept and trends: Collection of scientific papers «ΛΟΓΟΣ»: International Scientific and Practical Conference*, м. Oxford, 24 черв. 2020 р. С. 50–53. URL: <https://doi.org/DOI:10.36074/24.07.2020.v2.16>.

13. Bohoslavets V., Voloshyn Y., Sushkevych I. Improving the quality of productive layer disclosure. *Міжгалузеві диспути: динаміка та розвиток сучасних наукових досліджень: Міжнародна наукова конференція, Вінниця, 10 July 2020. Вінниця, 2020. Р. 70–72. URL: <https://doi.org/10.36074/10.07.2020.v1.06>.*

14. Research of the properties of potassium format for the preparation of drilling fluid / V. V. Bohoslavets et al. *16th international conference monitoring of geological processes and ecological condition of the environment*, Kyiv, Ukraine, 2022. URL: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.2022580146> (date of access: 05.11.2023).

Патенти

15. Пристрій для дослідження фільтрування рідин через пористі гірські породи : пат. 125000 Україна : G01N 15/08 (2006.01). № а202004515 ; заявл. 15.07.2020 ; опубл. 22.12.2021, Бюл. № 51. 9 с.

16. Імпульсний генератор : пат. 116402 Україна : E21B43/00 G06F1/04. № u201609026 ; заявл. 25.08.2016 ; опубл. 25.05.2017, Бюл. № 10. 3 с.

17. Спосіб підвищення нафтовилучення із пластів на завершальній стадії експлуатації : пат. 117156 Україна : E21B43/25. № а201411487; заявл. 22.10.2014 ; опубл. 26.06.2017, Бюл. № 12. 4 с.

Частина монографії

18. Bazhaluk, Y. M. New technology for the intensification of oil and gas recovery from depleted and marginal wells: колективна монографія / Y. M. Bazhaluk, O. M. Karpash, Y. D. Voloshyn. – General and complex problems of technical sciences. – Petrosani: UNIVERSITAS Publishing, 2019. – С. 185-201.

Зміст

ВСТУП	4
РОЗДІЛ 1	
СУЧАСНИЙ СТАН ТЕХНОЛОГІЙ ОСВОЄННЯ СВЕРДЛОВИН ІЗ НИЗЬКОПРОНИКНИМИ ПРОДУКТИВНИМИ ГОРИЗОНТАМИ.....	10
1.1 Геолого-фізичні особливості низькопроникних колекторів.....	10
1.2 Світовий досвід освоєння свердловин з низькопроникними продуктивними горизонтами.....	14
1.3 Методи покращання фільтраційних властивостей привибійної зони продуктивних пластів.....	18
1.4 Вибір напрямів і постановка задач досліджень.....	33
1.5 Висновки до розділу 1.....	35
РОЗДІЛ 2	
ОЦІНКА ВПЛИВУ ДЕЯКИХ ПАРАМЕТРІВ ІМПУЛЬСНО-ХВИЛЬОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ НА МІЦНІСТНІ ТА ФІЛЬТРАЦІЙНІ ВЛАСТИВОСТІ ГІРСЬКИХ ПОРІД.....	36
2.1 Експериментальні дослідження міцністних властивостей моделей гірських порід.....	36
2.2 Аналіз результатів досліджень міцністних властивостей.....	45
2.3 Експериментальні дослідження впливу циклічних навантажень на фільтраційні властивості моделей гірських порід	48
2.4 Аналіз результатів досліджень фільтраційних властивостей.....	62
2.5 Висновки до розділу 2.....	65
РОЗДІЛ 3	
ОБҐРУНТУВАННЯ ВИБОРУ РЕЦЕПТУР ТА ДОСЛІДЖЕННЯ ВЛАСТИВОСТЕЙ ТЕХНОЛОГІЧНИХ РІДИН ДЛЯ ОСВОЄННЯ СВЕРДЛОВИН.....	67
3.1 Принципи вибору рецептур технологічних рідин для освоєння свердловин...	67
3.2 Дослідження технологічних властивостей рідини глушіння на біополімерній основі.....	73
3.3 Аналіз поверхневих і реологічних властивостей рідини глушіння на біополімерній основі.....	79
3.4 Дослідження впливу ПАР на реологічні властивості водонафтової емульсії....	87
3.5 Висновки до розділу 3.....	93

РОЗДІЛ 4

РОЗРОБКА РЕКОМЕНДАЦІЙ ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ТЕХНОЛОГІЙ ОСВОЄННЯ СВЕРДЛОВИН ІЗ НИЗЬКОПРОНИКНИМИ КОЛЕКТОРАМИ.....	95
4.1 Освоєння свердловин із використанням технологій імпульсно-хвильової дії на продуктивний горизонт.....	95
4.2 Обґрунтування параметрів імпульсно-хвильових технологій освоєння свердловин.....	101
4.3 Вибір оптимальних рецептур технологічних рідин для освоєння свердловин...	107
4.4 Апробація технології освоєння свердловин у промислових умовах.....	118
4.5 Висновки до розділу	123
ВИСНОВКИ.....	125
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	127
ДОДАТКИ.....	153

ВСТУП

Обґрунтування вибору теми дослідження. Складні умови нафтогазової промисловості, що склалися сьогодні в Україні, потребують виважених, обґрунтованих і кваліфікованих експертних антикризових рішень щодо оптимізації фонду свердловин задля підвищення видобутку вуглеводнів та забезпечення енергетичної безпеки країни. Станом на зараз 4300 свердловин, що знаходяться в межах спецдозволів «Укрнафти», є ліквідованими з тих чи інших геолого-технічних причин, а весь фонд ліквідованих свердловин разом зі спецдозволами інших компаній налічує понад 5600 свердловин. Частина цього фонду свердловин може бути відновлена проведенням операцій з метою інтенсифікації видобутку, капітальних і поточних ремонтів або буріння бокових стовбурів.

Успішність операцій з освоєння свердловин та їх продуктивність тісно пов'язана з системою якості спорудження свердловини і критично залежить від стану привибійної зони продуктивного горизонту. Незважаючи на суттєве вдосконалення технічних рішень і технологій освоєння свердловин на сьогодні значна увага приділяється способам встановлення зв'язку свердловини з пластом і його збереженням з метою отримання максимальної продуктивності.

На різних етапах спорудження свердловин використовують технологічні рідини, необґрунтований вибір яких є однією із основних причин недосягнення потенційно можливих промислових дебітів вуглеводнів і збільшення періоду виходу свердловин на режим. Застосування в якості рідин глушіння та освоєння розчинів солей без регулювання технологічних, реологічних, структурно-механічних та поверхневих властивостей може призвести до серйозних ускладнень при проведенні робіт з продуктивним пластом. Тому проблема збереження та відновлення фільтраційно-ємнісних характеристик ПЗП та відповідно продуктивності свердловин при глушінні перед ремонтними роботами вимагає комплексного підходу, суть якого полягає в обґрунтованому виборі як рецептур технологічних рідин, так і параметрів технологій впливу на ПЗП. За результатами оглядового аналізу методів впливу на ПЗП найбільш

перспективними з точки зору ефективності є імпульсно-хвильові технології впливу на ПЗП, які з практичного досвіду часто доцільно застосовувати у комплексі з іншими технологіями.

Основою для вирішення вказаної проблеми є глибоке розуміння та детальне вивчення фізико-хімічних, гідродинамічних та міжфазних процесів, які протікають в ПЗП при імпульсно-хвильовому впливі за присутності технологічних рідин різного компонентного складу, значний вклад у вивчення яких внесли Алтуніна А.К., Антоніаді Д.Г., Ахметов А.А., Бажалук Я. М., Баспаев Е. Т., Блажевич В.А., Булатов А. І., Гриценко А. І., Гурвич Л. М., Дибленко В. П. , Желтов Ю. В., Зозуля Г.П., Крилов В.І., Магадова Л. А., Мардашов В. Д., Мислюк М. А., Панікаровський Е. В., Позднишев Г. Н., Рогачов М.К., Рудий М.І., Рябоконт С. А., Світлицький В. М., Сілін М.А., Сургучов М. Л., Токунов В. И., Ягафаров А.К., Яремійчук Р. С., Bellarby J., Butler B., Caenn R., Chen Z., Darley H. C. H., Faruk F., Fink J. K., Gray G. R., Guo B., Kenneth L. Bridges, Kim T. H., Lake L., Lee K. S., Panamarathupalayam B., Renpu W., Shahreyar N., Wan Renpu, Zhang Li та багато інших вчених.

Велика кількість існуючих на сьогодні рецептур рідин глушіння не гарантує високого ступеня досконалості свердловин за гідродинамічним зв'язком з ПЗП, успішності виконання операцій з глушіння та ремонту свердловин з наступним освоєнням. У зв'язку з цим робота направлена на розробку ефективних процедур вибору оптимальних рецептур технологічних рідин, що застосовуються при глушінні та освоєнні свердловин, що є актуальним для нафтогазової галузі.

Об'єктом досліджень є процеси, що протікають у ПЗП при імпульсно-хвильовій дії та контакту з технологічними рідинами, рецептура яких підібрана для досягнення максимального коефіцієнту відновлення продуктивності.

Предметом досліджень є параметри імпульсно-хвильових технологій дії на ПЗП для освоєння свердловин із колекторами, проникність яких є природньо

низькою чи знижена внаслідок різноманітних техніко-технологічних і природних чинників.

Мета роботи. Підвищення ефективності освоєння свердловин із низькопроникними колекторами.

Досягнення поставленої мети пов'язане з вирішенням таких **основних завдань досліджень.**

1. Аналіз технологій освоєння свердловин із низькопроникними продуктивними горизонтами.
2. Дослідження впливу параметрів імпульсно-хвильової обробки на міцнісні та фільтраційно-ємнісні властивості моделей гірських порід.
3. Розробка моделі вибору оптимальних рецептур технологічних рідин для освоєння та глушіння свердловин.
4. Дослідження технологічних і поверхневих властивостей біополімерних рідин глушіння для умов Бугруватівського родовища.
5. Обґрунтування рекомендацій для підвищення ефективності освоєння свердловин із низькопроникними колекторами.

Методи дослідження. Експериментальні дослідження технологічних властивостей рідини глушіння проводили за стандартами та методиками API RP 13B, 13I на відповідному сучасному обладнанні із застосуванням методів планування експериментів та статистичної обробки отриманих результатів.

Дослідження впливу частоти, інтенсивності і тривалості імпульсно-хвильової обробки на міцність модельних зразків виконано з допомогою сертифікованого приладу Пульсар-1.1. У дослідженнях використовували штучні (виготовлені на основі піщано-цементної суміші) і природні (виготовлені із пісковика за методикою УкрНДПІ ПАТ «Укрнафта») керни. При підготовці кернів до експериментальних досліджень зміни фільтраційних характеристик враховано рекомендації ГОСТ 26450.0–85 і ОСТ 39-195–86.

Наукова новизна роботи

1. За результатами експериментальних досліджень вивчено вплив імпульсно-хвильової дії на міцнісні властивості моделей гірських порід. Встановлено статистично значущий вплив тривалості вібраційної обробки (коефіцієнт кореляції $r_{\sigma t} = -0,664$) та потужності коливальної дії (коефіцієнт кореляції $r_{\sigma I} = -0,359$) на показник міцності.

2. За результатами досліджень циклічних навантажень на фільтраційні та міцнісні властивості штучних і природних кернів виявлено наявність домінантних частот, одні з яких ефективні для технологій очищення ПЗП, а інші – для ініціації росту втомних тріщин. Це дає підстави рекомендувати імпульсно-хвильові технології дії на ПЗП частоти у діапазоні 25–100 Гц.

3. Обґрунтовано трьохрівневу ієрархічну модель вибору оптимальної рецептури технологічних рідин для освоєння свердловин. На першому рівні з використанням нечітких моделей прийняття рішень вибирають підмножину еквівалентних рецептур, на другому – оптимальну рецептуру та її компонентний склад і на третьому – композицію ПАР для забезпечення необхідних поверхневих властивостей на границі розділу фаз фільтрат – пластовий флюїд.

Практичне значення одержаних результатів дисертації полягає у тому, що виконані дослідження, в межах області проведених експериментів, дають можливість обґрунтувати ефективні поєднання параметрів імпульсно-хвильових технологій освоєння свердловин із застосуванням оптимальних рецептур технологічних рідин. При цьому доведено, що для певних геомеханічних властивостей порід існують відповідні параметри імпульсно-хвильових технологій, які реалізують механізм втомного руйнування порід і сприяють підвищенню проникності пласта.

Особистий внесок здобувача. Постановку задачі сформульовано науковим керівником професором М.А. Мислюком. Другий розділ дисертації є результатом пошуку здобувачем рішень практичних проблем застосування

імпульсно-хвильових технологій, сформованих на основі досвіду та ідей Я.М. Бажалука, і виконаний за його підтримки.

Здобувачем самостійно виконано комплекс експериментальних досліджень, вивчено вплив імпульсно-хвильової дії на зміну міцністних і фільтраційних властивостей зразків гірських порід та їх моделей [12,13,66,110,125]. Також у відповідності до запропонованої ієрархічної моделі вибору оптимальної рецептури проведено дослідження технологічних і поверхневих властивостей рідин глушіння на біополімерній основі. На основі проведених робіт підготовлені та опубліковані статті у фахових виданнях [48,105,173,174]. Проведено дослідження впливу ПАР на реологічні властивості водонафтової емульсії, отриманої з нафти Бугруватівського родовища та фільтрату рідини глушіння [9,37]. Розв'язок задач вибору рецептур рідини глушіння з урахуванням прийнятих локальних критеріїв оптимальності та систем обмежень побудовано з допомогою системи MudExpert, авторами якої є М.А. Мислюк та Ю.М. Салижин.

Апробація матеріалів дисертації. Результати проведених досліджень доповідалися та обговорювалися на Міжнародній науково-технічній конференції "Нафтогазова освіта та наука: стан та перспективи" (2014), науково-практичній конференції студентів і молодих учених «Методи та засоби неруйнівного контролю промислового обладнання» (2015), «Нафтогазова освіта та наука: стан та перспективи» (2017), міжнародній науковій конференції «Міжгалузеві диспути: динаміка та розвиток сучасних наукових досліджень» (2020), міжнародній науково-практичній конференції «Theoretical and empirical scientific research: concept and trends: Collection of scientific papers «ΛΟΓΟΣ»» (2020), міжнародній науково-практичній конференції «Science of post-industrial society: globalization and transformation processes» (2021), міжнародній науковій конференції «The driving force of science and trends in its development» (2021), міжнародній науковій конференції «16th international conference monitoring of geological processes and ecological condition of the environment» (2022).

Публікації. За матеріалами дисертації опубліковано 18 наукових праць, з яких у співавторстві 4 статті у фахових наукових журналах (дві з яких індексуються в Scopus, в т.ч. 1 стаття періодичному науковому виданні інших держав, які входять до Організації економічного співробітництва та розвитку, з наукового напрямку, за яким підготовлено дисертацію), та 1 стаття у виданні, що індексується в міжнародній наукометричній базі Scopus, 1 колективна монографія, а також 9 матеріалів міжнародних наукових, науково-практичних та всеукраїнських конференцій (в т.ч. 1 в Scopus) та отримано 2 патенти України на корисну модель і 1 патент України на винахід.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Робота виконана в рамках загального плану наукових досліджень Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу, держбюджетної науково-дослідної роботи Д-7-15-П «Розроблення інноваційних технологій освоєння родовищ природніх вуглеводнів з низькопроникними колекторами» (номер держреєстрації РК0115U002281) та Ф70/143-2017 «Вибір оптимальних рецептур бурових розчинів» (РК № 0117U007106).

Структура та обсяг дисертації. Дисертаційна робота викладена на 193 сторінках машинописного тексту, містить 24 таблиць, 30 рисунків. Складається з чотирьох розділів, основних висновків та рекомендацій та списку використаних джерел із 218 найменувань.

Автор висловлює щире подяку науковому керівнику докт. техн. наук, проф. Мислюку М.А. за цінні поради в науковій роботі, а також дякує за підтримку при виконанні досліджень директору ТОВ «Інтекс» Бажалуку Я.М. та адміністрації ТОВ «Геосинтез Інженірінг».

1 Сучасний стан технологій освоєння свердловин із низькопроникними продуктивними горизонтами

Сталий розвиток енергетики як в Україні, так і у світі тісно пов'язаний з станом та рівнем впровадження новітніх технологій спорудження та освоєння свердловин. Сучасні нафтогазові технології на сьогодні забезпечили рентабельність освоєння та експлуатації родовищ з раніше недоступними, неконвенційними покладами вуглеводнів різного генетичного типу [31,51,53,165,218]:

глибокозалеглий природний газ (*deep natural gas*), «ущільнений» природний газ (*tight natural gas*), сланцевий газ (*shale gas*), вугільний метан (*coalbed methane*), зріджений природний газ (*liquefied natural gas*), гідрати метану (*methane hydrates*);

високов'язка нафта, сланцева нафта (*shale oil*), нафта в низькопроникних і щільних колекторах (*tight oil*).

Значний технологічний прогрес спостерігається при експлуатації родовищ із важковилучуваними запасами вуглеводнів, освоєння яких відбувається в умовах низьких колекторських характеристик пластів та застосуванням технологій керування продуктивністю свердловин [35,41].

1.1 Геолого-фізичні особливості низькопроникних колекторів

Сланцеві поклади вуглеводнів – це складна багатокомпонентна система, в якій та сама формація порід є і материнською породою, і породою-колектором, і породою-покришкою [51,165]. Флюїд скупчується в ізольованих порах різного розміру (від піко- до макропор) як в неорганічних мінералах так і адсорбується органічною речовиною [51,165]. Технологію освоєння і подальшої розробки у таких низькопроникних колекторах визначає рухливість чи нерухливість нафти чи газу. Рухливість вуглеводневої сировини в надрах може визначатися як її фізичними властивостями і умовами залягання, так і фільтраційно-ємнісними характеристиками продуктивного пласта [211].

Нетрадиційні резервуари представлені низькопроникними, часто низькопористими, породами: ущільненими пісковиками, глинами, карбонатами, доломітами і вапняками з включенням глин, мергелями, аргілітами і сланцями [51,52,211]. Такі резервуари характеризуються значною неоднорідністю по розрізу, наявністю каверн, тріщин різного ступеня розкриття та низькою проникністю матриці породи в продуктивній частині [218]. Аргіліти являють собою складну суміш органічної речовини і глинистих мінералів [52]. Відомо, що мінералогічні характеристики порід сильно впливають на петрофізичні і геомеханічні властивості [218]. Типовими мінералами, що входять до сланців, є кварц, польовий шпат, ілліт, смектит, кальцит, доломіт, сидерит, польові шпати, пірит, ТОС, карбонатні матеріали у різних співвідношеннях [52,165, 218].

Канадська асоціація нетрадиційних ресурсів CSUR пропонує використовувати класифікацію традиційних і нетрадиційних резервуарів вуглеводневої сировини за якістю (рисунок 1.1) [211].

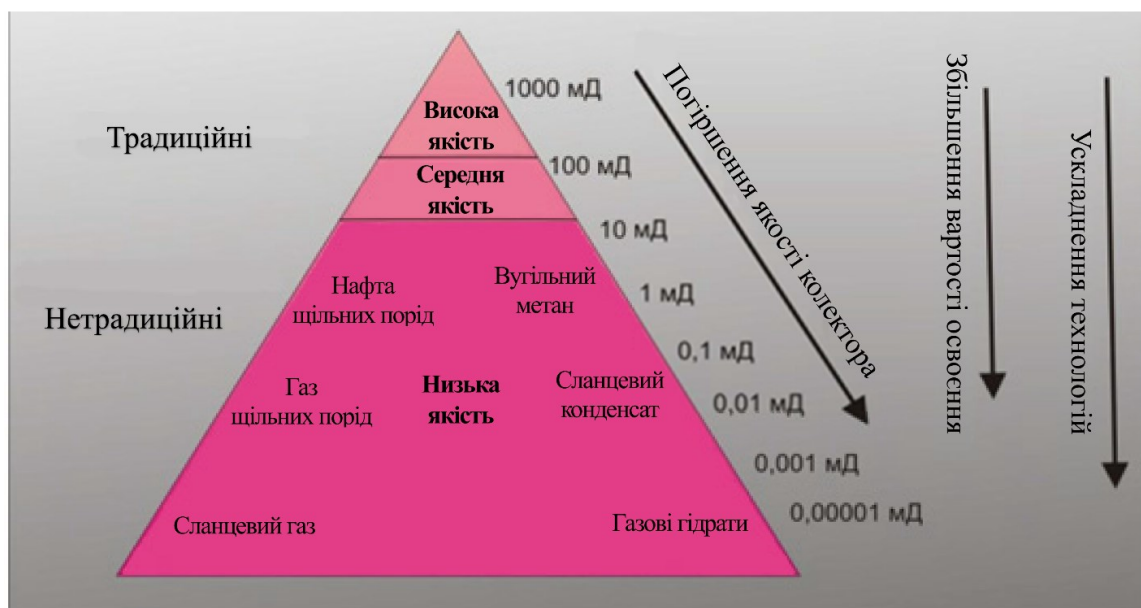


Рисунок 1.1 – Класифікація традиційних та нетрадиційних резервуарів вуглеводневої сировини CSUR, 2013

Компанією *Schlumberger* запропонована [196] класифікація аргілітів *sCore* (рисунок 1.2) у вигляді діаграми стану потрійної системи, побудованої на основі даних аналізу керна і каротажних досліджень з вузловими точками для глин, системи кварц – польові шпати – слюди (*KПшС*) і карбонатних мінералів.

Класифікація sCore визначає 16 класів аргілітів, за якою зразок може бути класифікований як глинистий (багатий глиною), кремністий або карбонатний аргіліт. Ця класифікація дозволяє геологам та інженерам вивчати емпіричні зв'язки між мінералогічним складом і факторами, що впливають на якість колектора та ефективність освоєння свердловин у продуктивних аргілітах, шляхом накладання точок із ознаками високих значень якості колектора, освоєння чи обох параметрів [196]. Для нафтових компаній найбільш бажані продуктивні аргіліти, які характеризуються високим вмістом неглинистих мінералів, головним чином силікатних і карбонатних, і розташовані в нижній частині діаграми, навпроти точки глини; продуктивні породи з більш високими значеннями якості колектора і освоєння знаходяться на сторонах трикутника [196].

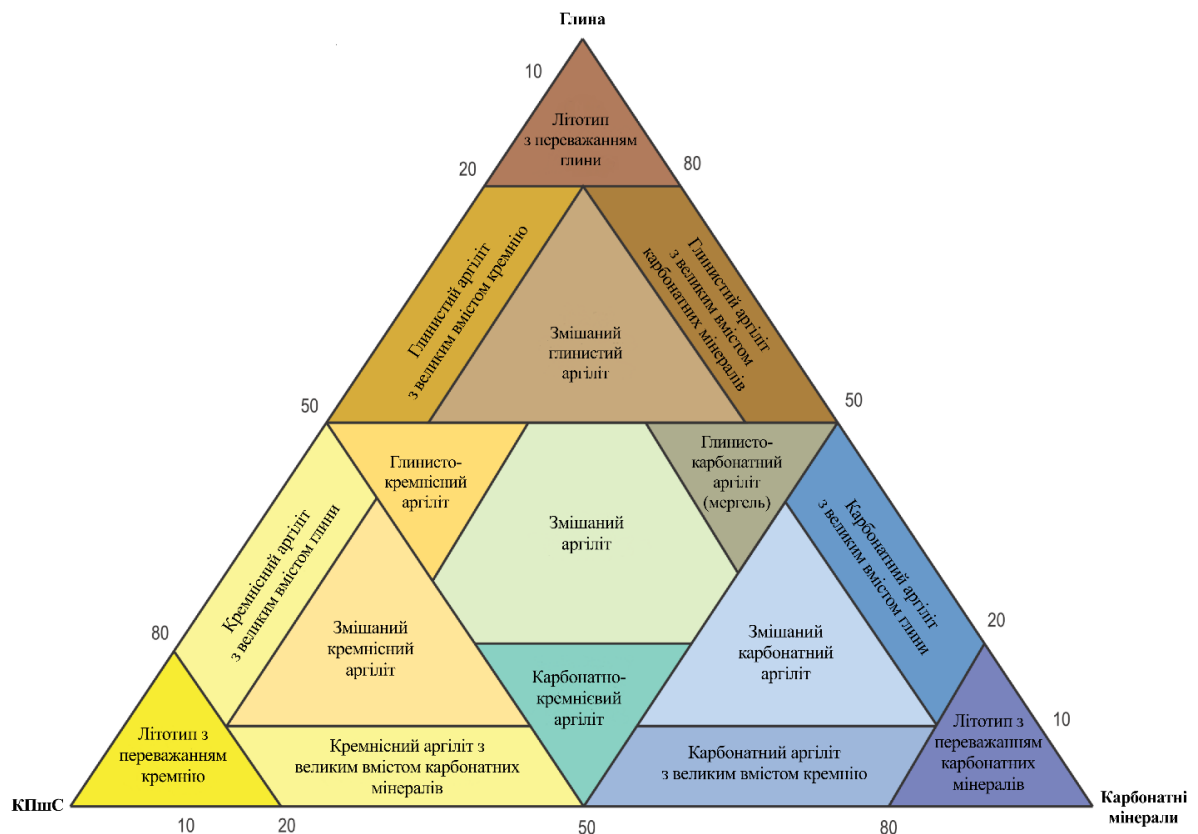


Рисунок 1.2 – Схема класифікації sCore (Schlumberger)

Найбільш перспективні сланцеві пласти відрізняються унікальним поєднанням колекторських і геомеханічних властивостей порід та наявністю мережі природних каналів фільтрації – тріщин [165,196,218]. Органогенні сланці характеризуються наднизькою матричною проникністю та наявністю

пор як неорганічних мінералів, так і пор органічної речовини з розмірами від нанометрів до мікрометрів [165,196,217]. Також за даними авторів [217] сланцеві колектори завжди мають неоднорідно і анізотропно розподілені природні мікротріщини, розкриття яких коливається в діапазоні 0,01–0,50 мм. В нанорозмірних порах нетрадиційних сланцевих колекторів термодинамічна фазова поведінка нафти і газу дещо відрізняється від традиційної системи пор, оскільки свій вклад вносять міжмолекулярні сили Ван-дер-Вальса та ефекти близькості пор [165,217]. Проникність гірських порід знаходиться в широких межах від часток мД до 1000 мД і більше [211,217]. При цьому якщо проникність порід більше 1 мД, то колектор прийнято вважати традиційним, а в іншому випадку – нетрадиційним, або ж такі породи не є колектором [211]. Так породи з абсолютною міжзерновою проникністю по газу менше 0,1 мД віднесені до неколекторів, тобто до таких порід, в яких якщо нафта і присутня, все одно не може бути видобута. Для правильного вибору типу технологічної рідини для освоєння слід враховувати літологічний склад і ступінь ущільнення породи, склад цементу, структуру і стан поверхні порового простору, тощо [35].

Т.Т. Клубовою [51] на основі досліджень нафтогазоносності глинистих колекторів показано можливість відкриття нових родовищ в старих, добре освоєних регіонах. За оцінками *EIA/ARI* [211] ресурси вуглеводнів сланцевих формацій становлять 3,58 трлн.м³ газу та 150 млн. т нафти. За даними Національного агентства України з питань забезпечення ефективного використання енергетичних ресурсів, прогнозовані запаси сланцевого газу в Україні становлять до 2 трлн.м³ [31]. Зокрема, промислову нафту видобувають із менілітових сланців на деяких родовищах Передкарпатського прогину [51]. Перспективними з точки зору сланцевих покладів нафти і газу на Дніпрово-Донецької западини є девонські і кам'яновугільні товщі Шебелинського, Гнідинцівського, Леляківського, Юзівського та деяких інших родовищ [51,211].

Загальні ресурси сланцевої нафти Східного нафтогазового регіону за аналогією з формацією Баккен попередньо оцінюються в 280–350 млн. т [51]. У

Західному регіоні перспективи видобування сланцевої нафти стосуються родовищ Передкарпатського прогину (пісковики менілітової світи) [53]. Наявні на відомих родовищах інфраструктура та інформація про будову родовищ можуть забезпечити значний приріст видобутку нафти за мінімальних витратах.

Менілітова світа Карпат є однією з основних чорносланцевих товщ Західного регіону України [53]. Нафтоносність менілітової світи встановлена більш як на 30 об'єктах (Битків-Бабченське, Пнівське, Старунське, Долинське та інші родовища) [53]. Припливи нафти і газу з горизонтів менілітової світи ритмічної будови, складених аргілітами з прошарками алевролітів і пісковиків, отримано в свердловинах Орів-28, Делятин-15, Вигода-Витвицька-80, Пнів-18, Південний Гвізд-4, 9, Микуличин-3, 21, 22 [53].

Перспективними для освоєння є також ресурси щільних порід [109]. Основними типами пористості в пісковиках є первинна міжгранулярна пористість та вторинна мікропористість, що поширюється в частково розчинених мінералах, мікропористих детритових зернах і материнській породі, різноманітних діагенетичних мінеральних цементів [51]. Традиційні поклади газу складаються переважно з первинної міжгранулярної пористості з великими порами (*pore-throat*) і різної кількості вторинної пористості, у той час як поклади щільного газу в основному залежні від вторинної пористості з порами розміром до 1 мкм [51].

1.2 Світовий досвід освоєння свердловин з низькопроникними продуктивними горизонтами

Освоєння свердловини – комплекс технологічних операцій з метою виклику припливу флюїду, забезпечення потенційно можливого дебіту і передавання свердловини в експлуатацію [45,59,77,94,112]. В окремих випадках освоєння свердловини поєднують із вторинним розкриттям продуктивного пласта чи капітального ремонту, гідравлічним розривом пласта або іншими методами дії на привибійну зону пласта [5,74,109,112].

Можливість економічно рентабельної розробки колекторів із низькою проникністю в загальному визначається якістю колектора і освоєння свердловини. Якість колектора – це сукупна прогнозна характеристика, яка в значній мірі залежить від мінералогічного складу, пористості, насиченості вуглеводнями, об'єму пласта, вмісту органічних речовин і їх термічної зрілості та дозволяє прогнозувати схильність породи віддавати вуглеводи [196,201]. Якість освоєння в загальному характеризує успішність обробки продуктивного горизонту і залежить від технологій розкриття та виклику припливу, характеристик порід (пористості, проникності і т. ін.) [5,196,201].

Вибір технології освоєння визначається станом привибійної зони пласта, величиною пластового тиску, флюїдом що насичує продуктивний горизонт і плановим способом експлуатації свердловин [5,77,112]. Побудова стратегії та вибір технології освоєння свердловин із низькопроникними продуктивними горизонтами базується на аналізі великої кількості нечіткої інформації (невизначеність даних по проникності, пористості, відсутність даних про ступінь забруднення привибійної зони та ін.), оцінці технологічних і економічних ризиків та потребує застосування методів прийняття рішень в умовах інформаційної невизначеності.

Світова практика розробки нафтогазових родовищ із низькопроникними продуктивними горизонтами свідчить про ефективність використання горизонтальних і горизонтально-розгалужених свердловин [109], орієнтованих у напрямку, перпендикулярному до мінімального горизонтального напруження порід, і проведення багатостадійного гідророзриву в продуктивному інтервалі розрізу [205,211,217,218]. Успішність освоєння нетрадиційних колекторів зростає з використанням комп'ютеризованих систем проектування і реалізації технологій інтенсифікації припливу флюїду, наприклад програмних продуктів компанії Schlumberger – Mangrove [201].

Для економічно рентабельної експлуатації таких об'єктів доцільно застосовувати передові технології підвищення продуктивності свердловин

[109], в тому числі комплексного впливу на присвердловинну зону пласта (ПЗП). Слід відзначити необхідність використання наукових досягнень, що враховують різні фізико-хімічні явища та ефекти під час руху флюїдів у пористих середовищах.

Під час освоєння свердловин важливим є відновлення проникності колектора по всій його товщі [23,77,114]. Зазвичай освоєння свердловини зводиться до створення на вибої депресії і виклику припливу флюїду, очищення ПЗП та проведення робіт для підвищення фільтраційних характеристик пласта і передавання свердловини в експлуатацію [5,18,45,95]. Реалізація процесу освоєння можлива з використанням різних технологій та обладнання, вибір та параметри яких залежить від конкретних умов спорудження свердловини [45,59,74,77,94].

Для низькопроникних продуктивних горизонтів традиційна схема освоєння свердловин не завжди приводить до позитивних результатів [74]. У таких випадках виникає необхідність використання технологій активної дії на привибійну зону з метою відновлення чи підвищення продуктивності свердловин [5,21,26,41], чи використання додаткового обладнання, наприклад багатофункціональних ежекторних компоновок [18]. Визначальним фактором їх ефективності є вибір раціональної конструкції вибою свердловини [5,45,77].

У світовій практиці [19,146,148,161,187] для рентабельного освоєння ресурсів низькопроникних горизонтів широко застосовують багатовибійні свердловини з профілями типу *fishbone*, *root* та ін., у тому числі з великим відходом від вертикалі. За технологією *fishbone* з основного стовбуру пробурюють 4–8 бокових стовбурів приблизно однакової довжини довільного профілю, а за технологією *root* всі бокові стовбури є горизонтальними ділянками [46]. В практиці спорудження таких свердловин прийнята класифікація *TAML* [46,148,171], за якою залежно від складності, керованості і надійності з'єднань бокових стовбурів із основним виділяють 6 рівнів [46,146]. У класифікації місця стикування додаткових стовбурів із основним

характеризуються особливостями їх формування та забезпечення герметичності стиків обсадної колони основного і бокових стовбурів [157].

Буріння багатовибійних свердловин може здійснюватися з різною метою і відповідними варіантами закінчування: похило-скерований, горизонтальний, розгалужено-горизонтальний в межах одного колектора, дистанційно-кероване закінчування, закінчування за технологіями *Broad Band Sequence*, *Plug&Perf* [146,214] та ін.

Багатовибійні свердловини часто освоюють з використанням технологій «розумна свердловина» [19,148,171] та «інтелектуальне закінчування» [198], основою яких є використання систем датчиків для моніторингу і аналізу даних (тиск, дебіт, вибійна температура, параметри пласта та ін.) та штуцерів для контролю припливу (як у свердловині, так і в окремих стовбурах) в режимі реального часу. Областю ефективного застосування є об'єкти, що характеризуються низькою проникністю чи слабо розвинутою природньою тріщинуватістю. Конструкція свердловин і напрямок стовбурів мають враховувати анізотропію фільтраційно-ємнісних властивостей колектора, а горизонтальна ділянка свердловини – обсаджуватися перфорованими трубами. Для сланцевих продуктивних горизонтів існують оптимізовані схеми закінчування [146,214], які полягають у розміщенні перфорсаційних отворів згідно до потенційної продуктивності вздовж стовбура свердловини. Для проведення перфорації та обробки вибираються потенційно найбільш продуктивні інтервали з кластерним розміщенням перфораційних каналів.

Перспективними є комплексні технології закінчування, наприклад технологія *Schlumberger Broad Band Precision* [214], для якої відсутня перфорація: обсадна колона з циркуляційними клапанами розміщується вздовж інтервалів, що підлягають обробці. В процесі обробки композитну рідину закачують в інтервалах між стадіями ГРП. Такий метод не потребує спуско-підіймальних операцій на кабелі, установлення мостових пробок і, відповідно, їх розфрезерування, що зменшує час роботи бурової установки та вартість закінчування.

1.3 Методи покращання фільтраційних властивостей привибійної зони продуктивних пластів

ПЗП являє собою геодинамічну зону в околі стовбура свердловини, в межах якої змінюються фільтраційні властивості в процесі спорудження, освоєння, експлуатації та ремонту свердловини. Зміна фільтраційних властивостей ПЗП є результатом виконання технологічних операцій, які проводять у свердловині з моменту розкриття продуктивного пласта [5,26]. В основному ці зміни понижують продуктивність свердловин, тривалість їх роботи і кінцевий коефіцієнт вилучення вуглеводнів [45]. Винятком є технологічні операції, які застосовують з метою покращання фільтраційних властивостей пласта, та операції для підвищення продуктивності свердловин.

Зазвичай таку зміну стану ПЗП оцінюють показником скін-ефекту [19,41,86], значення якого, як правило, більші від одиниці і можуть досягати десятків і сотень одиниць. На практиці скін-ефект одночасно характеризує гідродинамічну досконалість свердловини [5,86] та дозволяє поділити ПЗП на підзони за ступенем забруднення [159]. Крім скін-фактору ступінь пошкодження колектору оцінюють також за ефективністю потоку (*Flow Efficiency, FE*), коефіцієнтом пошкодження (*Damage Ratio DR*), фактором пошкоджень (*Damage Factor DF*), індексом повноти (*Completeness Index CI*) та ін [189]. Проникнення фільтратів технологічних рідин на водній основі, внаслідок їх фізико-хімічної взаємодії з пластовими флюїдами і гірськими породами, погіршує колекторські властивості продуктивних пластів [27,109], впливає на стійкість стовбуру свердловини, поровий тиск і локальні напруження в ПЗП [29,56]. Глибина проникнення фільтратів технологічних рідин в пласт-колектор залежить від петрофізичних характеристик породи та величини репресії [27]. За наявними публікаціями [5,27,55,62,86] глибина проникнення фільтрату може становити 0,25 – 2,4 м, чи навіть до 6 – 150 радіусів свердловини ($l_{\max}=23$ м), а у тріщинуватих пластах – більше 70 м. Тому

важливо контролювати склад і властивості (інгібуючі, поверхневі та ін.) фільтратів технологічних рідин [29,177].

Експериментально доведено, що тонкодисперсні частинки вільно переміщуються по пласту, якщо середній діаметр фільтраційних каналів перевищує розміри частинок в 10 і більше раз [78,196]. Тверда фаза розміром 2–10 мкм чинить найбільший негативний вплив на продуктивність колектора [177,201]. Цілком зрозуміло, що при такому гранулометричному складі твердої фази в рідині глушіння проникність колектора може знизитися у декілька раз.

Серед гідродинамічно недосконалих свердловин особливої уваги та ретельності у контролі технологій завершення та освоєння вимагають свердловини, які розкривають низькопроникні (від 0,001 до 5 мД) продуктивні горизонти [86]. В таких свердловинах зона погіршених колекторських властивостей може бути незначною, однак вимогою ефективного освоєння таких свердловин є підвищення проникності продуктивних горизонтів. Тому одночасно із застосуванням заходів для запобігання забруднення, плануються заходи з обробки ПЗП.

Формування ПЗП визначається механізмом зменшення проникності (пошкодження колектору) і на основі аналізу опублікованих джерел [5,11,26,27,41,45,56,78,86,137,138,177] може бути умовно систематизовано у вигляді:

механічний – проникнення механічних домішок чи полімерів, які закупорюють фільтраційні канали; перерозподіл геомеханічних напружень у процесі спорудження свердловини;

фізико-хімічний – проникнення фільтратів технологічних рідин у порове середовище, що спричинює набухання та вилуговування глин, утворення осаду солей, розчинення сполук кремнію, утворення емульсій; адсорбція фільтратів технологічних рідин і їх компонентів на поверхні пор і утримування їх різноманітними силами, наприклад електричної природи, хемосорбція,

електроосмос; зміна фазових проникностей та гістерезисні явища, пов'язані з зміною напрямку фільтрації пластових флюїдів чи зміною типу змочування;

термохімічний – зниження пластового тиску, охолодження та деформація пласта, що призводить змикання пор і тріщин пласта, випадання конденсату, відкладення кристалів солей і асфальтенів, утворення газових гідратів.

мікробіологічний – розвиток мікроорганізмів у формі адгезивних біоплівки і біоконгломератів в результаті бактеріологічних мікропроцесів, як результат життєдіяльності сульфатвідновлюючих бактерій.

Зазвичай при проникненні в колектор рідин із свердловини паралельно протікають декілька негативних процесів, причому дія навіть одного з них може значно пошкодити продуктивну зону пласта [59,83].

Складним питанням є обґрунтування техніко-технологічних параметрів заходів для відновлення ФЄВ колектора і підвищення продуктивності свердловини. Стратегія впливу на пласт має обиратися на основі факторного та критеріального аналізу даних, отриманих на попередніх етапах спорудження свердловини, з урахуванням можливості реалізації різноманітних сценаріїв розвитку. При цьому підхід має бути гнучким та багаторівневим, а методи впливу на ПЗП слід вибирати відповідно до типу блокади колектора.

Основним технологіями, що дозволяють отримати промисловий приплив флюїду з низькопроникних колекторів є ГРП того чи іншого дизайну (кислотний, багатоінтервальний, міні-ГРП та ін.) з наступним освоєнням свердловин за допомогою колтубінгу [26,74,108,214]. Проте під час ГРП в розробку включаються, як правило, високопроникні ділянки і системи тріщин, оскільки технологія сприяє збільшенню протяжності та розкритості існуючих тріщин в більшій мірі, ніж створенню нових тріщини [115]. Велика кількість свердловин не відповідають вимогам успішного проведення ГРП за умов рентабельності видобування флюїду [59,105]. Поширеним методом інтенсифікації припливу з низькопроникних колекторів є кислотна обробка ПЗП рецептурами, що підібрані у відповідності до характеристик колектора [59,115,181].

Під обробкою привибійної зони пласта (ОПЗ) ми маємо на увазі технологічні процеси що збільшують чи відновлюють ФЄВ невеликої зони (1-3 м) ПЗП за рахунок декольматації та інтенсифікації фільтраційних процесів в ній., що дають додатковий економічний ефект, при їх використанні. Тривалість робіт у такому випадку зазвичай складає 1–10 днів. Тобто за масштабом і тривалістю проведення ОПЗ не слід порівнювати з методами підвищення нафтовилучення, які зазвичай застосовують до всього продуктивного пласта (родовища), а тривалість робіт може складати 1–6 місяців і більше.

Питання кольматації і декольматації ПЗП з допомогою хвильових методів займалося багато дослідників [21,32,36,105,110,125]. При цьому результати досліджень процесів декольматації в полі пружних коливань представляють здебільшого якісні результати, а не кількісні [212]. Причому ефективність впливу на зону кольматації зростає у разі попереднього очищення і промивання вибою свердловини [8]. Всі методи впливу на ПЗП базуються на фізико-хімічних процесах, що відбуваються в ній під час спорудження та експлуатації свердловини [54]. Існує велика кількість технологій впливу на ПЗП з метою зміни колекторських властивостей [7,14,171–19,27,41,50,54,62,70,72,77,80, 94,108,115,139,141,181,209,212,214], які систематизовано в таблиці 1.2.

У [14,21,36,50,79,90,212] відзначається ефективність хвильової дії на продуктивний пласт з метою збільшення приймальності та продуктивності свердловин, а також зменшення обводненості продукції та ступеню кольматації ПЗП. Часто дебіт свердловин, що піддавалися хвильовій обробці зростає у рази [35,62]. За оцінкою [14,79] економічна доцільність і рентабельність застосування хвильової обробки пласта є високою.

Вирішальним при виборі способу активного впливу на ПЗП в кожному конкретному випадку є літологічна та гідродинамічна інформація [83] та мінімально необхідна глибина обробки продуктивного пласта, що дозволяє відновити чи збільшити продуктивність [35].

Таблиця 1.2 – Систематика найбільш поширених технологій впливу на продуктивний пласт

Метод впливу	Масштаб впливу ¹ , м	Технологія
Гідромеханічний	50 – 1000	Гідророзрив пласта (загальний, багатоінтервальний); спрямований; кислотний; локальний; пінний; <i>Slick Water, Plug-and-Perf</i> та ін.
	2 – 20	Гідропіскоструменева перфорація
	1 – 100	Циклічні депресії
	1 – 100	Декомпресійний вплив
	1 – 100	Віброхвильовий вплив
	1 – 5	Акустичний вплив
	1 – 5	Кавітаційно-хвильовий вплив
	1 – 100	Гідро-імпульсний вплив
	5 – 6	Ударно-хвильовий вплив
Фізико-хімічний	0,1 – 500	Кислотна обробка
	0,01 – 1	Глинокислотна обробка
	0,01 – 1	Пінокислотна обробка
	0,01 – 1	Застосування розчинників
	0,01 – 10	Електро-магнітний вплив
	0,01 – 10	Застосування ПАР чи вуглеводневих розчинників
	0,01 – 5	Обробка інгібіторами солевідкладення
	0,1– 3	Обробка сухим газом
Термічний	1 – 5	Електропрогрів
	3 – 20	Нагнітання пару (<i>SAGD</i>)
	3 – 20	Пароциклічна обробка (<i>CSS</i>)
	1 – 10	Застосування порохових генераторів
	3 – 20	Горіння в пласті (<i>Wet In-Situ Combustion</i>)
	15 – 30	Горючі-окислювальні суміші
	0,001 – 1,5	Високочастотний електромагнітний вплив
Комбінований	0,1 – 50	Термоакустичний вплив
	0,1 – 10	Термогазовий вплив
	0,1 – 30	Термогазохімічний вплив
	0,1 – 30	Термокислотний вплив
	0,1 – 20	Термополімерний вплив
	1 – 10	Внутрішньопластовий термополімерний вплив
	1 – 200	Віброакустичний вплив
	5 – 10	Високочастотний електромагнітно-акустичний вплив
	1 – 100	Плазмово-імпульсний вплив
	1 – 50	Кислотна обробка з циклічною депресією
Мікробіологічний	1 – 1000	Взаємодія продуктів життєдіяльності мікроорганізмів
Радіальне буріння	50 – 1500	Радіальне буріння
	50 – 1500	Буріння бокових стовбурів різноманітної конструкції

Примітка. ¹ Залежить від параметрів реалізованої технології, гірничо-геологічних, термобаричних і ін. умов та є інформативно-ілюстративним, в жодному разі не може служити довідниковими даними.

За даними авторів [21,50,90,93,189] досить ефективним методом активного впливу на ПЗП є багатоциклова імпульсна гідродинамічна дія. Це пояснюється тим, що на відміну від монотонного навантаження, циклічне призводить до прояву втомних явищ, а саме появи втомних тріщин та ріст існуючих мікротріщин

[81,85,160]. При монотонному навантаженні гірської породи в основному формується масивна магістральна тріщина, в той час при циклічному навантаженні зразок гірської породи руйнується через злиття мікротріщин [131,160].

При циклічному навантаженні кількість тріщин є більшою, а їх структура і морфологія є складнішою, що підтверджено результатами комп'ютерної томографії [126,144,163,164] та скануючої електронної мікроскопії (SEM) [113,127,132]. Відомо, що циклічні навантаження зазвичай призводять до руйнування гірської породи за навантажень, що становлять 46–80% від межі міцності при статичному навантаженні [81,126,127,143], хоча інколи можуть спостерігатися явища деформаційного зміцнення зразків [81,134].

З фізичної точки зору втомне руйнування гірської породи – це складний еволюційний процес накопичення і перерозподілу енергії і пластичної деформації, під час якого формується зона циклічної втоми (*Fracture Process Zone*) [124,126,127,132,145,166], розміри якої значною мірою залежать від амплітуди і частоти прикладеного навантаження [128]. Ця зона являє собою область у якій при достатній кількості циклів нанотріщини зливаються в субмікротріщини і мікротріщини, які в подальшому об'єднуються в макротріщини [124,126,144,152]. Такий процес руйнування гірської породи можливо спричинений концентрацією напружень і накопиченням деформацій при циклічній дії на породу у вершинах існуючих тріщин і дефектів [127,144,160]. Ініціація росту тріщин і поява втомних тріщин у зразках гірських порід згідно численних експериментальних досліджень [81,113,126,145,152,156,158,167,170,185,202,204] залежить від параметрів, структури і неоднорідності зразків, режиму навантаження (амплітуда, частота, швидкість навантаження, коефіцієнт асиметрії циклу та ін.), кількості циклів навантаження, геометричних розмірів і нахилу наявних мікротріщин [143], вмісту води [134] тощо. Одним з найвпливовіших факторів є амплітуда навантаження [124,132,143,204], яка може бути постійною, чи змінюватися в часі за певними алгоритмами (монотонно, синусоїдально, ступінчасто, ярусно, з постійним

ростом на деяку величину та ін.) [124,156]. Розвиток і накопичення дефектів при циклічній дії навантаження має деякі особливості. Так, за даними авторів [134,144,156,166,204] можна виділити такі стадії формування і розвитку зон циклічної втоми:

повільний розвиток пошкоджень – мікротріщини накопичують енергію деформації та частково закриваються;

стабілізація процесу – порода знаходиться в напруженому стані, напруження зростають лінійно з деформацією, а мікротріщини ущільнюються і зливаються у макротріщини, проте матеріал ще здатний чинити опір руйнуванню;

швидкий розвиток пошкоджень – здатність породи чинити опір руйнуванню різко зменшується (коефіцієнт інтенсивності напружень у вершинах тріщин перевищує в'язкість руйнування матеріалу), формуються нові тріщини і фільтраційні канали.

Тому наявність у гірських породах мікропор і мікротріщин є важливими факторами руйнування при статичному і динамічному режимі навантаження [50,129,152,160], адже їх вершини є концентраторами напружень [136]. Причому залежно від типу і стану породи та режиму навантаження кількість циклів може бути відносно невисокою (до 100) [85,124,130,163,167]. Як приклад, у дослідженнях авторів [122,164] для більшості гранітних взірців кількість циклів, яка призводила до руйнування становить 2 – 65, хоча деякі зразки витримували 150 циклів і більше для навантажень в 77 – 93% від максимального в статичних умовах. Зазначимо також, що зафіксовано випадки коли гірські породи «витримують» 1000 циклів без руйнування [163] і навіть 20 000 циклів [166].

За результатами авторів [202] низькочастотна пульсація (20 Гц) амплітудою 2–3 МПа з одночасним проведенням ГРП може підвищувати ефективність ГРП. Параметри ГРП є суттєвим фактором у визначенні геометрії утворених тріщин [107]. Позитивний ефект циклічного (втомного) ГРП більш виражений для

міцніших порід, ніж менш міцних [151], імпульс низької амплітуди сприяє більш рівномірному розподілі енергії в гірському масиві [65]. Однак за даними авторів [122,164] циклічний ГРП може мати негативний вплив на зміну проникності гірської породи.

Очевидно, що успішність хвильових методів впливу на пласт залежить від [50,105,110,125,212]:

точності визначення умов їх застосування, включаючи колекторські властивості пластів і фізико-хімічні параметри флюїдів, що насичують пласт;
правильності вибору технологічних параметрів режимів проведення процесу (частоти, амплітуди, інтенсивності, зміщення хвильових коливань та ін.);
проведення попереднього промивання свердловини буровими промивальними рідинами з спеціально підібраним складом, що забезпечує очищення ПЗП і підготовку до ОПЗ перед спуском генератора у свердловину.

Типи генераторів (гідроімпульсні, імплзійні, кавітаційні, та ін.) можуть бути рекомендовані відповідно до типу блокади колектора та глибини свердловини [21,27,90,92]. Частотні параметри обробки можуть бути обрані у залежності від мети хвильової обробки ПЗП і за даними авторів [21, 27,36,50,67,140,185,193] ефективні для:

активації резонансу складових елементів пластових систем в 10 – 30 Гц;
для подолання ефекту Жамена та відновлення руху газорідинної суміші через капілярно-порову структуру у діапазоні 300 – 1500 Гц;
для диспергування глинистого гелю в тріщинних каналах привибійної зони у діапазоні 1–2 кГц;
для якісної та швидкої декольматації кернавого матеріалу у діапазоні 10 – 300 Гц;
для зменшення механічної міцності гірської породи, створення нових та ініціації росту існуючих мікро- та макротріщин у діапазоні 15 – 100 Гц;
для зменшення в'язкості структурованих нафт у діапазоні 20 – 70 Гц;
для ліквідації «водяного склерозу» в матриці колектора у діапазоні 12–15 кГц.

Для впливу на ПЗП найбільш доцільно застосовувати гідравлічні генератори з частотою повторення імпульсів тиску (1–50) Гц, які на відстанях, що перевищують 2 м від осі свердловини, менше поглинаються пластом [27,67,93]. Для створення в пласті умов зміни процесів фільтрації на відстанях не менше 100 м від генератора свердловин інтенсивність коливань на вході в пласт має бути близько $1,2 \text{ Вт/см}^2$ [36,87,105]. Слід зазначити, що при хвильовому впливі можна отримати і негативні наслідки [14,36], такі як руйнування обсадних труб, цементного кільця, кольматація нестійкої за природою ПЗП. Щоб ефективно попередити названі негативні явища часто достатньо обмежити амплітуду пульсуючого тиску до 3 – 5 МПа [36].

При фізико-хімічному впливі на ПЗП з метою очищення в пласт закачують розчини спеціально підібраних ПАР, у тому числі в комбінації з різноманітними кислотами, інгібіторами, регуляторами рН та ін. і витримують деякий час [41,50,86,139]. Компонентний склад, оптимальні концентрації, технологічні параметри та регламент робіт визначають індивідуально на основі літологічних та термобаричних параметрів колектора та флюїду, практичного досвіду та лабораторних досліджень [41,76,86].

Важливим напрямком збереження колекторських властивостей привибійної зони свердловин є обґрунтування властивостей і рецептур технологічних рідин для глушіння та освоєння свердловин [3,86,89,133,169]. На даний час відомо багато рецептур рідин глушіння з різноманітними вимогами до складу і властивостей [3,55,76,104,116,162,168,183,188,203,208,215,216], які умовно можна поділити на групи:

на водній основі (*WBF*) – розчини неорганічних та органічних солей, що можуть загущуватися різноманітними полімерами, прямі емульсії, гідрогелеві розчини, в'язко-пружні суміші, суміші на основі в'язко-еластичних ПАР, трьохфазні піни, аеровані гелі;

на вуглеводневій основі (*ОВФ*) – товарна чи загущена нафта, дизельне паливо, зворотні та інвертні емульсії, зворотні міцелярні розчини;

на синтетичній основі (*SBF*) [117,184].

У групі рідин глушіння на водній основі провідна роль належить водним розчинам неорганічних та органічних солей, або чистим розсолам, що не містять твердої фази [3,76,86,133,183]. При їх використанні з комплексу причин, що викликають зниження проникності продуктивного пласта, часто виключається необоротна і некерована кольматація пор твердими частинками.

Рідини на синтетичній основі, це неводні, неполярні рідини, які відрізняються від систем на вуглеводневій основі тим, що вони є продуктом реакції (промислового синтезу) спеціальних очищених хімічних реагентів [117, 184], у той час як мінеральну оливу чи дизельне пальне отримують шляхом очистки чи дистиляції нафти [117, 184]. Такі системи зазвичай дуже стабільні за умов високих температур, менш токсичні і більше піддаються біодеструкції, ніж системи на вуглеводневій основі [142,213], однак слід зауважити, що це залежить від типу та складу основи синтетичної рідини глушіння. Здебільшого синтетичні системи використовуються як промивні рідини при бурінні, проте за рахунок стабільності їх властивостей (*PV*, *YP*, міцність гелю та ін.) протягом тривалого часу [142,] їх інколи використовують як рідини глушіння [184,213]. До синтетичних технологічних рідин, що можуть бути використані як рідини глушіння можна віднести естери, лінійний альфа-олефін, внутрішній олефін, лінійний парафін та ін. [142, 184] .

Здебільшого це емульсійні системи, дисперсним середовищем яких є синтетична органічна рідина класу альфаолефінів, поліальфаолефінів, складних ефірів рослинних олій чи тваринних жирів, а дисперсною фазою – розчини хлориду кальцію, натрію та інших солей [142].

Найбільш поширеними рідинами глушіння є розчини солей NaCl , KCl , Na_2SO_4 , Na_2CO_3 , K_3PO_4 , NaHCO_3 , CaBr_2 , MgBr_2 , K_2CO_3 , їх допустимі суміші, а також форміати та ацетати натрію, калію чи цезію [57,76,86,97,116,119,147]. Всі розсоли з густиною понад 1500 кг/м^3 є досить дорогими системами і їх використання має бути обґрунтованим. В таблиці 1.3 наведена інформація про

рідини глушіння на основі деяких розсолів солей [39,62,86,97,112,119,121,147,149,150,182,184, 199,200]. Подано інформацію для необроблених, незагущених та необважнених систем.

Таблиця 1.3 – Системи рідин глушіння на основі розсолів

Електроліт	Максимальна густина ¹ , кг/м ³	Точка кристалізації ² , °C
NH ₄ Cl	1070	-13... 1
KCl	1164	-11 ... +23
NaH ₃ C ₂ O ₂	1160	-18 ... +5
NaC ₂ HO ₂	1160	0 ... +5
NaCl	1200	-21 ... -1
(NH) ₄ SO ₄	1280	—
MgCl ₂	1300	-19 ... +3
NaHCO ₂	1330	-22 ... +20
KBr	1370	-4...-15
CaCl ₂	1392	-52 ... +10
NaCl + CaCl ₂	1400	-41 ... -18
NaHCO ₂ + KHCO ₂	1430	-16 ... +20
NaCl +NaBr	1500	-28 ... +7
NaBr	1530	-28 ... +13
K ₂ CO ₃	1550	—
KHCO ₂	1570	-61 ...+9
MgBr ₂	1610	—
CaBr ₂	1704	-39 ... +20
CaCl ₂ + CaNO ₃	1780	-13... +26
CaCl ₂ + CaBr ₂	1870	-52... +20
CsHCO ₂	2260	0... +30
CzF+KF	2270	-26... +7
CaBr ₂ + NaBr	2300	-29 ... +17
CaCl ₂ + CaBr ₂ + ZnBr ₂	2305	-36...+20
CaBr ₂ + ZnBr ₂	2380	-52...-10
CeC ₂ HO ₂	2400	—
ZnBr ₂	2460	-15...-27

Примітка. ¹ Вказана густина може відрізнятись від фактичної, в залежності від чистоти вихідних матеріалів. ² Температура залежить від густини розсолу і співвідношення компонентів.

Рідини глушіння на основі водних розчинів неорганічних солей без контролю фільтрації, як правило, негативно впливають на привибійну зону свердловини, особливо в тих свердловинах, які розкривають низькопроникні пласти [3,24,57,76,168]. Для регулювання фільтраційних та в'язкісних властивостей таких систем до їхнього складу вводять полімерні реагенти [24,25,39,76,86,169,207], такі як AN-125, Aguaflo, Duovis, СМС-HV, Unitlate,

NPAN, PAC-L, PAC-R, гаммаксан, ГЕЦ, КМГПЦ, полімерний реагент ПС, ЕКР-М, Лакрис-20, Реабур, Уніфлок, Сульфацил, Аквапак, Hostadrill 2825 тощо.

Також рідини глушіння на основі водних розчинів неорганічних солей є корозійно-активними по відношенню до внутрішньо свердловинного та наземного обладнання [34,39,76,112]. Найбільш корозійно-активними є броміди та хлориди кальцію, а також хлорид калію [86,184]. Відомо [76,86,184], що корозійна активність водних розчинів неорганічних солей збільшується зі зменшенням показника рН, підвищенням температури (особливо вище 90°C) та розбавленні пластовими водами [34]. При використанні корозійно-активних розсолів на основі неорганічних солей необхідним є використання інгібіторів корозії [16,34,86,112,184], таких як СНПХ-6014М, «Север-1», Корексит 7755, ИКАР-1, Серво СК-830, NaSCN, NH₄ SCN та ін. В разі потреби окрім інгібіторів корозії рідини глушіння можуть містити інгібітори гідратацій глини, поглиначі кисню, реагенти для контролю вісту заліза [112].

Перевагу над бромідами мають розчини органічних солей – формиатів [57,76,176]. Форміати стабільні при високій вибітійній температурі, екологічні, володіють високою інгібуючою здатністю до глинистих сланців, низькою корозійною активністю та коефіцієнтом тертя, а також підвищують термостабільність полісахаридних реагентів і сумісні з пластовими флюїдами та обладнанням для закінчування свердловин [45,76,97, 176,192].

Найвищу якість освоєння можна досягти при використанні формиатів у рецептурах всіх технологічних рідин, що контактують з породою, починаючи з бурової промивальної рідини і закінчуючи рідиною глушіння. Рідини глушіння на вуглеводневій основі також незначно пошкоджують колектор, проте є дороговартісними, складнішими у приготуванні та транспортуванні, менш екологічні, пожежо- і вибухонебезпечні.

Можливе застосування рідин глушіння з попереднім блокуванням пласта [24,169,197,216], чи то суспензіями крейди, мікрокальциту та інших наноматеріалів або за технологією блокуючих пачок [24,133,188,197], коли певний

об'єм облагородженої рідини глушіння доставляється напроти продуктивного горизонту шляхом протискування звичайним сольовим розчином.

Наявність твердих частинок у фільтраті технологічної рідин при його контакті з пластовою нафтою може призвести до стабілізації емульсії [16,64] чи її «армування», коли стійкість і в'язкісні властивості утвореної емульсії зростають в декілька раз у порівнянні з «чистою» емульсією (формується так звані «емульсії Пікерінга») [64]. Тому для умов низькопроникних колекторів перевагу слід надавати рідинам глушіння без твердої фази.

Поширеною практикою зменшення негативного впливу технологічних рідин на продуктивний пласт та способом збільшення продуктивності свердловин є застосування ПАР і (чи) їх композицій [16,41,86,89], часто з поєднанням імпульсно-хвильових технологій [123]. Їх застосування дозволяє змінювати змочуваність та міцність колектора у привибійній зоні, що впливає на розробку навіть газоносних пластів [30,60]. Здатність ПАР зменшувати поверхневий чи міжфазний натяг на межі розділу фаз дозволяє попередити можливі негативні наслідки застосування систем на водній основі [16,89,96], зменшити скін-фактор і оптимізувати процес освоєння [76]. Таке явище пояснюється зміною гідрофільно-ліпофільного балансу і типу змочування (гідрофобізацією) порового простору [30,60,86,89,180], що дає змогу зменшити обводненість отриманої продукції.

ПАР у залежності від обраного типу, концентрації та температури застоування можуть ефективно руйнувати емульсії, чи навпаки їх стабілізувати [16,64,71,86]. Тому вибір ПАР як компонент технологічних рідин має бути обґрунтованим та базуватися на результатах лабораторних досліджень. За оцінками авторів [35,40,69,73,91,179] ПАР можуть сприяти підвищенню продуктивності свердловин шляхом впливу на реологічні властивості високов'язких нафт та їх емульсій у ПЗП, а також за рахунок впливу на розвиток і очищення тріщин у гірських породах при періодичних обробках свердловин. В основі такої дії лежить адсорбційне пониження міцності та поверхневої енергії

твердого тіла [40,91] з наступним еволюційний розвитком мікро- та макротріщинуватості.

Номенклатура ПАР є надзвичайно великою, проте в нафтогазовій галузі найбільш часто застосовують такі ПАР [2,16,32,54,71,84,89,96,99, 118,138,179,195]:

неіоногенні – неонол АФ₉₋₁₂, рокодинол, мирол, савенол SWP, синтанол ДС-10, жирінокс, превоцел, поліалкілетіленоксид, тритон Х-100, ігепал СО-630, піржитол NP-27, КС-6, NEODOL, ОП-7, ОП-10, Rewo RO 40 та ін.;

аніоноактивні – альфа олефін сульфонат, карпатол, ДС-РАС, диетаноламін, сульфонол, пінол, сумирол, мирол, Alpha Foamer, ENORDET O242, Petronate L, ROVAL 70PG та ін.;

катионоактивні – катасол, ИВВ-1, Нефтенол-ГФ, Алдинол-40, РХП-10, «ДОН-52», КТС-2, КТС-8, «ИВВ-1», ГФ-1К, «Катамин АБ», «Катапин К», НГ-1, ЧАС-М, Нефтенол, ГФ-1, ГИПХ-3, АНП-2, СТАВ (cetyl trimethyl ammonium bromide), Imidazoline та ін.

Вибір типу ПАР залежить від літологічного складу гірських порід, що формують продуктивний горизонт, та компонентного складу флюїду, який насичує колектор [2,71,179] та проводиться на основі лабораторного тестування з визначення сумісності з технологічною рідиною, пластовим флюїдом та гірською породою. Ефективність ПАР визначається критичною температурою [1,99,194] та іншими технологічними умовами їх застосування і оптимальним вмістом. Оптимальний вміст (%) же визначається за кривою критичної концентрації міцелоутворення, що також будується за результатами лабораторних досліджень.

Широке застосування також мають багатofункціональні реагенти, що являють собою суміші різноманітних типів ПАР, розчинників, інгібіторів корозії і т.п. Відомі такі функціональні суміші [16,63,84,88]: комплексний інгібітор КІ (суміш савенолу SWP, Каразолу-1 і метанолу), СНП-ПКД-515, СНП-ПКД-515Н, СНПХ-9633, СТХ-ДП, МЛ-6, МЛ-72, МЛ-80, ВКР-92А, ВКР-93, ТЕМП-100, ГФ-1 та ін.

Для ефективного використання ПАР як компонентів рідин глушіння вони повинні відповідати певним вимогам [16,35,96,210]:

сумісність з компаундами рідини глушіння, породою і пластовими флюїдами;

безпечність в роботі, малотоксичність і екологічність;

низька корозійна активність особливо за умов підвищених температур;

стійкість до сольової агресії;

міжфазний натяг на межі розділу фаз «фільтрат рідини глушіння – пластовий флюїд» повинен бути мінімальний (не перевищувати 3 мН/м), а краєвий кут змочування – максимальним;

ефективна гідрофобізація гірських порід в широких діапазонах температур та при потребі зміна типу змочуваності;

висока активність при відносно низькій концентрації та рівномірний розподіл в дисперсному середовищі;

попередження утворення в ПЗП емульсій, а при їх формуванні – зменшення їх стійкості;

простота приготування та застосування у будь-яку пору року;

Також доцільно виконувати наступні рекомендації [16,35,96]:

вибір ПАР для рідин глушіння з твердою фазою слід виконувати з врахуванням умови максимального збереження колекторських властивостей пластів;

при підборі ПАР компонентів рідин глушіння перевага надається не гідрофобізуючим властивостям реагенту, а сумісності з рідиною глушіння в умовах застосування;

в розсолах слід використовувати неіоногенні або катіоноактивні ПАР;

робочі концентрації ПАР повинні уточнятися в лабораторних умовах.

У випадках ймовірних негативних наслідків застосування ПАР в якості компонентів технологічної рідини, не залежно від їх природи, доцільність застосування ПАР визначається експертами на основі даних проекту та аналізу ризиків. Слід розуміти, що універсальної ПАР не існує, тоу необґрунтоване

використання може попередити один вид забруднення пласта, проте спровокувати інший тип.

1.4 Вибір напрямів і постановка задач досліджень

Основним завданням при освоєнні нафтових свердловин є встановлення гідродинамічного зв'язку пласта із свердловиною, ефективність якого визначається станом привибійної зони продуктивного пласта [41,94]. Низькі значення фільтраційно-ємнісних характеристик колекторів, обумовлені в тому числі негативним впливом техногенних факторів під час їх розкриття, ускладнюють освоєння та знижують продуктивність свердловин [5].

На даний час розроблено та успішно апробовано технології активного впливу на привибійну зону пласта та освоєння свердловин у відповідних геолого-технічних умовах [14,21]. Серед цих технологій слід виділити імпульсно-хвильову дію на привибійну зону пласта, яка допускає використання широкого частотного спектру (від 10 Гц до 100 Гц) та амплітуд коливань тиску (до десятків МПа). Технологія імпульсно-хвильової дії може використовуватись у поєднанні з комплексним впливом на привибійну зону пласта (циклічна дія в режимі репресія – депресія, обробка ПАР та ін.). Це сприяє успішності її використання як при освоєнні, так і при експлуатації нафтових свердловин [21].

Зменшення скін-фактору та підвищення гідродинамічної досконалості свердловин за допомогою імпульсно-хвильової дії частково полягає у ефекті декольматації привибійної зони, який на даний час є певною мірою вивченим. Проте можливості імпульсно-хвильової обробки виходять за область однієї тільки декольматації, якщо підвищити амплітуду та час обробки. Наукові спільноти ([American Rock Mechanics Association](#), [International Society for Rock Mechanics and Rock Engineering](#) та ін.), які вивчають вплив на гірські породи з метою підвищення продуктивності свердловин та нафтогазовилучення,

розглядають можливість втомного руйнування гірських порід під час циклічної дії при навантаженнях, значно менших за межу міцності [123,127,129,135,143].

Зважаючи на значну кількість публікацій за даною проблематикою та висвітлені результати [124,126,131,135,140,143,146,156,158,160,163,166,167,170,178,202,204], отримані різними авторами як на реальних кернях, так і на моделях гірських порід, можна констатувати про перспективність обраного напрямку в технологіях освоєння свердловин. В цьому плані параметри імпульсно-хвильової обробки мають обґрунтовуватись з урахуванням втомної міцності гірських порід на основі експериментальних досліджень у лабораторних умовах із уточненням за промисловими результатами. У лабораторних умовах доцільно вивчати втомну міцність зразків гірських порід та зміну їх фільтраційно-ємнісних характеристик.

Відомо, що фільтрат технологічних рідин може знижувати проникність продуктивних пластів в 2–6 раз [3,15], особливо це стосується систем на водній основі в умовах низькопроникних колекторів. Вплив фільтратів технологічних рідин на стан природних чи штучних кернів вивчали різні автори [3,15,57,62,89,101,180,191] із використанням установок УИПК-1М, ПИК-СК, «ПИК-ОФП-FD», УИК-БР, УИК-5ВГ, НР-CFS, SECT та інших спеціально спроектованих для вивчення процесів фільтрації у заданих умовах. Встановлено, що включення ПАР у рецептури технологічних рідин сприяє підвищенню коефіцієнта відновлення проникності після проникнення фільтратів цих рідин у керновий матеріал та зменшує його водонасиченість [33]. Використання ПАР запобігає утворенню стійких водонафтових емульсій [64], ймовірність формування яких із підвищенням температури зростає. Тому при виборі методу впливу на пласт, особливо для низькопроникних продуктивних горизонтів, такі обмеження слід враховувати.

Важливим у виділеному комплексі питань удосконалення технологій освоєння свердловин є їх тісний зв'язок із системою оцінки якості спорудження свердловин [18]. У цьому плані технологічні рідини та операції, які

використовують при освоєнні свердловин, мають відповідати системі обмежень та принципу оптимальності. Вибір рецептур технологічних рідин і параметрів операцій доцільно здійснювати з використанням моделей прийняття рішень [173].

Таким чином, результати аналізу сучасного стану технологій освоєння свердловин із низькопроникними продуктивними горизонтами дали змогу обґрунтувати мету роботи та сформулювати основні задачі досліджень, які наведено у Вступі.

1.5 Висновки до розділу 1

Проблема освоєння низькопроникних продуктивних горизонтів залишається складною, наукоємною та високотехнологічною. Проте за наявності економічних і технологічних передумов шлях від постановки проблеми до промислової стадії робіт можливо пройти досить швидко.

Для успішного освоєння кожного конкретного горизонту слід виділити ряд обмежуючих факторів, які в сукупності з доступністю матеріалів, обладнання та очікуваними результатами дають змогу сформулювати області оптимальних рецептур і параметрів технологій закінчування та обробки пластів. Науково обґрунтований вибір рідин глушіння при виконанні робіт для ремонту та освоєння є одним із шляхів підвищення якості їх проведення. Особливим має бути підхід при виборі реагентів, що застосовуються для приготування рідин глушіння і оцінка їх впливу на властивості фільтрату отриманої рецептури. Критерієм ефективності застосування технологій ОПЗ пласта є комплексний показник, що враховує коефіцієнт відновлення проникності ПЗП, час виходу свердловини на режим та сумарний дебіт продукції протягом року після освоєння.

Обґрунтування параметрів технології ОПЗ та оптимальних рецептур рідин глушіння реалізується шляхом лабораторних та промислових досліджень. Тому увагу в роботі присвячено вивченню зміни природної проникності кернів при застосуванні імпульсно-хвильових технологій та впливу ПАР на водонафтові емульсії системи «фільтрат рідини глушіння – нафта Бугруватівського родовища».

2 Оцінка впливу деяких параметрів імпульсно-хвильових технологій на міцнісні та фільтраційні властивості гірських порід

Технології імпульсно-хвильового впливу на продуктивні пласти сприяють підвищенню нафтогазовилучення пластів [14,21,26,27]. Їх використовують в широкому частотному спектрі – від часток Гц до десятків кГц, амплітуда коливань тисків при цьому змінюється від сотих часток до десятків МПа. За даними численних лабораторних і промислових досліджень [21,27,36,67,185,193] для гірських порід найбільш ефективними є імпульсно-хвильовий вплив на частотах 1–100 Гц.

Міцність гірських порід також може бути ефективно знижена шляхом використання ПАР у рецептурах технологічних рідин, що контактують з ними. Тому обґрунтоване поєднання імпульсно-хвильового впливу та ПАР є основою для вдосконалення технологій освоєння чи підготовці до ГРП. Нижче наведено результати експериментальних досліджень на моделях гірських порід та зразках керна матеріалу, які дають можливість оцінити вплив деяких параметрів імпульсно-хвильової дії та вмісту ПАР на показники міцності і фільтраційно-ємнісні властивості.

2.1 Експериментальні дослідження міцнісних властивостей моделей гірських порід

Протягом останнього часу широкого поширення набувають технології імпульсно-хвильової дії на продуктивні пласти з метою очищення привибійної зони та інтенсифікації видобутку. Поряд з ними активно розвиваються методи фізико-хімічної дії різноманітними технологічними рідинами, до складу яких включено спеціально підібрані композиції ПАР. Тому вивчення процесів фільтрації обґрунтовано обраних рецептур технологічних рідин через зразки і моделі гірських порід при одночасному гідроімпульсному навантаженні є актуальним з точки зору вдосконалення технологій освоєння свердловин з

природньо низькою проникністю колектора чи зниженою під час розкриття продуктивних горизонтів.

У виконаних на першому етапі дослідженнях основна увага приділялася вивченню впливу вібраційних навантажень у поєднанні з ПАР на міцнісні властивості моделей гірських порід. При цьому вивчали міцність σ_B зразків на згин за схемою навантаження, яка показана на рисунку 2.1 (т.з. метод одиночної тріщини [40]). Для забезпечення умов репрезентативності отриманих результатів усі дослідні зразки розмірами $20 \times 100 \times 4$ мм було вирізано з одного листа скла марки М2. Перед проведенням дослідів проводили попередню підготовку зразків:

поверхня зразка очищалися від пилу під проточною водою і знежирювалися;

після знежирювання поверхня протиралася спеціальним тампоном, змоченим в етиловий спирт і зразок підсушувався;

далі в зразку створювали концентратор напружень у вигляді надрізу за спеціальною технологією, що забезпечувала однакову глибину отриманої канавки;

після цього промазували канавку водним розчином ПАР заданої концентрації.

Після підготовки зразок 7 закріплювали ніодимовим магнітом 3 на масивній сталевій основі 2 (див. рисунок 2.1).

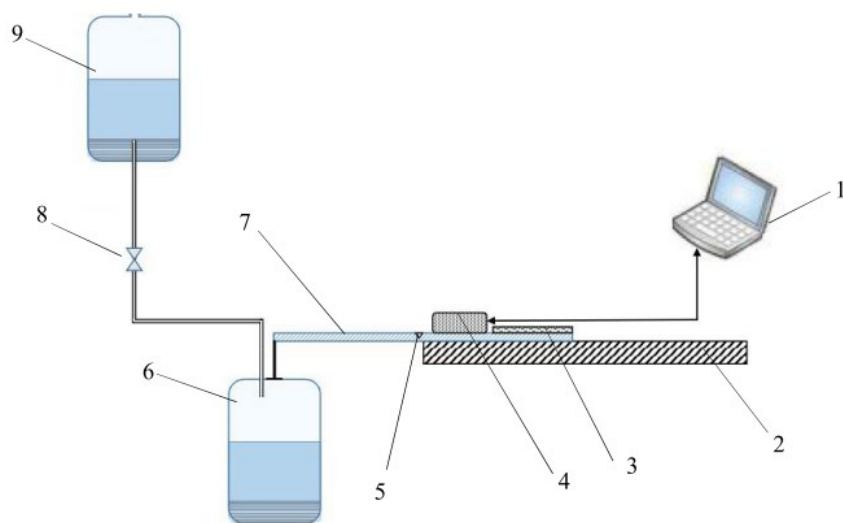


Рисунок 2.1 – Схема вивчення міцності на згин моделей гірських порід

Ніодимовий магніт забезпечує постійну силу зчеплення в 200 Н. У подальшому генератором коливань 4, який з'єднаний із комп'ютером 1, створювали вібрацію із заданою частотою ν у межах від 1 до 150 Гц з одного боку моделі, а до іншого кінця прикладали навантаження G з допомогою вантажу 6, яке збільшувалося в часі. Рівномірний ріст навантаження забезпечували постійною витратою води, яка регулювалася вентиляем 8, з посудини Маріотта 9. Дослід вважали завершеним в момент руйнування зразка по лінії надрізу 5.

За величиною навантаження G_B в момент руйнування визначали міцність зразка на згин

$$\sigma_B = \frac{6G_B l}{b^2 h^3},$$

де l, b, h – відповідно довжина, ширина і товщина зразка.

Дослідження виконано за планом експерименту, для якого керовані фактори змінювались на 5 рівнях (таблиця 2.1): частота ν вібрації – 20, 40, 80, 100 та 130 Гц; концентрація c ПАР (сульфонол) – 0,1, 0,2, 0,5, 1,0 і 2,0%. Кількість дублювань дослідів $m = 10$. У кожній серії реалізація дослідів здійснювалась з урахуванням принципу рандомізації. У таблиці 2.1 наведено результати оцінок середніх значень $\bar{\sigma}_{B_i}$ і дисперсій S_i^2 показників міцності моделі гірських порід для кожного дослідів плану експерименту.

Результати дослідів вказують, що для умов експерименту оцінки середніх значень міцності на згин знаходяться в межах 32,22 – 35,93 МПа (таблиця 2.1). Зазначимо, що оцінки статистичних параметрів міцності на згин за відсутності вібрації та ПАР складають $\bar{\sigma}_B = 56,63$ МПа та $S_B^2 = 1,78$ МПа² (кількість дослідів 10). Очевидно, що спільний вплив факторів вібрації та ПАР вагомо понижують показник міцності σ_B моделі гірської породи.

Аналіз даних з довірчою ймовірністю $\alpha = 0,05$ свідчить про наявність тенденції впливу концентрації ПАР на показник міцності (коефіцієнт кореляції $r_{c\sigma} = -0,900$ статистично значущий) та її відсутність для частоти коливань (коефіцієнт кореляції $r_{\nu\sigma} = -0,160$ статистично незначущий).

Таблиця 2.1 – План експерименту та результати досліджень впливу вібрації та концентрацій ПАР на міцність моделей гірських порід

Дослід	c_i , %	ν_i , Гц	$\bar{\sigma}_{Bi}$, МПа	S_i^2 , МПа ²	$\hat{\sigma}_{Bi}$, МПа
1	0,1	20	35,93	0,734	35,86
2	0,1	40	35,71	1,265	35,61
3	0,1	80	35,40	0,641	35,33
4	0,1	100	35,11	0,600	35,30
5	0,1	130	35,05	1,319	35,39
6	0,2	20	35,33	1,098	35,50
7	0,2	40	34,98	1,345	35,25
8	0,2	80	35,16	0,813	34,98
9	0,2	100	35,24	0,769	34,94
10	0,2	130	35,33	0,644	35,03
11	0,5	20	34,91	0,756	34,57
12	0,5	40	34,36	0,520	34,32
13	0,5	80	34,12	0,305	34,04
14	0,5	100	33,81	0,214	34,01
15	0,5	130	33,85	0,457	34,10
16	1,0	20	33,32	0,249	33,47
17	1,0	40	32,95	0,520	33,22
18	1,0	80	33,04	0,369	32,94
19	1,0	100	32,88	0,758	32,91
20	1,0	130	33,28	0,951	33,00
21	2,0	20	33,04	0,455	33,01
22	2,0	40	32,91	0,351	32,76
23	2,0	80	32,27	0,409	32,48
24	2,0	100	32,49	1,037	32,45
25	2,0	130	32,53	0,771	32,54

У кількісному відношенні вплив концентрації сульфону на показник міцності в межах зміни факторів не перевищує 10%.

Обробка експериментальних даних виконана з допомогою методів регресійного аналізу з метою побудови найбільш адекватної моделі в класі поліномів другого порядку

$$\sigma_B = a^T b(c, \nu), \quad (2.1)$$

де $b(c, \nu) = (1, c, \nu, c\nu, c^2, \nu^2)^T$ – вектор базисних функцій; $a^T = (a_0, a_1, \dots, a_5)$ – вектор параметрів моделей. Вибір методу оцінки параметрів моделі (2.1) залежить від результатів перевірки статистичної гіпотези $H_0: \sigma_1^2 = \sigma_2^2 = \dots = \sigma_{25}^2$ про рівність дисперсій міцності на згин у відповідності до умови

$$T = \frac{\max \sigma_i^2}{\sum_{i=1}^m \sigma_i^2} < G_{m;n;\alpha},$$

де $G_{m;n;\alpha}$ – квантиль розподілу Кохрена з ступенями вільностей $m = 10$, $n = 25$ і довірчою ймовірностей $\alpha = 0,05$. За даними таблиці 2.1 маємо $T = 0,078 < G_{m;n;\alpha} = 0,184$.

Таким чином оцінки параметрів \hat{a} та моделі $\hat{\varepsilon}$ побудовано за методом найменших квадратів у класі $\varepsilon \in E$ довільних поєднань базисних функцій із умови мінімуму дисперсії адекватності

$$\min \left\{ S_\varepsilon^2 = \frac{1}{n - r_\varepsilon} \sum_{i=1}^n [a_\varepsilon^T b(c_i, v_i) - \sigma_{Bi}]^2 \right\} \Rightarrow \{\hat{a}, \hat{\varepsilon}\}, \varepsilon \in E, \quad (2.2)$$

де r_ε – кількість оцінюваних параметрів моделей.

Найбільш адекватна модель $\hat{\varepsilon}$ з дисперсією адекватності $S_\varepsilon^2 = 0,048 \text{ МПа}^2$ подана вектором базисних функцій $b(c, v) = (1, c, v, c^2, v^2)^T$ із оцінками параметрів $a^T = (36,558; -3,921; -0,018; 1,152; 8,989 \cdot 10^{-5})$, одиниці вимірювання яких відповідають прийнятим у таблиці 2.1. Результати розрахунку показників міцності $\hat{\sigma}_B$ за (2.1) для умов експерименту наведено в таблиці 2.1. На рисунку 2.2 показано характерні залежності міцності від частоти і концентрації сульфону, а на рисунку 2.3 – залежність $\sigma_B(v, c) = idem$.

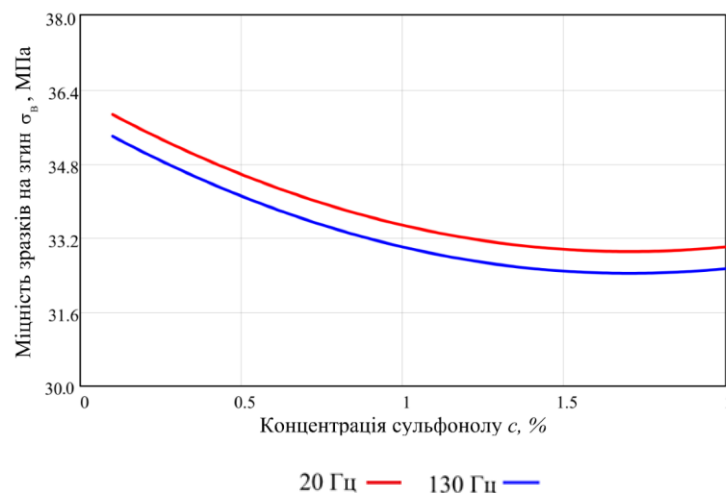


Рисунок 2.2 – Вплив частоти вібрації і концентрації сульфону на міцність моделі гірської породи на згин

Вплив частоти імпульсно-хвильової обробки статистично незначущий, на нашу думку, через геометричні розміри зразків (товщину), оскільки для частот 1–100 Гц вони є практично «прозорими» і накопичення енергії чи деформації від імпульсного навантаження важко піддається реєстрації.

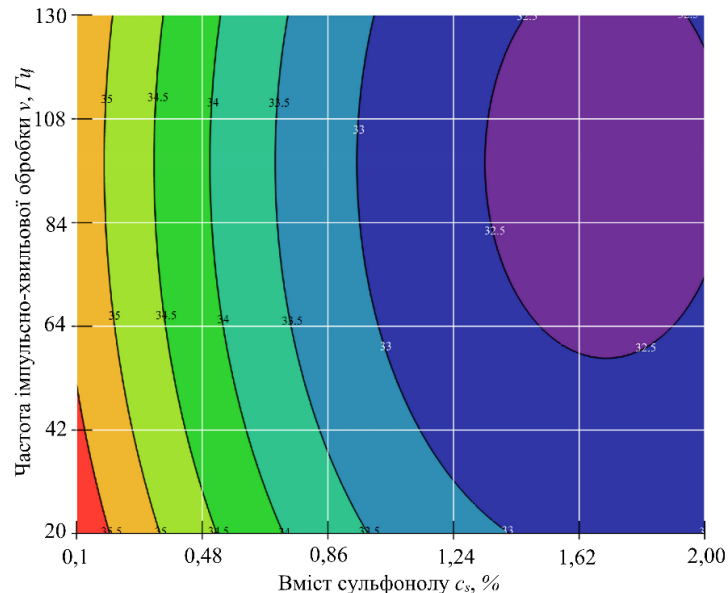


Рисунок 2.3 – Вплив частоти вібрації та концентрації сульфону на міцність моделі гірської породи на згин

Наступним кроком у дослідженні міцнісних властивостей моделей гірських порід було вивчення впливу параметрів імпульсно-хвильової обробки та ПАР на моделі гірської породи у вигляді зразків цементного каменю 30×30×190 мм із портландцементу ПЦТ II. Для цього було виготовлено 25 зразків, формування і зміцнення яких тривало 60 діб.

Здебільшого, міцність гірської породи оцінюють методами, під час яких зразок руйнується і подальша робота з ним не можлива. Це означає, що вплив досліджуваних факторів оцінюється один раз для одного зразка.

Така методика проведення дослідів має ряд негативних особливостей:

- необхідність підбору однотипних зразків для типового дослідження;
- необхідність великої кількості зразків для проведення дослідів та статистичної обробки даних;

різна ступінь анізотропії для окремо взятого зразка, що в результаті впливає на кореляційний зв'язок між параметрами обробки та міцністю;

неможливість проведення експерименту, в якому необхідно фіксувати зміну міцності з часом при постійній дії конкретного фактору.

Набагато доцільнішим з точки зору методики проведення та планування експерименту є використання методів неруйнівної оцінки міцнісних властивостей гірської породи. Так, до прикладу, автори [135] використовували методи неруйнівного контролю для вивчення втомної міцності гірських порід і їх моделей за допомогою ультразвукового аналізатора ZBL-U520. Нами для дослідження впливу частоти, інтенсивності і тривалості імпульсно-хвильової обробки на міцність модельних зразків використовувався прилад Пульсар-1.1. Даний прилад дає змогу оцінити: міцність, пористість, тріщинуватість, анізотропію композитних матеріалів, наявність та глибину дефектів у зразку.

Швидкість ультразвукових хвиль при проходженні через зразки моделей гірських порід тісно пов'язана з їхніми фізико-механічними властивостями [135]. Зміна швидкості проходження прямих і відбитих акустичних хвиль є відображенням ступеня руйнування матеріалу, хоча на швидкість поширення ультразвукової хвилі впливає багато параметрів (температура зовнішнього середовища, вологість тощо).

Головною перевагою Пульсар-1.1 є те, що при замірах міцності досліджуваний зразок не руйнується. Це дозволяє проводити дослідження в декілька етапів, з накладанням тих чи інших факторів, вплив яких змінюється з часом. Тому початкові параметри зразків після закінчення періоду формування для відповідних дослідів зафіксовано ультразвуковим приладом Пульсар 1.1 і наведено у таблиці 2.2.

Для забезпечення максимальної точності та відновлюваності дослідів заміри параметрів проводили в одних і тих же точках для кожної грані зразка, забезпечуючи тісний контакт з силою притискання в межах 50–60 Н.

Таблиця 2.2 – Початкові параметри сформованих зразків

Дослід	Характеристика зразка											
	Сторона <i>a</i>			Сторона <i>b</i>			Сторона <i>в</i>			Сторона <i>г</i>		
	σ , МПа	ν , м/с	w , %	σ , МПа	ν , м/с	w , %	σ , МПа	ν , м/с	w , %	σ , МПа	ν , м/с	w , %
1	33,3	3786	1,2	29,5	3664	0,8	29,6	3667	0,1	33,6	3794	0,2
2	11,9	2878	0,5	11,9	2813	0,4	10,7	2794	0,6	10,1	2759	1,0
3	12,5	2983	1,1	12,3	2830	0,3	12,9	2939	0,1	11,7	2865	0,8
4	26,8	3573	2,0	25,6	3596	1,5	26,7	3568	0,4	27,0	3586	0,3
5	23,8	3464	0,3	22,9	3518	0,3	26,4	3520	0,1	23,0	3430	0,4
6	15,7	3098	0,8	16,2	3112	0,3	16,0	3113	0,4	15,4	3086	0,3
7	8,9	2669	1,1	8,8	2684	0,7	8,8	2647	1,1	8,8	2654	0,9
8	22,1	3395	1,1	21,2	3358	1,5	22,4	3407	0,7	20,8	3384	0,5
9	24,1	3475	1,1	26,9	3575	1,2	27,8	3608	0,7	28,7	3640	0,3
10	17,5	3162	0,4	18,6	3132	0,1	16,1	2990	1,4	16,3	3120	0,1
11	21,8	3381	0,7	21,6	3372	0,4	21,4	3367	0,7	20,5	3329	0,2
12	32,1	3455	0,9	32,6	2910	0,3	34,2	3831	0,6	33,8	3822	0,7
13	31,7	3720	0,8	32,5	3765	0,7	31,1	3823	0,5	30,5	3793	0,4
14	23,9	3466	0,1	28,1	3618	0,2	29,0	3648	1,2	25,6	3509	0,7
15	9,1	2857	0,5	9,5	2806	0,4	9,8	2616	0,4	9,1	2819	0,7
16	11,7	2865	0,9	12,7	2907	0,9	12,3	2888	1,1	12,4	2895	0,6
17	24,7	3455	1,1	24,4	3484	0,7	20,8	3440	0,1	23,1	3409	0,4
18	16,9	3161	0,8	14,4	3164	0,3	14,8	3009	0,6	13,5	2990	0,4
19	24,7	3532	0,2	24,6	3558	0,8	22,4	3437	0,2	23,2	3461	0,2
20	25,6	3444	1,1	21,6	3555	0,3	24,3	3490	0,3	24,4	3532	0,2
21	13	2904	0,4	13,2	2980	1,0	13,4	2907	1,3	13,1	2870	1,0
22	31,5	3730	0,1	34,9	3834	1,2	32,7	3767	0,1	30,3	3691	0,1
23	20,1	3311	0,4	20,7	3317	0,2	21,9	3362	0,5	20,9	3283	0,4
24	25,6	3531	0,9	22,3	3401	1,6	24,1	3430	0,1	21,9	3555	0,2
25	21,4	3366	0,7	23,3	3443	0,8	22,2	3366	0,4	20,4	3451	0,6

Вимірювання міцності модельних зразків Пульсаром відбувається в автоматичному режимі. Прилад проводить 10–30 серій замірів з одночасною математичною обробкою результатів з виведенням на дисплей середніх значень показників міцності σ та швидкості ν поширення звукових коливань, а також коефіцієнту варіації w .

Вартим особливої уваги є вивчення впливу вмісту ПАР у флюїдах, що насичують гірські породи при імпульсно-хвильовій обробці. Тому після проведення початкових вимірювань модельні зразки насичувалися водним розчином ПАР (сульфонол) відповідно до плану експерименту (таблиця 2.3).

Таблиця 2.3 – Результати експериментальних досліджень впливу параметрів імпульсно-хвильової обробки та ПАР на міцність моделей гірських порід

Дослід	Фактори			Міцність зразків на гранях, МПа								Усереднена відносна міцність	Розрахункове значення
				до обробки				після обробки					
	<i>c</i> , %	<i>I</i> , Вт	<i>t</i> , хв	<i>a</i>	<i>б</i>	<i>в</i>	<i>г</i>	<i>a</i>	<i>б</i>	<i>в</i>	<i>г</i>		
1	0,1	16	240	32,8	29,6	29,1	32,5	31,6	28,3	28,1	29,6	0,949	0,949
2	2,0	18	60	11,8	11,9	10,7	10,5	11,6	11,4	10,7	10,1	0,976	0,975
3	0,2	16	30	12,5	12,3	12,1	11,1	12,5	12,2	12,2	11,4	1,007	1,012
4	2,0	4	240	26	25,7	25,2	26	25,1	24,9	25	25,8	0,980	0,980
5	1,0	8	60	23,3	22,8	26,4	22,8	23,6	22,2	26,4	22,5	0,993	0,992
6	0,5	8	30	15,7	16	15,7	15,3	15,3	16,4	15,4	15,3	0,995	1,000
7	0,1	8	120	8,8	8,9	8,8	9	8,2	8,1	8,2	8,3	0,924	0,931
8	0,2	8	240	22	21	22,4	21,3	21,3	20,3	21,3	20,4	0,961	0,960
9	1,0	4	120	23,6	25,6	27,7	27,8	23,4	26,2	27,4	27,5	0,998	1,009
10	2,0	12	30	17,6	18,5	16,1	16,6	17,7	18,2	16	16,3	0,991	0,992
11	0,5	16	60	21,7	21,3	20,6	20,5	21,5	21,2	20,3	20,2	0,989	0,984
12	0,1	4	30	32,3	32,7	33,7	33,9	31,8	32,7	33,5	33,8	0,994	0,994
13	1,0	16	90	32,3	32,7	30,4	31,7	32	32,1	29,5	30,5	0,976	0,975
14	0,5	18	240	23,3	27,2	28,5	23,8	19	26,1	27,7	22,6	0,924	0,924
15	0,1	12	60	9,1	9,5	9,6	9,3	9,3	9,4	9,6	9,1	0,997	0,982
16	1,0	18	30	11,6	12,7	12,3	12,1	11,3	12,5	12,4	12,4	0,998	0,997
17	0,2	18	120	23,7	21,1	20,3	22,5	22,9	20,2	19	21,2	0,950	0,952
18	0,2	4	60	15,4	13,9	14,3	13,8	14,9	13,7	13,9	13,5	0,976	0,984
19	0,5	12	120	24,4	24,6	22,3	22,1	23,6	23,8	21	21,3	0,960	0,954
20	0,1	18	90	23	21,6	24	24,5	22,5	20,9	23,3	23,2	0,966	0,964
21	0,2	12	90	13	13,2	13	12,9	12,8	12,5	12,4	12,1	0,956	0,968
22	2,0	8	90	30,3	34,9	32,2	30,4	30,2	34,5	32,1	30	0,992	0,990
23	0,5	4	90	19,9	20,7	22	20,1	20,1	20,5	22,1	20,4	1,005	0,987
24	2,0	16	120	24,5	21,7	24	23,8	23,9	21,1	22,9	21,7	0,953	0,955
25	1,0	12	240	20,9	22,8	22	20,7	20,1	21,5	21,2	20	0,937	0,937

Для досліджень експериментальну установку було модифіковано таким чином, щоб крім закріплення зразка була можливість регулювати не частоту, а потужність генератора коливань хвильової дії на зразок, як більш значущий параметр.

Поставлена мета досягалася регулюванням сили удару металевої пластини по зразку. Пластина виконана з магнітом'якого матеріалу і переміщається за рахунок електромагнітної дії. Міцність зразків фіксувалася до та після обробки неруйнівним методом на всіх гранях 30×160 мм (відстань між

точками заміру 160 мм) із застосуванням принципу рандомізації, тобто досліди реалізовувалися згідно плану у випадковому порядку. Таким чином забезпечується представленість одержаної вибірки і гарантується можливість з допомогою вимірювань властивостей кінцевого набору елементів з їх сукупності винести обґрунтоване судження про властивості всієї сукупності в цілому.

У дослідженнях фактори вмісту c_s ПАР, потужності I коливальної дії та часу t обробки зразків змінювали на п'яти рівнях. Враховуючи неоднорідність зразків на міцність, вивчали усереднені на чотирьох гранях відносні показники міцності до початку впливу на зразок. Результати експерименту наведено в таблиці 2.3.

Обробка експериментальних даних виконана методами регресійного аналізу з метою побудови найбільш адекватної моделі $\hat{\varepsilon}$ в класі E поліномів третього порядку (2.1) за (2.2) із вектором базисних функцій $b(c, I, t) = (1, c, I, t, cI, ct, It, cIt, c^2, I^2, t^2, c^2t, I^2c, I^2t, t^2I, I^3)^T$ із оцінками параметрів $a^T = (1,124; 0,0324; -0,043; -1,776 \cdot 10^{-3}; -0,041; -1,11 \cdot 10^{-3}; 1,213 \cdot 10^{-4}; -1,484 \cdot 10^{-3}; 4,551 \cdot 10^{-3}; 6,178 \cdot 10^{-6}; 6,98 \cdot 10^{-5}; -5,357 \cdot 10^{-4}; 5,459 \cdot 10^{-5}; 1,309 \cdot 10^{-3}; -3,385 \cdot 10^{-6}; -2,937 \cdot 10^{-7}; -1,371 \cdot 10^{-4})$, одиниці вимірювання яких відповідають прийнятим у таблиці 2.3. Клас E включав 800 моделей, найбільш адекватна модель $\hat{\varepsilon}$ з дисперсією адекватності $S_{\varepsilon}^2 = 1,63 \cdot 10^{-4}$. Розрахункові значення показників відносної міцності за (2.1) наведено в таблиці 2.3.

2.2 Аналіз результатів досліджень міцністних властивостей

Аналіз результатів досліджень вказує про статистично значущий вплив тривалості вібраційної обробки (коефіцієнт кореляції $r_{\sigma t} = -0,664$) та потужності коливальної дії ($r_{\sigma I} = -0,359$) на показник відносної міцності і незначущий вплив концентрації ПАР ($r_{\sigma c} = 0,171$). На рисунку 2.4 показано характерні залежності відносної міцності від часу вібраційної дії для різних значень вмісту ПАР і потужності коливальної дії.

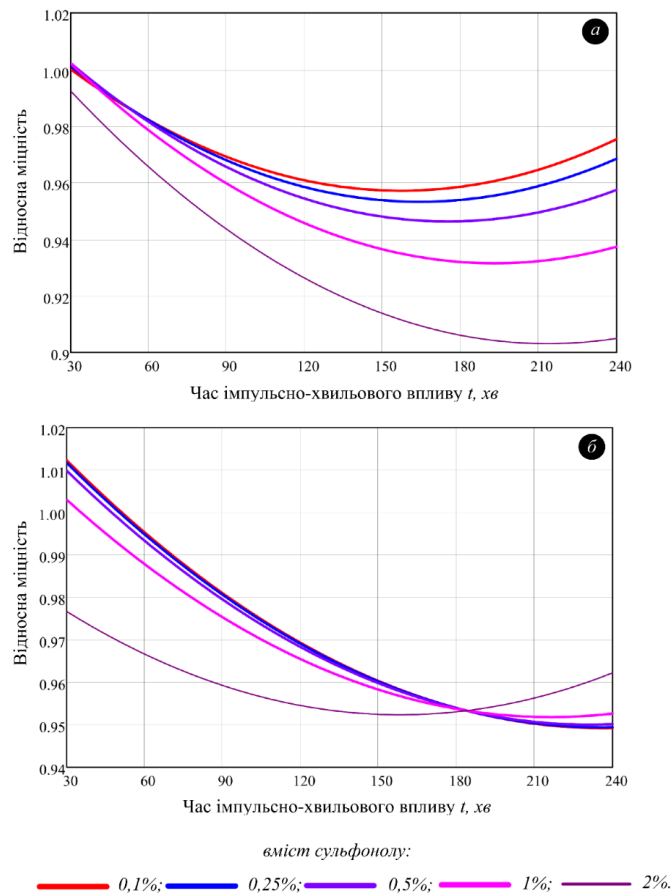


Рисунок 2.4 – Вплив концентрації сульфону на залежність відносної міцності моделі гірської породи від тривалості імпульсно-хвильової дії при інтенсивності 12 Вт (а) та 16 Вт (б)

Як бачимо з рисунку 2.4, вплив вмісту сульфону c_s у даному дослідженні є незначним. Відмінність відносної міцності між максимальним і мінімальним вмістом сульфону складає не більше 5%. Даний результат можна пояснити властивостями ПАР, а саме поверхневою активністю ПАР і критичною концентрацією міцелотворення (ККМ), для якої достатньо низьких концентрацій ПАР, а концентрації більші за ККМ не призводять до суттєвого зниження міжфазного натягу.

Достатньо цікавим є вплив тривалості обробки на відносну міцність зразків. З рисунку 2.4 бачимо, що відносна міцність зразків з часом обробки зменшується, але приблизно через 160 хв. для інтенсивності $I = 12 \text{ Вт}$ і вмісту сульфону $c_s = 0,1 - 0,5\%$ відбувається незначне зміцнення зразків. Для концентрацій сульфону $c_s = 1,0 - 2,0\%$ також спостерігається незначне зміцнення проте дещо пізніше (приблизно через 210 хв). Для інтенсивності імпульсно-хвильової

обробки $I = 16 \text{ Вт}$ таке зміцнення спостерігається тільки для вмісту сульфонулу $c_s = 2,0\%$.

На нашу думку, отримані результати є наслідком деформаційного зміцнення моделей гірських порід, яке спостерігається і для реальних гірських порід при достатньо високій кількості циклів навантаження. Деформаційному зміцненню у даному випадку сприяли вміст ПАР та тривалість обробки з інтенсивністю не достатньою для формування макротріщин. Тому під впливом циклічного навантаження і ПАР відбулося накопичення пластичної деформації і ущільнення певного об'єму зразка, через що «Пульсар 1.1» зафіксував ріст міцності зразків на деяких гранях після імпульсно-хвильового впливу. Ілюстрацію впливу параметрів обробки моделі гірської породи на показники відносної міцності показано на залежностях $\sigma_B(c_s, I) = idem$ для 120 (а) та 240 (б) хвилин (рисунок 2.5).

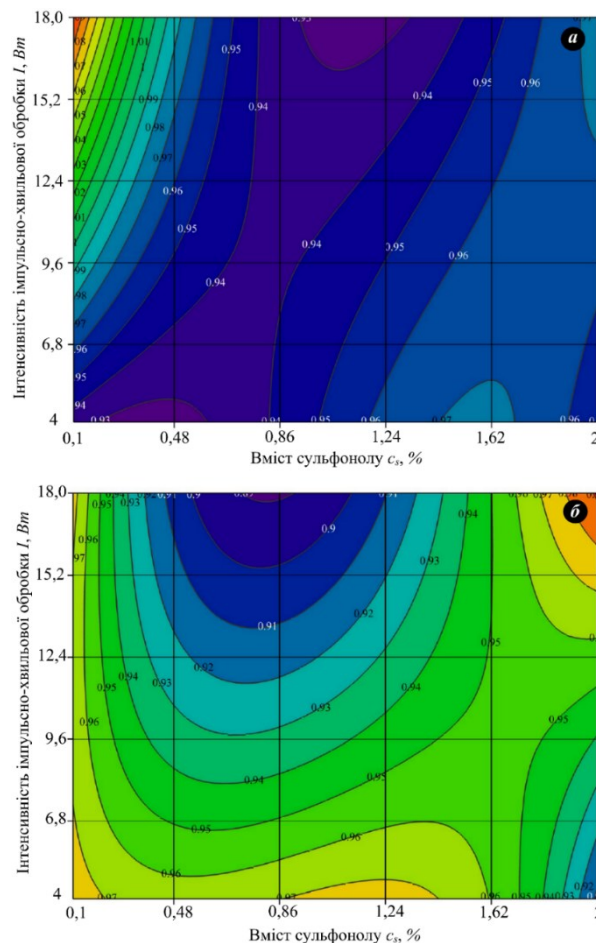


Рисунок 2.5 – Вплив інтенсивності імпульсно-хвильової обробки та концентрації ПАР на відносну міцність зразків через 120 хв (а) та 240 хв (б)

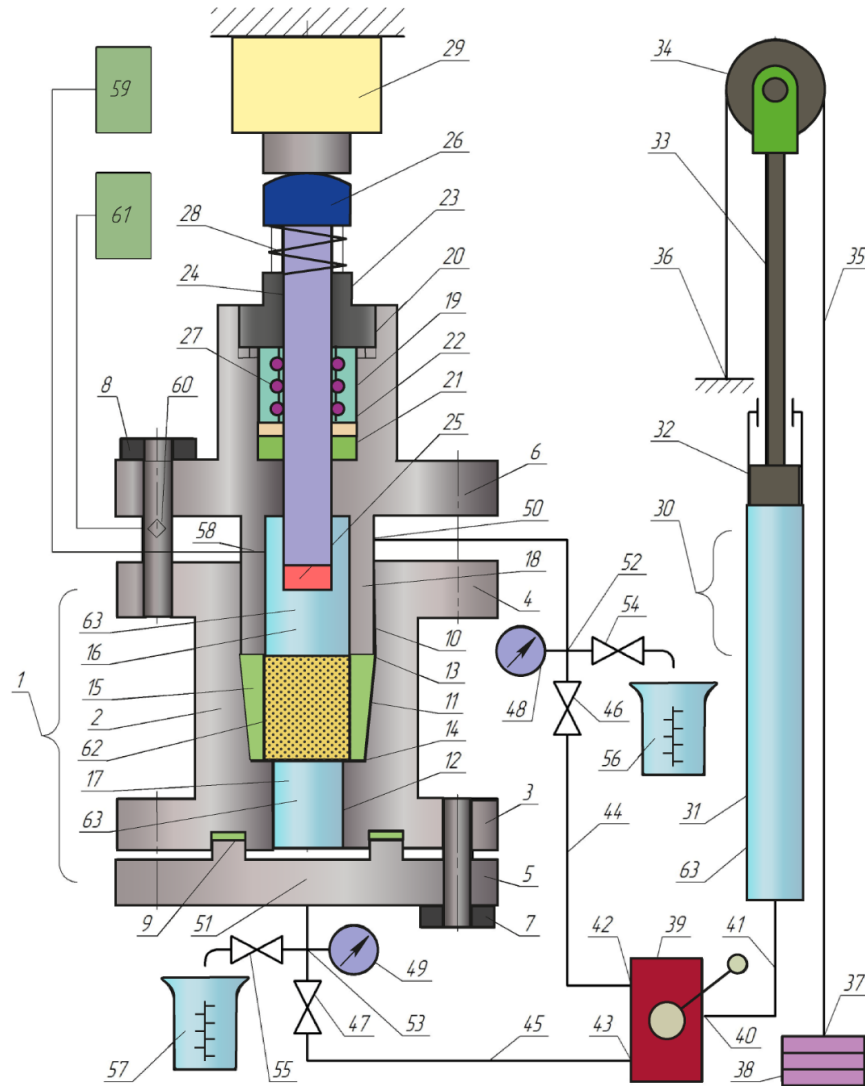
Таким чином, за результатами експериментальних досліджень оцінено вплив частоти, інтенсивності та тривалості імпульсно-хвильового впливу, а також концентрації ПАР (сульфонол) на показники міцності моделей гірської породи. Показано, що для умов експерименту існують області поєднань цих факторів, які зменшують показники міцності моделей гірських порід. У кількісному вимірі зменшення показників міцності моделей гірських порід для умов експериментів знаходиться в межах до 10 %.

2.3 Експериментальні дослідження впливу циклічних навантажень на фільтраційні властивості моделей гірських порід

На другому етапі досліджень проводилося вивчення фільтраційних процесів в пористому середовищі під час циклічних навантажень імпульсного характеру з різноманітними частотами та амплітудами. Найпоширенішим методом вивчення фільтраційно-ємнісних властивостей зразків гірських порід є метод стаціонарної фільтрації (ГОСТ 26450.2–85), який ґрунтується на простому аналітичному розв'язку та відзначається надійністю.

Для вивчення особливостей фільтрації технологічних рідин через зразки гірських порід можуть застосовуватися спеціальні установки типу УДПК, CORETEST (США) і схожі до них. У такому випадку оцінка впливу технологічних рідин проводиться за величиною коефіцієнту відновлення проникності для статичних умов (без урахування циркуляції та динаміки фільтрації розчину, глибини проникнення в зразок його фільтрату, наявності фільтраційної кірки та ін.). Деякі моделі установок (наприклад Coretest FDES-645) дозволяють провести фільтраційні дослідження на природних зразках керну в термобаричних умовах, максимально наближених до пластових [108]. Проте вивчення фільтрації при гідроімпульсному навантаженні в умовах відсутності вібраційних перешкод (які наявні при використанні установок для дослідження проникності кернів типу УДПК) вимагає або модифікації існуючих установок, або розробки нових установок з урахуванням специфіки майбутніх досліджень.

Тому ІФНТУНГ разом з науково-виробничою фірмою «ІНТЕКС» розроблена установка УДК-2 для дослідження проникності пористого середовища при гідроімпульсних навантаженнях на керн (рисунок 2.6) за різних перепадів тисків та температур [66].



1 – герметична фільтрувальна камера; 2 – циліндричний корпус; 3,4 – фланці; 5,6 – нижня та верхня кришки; 7,8 – болти; 9 – прокладка; 10 – циліндричний отвір; 11 – конічний отвір; 12 – циліндричний отвір; 13,14 – основи; 15 – пружна конічна втулка; 16 – верхня порожнина; 17 – нижня порожнина; 18 – натискний циліндричний виступ; 19 – східчастий осьовий отвір; 20 – різьба; 21 – ущільнення; 22 – шайба; 23 – натискна гайка; 24 – плунжер; 25 – ударник; 26 – бурт; 27 – лінійний підшипник; 28 – пружина; 29 – генератор ударних імпульсів; 30 – вузол створення статичного тиску; 31 – циліндр; 32 – поршень; 33 – шток; 34 – блок; 35 – канат; 36 – нерухомий кінець канату; 37 – рухомий кінець канату; 38 – вантаж; 39 – двоходовий кран; 40 – вхід двоходового крану; 41 – патрубков; 42,43 – виходи двоходового крану; 44,45 – верхній та нижній патрубков; 46,47 – зворотні клапани; 48,49 – манометри; 50 – боковий отвір; 51 – осьовий отвір; 52,53 – хрестовини; 54,55 – вентилі; 56,57 – мірні стакани; 58,60 – давачі; 59,61 – реєструючі пристрої; 62 – зразок гірської породи; 63 – рідина.

Рисунок 2.6 – Установка для дослідження фільтраційних властивостей кернів в статичних і динамічних умовах УДК-2

Залежно від необхідних умов проведення експерименту відповідно до виробничих потреб, установка може експлуатуватися у різних режимах статичної чи динамічної фільтрації зверху вниз, чи знизу вверх [66]. Детальний опис установки та її можливостей викладено в патенті на винахід UA№ 125000 [66].

Установка містить герметичну фільтрувальну камеру 1, яка включає циліндричний корпус 2 з фланцями на торцях 3 і 4, до яких болтами 7,8 приєднані відповідно нижня 5 та верхня кришка 6. Для герметизації нижньої кришки служить прокладка 9. Встановлений всередині циліндричного корпусу циліндричний зразок пористої гірської породи 62 через пружну конічну втулку 15 в конічному отворі 11 розділяє герметичну фільтрувальну камеру на верхню 16 та нижню 17 порожнини.

Верхня кришка 6 виконана із натискним циліндричним виступом 18. Плунжер 24 має на нижньому кінці ударник 25, а на верхньому кінці – бурт 26. Плунжер своїм буртом взаємодіє із генератором ударних імпульсів 29, який нерухомо закріплений на рамі (на рисунку не показана). Виконання зовнішнього діаметра ударника не більшим від зовнішнього діаметра циліндричного зразка пористої гірської породи забезпечує створення рівномірного динамічного імпульсного навантаження на рідину у верхній порожнині герметичної фільтрувальної камери 1 по всій площі поверхні зазначеного циліндричного зразка пористої гірської породи.

Перед початком проведення випробувань циліндричні зразки пористої гірської породи зважують на аналітичній вазі та вимірюють їх геометричні розміри, а також вибирають склад рідини для проведення досліджень по фільтрації. Після цього циліндричний зразок встановлюють всередині циліндричного корпусу через пружну конічну втулку. Надійне ущільнення циліндричного зразка у циліндричному корпусі забезпечують шляхом рівномірного загвинчування болтів 7,8. Встановлення циліндричного зразка пористої гірської породи через пружну конічну втулку забезпечує одночасну

герметизацію зразка та запобігає витіканню рідини поза межі герметичної фільтрувальної камери.

Для створення статичного тиску рідини у фільтрувальній камері використовують спеціальний вузол 30. Циліндр 31 заповнюють рідиною 63 і встановлюють у ньому поршень 32 зі штоком 33, який споряджений блоком 34, і приводять у взаємодію із канатом 35, один кінець якого нерухомо закріплений на рамі (на кресленні не показана), а до іншого рухомого кінця 37 приєднано змінні тягарці 38. Величину необхідного статичного тиску рідини забезпечують шляхом встановлення змінних тягарців. Двоходовий кран 39, вхід 40 якого сполучений через патрубком 41 із циліндром 31, забезпечує почергову подачу рідини через виходи 42 та 43 відповідно сполучені верхнім 44 та нижнім патрубком 45, які оснащені зворотніми клапанами 46 та 47 та манометрами 48 і 49. Залежно від режимів роботи двоходовий кран 39 дозволяє: повністю перекривати вхід 40, через який сполучений патрубком 41 із циліндром 31, заповненим рідиною; подавати рідину через вихід 42 верхнім патрубком 44 у верхню порожнину 16 герметичної фільтрувальної камери; подавати рідину через вихід 43 нижнім патрубком 45 у нижню порожнину 17 герметичної фільтрувальної камери.

Для створення динамічного імпульсного навантаження на рідину у герметичній камері використовують генератор ударних імпульсів 29, який нерухомо закріплений на рамі. Плунжер 24 має на нижньому кінці ударник 25, а на верхньому кінці – бургт 26 і взаємодіє останнім із генератором ударних імпульсів 29. Для контролю динамічного імпульсного навантаження використовують давач 58, встановлений у верхній порожнині 16 герметичної камери, та підключений до реєструючого приладу 59. Для вимірювання зусилля притискання пружної конічної втулки 15 використовують, давачі 60, які встановлені на гладкій частині болтів 8 верхньої кришки 6 та підключені до реєструючого приладу 61. Для проведення запланованих досліджень було реалізовано динамічне пряме фільтрування рідини зверху вниз.

Для цього вентиль 54 закривають і відкривають вентиль 55 та двоходовий кран 39 для подачі рідини через вихід 42 верхнім патрубком 44 у верхню порожнину 16 герметичної фільтрувальної камери 1. Вмикають генератор ударних імпульсів 29, який через плунжер 24, що має ударник 25 забезпечує створення рівномірного динамічного імпульсного навантаження на рідину по всій площі поверхні зразка у верхній порожнині 16 герметичної фільтрувальної камери. За допомогою мірного стакана 57 контролюють об'єм рідини, яка профільтрована через зразок гірської породи зверху вниз і витікає із нижньої порожнини 17 фільтрувальної камери через 30 хв.

За даними авторів [204] зміна проникності досить чітко узгоджується зі змінами об'ємної деформації, а циклічна дія призводить до незворотних залишкових деформацій [124,129,131,167]. Тому зміна об'єму фільтрату, який відфільтровується через керн за деякий фіксований час залежить від зміни проникності при умові незмінності інших параметрів системи, таких як перепад тиску на керні, навантаження та ін. Розроблена установка дозволяє протягом тривалого часу підтримувати ці параметри стабільними і одночасно активно впливати на керн з гідроімпульсами заданої частоти та амплітуди.

При фільтрації та одночасній циклічній дії на керн в ньому протікає декілька процесів, що впливають на об'єм фільтрату:

- рух флюїду в порах і мікротріщинах керна;
- зміна реологічних властивостей флюїду, що насичує керн;
- рух незцементованих твердих частинок різного розміру;
- електрокінетичні процеси на поверхні пор і в міжфазних шарах;
- розкриття, змикання, ріст і розвиток нових мікротріщин.

За таких умов необхідними є дослідження для визначення зміни об'єму фільтрату до обробки імпульсами тиску, під час та після обробки з метою порівняння отриманих результатів. Отриманий фільтрат слід додатково дослідити методами літолого-петрографічного аналізу і вивчити мінерали, винесені з керну під час фільтрації.

У зв'язку з цим було визначено комплекс експериментальних досліджень для вивчення впливу циклічних навантажень на керновий матеріал з метою встановлення закономірностей зміни об'єму флюїду залежно від амплітуди і частоти циклів навантаження.

У дослідженнях використовували штучні (виготовлені на основі піщано-цементної суміші) і природні (виготовлені із пісковика за методикою УкрНДПІ ПАТ «Укрнафта») керни. Морфологія і структура пористого середовища кожного зразка керну є різноманітною, складною і неповторною. Тому вони володіють різною проникністю навіть тоді, коли виготовлені з одного кернового матеріалу чи однієї порції цементно-піщаної суміші. Втомне руйнування гірських порід відбувається з утворенням транскристалічних та міжкристалічних тріщин [128], адже основні ефекти циклічного впливу проявляються на границях зерен і мікропустот.

При підготовці до експериментальних досліджень зміни фільтраційних характеристик кернів в якості методичної основи підготовки зразків і флюїдів були враховані рекомендації та положення ГОСТ 26450.0-85 і ОСТ 39-195-86. При цьому технологія виготовлення штучних кернів включала ситовий відбір певних фракцій, висушування керну при 100 °С у сушильній печі протягом 12 год та залишення для зміцнення в нормальних умовах за постійної вологості на термін в 30 діб.

Природні керни висвердлювалися безпосередньо з зразків повнорозмірного керну із колекторів теригенних порід. Перед проведенням експериментів проводилася підготовка досліджуваних зразків кернів. Зразки шліфувалися і висушувалися в печі при температурі 105 °С протягом 6 годин. Після вимірювань зразки вакуумувались і насичувалися моделлю пластової води. Мінералізація пластової води складала 50 г/л. Такий вибір флюїду, що насичує керн зумовлений особливостями фільтрації води через керн та здатністю передавати імпульси тиску з мінімальними втратами енергії.

Амплітуда імпульсів тиску була прийнята на рівні 2 МПа, виходячи із можливостей гідроімпульсного генератора ГКП-1 фірми «ІНТЕКС» в умовах реалізації технології імпульсно-хвильової обробки. Вказана амплітуда дозволяє зберегти цілісність цементного кільця та не порушує герметичність контакту обсадна колона – цементний камінь. До того ж така амплітуда не перевищує межі втомної міцності більшості гірських порід. Кількість циклів навантаження приймалася на рівні близько 90 000, враховуючи частоту повторення імпульсів тиску 50 Гц і тривалість обробки 30 хв. Фактичне значення амплітуди тиску, що передавалося через флюїд на керновий зразок визначалося за допомогою п'єзодетектора, розміщеного у внутрішній камері, та за результатами вимірювань віброприскорення A_e на поверхні керну з допомогою віброметра 795 M107B. Віброметр дає змогу також фіксувати деякі інші параметри, такі як віброзміщення S_e і віброшвидкість V_e . Для кожного зразка проводилася серія з 10 вимірювань.

Отримані результати досліджень для штучних і природних кернів (додаток Г) проаналізовано та оброблено з використанням статистичних методів для виявлення найбільш впливових частот і кореляційних зв'язків між параметрами відклику зразків на імпульсно-хвильовий вплив.

При проходженні пружної хвилі через керн у ньому генеруються власні коливання різних частот від десятків до тисяч герц. Для усіх зразків основні частоти, через які відбувалася передача хвильової енергії (для яких були зафіксовані максимальні значення амплітуд віброзміщення, віброшвидкості та віброприскорення на зразку) знаходились в діапазоні 20–400 Гц. Для частот вище 400 Гц віброзміщення близькі до нуля, тому в подальшому аналізі такі частоти не бралися до уваги.

Аналіз даних (таблиці 2.4 – 2.8) свідчить про різний вплив імпульсно-хвильової обробки у кожному досліді. Так у таблиці 2.4 наведено найбільш впливові частоти при гідроімпульсній обробці штучного керну. Як бачимо з таблиці 2.4 для кожного зразка набір найбільш впливових частот не повторюється, проте 3 частоти є спільними для багатьох зразків. Так для усіх 25

штучних кернів спільною є частота в 100 Гц, для 21 зразка – 88 Гц, для 20 зразків – 113 Гц. При цьому не спостерігається чіткої залежності між частотою впливу і відкликом імпульсно-хвильової обробки (див. таблицю 2.6). Так, наприклад, максимальні значення віброзміщення S_v для керна (дослід 4) спостерігаються на рівні 337 мкм при частоті 50 Гц, для досліду 25 – на рівні 100 мкм при 25 Гц, а для досліду 10 – на рівні 6,99 мкм при 100 Гц. Зазначимо також, що максимальні значення інших вібропараметрів (A_v , V_v) можуть спостерігатися при інших частотах.

Найбільш впливові частоти при гідроімпульсній обробці природного керну наведено в таблиці 2.5. Як і для штучних кернів, для природних кернів набір найбільш впливових частот не повторюється, проте 3 частоти є спільними для багатьох зразків. Так для усіх 16 природних кернів спільною є частота в 88 Гц, для 14 зразків – 100 і 113 Гц.

Згідно з отриманими результатами досліджень (таблиця 2.7) відклик для кожного природного керну при імпульсно-хвильовій обробці є складним і змінним в часі. Так, наприклад, максимальні значення віброзміщення S_v кернів спостерігаються: дослід 2 – на рівні 1150 мкм при частоті 25 Гц, дослід 11 – 58 мкм для цієї ж частоти, дослід 13 – 5,6 мкм при 150 Гц. На відміну від штучних кернів, у яких максимальні зміщення спостерігаються на частотах 80–200 Гц (середні значення для зразків за 10 вимірюваннями), для природних кернів максимальні зміщення спостерігаються здебільшого на більш низьких частотах 25–100 Гц (середні значення для зразків за 10 вимірюваннями).

Під час фільтраційних досліджень боковий тиск на керн підтримувався рівним 20 МПа, а перепад тиску на керн – 1,3 МПа. Робоча температура установки знаходилась в межах $20 \pm 2^\circ\text{C}$. Заміри об'єму фільтрату проводили через 30 хв у мірній ємності при фільтрації без циклічних навантажень керна, під час та після навантажень. Вплив обробки визначався по відношенню об'ємів під час і після обробки до об'єму без обробки (таблиці 2.8 і 2.9).

Таблиця 2.4 – Найбільш впливові частоти при гідроімпульсній обробці штучного керну

<i>Дослід</i>																								
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>	<i>11</i>	<i>12</i>	<i>13</i>	<i>14</i>	<i>15</i>	<i>16</i>	<i>17</i>	<i>18</i>	<i>19</i>	<i>20</i>	<i>21</i>	<i>22</i>	<i>23</i>	<i>24</i>	<i>25</i>
88	38	75	25	100	88	25	13	25	88	13	63	51	26	39	88	25	25	88	27	27	88	26	25	25
100	50	88	38	138	100	38	25	38	100	25	75	63	39	51	100	38	38	100	39	52	100	38	38	75
113	88	100	50	150	113	59	38	63	113	38	88	76	51	64	113	50	50	113	52	65	188	50	50	88
188	100	113	63	163	142	88	50	75	188	50	100	88	88	76	188	63	63	188	64	77	200	63	63	100
200	113	138	75	175	225	100	63	100	201	63	113	100	100	88	200	100	75	200	77	88	213	76	75	113
213	188	150	100	188	238	113	75	125	213	75	150	113	113	100	213	152	88	213	88	100	288	88	88	125
288	200	163	113	200	250	163	88	138	226	88	163	126	126	113	275	165	100	288	100	113	300	100	100	175
300	210	175	125	288	263	175	100	163	388	100	175	138	139	126	288	177	113	300	113	190	313	113	113	188
313	235	188	138	300	275	188	113	188	301	213	188	151	151	139	300	190	125	326	190	203	401	126	126	200
400	250	200	150	313	300	200	126	200	313	226	200	163	164	152	313	202	138	338	202	215	501	138	138	213

Таблиця 2.5 – Найбільш впливові частоти при гідроімпульсній обробці природного керну

<i>Дослід</i>															
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>	<i>11</i>	<i>12</i>	<i>13</i>	<i>14</i>	<i>15</i>	<i>16</i>
88	25	88	37	63	88	25	50	88	50	25	75	38	25	25	38
100	37	10	50	75	100	88	63	100	63	38	88	50	38	38	50
113	50	113	63	88	113	100	88	113	75	50	100	63	50	50	63
138	63	150	88	100	188	113	100	188	88	63	113	75	63	63	76
150	88	163	100	113	200	138	113	200	100	75	125	88	75	75	88
163	138	175	113	188	213	150	188	213	125	88	138	100	88	88	100
175	150	188	138	200	288	163	200	288	138	100	150	113	100	100	113
188	163	200	163	213	300	188	213	300	150	113	163	125	113	113	126
200	175	212	188	225	313	200	288	313	163	125	175	138	125	125	138
213	188	225	200	238	400	213	300	325	175	138	188	150	138	138	150

Таблиця 2.6 – Результати вимірювань параметрів зразків штучного керну при імпульсно-хвильовій обробці

Дослід	F, Гц	S _в , мкм	F, Гц	V _в , мм/с	F, Гц	A _в , м/с ²	Дослід	F, Гц	S _в , мкм	F, Гц	V _в , мм/с	F, Гц	A _в , м/с ²	Дослід	F, Гц	S _в , мкм	F, Гц	V _в , мм/с	F, Гц	A _в , м/с ²	Дослід	F, Гц	S _в , мкм	F, Гц	V _в , мм/с	F, Гц	A _в , м/с ²							
																												Дослід	F, Гц	S _в , мкм	F, Гц	V _в , мм/с	F, Гц	A _в , м/с ²
1	200	26.68	200	33.59	200	42.27	2	88	1.37	88	4.08	88	12.20	3	100	0.17	100	0.10	200	0.10	4	50	337.30	50	106.14	50	33.40	5	100	0.09	200	0.08	175	0.53
	188	15.42	188	18.19	300	24.91		113	0.87	113	2.75	113	8.65		88	0.16	88	0.09	100	0.07		38	292.85	38	69.11	63	16.53		63	0.08	175	0.06	163	0.32
	213	11.35	213	15.18	188	21.47		100	0.37	250	1.52	250	7.66		113	0.07	200	0.08	88	0.05		63	106.86	63	42.03	38	16.31		200	0.06	100	0.06	200	0.10
	100	11.21	300	13.19	213	20.30		250	0.30	235	1.27	235	6.21		200	0.06	113	0.05	188	0.04		25	22.41	25	3.53	150	0.89		75	0.05	188	0.04	125	0.10
	88	7.32	100	7.05	288	12.54		188	0.29	100	1.12	200	4.33		75	0.05	188	0.04	113	0.04		75	2.99	75	1.41	100	0.78		88	0.04	163	0.04	150	0.08
6	250	0.06	250	0.09	91	0.40	7	25	7.25	25	1.14	25	0.18	8	25	0.64	63	1.00	63	1.65	9	25	108.27	25	17.03	38	2.75	10	100	6.99	100	13.19	100	24.91
	238	0.04	238	0.06	104	0.36		38	2.04	38	0.48	200	0.15		63	0.61	25	0.91	25	1.29		38	49.41	38	11.66	25	2.68		88	3.83	88	6.93	88	12.54
	263	0.03	300	0.05	116	0.25		50	0.42	100	0.20	100	0.13		88	0.39	88	0.71	88	1.29		63	10.05	63	3.95	200	1.82		113	3.16	113	6.21	113	12.20
	300	0.03	263	0.05	142	0.25		100	0.32	50	0.13	38	0.11		38	0.34	126	0.61	126	1.24		75	5.48	75	2.59	63	1.56		201	1.30	201	3.26	201	8.21
	275	0.01	91	0.03	250	0.14		88	0.24	88	0.13	88	0.07		100	0.32	100	0.60	100	1.12		100	2.84	100	1.79	163	1.53		188	0.71	301	1.94	301	6.10
11	13	0.56	100	1.00	100	1.88	12	100	4.61	100	2.90	200	1.96	13	100	0.29	100	0.72	100	1.82	14	26	0.09	26	0.37	26	1.45	15	39	0.02	139	0.10	139	0.59
	100	0.53	13	0.75	13	1.01		88	3.06	88	1.68	100	1.82		126	0.20	126	0.53	126	1.42		39	0.08	39	0.32	39	1.29		139	0.02	39	0.09	126	0.51
	88	0.28	88	0.50	213	0.96		113	1.84	200	1.56	188	0.97		88	0.19	88	0.46	138	1.24		139	0.03	139	0.16	139	0.73		126	0.02	126	0.09	39	0.47
	213	0.25	213	0.49	88	0.90		200	1.24	113	1.30	88	0.93		63	0.16	138	0.45	88	1.12		100	0.03	100	0.15	100	0.65		64	0.01	64	0.06	64	0.32
	63	0.13	75	0.21	75	0.36		63	0.93	188	0.82	113	0.92		138	0.16	63	0.38	63	0.86		126	0.03	126	0.14	126	0.65		89	0.01	89	0.05	88	0.31
16	100	4.59	100	2.89	300	1.87	17	25	1.45	25	0.23	177	0.34	18	25	24.41	25	3.84	25	0.60	19	100	6.66	100	4.19	200	3.58	20	100	0.11	100	0.86	100	6.49
	88	2.92	88	1.61	100	1.82		38	0.43	38	0.10	165	0.28		38	7.20	38	1.70	38	0.40		88	4.30	200	2.84	100	2.64		88	0.07	88	0.55	88	4.12
	113	1.62	113	1.15	288	0.91		50	0.12	50	0.04	190	0.28		50	2.30	50	0.72	50	0.23		113	2.32	88	2.37	300	2.10		202	0.05	202	0.39	202	3.20
	300	0.52	300	0.99	313	0.91		63	0.08	177	0.04	202	0.26		63	0.81	63	0.32	88	0.14		200	2.26	113	1.64	188	1.88		113	0.05	113	0.34	113	2.63
	200	0.35	288	0.50	88	0.89		100	0.03	63	0.03	152	0.06		75	0.56	75	0.27	63	0.13		188	1.35	188	1.59	338	1.66		190	0.03	190	0.24	190	1.92
21	203	0.03	203	0.26	203	2.66	22	100	4.57	100	2.88	200	2.25	23	38	0.08	38	0.27	38	0.90	24	100	0.37	100	0.70	100	1.33	25	25	100.06	213	0.17	25	2.48
	190	0.02	190	0.19	190	1.85		88	3.01	200	1.79	100	1.81		51	0.06	51	0.22	51	0.75		88	0.34	88	0.62	88	1.12		88	4.50	175	0.84	75	0.92
	100	0.02	100	0.17	100	1.61		200	1.42	88	1.66	188	1.17		26	0.06	26	0.21	26	0.68		25	0.33	75	0.55	75	0.96		75	4.14	125	1.13	88	1.36
	90	0.01	90	0.12	90	1.09		188	0.84	188	0.99	501	1.14		63	0.05	63	0.18	63	0.63		75	0.32	63	0.49	113	0.92		100	3.72	188	1.13	100	1.47
	215	0.01	215	0.08	215	0.81		213	0.61	213	0.81	213	1.08		139	0.04	139	0.16	139	0.63		63	0.29	25	0.47	63	0.80		113	1.93	113	1.37	113	0.97

Таблиця 2.7 – Результати вимірювань параметрів зразків природного керну при імпульсно-хвильовій обробці

№	F, Гц	S _в , МКМ	F, Гц	V _в , мм/с	F, Гц	A _в , м/с ²	F, Гц	S _в , МКМ	F, Гц	V _в , мм/с	F, Гц	A _в , м/с ²
<i>Дослід 1</i>						<i>Дослід 9</i>						
1	213	3.598	88	2.116	112	1.276	188	1.272	300	1.882	188	1.771
2	88	3.842	100	4.496	100	2.83	200	2.175	113	2.163	288	1.866
3	188	4.981	213	4.812	213	6.435	113	3.055	200	2.738	100	3.063
4	100	7.144	188	5.877	188	6.935	88	5.011	88	2.760	200	3.446
5	200	8.370	200	10.534	200	13.26	100	7.734	100	4.867	300	3.554
<i>Дослід 2</i>						<i>Дослід 10</i>						
1	88	64.449	88	30.419	150	15.08	100	2.521	100	1.587	100	0.999
2	63	363.800	63	143.092	25	28.48	88	4.025	88	2.216	125	1.109
3	37	779.399	25	180.995	37	43.41	63	6.455	50	2.468	175	1.109
4	50	851.688	37	183.935	63	56.28	75	6.475	63	2.539	88	1.22
5	25	1150.408	50	267.994	50	84.33	50	7.844	75	3.056	75	1.443
<i>Дослід 3</i>						<i>Дослід 11</i>						
1	88	4.025	163	2.604	100	2.219	75	4.981	75	2.351	63	1.109
2	100	5.603	100	3.526	163	2.663	63	7.172	63	2.821	75	1.109
3	212	5.646	212	7.550	188	9.875	50	12.32	50	3.879	50	1.22
4	188	7.092	188	8.369	212	10.1	38	27.89	38	6.582	25	1.442
5	200	12.957	200	16.308	200	20.53	25	58.27	25	9.168	38	1.553
<i>Дослід 4</i>						<i>Дослід 12</i>						
1	63	1.434	188	0.564	113	0.333	113	0.807	113	1.079	113	1.442
2	88	1.464	88	0.806	88	0.444	75	0.915	163	1.276	163	2.108
3	37	1.992	50	1.058	188	0.666	125	1.273	125	1.802	125	2.552
4	100	2.241	200	1.058	100	0.888	138	1.639	138	2.450	138	3.662
5	50	3.362	100	1.411	200	1.331	150	1.793	150	2.821	150	4.438
<i>Дослід 5</i>						<i>Дослід 13</i>						
1	188	1.323	88	1.304	113	0.742	100	2.885	100	400.640	100	2.885
2	113	1.480	213	1.306	100	1.292	113	3.662	113	413.160	113	3.662
3	200	2.190	188	1.562	213	1.747	125	4.660	125	425.680	125	4.660
4	88	2.368	100	2.053	188	1.843	138	4.660	138	438.200	138	4.660
5	100	3.263	200	2.757	200	3.47	150	5.659	150	450.720	150	5.659
<i>Дослід 6</i>						<i>Дослід 14</i>						
1	288	0.151	400	0.281	313	0.387	88	6.586	50	2.821	63	1.331
2	300	0.246	113	0.414	288	0.495	63	8.606	100	3.350	113	1.331
3	113	0.585	300	0.465	100	0.611	50	8.965	63	3.385	88	1.997
4	88	1.039	88	0.572	400	0.708	75	9.961	88	3.627	100	2.108
5	100	1.542	100	0.971	300	0.877	25	17.93	75	4.702	75	2.219
<i>Дослід 7</i>						<i>Дослід 15</i>						
1	188	0.144	188	0.169	88	0.141	113	1.234	100	2.292	100	4.327
2	200	0.242	113	0.186	213	0.173	38	1.341	113	2.426	50	4.438
3	113	0.263	88	0.257	188	0.2	125	1.432	50	2.821	113	4.771
4	88	0.466	200	0.304	100	0.28	138	1.500	125	2.929	125	5.992
5	100	0.708	100	0.446	200	0.383	50	1.793	138	3.187	138	6.768
<i>Дослід 8</i>						<i>Дослід 16</i>						
1	200	0.364	188	0.256	213	0.276	38	0.186	38	0.747	113	3.107
2	63	0.493	88	0.303	188	0.302	100	0.229	100	1.008	100	4.438
3	88	0.551	200	0.458	300	0.31	50	0.279	50	1.139	50	4.660
4	100	0.825	50	0.495	100	0.327	138	0.386	138	1.793	138	8.322
5	50	1.573	100	0.519	200	0.576	150	0.453	150	2.139	150	10.097

Для оцінки можливої зміни внутрішньої поверхні порового простору за рахунок втомного руйнування породи проводили аналіз отриманого фільтрату [22], що зберігався в спеціальних керамічних чашках. Проби з предметними скельцями, вставленими в чашки висушувалися, після чого проводився їх літолого-петрографічний аналіз під мікроскопом зі збільшенням в $1000\times$.

Для кожного керна були визначені початкові параметри шляхом прокачки 10 порових об'ємів, із яких перші 5 об'ємів не приймалися до уваги. Середні значення показників визначали 5 останніх об'ємів. Така послідовність дозволяє мінімізувати вплив електрокінетичних процесів і процесів, що протікають на поверхні розділу фаз під час фільтрації у поровому середовищі та отримати достовірнішу інформацію. Після визначення початкових значень об'єму фільтрату для кожного керну були проведені серії із 10 дослідів із фільтрації під час і після гідроімпульсної обробки. Для побудови залежностей приймалося середнє значення кожного показника. Після проведення фільтраційних досліджень як природні, так і штучні керни досліджували на міцність зразків на розтяг використовуючи наближений до «бразильського» методу метод навантаження циліндричних зразків по твірній (рисунок 2.7).

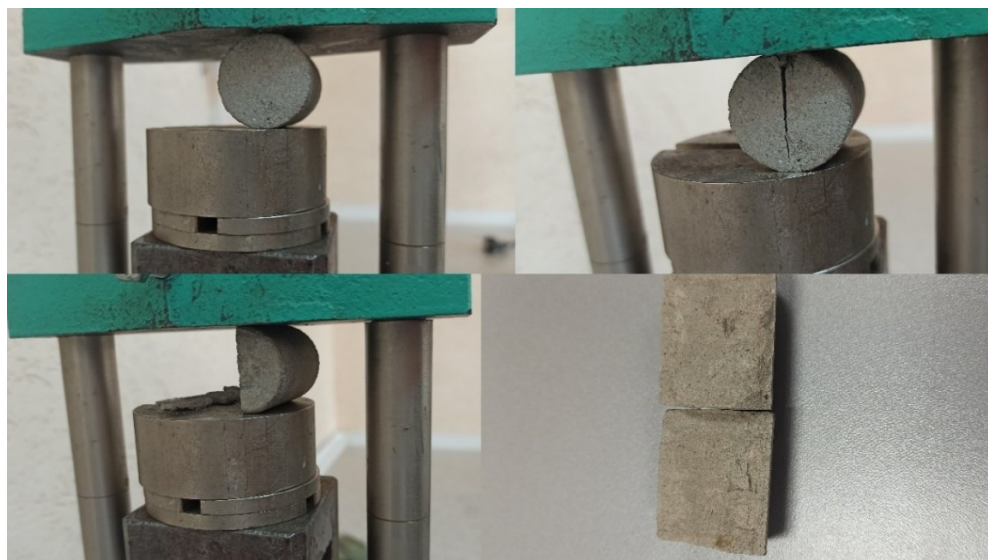


Рисунок 2.7 – Випробування зразків штучного керну на міцність

Руйнування зразків штучного керну відбувалося як показано на рисунку 2.7 з формуванням однієї площини руйнування, яка проходить через середину зразка

діаметрально. Процес утворення і розвитку тріщини мав стрімкий характер – від появи перших ознак руйнування до утворення повнорозмірної тріщини відбувалося за 1 – 2 с.

Таблиця 2.8 – Міцність та зміна об'єму фільтрату зразків штучних кернів

Дослід	Висота керну, мм	Діаметр керну, мм	Міцність на розрив, МПа	Зміна об'єму фільтрату, %			
				$\Delta V_{\phi 1}$	Дисперсія	$\Delta V_{\phi 2}$	Дисперсія
1	30	26	3,3	29,4	0,0084	5,9	0,0084
2	27	26	3,5	30,0	0,0050	39,3	0,0098
3	31	26	3,6	7,6	0,0010	5,8	0,0048
4	31	26	3,4	31,7	0,0134	37,5	0,0067
5	15	26	7,1	2,6	0,0355	9,2	0,0245
6	14	25	4,1	2,0	0,0071	21,7	0,0027
7	30	26	7,1	-3,5	0,0000	23,0	0,0050
8	10	26	4,7	2,8	0,0071	21,9	0,0106
9	14	26	4,4	5,3	0,0471	20,7	0,0106
10	27	26	5,5	4,2	0,1973	23,0	0,0050
11	15	26	7,6	0,3	0,0071	19,7	0,0028
12	15	25	6,6	2,0	0,0072	21,7	0,0027
13	30	26	5,2	0,3	0,0071	19,7	0,0027
14	32	26	3,2	2,9	0,0823	19,2	0,0467
15	30	26	2,9	-5,3	0,0204	6,7	0,0027
16	18	26	3,8	5,6	0,0178	18,4	0,0195
17	15	26	5,4	0,0	0,0201	12,0	0,0154
18	32	26	6,1	0,6	0,1187	-0,8	0,0595
19	30	26	4,9	3,5	0,2100	16,7	0,0121
20	31	25	2,4	5,6	0,1780	18,4	0,0195
21	29	26	3,5	2,4	0,1427	13,5	0,0361
22	15	26	3,2	5,8	0,0410	4,4	0,0706
23	16	25	4,9	2,3	0,0423	7,7	0,0515
24	15	26	5,8	3,5	0,1916	21,3	0,0315
25	10	26	3,9	4,6	0,1943	21,8	0,0515

При руйнуванні зразків природного керну не спостерігалось великої кількості незцементованого піску у зоні розвитку тріщини. Поверхня розлому, хоча і мала нерівності, проте при дотику не осипалася і була досить стійкою.

Міцнісні властивості природних кернів досліджували аналогічно штучним. Проте при руйнуванні природних кернів було помічено, що площина в якій утворюється тріщина хоч і проходить через центр зразка діаметрально, проте часто відхилялася від прямої лінії.

Також було помічено, що природні керни містять деяку частину незцементованого кварцового піску і при руйнуванні це призводить до утворення каверн і росту зони руйнування (рисунок 2.8).



Рисунок 2.8 – Випробування зразків природного керну на міцність

Таблиця 2.9 – Міцність та зміна об'єму фільтрату зразків природних кернів

Дослід	Висота керну, мм	Діаметр керну, мм	Міцність на розрив, МПа	Зміна об'єму фільтрату, %			
				$\Delta V_{\phi 1}$	Дисперсія	$\Delta V_{\phi 2}$	Дисперсія
1	30	26	2,2	20,0	0,009	10,0	0,001
2	30	26	2,0	30,7	0,416	16,0	0,514
3	31	27	0,7	12,1	0,187	1,3	0,019
4	40	27	1,5	17,2	0,582	12,3	0,016
5	30	26	3,8	-4,5	0,298	-5,7	0,0019
6	30	26	2,5	11,6	0,082	0,1	0,015
7	30	26	2,7	13,9	0,867	2,8	0,132
8	30	26	3,3	12,6	0,024	2,0	0,014
9	30	26	0,9	15,4	0,357	11,5	0,009
10	31	26	2,6	0,0	0,087	-25,9	0,009
11	30	26	3,9	17,8	0,395	0,0	0,143
12	20	26	1,8	32,5	0,233	43,0	0,154
13	15	26	1,9	7,5	0,240	10,1	0,009
14	22	26	2,2	23,1	0,009	-7,7	0,009
15	20	26	2,4	12,4	0,731	8,6	0,267
16	31	26	3,3	31,0	0,928	25,8	0,178

З наведених таблиць можна зробити висновок про наявність змін структури і морфології досліджуваних зразків гірських порід, що прямо відображається на зміні проникності зразків.

2.4 Аналіз результатів досліджень фільтраційних властивостей

За результатами досліджень (див. табл. 2.8 і 2.9) на рисунку 2.9 показано зміну об'ємів штучних і природних кернів під час і після гідроімпульсної обробки. Ці дані вказують на підвищення об'ємів фільтрату за один і той же період часу. Найбільше зростання спостерігається для штучних кернів при обробці і становить 36 – 38%.

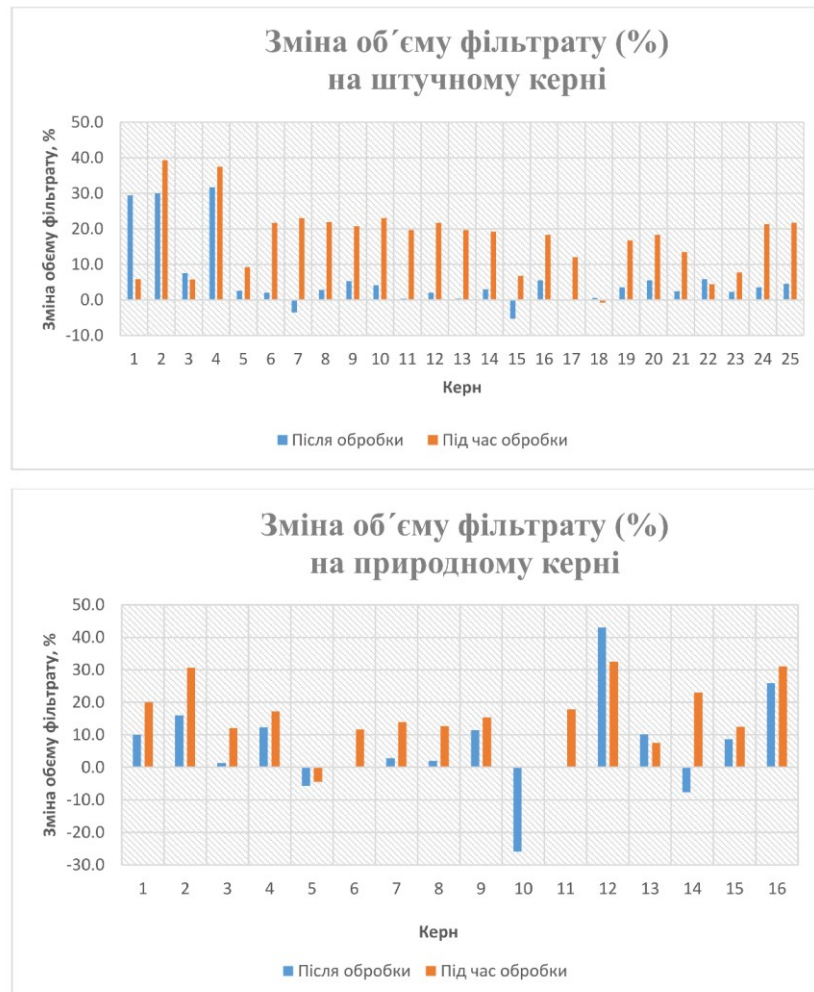


Рисунок 2.9 – Зміна об'єму фільтрату при гідроімпульсній обробці природних і штучних кернів

Після обробки цей показник падає до 30 – 32%. Однак для штучних кернів 7,11 і 15, незважаючи на збільшення об'єму фільтрату при обробці на 24, 19,8 і 7% відповідно, при знятті впливу спостерігається його зменшення до початкових значень і, навіть, нижче. Для інших штучних кернів під час обробки об'єм

фільтрату збільшується в середньому на 20%, а після обробки цей показник зменшується приблизно в 4 рази.

Для зразка 1 спостерігається незначне збільшення (6%) об'єму фільтрату під час обробки і подальше зростання показника до 29,5% в умовах фільтрації після обробки. Тільки для зразка 18 імпульсно-хвильова обробка не дала статистично значущих результатів, оскільки зміна об'єму становила всього 1–2%. Схожа ситуація і для природних кернів. Максимальне збільшення об'єму фільтрату спостерігається для кернів 2, 12, 16 на 30 – 32% під час обробки і 17–42% після обробки. Для природних кернів 5, 10 і 14 отримано негативні результати – об'єм фільтрату зменшився на 8–26%.

Аналіз проб флюїду показав, що при фільтрації без циклічних навантажень керна в пробах спостерігається, в основному, присутність грудкуватої окисленої глинистої маси, а також в незначній кількості – пилюваті глинисті частинки і дуже дрібні зерна кварцу. Імпульсно-хвильовий вплив при фільтрації призводить до значного збільшення в пробах бурої глинистої маси і зерен кварцу, покритих глинистою плівкою. При подальшій фільтрації без дії імпульсно-хвильової обробки спостерігається поступове збільшення часток цементу породи в порівнянні з кількістю частинок, винесених із керна до обробки (в середньому на 50%). Зміна об'єму фільтрату для штучного керна знаходиться в межах 5 – 30%, а природного – у межах 10 – 42%. Зазначене свідчить про можливу появу додаткової тріщинуватості породи. Для природного керна обробка є ефективною через наявність в зразках мікропорушень і мікротріщин, яких немає в штучному керні, що підтверджується результатами літолого-петрографічного аналізу. При фільтрації в умовах гідроімпульсного впливу спостерігається виніс керна глинистого матеріалу, частинок кварцу і, отже, відбувається зміна внутрішньої питомої поверхні пористого середовища.

Для встановлення емпіричних залежностей між зміною об'єму фільтрату ($\Delta V_{\phi 1}$ і $\Delta V_{\phi 2}$) та параметрами (S_e , V_e , A_e) імпульсно-хвильової обробки в таблиці 2.10 наведено результати кореляційного аналізу для штучного і природного

кернів. З таблиці 2.10 слідує, що статистично залежними є деякі результати, отримані для штучних кернів. Так частота 88 Гц виявилася статистично значущою при імпульсно-хвильовій обробці для зміни фільтраційних характеристик штучних кернів і кореляція у даному випадку є високою.

Таблиця 2.10 – Кореляційний аналіз впливу параметрів імпульсно-хвильової обробки на зміну об'єму фільтрації

Частота, Гц	Природний керн						Штучний керн					
	під час впливу $\Delta V_{\phi 2}$			після впливу $\Delta V_{\phi 1}$			під час впливу $\Delta V_{\phi 2}$			після впливу $\Delta V_{\phi 1}$		
	Sв, мм	Vв, м/с	Ав, м/с ²	Sв, мм	Vв, м/с	Ав, м/с ²	Sв, мм	Vв, м/с	Ав, м/с ²	Sв, мм	Vв, м/с	Ав, м/с ²
88	0,106	0,071	0,159	0,363	-0,188	0,388	-0,021	0,337	0,552*	0,518*	0,565*	0,520*
100	-0,234	0,074	0,235	-0,121	-0,207	0,204	-0,067	0,075	0,181	0,380*	0,237	0,093
113	-0,152	0,043	0,322	-0,062	-0,259	0,156	0,041	0,256	0,379*	0,375	0,333	0,307

Примітка. *Статистично значуща з довірчою ймовірністю $\alpha = 0,05$ залежність.

Аналогічний кореляційний аналіз було проведено і для міцності зразків на розрив σ_B (таблиці 2.11). З ростом значень вібропараметрів зразків спостерігається тенденція зменшення міцності на розрив (всі значення коефіцієнтів кореляцій від'ємні), проте статистично значущий результат отримано тільки для природнього керну при частоті 100 Гц.

Таблиця 2.11 – Кореляційний аналіз впливу параметрів імпульсно-хвильової обробки на міцність на розрив

Частота, Гц	Природний керн			Штучний керн		
	Sв, мм	Vв, м/с	Ав, м/с ²	Sв, мм	Vв, м/с	Ав, м/с ²
88	-0,146	-0,144	-0,140	-0,152	0,001	-0,101
100	-0,515*	-0,147	-0,194	-0,117	-0,004	-0,000
113	-0,208	-0,136	0,041	-0,019	0,018	-0,072

Примітка. *Статистично значуща з довірчою ймовірністю $\alpha = 0,05$ залежність.

Аналіз отриманих даних свідчить про можливість такого поєднання параметрів імпульсно-хвильових технологій впливу на ПЗП, за якого для певних геомеханічних властивостей порід реалізується механізм втомного руйнування порід. Це у свою чергу може сприяти значному підвищенню проникності пласта.

2.5 Висновки до розділу 2

Структурно-текстурні особливості будови гірських порід характеризуються неоднорідністю та анізотропією, які в експериментальних дослідженнях міцнісних властивостей вагомо впливають на рівень шумової складової. Тому дослідження міцнісних властивостей виконували на моделях гірських порід із використанням прямих і неруйнівних методів їх вимірювання.

За допомогою методів планування експериментів вивчено вплив вібрації з частотами 20 – 130 Гц та концентрації ПАР (сульфонолу) 0,1 – 2,0% на міцність моделі гірської породи (скло марки М2) на згин. Для умов експерименту оцінки середніх значень міцності на згин знаходяться в межах 32,22 – 35,93 МПа, за відсутності вібрації та ПАР середнє значення міцності складає $\bar{\sigma}_B = 56,63$ МПа. Встановлено статистично значущий вплив концентрації ПАР на показник міцності моделі гірської породи. Побудовано рівняння регресії показника міцності від концентрації сульфонолу і частоти вібрації.

Із використанням неруйнівних методів досліджено вплив параметрів імпульсно-хвильової обробки (інтенсивність і час коливальної дії) та концентрації ПАР (сульфонолу) на міцнісні властивості моделі гірської породи (цементний камінь 30×30×190 мм). Зразки моделі виготовлені із ПЦТ II за однією технологією і формувались на протязі 60 діб. Для умов експерименту встановлено статистично значущий вплив тривалості вібраційної обробки (коефіцієнт кореляції $r_{\sigma t} = -0,664$) і потужності коливальної дії ($r_{\sigma I} = -0,359$) та незначущий вплив концентрації ПАР ($r_{\sigma c} = 0,171$) на показник відносної міцності. Побудовано рівняння регресії показника відносної міцності від інтенсивності і часу коливальної дії та концентрації сульфонола.

Досліджено вплив циклічних навантажень на фільтраційні та міцнісні властивості штучних і природних кернів. Фільтраційні властивості вивчали на розробленій установці для дослідження проникності пористого середовища при гідроімпульсних навантаженнях на керн (патент 125000). Встановлено

наявність домінантних частот, одні з яких є ефективні для технологій очищення ПЗП, а інші – для ініціації росту втомних тріщин. Отримані результати дають підстави при застосуванні імпульсно-хвильових технологій впливу на привибійну зону пласта рекомендувати частоти у діапазоні 25–100 Гц.

Отримані результати, а саме, дослідження впливу параметрів вібраційної дії у поєднанні з ПАР на міцнісні та фільтраційні властивості порід, можуть бути використані для обґрунтування дизайну технологій освоєння свердловин з імпульсно-хвильовою обробкою привибійної зони.

3 Обґрунтування вибору рецептур та дослідження властивостей технологічних рідин для освоєння свердловин

Освоєння нафтогазових свердловин здійснюють із використанням комплексу технологій, спрямованих на очищення привибійної зони пласта та виклик припливу флюїду. Ефективність технологій визначається якістю виконання операцій, на яку вагомо впливають склад і властивості технологічних рідин. Вибір технологічних рідин для освоєння свердловин визначається їх функціональним призначенням (вторинне розкриття пласта, інтенсифікація припливу флюїду, глушіння свердловини тощо), геологічними умовами свердловини і т. ін.

У даному розділі основна увага приділяється моделям вибору рецептур технологічних рідин для освоєння свердловин [173], а також дослідженням властивостей рідин глушіння на біополімерній основі [48,173,186]. Зазначимо, що ефективність біополімерних систем визначається відсутністю твердої фази, особливостями їх технологічних властивостей (висока псевдопластичність, миттєва тиксотропія, низька фільтрація), а також здатністю до біологічної деструкції полімерних компонентів [184,190]. Для підвищення густини таких систем можуть бути використані розчини відповідних солей (див. табл. 1.3).

3.1 Принципи вибору рецептур технологічних рідин для освоєння свердловин

Вибір технологічних рідин для освоєння свердловин здійснюється з урахуванням їх функціональних вимог, гірничогеологічних і техніко-технологічних умов. Технологічні рідини мають забезпечувати ефективне виконання відповідних операцій, а їх рецептура – необхідні властивості із урахуванням характеристик пласта, сумісність з пластовими флюїдами і материнськими породами продуктивного горизонту, температуру кристалізації технологічної рідини, корозійну активність та проєктний коефіцієнт відновлення

проникності. Наприклад, рідини глушіння можуть знаходитися у свердловині протягом декількох місяців і навіть років [86]. Тому склад технологічних рідин, тривалість їх впливу і репресія на пласт – основні чинники, які визначають розмір зони проникнення рідин в пласт і ступінь зниження проникності в цій зоні.

Одним із найбільш важливих принципів вибору компонентного складу технологічних рідин є збереження колекторських властивостей продуктивного пласта [110]. Якість розкриття продуктивного пласта може бути оцінена параметром $ВП$ [5,27,86,94], що являє собою відношення фактичної продуктивності свердловини Q_{ϕ} до максимальної потенційної Q_{Π}^{max} (коефіцієнт гідродинамічної досконалості).

Параметр $ВП$ оцінюється за результатами гідродинамічних досліджень продуктивного пласта на неусталених режимах фільтрації і комплексно враховує вплив умов розкриття (в т. ч. вторинного) на збереження його колекторських властивостей. Зрозуміло, що такий критерій застосовується для аналізу промислових даних з метою оцінювання технологій завершення свердловин.

У лабораторних умовах для оцінки фізико-хімічної дії фільтратів технологічних рідин можна використати коефіцієнт відновлення проникності $K_{\text{пр}}$ [86,180,191], тобто відношення проникностей керну за вуглеводневою рідиною (нафта або гас) до і після впливу технологічними рідинами та їх фільтратами. Зменшення міжфазного натягу шляхом використання ПАР у рецептурах технологічних рідин може сприяти підвищенню коефіцієнта відновлення проникності, який функціонально залежить від міжфазного натягу на межі нафта – фільтрат технологічної рідини. Тому для оцінки впливу технологічної рідини на $K_{\text{пр}}$ доцільно спершу оцінити значення поверхневого натягу, а тоді проводити тестування кернового матеріалу.

Вибір рецептури технологічних рідин для освоєння свердловин має ґрунтуватись на досвіді використання у подібних гірничогеологічних умовах, враховувати систему обмежень на компонентний склад і властивості та

відповідати принципу оптимальності. Реалізація такого підходу можлива на основі ієрархічних моделей прийняття рішень.

Компоненти технологічної рідини мають бути підібрані таким чином, щоб не допускати явищ сенсифікації (погіршення дії одного компонента при додаванні іншого, навіть у невеликих кількостях), а навпаки бажаними є явища синергізму (взаємне підсилення дії компонентів у порівнянні з ефективністю кожного з них окремо) чи адитивності (ефект адитивної дії є арифметичною сумою ефектів кожного реагента). Так, наприклад, ксантан може знижувати поверхневий натяг у розсолах форміату натрію [206], тому таке поєднання компонентів є більш бажане.

На першому рівні використовується модель для виділення однієї або декілька еквівалентних за складом рецептур технологічних рідин. Інформаційним забезпеченням такої моделі є промислові дані про використання технологічних рідин конкурентних рецептур $A = \{a_1, a_2, \dots, a_n\}$ у подібних умовах освоєння свердловин. Залежно від функціональних вимог та інформаційного забезпечення виділення однієї або еквівалентних за складом рецептур альтернатив можна формалізувати з допомогою нечітких моделей прийняття рішення [42–44, 173].

У випадку оцінювання альтернативних рецептур $A = \{a_1, a_2, \dots, a_n\}$ технологічних рідин в цілому (тобто за одним критерієм оптимальності) можуть бути використані їх порівняльні оцінки з допомогою нечітких бінарних відношень нестрокої переваги R з функціями належності $\mu_R(a_i, a_j), (i, j) = \overline{1, n}$ [58]. Для побудови функцій належності застосовують експертні процедури [42, 43, 58].

Виділення оптимальної a_* альтернативи зводиться до побудови на множині A підмножини невідомінованих альтернатив із функцією належності

$$\mu_R^*(a_i) = 1 - \sup_{a_j \in A} \left\{ \mu_R(a_j, a_i) - \mu_R(a_i, a_j) \right\}, a_i \in A. \quad (3.1)$$

Очевидно, що оптимальна альтернатива визначається найбільшим значенням функції належності (3.1) [58].

$$\sup_{a_i \in A} \mu_R^*(a_i) \Rightarrow a_* \quad (3.2)$$

Зазначимо, що у загальному випадку підмножина недомінованих альтернатив (3.1) допускає виділення єдиного або підмножини еквівалентних a_* розв'язків (3.2).

В окремих ситуаціях заслуговує уваги модель вибору технологічної рідини із множини $A = \{a_1, a_2, \dots, a_n\}$ допустимих рецептур за результатами їх багатокритеріального оцінювання $K = \{K_1, K_2, \dots, K_m\}$ з урахуванням системи обмежень $C = \{C_1, C_2, \dots, C_q\}$. Залежно від особливостей побудови оцінок альтернатив A за критеріями K та обмеженнями C модель вибору може бути формалізована в термінах нечітких множин як задача досягнення нечітко визначеної мети Р. Беллмана – Л. Заде [4].

В задачі Р. Беллмана – Л. Заде оцінки альтернативних рецептур $A = \{a_1, a_2, \dots, a_n\}$ за критеріями K та обмеженнями C є нечіткими з відповідними функціями належності $\mu_{K_j}(a_i)$ та $\mu_{C_r}(a_i)$. Вибір оптимальної a_* рецептури здійснюється за алгоритмом [173]

$$\begin{cases} D(a_i) = \bigcap_j K_j(a_i) \bigcap_r C_r(a_i), \quad i = \overline{1, n}; \\ \sup_{a_i \in A} \mu_D(a_i) \Rightarrow a_*, \end{cases} \quad (3.3)$$

де $D(a_i)$ – нечіткий розв'язок з функцією належності $\mu_D(a_i)$.

Відмітимо, що модель Р. Беллмана – Л. Заде [4] є змістовнішою для експертів з позицій побудови функцій належності оцінок альтернативних рецептур $\mu_{K_j}(a_i)$ та $\mu_{C_r}(a_i)$. Модель ілюструє принципи аналізу (альтернативи, критерії, обмеження) та синтезу експертної інформації за (3.3) для виділення оптимальних альтернатив. Аналогічно (3.2) модель (3.3) допускає виділення єдиного або еквівалентних розв'язків.

На другому рівні ієрархічної структури використовують моделі для вибору вмісту компонентів еквівалентних рецептур технологічної рідини. У даному випадку може бути використана модель прийняття рішень з гнучким вибором критерію оптимальності із деякого класу K можливих критеріїв [4,173]. Клас K визначає локальні критерії, які можуть бути використані для заміни загальної задачі оптимізації з глобальним критерієм на еквівалентну їй частинну задачу. Обґрунтування локального критерію здійснюється з допомогою неформальних процедур експертного оцінювання.

Модель вибору рецептури рідини глушіння може бути формалізована у вигляді оптимізаційної задачі [4]

$$\begin{cases} k(x^v) \rightarrow \min, k \in K, v \in \vartheta, x^v \in D^v; \\ \varphi(x^v) \leq 0, \end{cases} \quad (3.4)$$

де $x^v = (x_1^v, x_2^v, \dots, x_p^v)^T$ – вектор концентрацій реагентів v -го компонентного складу; ϑ – підмножина еквівалентних наборів реагентів; D^v – область визначення вектору x^v ; $\varphi(x^v)$ – система обмежень на концентрації реагентів.

Формалізація задачі (3.4) потребує обґрунтування критерію $k(x^v)$ оптимальності, побудову системи обмежень $\varphi(x^v)$ на концентрації x^v реагентів, а також області D^v їх визначення.

Клас K може бути представлений такими критеріями оптимальності: вартість одиниці об'єму рецептури технологічної рідини

$$k(x^v) = v_0^v + v^v x^{vT}; \quad (3.5)$$

відповідність m показників властивостей $g_j(x^v)$ заданим $\hat{g}_j(x^v)$ значенням

$$k(x^v) = \sum_{j=1}^m \alpha_j (g_j(x^v) - \hat{g}_j(x^v))^2; \quad (3.6)$$

показник погіршення проникності $k_{\Pi}(x^v)$ ядерного матеріалу

$$k(x^v) = 1 - k_{\Pi}(x^v)/k_{\Pi 0}; \quad (3.7)$$

показник виносної або витиснювальної здатності [172]

$$k_{CCI}(x^v) = 1 - V_c(x^v)/V_0(x^v) \quad (3.8)$$

та ін., де v_0^v – незалежні від концентрацій реагентів витрати на приготування одиниці об'єму рідини глушіння; v^v – вектор вартості одиниць концентрацій реагентів; α_j – ваговий коефіцієнт для j – го показника властивостей; $k_{П0}$ – початкова проникність керна матеріалу; $V_c(x^v)$ – середня швидкість потоку; $V_0(x^v)$ – максимальна швидкість потоку.

Відмітимо, що критерій (3.6) в класі K можна застосовувати в різних формах.

В інформаційному плані модель (3.4) з урахуванням (3.5) – (3.8) реалізується з використанням методів планування експериментів, на основі яких будують регресійні залежності $g_j(x^v)$ показників властивостей і систему обмежень $\varphi(x^v)$. Вибір оптимальної базової рецептури технологічної рідини здійснюють за допомогою алгоритму

$$\min\{k(x^v)\} \Rightarrow (x_*^v, v_*), v \in \vartheta. \quad (3.9)$$

Спочатку для кожного v визначають концентрації x_*^v , а потім оптимальний v_* набір реагентів. Результати вибору оптимальної рецептури у відповідності з процедурами (3.9) доцільно підтвердити контрольним експериментом.

В умовах інформаційної невизначеності, обумовленої випадковими параметрами b^v в (3.4), для вибору рецептури технологічної рідини змістовніше використовувати модель виду

$$\begin{cases} R(x^v, k, b^v) \rightarrow \min, k \in K, v \in \vartheta, x^v \in D^v \\ \varphi(x^v) \leq 0, \end{cases} \quad (3.10)$$

де $R(x^v, b^v)$ – функція ризику порушення системи обмежень $\varphi(x^v)$ моделі (3.4).

В цьому випадку спочатку для кожного v визначають концентрації x_*^v , а пошук набору v_* реагентів здійснюють з використанням методів статистичного моделювання випадкових параметрів із умови мінімуму величини ризику $R(x_*^v, b^v)$. Відмітимо, що модель (3.10) узагальнює (3.4) в умовах інформаційної невизначеності і дозволяє обґрунтувати вибір рецептури технологічної рідини за

критерієм $k(x^v)$ і величиною ризику $R(x^v, b^v)$. В такому випадку величина $R(x^v, b^v)$ може додатково враховувати обмеження на критерій оптимальності.

На третьому рівні ієрархічної структури для надання певних властивостей технологічній рідині (наприклад, поверхневих чи міжфазних властивостей) з базовою рецептурою може бути використана модель (3.4), параметри якої відповідають поставленим цілям. Це сприяє зменшенню об'єму експериментальних досліджень і підвищує точність досягнення необхідних властивостей технологічної рідини [173]. У випадку єдиного розв'язку задачі прийняття рішення (3.2) або (3.3) та незначної кількості (до 6) змінних факторів моделі другого і третього рівнів можуть бути об'єднані.

3.2 Дослідження технологічних властивостей рідини глушіння на біополімерній основі

Вибір ефективних рецептур рідин глушіння потребує заданих технологічних (густина, реологічні властивості) і поверхневих (міжфазний натяг) властивостей, які забезпечують добавками різних солей, ПАР чи їх композиції. Для умов низькопроникних колекторів нами запропонована безглиниста біополімерна система на основі реагентів PAC-R та Duovis, які є природними кислоторозчинними біополімерами [102]. Вони забезпечують регулювання реологічних і фільтраційних властивостей в широких діапазонах рН середовища та мінералізації [155]. Ці реагенти підтримують достатню виносну здатність та полегшене видалення рідини глушіння з пласта одночасно забезпечуючи високий коефіцієнт відновлення проникності.

Базова рецептура біополімерної системи приготовлена для постійних концентрацій (мас. %) ксантанової каміди Duovis 0,5 і поліаніонної целюлози PAC-R 0,3. Концентрації (мас. %) змінних факторів змінювалися на п'яти рівнях згідно плану експерименту: хлорид натрію $c_c = (10; 15; 20; 25; 30)$, сольпен 10-т $c_s = (0; 0,10; 0,25; 0,50; 1,00)$ і неонол $c_n = (0; 0,05; 0,10; 0,25; 0,50)$.

Експериментальні дослідження властивостей біополімерної системи виконано за латинським планом, для якого контрольовані і керовані фактори (вміст солей і ПАР) змінювали на 5 рівнях при температурі 20 °С (таблиця 3.1). Загальна кількість дослідів складала 25. У дослідях за [103] контролювали такі властивості: густину, умовну в'язкість, показник фільтрації, реологічні властивості при температурі 20 °С, статичне напруження зсуву за 1 і 10 хв., міжфазний натяг на границі розділу фаз фільтрат – нафта Бугруватівського родовища. План експерименту реалізовано з урахуванням рандомізації дослідів.

Таблиця 3.1 – План і результати експерименту при 20 °С

Дослід	Фактори, %			Результати експерименту						
	c_c	c_s	c_n	ρ , кг/м ³	T , c	$\theta_{1/10}$, Па	σ , мН/м	τ_0 , Па	k , Па·с ⁿ	n
1	25	0	0	1140	108	7,2/8,6	11,59	2,415	1,825	0,400
2	15	0,25	0,05	1070	96	7,2/8,6	6,69	2,559	1,493	0,412
3	10	0	0,50	1040	104	8,6/9,6	2,66	2,870	2,151	0,365
4	30	0,10	0,25	1170	125	6,7/8,6	6,36	1,667	2,066	0,385
5	20	0,50	0,50	1100	112	6,7/9,1	2,24	2,237	1,540	0,410
6	25	1,00	0,50	1130	104	6,2/7,7	4,50	3,696	1,223	0,451
7	25	0,10	0,05	1140	106	6,2/7,2	8,56	2,266	1,705	0,414
8	30	0,50	0,05	1160	128	7,2/8,1	8,18	3,285	1,322	0,442
9	30	0	0,10	1180	126	8,1/9,1	7,96	2,694	1,485	0,434
10	10	0,25	0	1050	104	8,1/8,6	7,63	4,127	1,172	0,448
11	20	0,25	0,10	1110	110	6,7/7,7	5,47	2,606	1,310	0,429
12	20	0	0,05	1120	111	7,2/8,1	9,04	1,899	1,483	0,419
13	20	1,00	0,25	1110	110	7,2/7,7	2,94	2,451	1,516	0,422
*14	30	0,25	0,50	1170	122	6,2/8,1	4,13	2,859	1,412	0,438
15	10	1,00	0,05	1030	100	6,7/8,6	3,73	2,692	1,280	0,430
16	25	0,5	0,10	1140	107	6,7/8,1	6,16	0,845	2,566	0,356
17	15	0,5	0	1080	95	5,7/6,2	5,18	2,492	1,430	0,408
18	20	0,10	0	1120	112	7,2/8,1	9,02	2,237	1,540	0,410
19	25	0,25	0,25	1140	105	5,7/7,2	6,85	1,001	2,424	0,366
20	15	1,00	0,10	1070	92	5,7/6,2	3,95	2,009	1,500	0,417
21	10	0,10	0,10	1050	102	6,7/8,1	8,87	3,083	1,255	0,444
22	15	0,10	0,50	1090	94	5,7/6,7	1,80	1,422	1,962	0,368
*23	10	0,50	0,25	1040	100	8,1/8,6	1,24	0,314	3,098	0,320
24	30	1,00	0	1170	118	7,7/9,1	9,14	0,748	2,126	0,388
25	15	0	0,25	1080	91	7,2/8,6	3,33	1,962	1,873	0,375

Реологічні і структурно-механічні властивості визначали згідно [103,153,154,174] за допомогою ротаційного віскозиметра Fann 800 (відносний зазор 0,9365) за даними вимірювань на частотах обертання, хв⁻¹: 3, 6, 30, 60, 100,

200, 300, 600. Обробка даних ротаційної віскозиметрії виконана за допомогою методики [49,174,175] в класі реологічно стаціонарних моделей Бінгама, Оствальда, Гершеля – Балклі та Шульмана – Кесона.

Результати досліджень вивчали методами кореляційного і регресійного аналізів. Регресійні моделі показників властивостей $a(c_c, c_s, c_n)$ побудовано в класі поліномів третього порядку:

$$a(c_c, c_s, c_n) = Bb(c_c, c_s, c_n), \quad (3.11)$$

де $b(c_c, c_s, c_n) = (1, c_c, c_s, c_n, \dots, c_m^3)^T$ – вектор базисних функцій; c_c, c_s, c_n – концентрації хлориду натрію, сольпену і неолу.

Параметри B поліноміальної моделі (3.11) визначено в класі E різноманітних поєднань базисних функцій із умови мінімізації дисперсії σ_ε^2 адекватності:

$$\min \left\{ \sigma_\varepsilon^2 = \frac{1}{N-r_\varepsilon} \sum_{i=1}^N [B_j^\varepsilon b(c_{ci}, c_{si}, c_{ni}) - a_{ji}]^2 \right\} \Rightarrow \{\hat{B}_j^\varepsilon, \hat{\varepsilon}\}, \quad \varepsilon \in E, \quad (3.12)$$

де r_ε – кількість параметрів, що оцінюються в моделях (3.11); B_j^ε – j -ий рядок матриці B^ε параметрів моделі (3.11); c_{ci}, c_{si}, c_{ni} – дані плану експерименту; a_{ji} – результати вимірювань j -го показника властивостей в i -му досліді плану експерименту.

Модель (3.12) допускає використання різноманітних лінійно незалежних базисних функцій в (3.11). Очевидно, що умови (3.12) справедливі для $N > r_\varepsilon$.

В таблиці 3.1 наведено результати вимірювань показників властивостей біополімерної системи для різних комбінацій змінних факторів [173]. Оцінки реологічних властивостей наведені для найбільш адекватної у всіх точках плану експерименту моделі Гершеля – Балклі з дисперсією адекватності $\sigma_\varepsilon^2 = 0,1456 \text{ Па}^2$. Із таблиці 3.1 слідує, що для області планування експериментів біополімерна система характеризується густиною $\rho = 1030 - 1180 \text{ кг/м}^3$, умовною в'язкістю $T = 91 - 128 \text{ с}$, статичним напруженням зсуву через 1хв $\theta_1 = 5,7 - 8,6 \text{ Па}$ і 10 хв $\theta_{10} = 6,2 - 9,6 \text{ Па}$, коефіцієнтом міжфазного

натягу $\sigma = 1,24 - 11,59$ мН/м, динамічним напруженням зсуву $\tau_0 = 0,31 - 4,12$ Па, мірою консистенції $k = 1,17 - 3,09$ Па \cdot сⁿ і показником нелінійності $n = 0,32 - 0,45$.

Нижче наведені деякі результати кореляційного аналізу: емпіричні оцінки коефіцієнтів кореляції r_{xy} між показниками властивостей x та концентраціями y реагентів, критерії K для перевірки статистичних гіпотез $H_0: \rho_{xy} = 0$ (тут ρ_{xy} істинне значення коефіцієнта кореляції).

	c_c	c_s	c_n
$r_{\rho y}/K$	0,988/198,7	-0,092/0,5	-0,024/0,1
$r_{T y}/K$	0,773/9,6	-0,100/0,5	-0,027/0,1
$r_{\theta_1 y}/K$	-0,145/0,7	-0,201/1,1	-0,146/0,7
$r_{\theta_{10} y}/K$	0,050/0,2	-0,207/1,1	0,081/0,4
$r_{\sigma y}/K$	0,422/2,6	-0,302/1,7	-0,707/7,1
$r_{\tau_0 y}/K$	-0,125/0,6	-0,043/0,2	-0,002/0
$r_{k y}/K$	0,025/0,1	-0,092/0,5	0,176/0,9
$r_{n y}/K$	0,138/0,7	0,172/0,9	-0,201/1,0

Наведені дані вказують на тісний кореляційний зв'язок ($K > u_{\alpha/2}$) між деякими властивостями і концентраціями реагентів: густиною і c_c , умовною в'язкістю і c_c , міжфазним натягом і c_c , міжфазним натягом і c_n ($u_{\alpha/2}$ – квантиль стандартизованого нормального розподілу з довірчою ймовірністю α , для $\alpha = 0,05$ $u_{\alpha/2} = 1,96$).

За даним таблиці 3.1 з допомогою (3.12) побудовано рівняння для густини біополімерної системи

$$\rho = 985,9 + 6,3c_c - 11,6c_s, \quad (3.13)$$

оцінка дисперсії адекватності якого становить 38,31 (кг/м³)². Для області планування експерименту концентрація неонулу c_n не впливає статистично значущо на густину системи. Відмітимо, що тут і нижче одиниці вимірювань параметрів рівнянь виду (3.11) і (3.13) відповідають прийнятим в таблиці 3.1 одиницям вимірювань вихідних величин.

Оцінки параметрів найбільш адекватних моделей показників реологічних властивостей від концентрацій хлориду натрію і ПАР, а також їх дисперсій адекватності наведено в таблиці 3.2. На рисунку 3.1 показано вплив концентрацій неолу і сольпену на характер залежностей показників реологічних властивостей (динамічне напруження зсуву, міра консистенції, показник нелінійності) біополімерної системи від вмісту хлориду натрію.

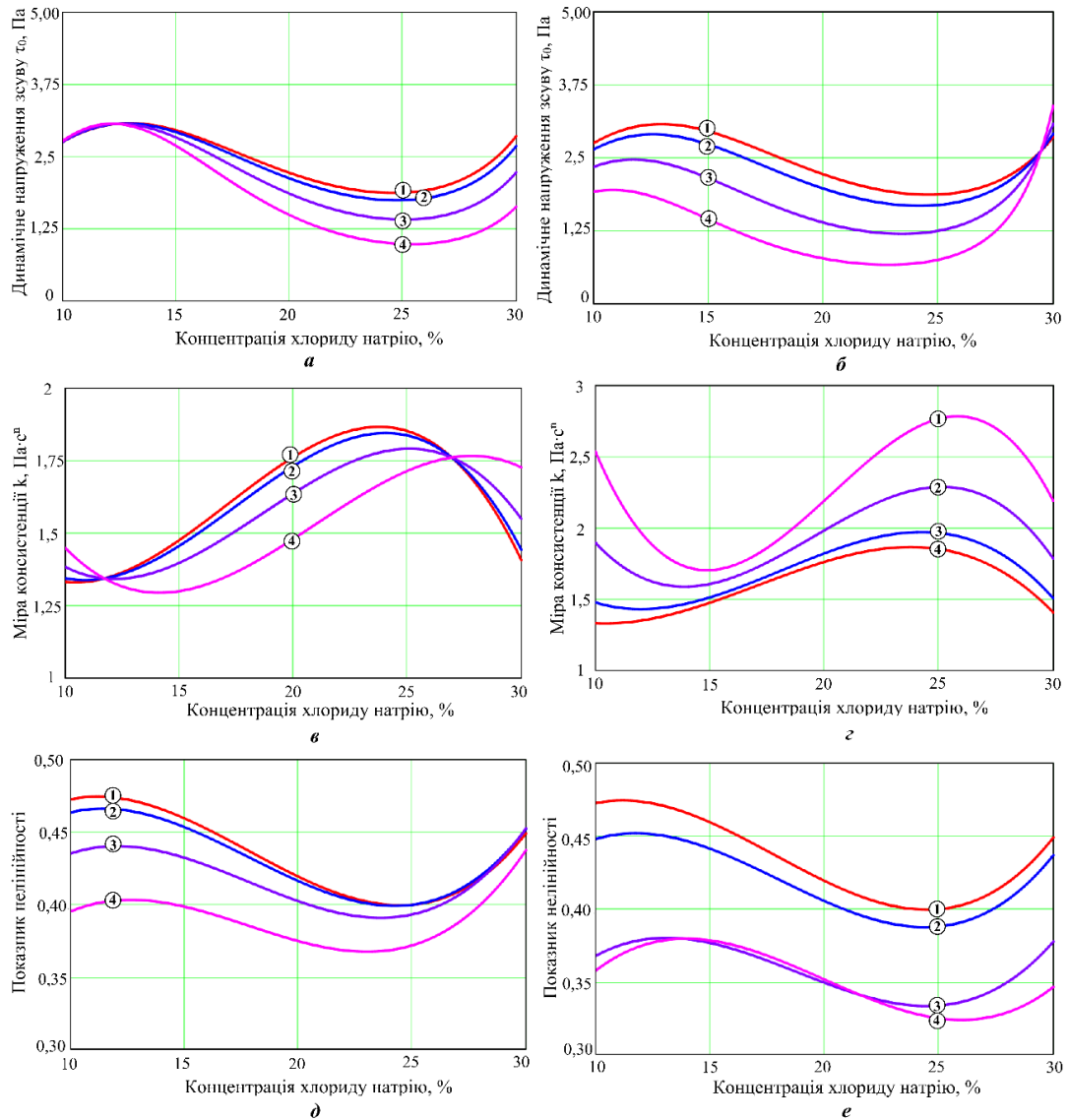
Таблиця 3.2 – Параметри рівнянь стану показників властивостей рідини глушіння

Базисні функції b_i	Параметри моделі	Значення параметрів \hat{B}_{ij} моделі						
		T	θ_1	θ_{10}	σ	τ_0	k	n
1	B_{i1}	114,0	2,095	3,188	4,084	-1,942	1,574	0,283
c_c	B_{i2}	-2,310	–	-0,169	-0,140	0,546	-0,151	0,049
c_s	B_{i3}	–	–	–	-6,008	–	1,822	-0,334
c_n	B_{i4}	–	0,044	–	-9,614	–	22,73	-0,802
$c_s c_n$	B_{i5}	–	–	–	-0,628	-64,78	9,438	0,697
$c_c c_n$	B_{i6}	–	–	–	0,254	0,479	-3,474	0,052
$c_c c_s$	B_{i7}	–	–	–	0,210	0,452	-0,219	0,012
c_n^2	B_{i8}	–	–	0,101	11,941	–	–	-1,152
c_s^2	B_{i9}	–	0,067	0,283	3,765	–	–	–
c_c^2	$B_{i10} \cdot 10^3$	86,00	-1	8,000	3,351	-0,030	14,60	-3,373
$c_c c_n c_s$	B_{i11}	–	-0,085	–	0,809	4,752	–	0,033
$c_n^2 c_s$	B_{i12}	–	–	–	-3,501	–	-11,94	-1,065
$c_n^2 c_c$	B_{i13}	–	–	–	-0,638	–	–	-0,028
$c_s^2 c_n$	B_{i14}	–	2,253	-0,014	-14,074	–	–	-0,54
$c_s^2 c_c$	B_{i15}	–	–	–	-0,053	–	–	-0,012
$c_c^2 c_s$	$B_{i16} \cdot 10^3$	–	–	–	-2,990	-44,20	–	–
c_c^3	$B_{i17} \cdot 10^5$	–	4,509	-11,02	-1,714	0,518	-0,329	6,392
$c_c^2 c_n$	$B_{i18} \cdot 10^4$	–	–	–	–	-609,0	1721	-9,133
c_n^3	B_{i19}	–	–	–	–	–	–	3,201
c_s^3	B_{i20}	–	-0,216	0,233	–	–	–	0,257
$c_c^3 c_n$	$B_{i21} \cdot 10^3$	–	–	–	–	1,519	-2,640	–
$c_c^3 c_s$	$B_{i22} \cdot 10^4$	–	–	–	–	9,320	2,054	–
$c_c^3 c_s c_n$	$B_{i23} \cdot 10^3$	–	–	–	–	-2,985	-0,398	–
Дисперсія адекватності моделі σ_E^2		33,43	0,010	0,011	0,023	0,138	0,165	$5,2 \cdot 10^{-4}$

Примітка. Для умовної в'язкості T і показника нелінійності n оцінки параметрів B побудовані для моделі (3.11), а інших властивостей – моделі (3.14).

В таблиці 3.2 наведені оцінки параметрів рівнянь (3.11) у відповідності з (3.12) для умовної в'язкості T та показників статичного напруження зсуву θ_1 і θ_{10} , а також дисперсій σ_E^2 адекватності. Клас E сформовано із лінійної

частини поліному з включенням комбінацій добутоків, квадратів і кубів вихідних факторів (див. табл. 3.2) і склав 1260 моделей.



$a, в, д - c_n = 0,05\%$; $1 - c_s = 0,05\%$, $2 - c_s = 0,1\%$, $3 - c_s = 0,25\%$, $4 - c_s = 0,5\%$;
 $б, г, е - c_s = 0,05\%$; $1 - c_n = 0,05\%$, $2 - c_n = 0,1\%$, $3 - c_n = 0,25\%$, $4 - c_n = 0,5\%$

Рисунок 3.1 – Залежність реологічних властивостей ($a, б$ – динамічне напруження зсуву; $в, г$ – міра консистенції; $д, е$ – показник нелінійності) від концентрації NaCl

Для умовної в'язкості використано модель (3.11), а для показників статичного напруження зсуву θ_1 і θ_{10} регресійну модель у вигляді

$$a(c_c, c_s, c_n) = \exp\{Bb(c_c, c_s, c_n)\}. \quad (3.14)$$

Оцінки дисперсій адекватності моделі (3.14) дано для її лінеаризованої форми.

В області планування експерименту змінні фактори (c_c, c_s, c_n) в кількісному плані не оказують вагомий вплив на показники реологічних властивостей. В якісному відношенні характерні нелінійні залежності реологічних властивостей від концентрацій хлориду натрію і ПАР.

Аналіз результатів досліджень вказує на відсутність статистично значущого кореляційного зв'язку між показниками реологічних властивостей і коефіцієнтом міжфазного натягу на межі розділу фаз фільтрат–нафта: $r_{\tau_0\sigma} = 0,144, K = 0,74; r_{k\sigma} = -0,235, K = 1,241; r_{n\sigma} = 0,340, K = 1,93$ ($K < u_{0,025} = 1,96$).

Отримані рівняння регресії показників реологічних (як і деяких технологічних) властивостей необхідні для вибору оптимальної рецептури рідини глушіння на біополімерній основі та хлориду натрію.

3.3 Аналіз поверхневих і реологічних властивостей рідини глушіння на біополімерній основі

Окрім технологічних властивостей важливо контролювати при застосуванні рідини глушіння поверхневі явища на границі фаз фільтрат технологічної рідини – флюїд. Це дозволить попередити формування блокади колектора чи мінімізувати негативний вплив на фільтраційно-ємнісні характеристики пласта. Вибір типу та вмісту ПАР має бути обґрунтованим і потребує проведення комплексу лабораторних досліджень для оцінки сумісності ПАР з флюїдами, контакт з якими можливий під час всього циклу застосування рідини глушіння, а також термостійкості та ККМ її рецептури. Особливо важливо це при обробках ПЗП, адже при перевищенні оптимальної концентрації деемульгатора він може діяти як емульгатор-стабілізатор і підвищить стійкість водонафтової емульсії замість того щоб зруйнувати.

Тому вибір ефективних ПАР та їх концентрацій з метою запобігання утворення високов'язких водонафтових емульсій у пласті потребує експериментальної перевірки ймовірності утворення емульсії з пластовою нафтою конкретного родовища [32,71] на моделях гірських порід. Це додатково дозволить врахувати вплив складу та властивостей флюїду, пластову температуру та інші особливості продуктивних горизонтів родовища на якість їх освоєння.

Промисловістю на сьогодні виробляється велика кількість ПАР сумісних з розсолами NaCl та CaCl₂ [16,71,86]: нефтенол ВВД, нежеголь, нефтенол НК-40 фосфол, неонол, СНПХ-ПДК-0515, сінтанол-АЛМ-10, сінтал-БТ, додесил сульфат натрію, WotaSoft та ін.

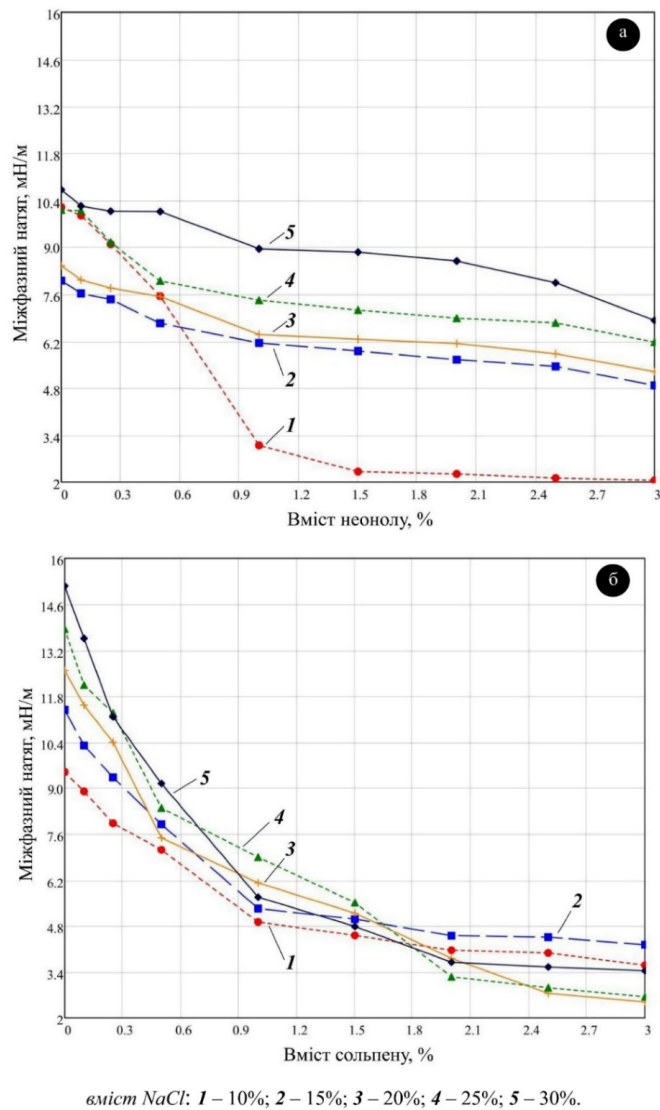
Ефективними в широкому діапазоні мінералізацій та температур за незначної витрати на 1 м³ технологічної рідини, що не сприяють утворенню емульсій типу нафта у воді є неіоногенні ПАР [179]. Неіоногенні ПАР здатні дифундувати в нафту з технологічних рідин якими заповнена свердловина та впливати на структурно-механічні властивості. Тому для досліджень нами обрано ПАР неіоногенного типу Неонол АФ₉₋₁₂ (надалі неонол), що являє собою комплексну суміш оксиетильованих фенолів з алкільними групами і основою у виді пропіленів в тримерах (ТУ-2483-077-05766801–98). Неонол має певні позитивні особливості (висока розчинність у воді, розчинність в нафті, піддається біодеструкції), не потребує спеціальної утилізації, безпечний при вдиханні (3–4 клас), температура спалаху 245°C.

Так як водні розчини ПАР в експлуатаційних свердловинах можуть сприяти гідрофілізації ПЗП, формуванню прямих емульсій і передчасному обводненню свердловини [16], то прийнято рішення дослідити можливість використання в якості компонента рідини глушіння реагент, який би попереджав ці негативні процеси. Таким реагентом обрано сольпен-10т – суміш алканетоксисульфатів натрію чи амонію і дисульфонатди нафтилметонів натрію чи амонію (ТУУ24.6-23913269-001–2001).

Вміст і тип солі (насиченість), окрім впливу на густину, відіграє важливу роль в осмотичних процесах при контакті рідини глушіння з породами. Для регулювання густини обраної системи використано хлорид натрію, хоча з цією метою можливе застосування інших органічних чи неорганічних солей.

Поверхневі властивості на межі розділу фаз фільтрат біополімерної системи – нафта контролювали сталагмометричним методом за коефіцієнтом міжфазного натягу [75]. При цьому була використана нафта Бугруватівського родовища густиною 860 кг/м^3 та масовим вмістом, %: парафінів – 1,8; смол – 11; асфальтенів – 16,2; сірка – 0,9. У кожному досліді коефіцієнт міжфазного натягу σ оцінювали за 10 вимірюваннями. Для вибору оптимальної концентрації досліджуваних ПАР нами була проведена попередня експериментальна оцінка ККМ за допомогою сталагмометра за методикою [37,75]. На рисунку 3.1 показані експериментальні залежності міжфазного натягу на межі фільтрат рідини глушіння – нафта Бугруватівського родовища від відсоткового вмісту ПАР. Дана методика при відносній простоті виконання досліджень забезпечує високу відновлюваність дослідів і точність визначення міжфазного натягу навіть при незначних його значеннях (біля 1 мН/м).

ПАР можуть втрачати свою ефективність в присутності високих концентрацій солей, тому важливо дослідити сумісність ПАР з різними розчинами солей перед їх застосуванням. Щодо затверджених методик чи стандартів досліджень, вони можуть відрізнитися залежно від конкретних вимог та галузей застосування. Так, відомі стандарти та методики (вимоги) міжнародних організацій, наприклад стандарти ISO, API чи ASTM. До прикладу методика API RP 45 "Recommended Practice for Analysis of Oilfield Waters" містить вимоги та методи визначення сумісності поверхнево-активних речовин з водними розчинами солей для аналізу води, що використовується в нафтогазовій промисловості, а ASTM International має кілька стандартів, пов'язаних з визначенням сумісності поверхнево-активних речовин з розчинами солей, такі як ASTM D2354 та ASTM D3275.



(а) неонол; (б) сольпен.

Рисунок 3.2 – Ізотерми міжфазного натягу для рецептур різної мінералізації на межі «фільтрат рідини глушіння – нафта Бугруватівського родовища»

Однак, наразі в Україні не існує окремого національного стандарту щодо визначення сумісності ПАР з водними розчинами солей. Вибір методу залежить від цілей досліджень, властивостей ПАР і солей, а також умов застосування ПАР у конкретній області.

Порядок виконання досліджень при виборі ПАР, сумісних з рідинами глушіння на основі неорганічних солей, організовано за таким алгоритмом.

1. Вибір виду ПАР відповідно до типу сольової основи рідини глушіння на основі аналізу технічної документації виробника .

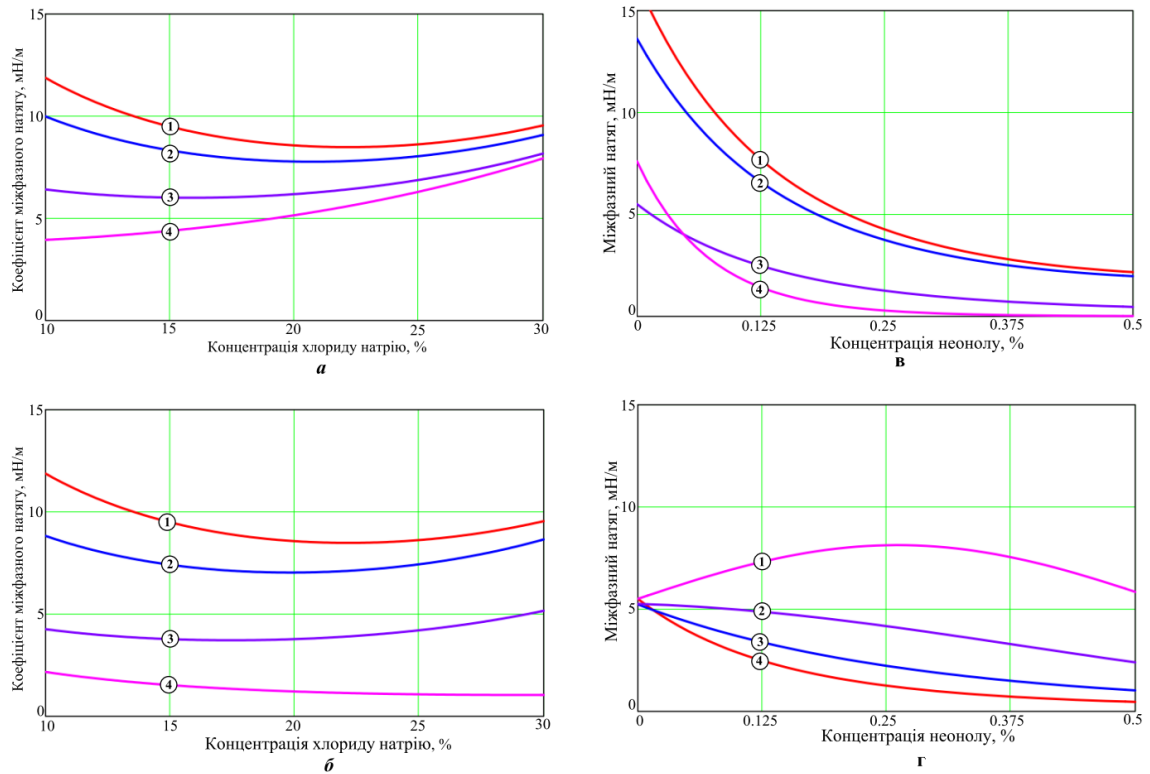
2. Експериментальна оцінка сумісності з використанням «*bottle test*». Дослідження проводиться для водних сумішей ПАР з сольовими розчинами в скляній прозорій хімічній посуді з пробкою при нормальних умовах. Водні розчини ПАР інтенсивно перемішують з розсолами заданої мінералізації протягом 5 хв. Після перемішування отриману пробу переміщують у градуйований мірний циліндр об'ємом 100 мл та відставляють на відстій. Ознакою сумісності досліджуваного ПАР із заданим сольовим розчином є відсутність розшарування чи осаду, що оцінюється у часі. Оцінка проводиться візуально на спеціальному білому фоні з підсвіткою одразу після змішування та через 0,5; 2; 8; 24 і 72 год після змішування. Якщо через 72 год не спостерігалось випадання осаду, відділення ПАР в окрему фазу чи помутніння розчину («висолування»), то ПАР вважається сумісною з досліджуваним сольовим розчином.

3. Побудова ізотерм міжфазного натягу для рецептур різної мінералізації на межі фільтрат рідини глушіння – нафта. Для концентрацій ПАР у діапазоні $c_{surf} = 0.05...3\%$ для кожного досліджуваного вмісту солі $c_{salt} = (min...max)$ (у нашому випадку $c_{NaCl} = (10; 15; 20; 25; 30)$) за допомогою сталагмометра вимірюється міжфазний натяг на межі фільтрат рідини глушіння – нафта для отримання графічної залежності. Тренд отриманої залежності має бути направлений від максимального значення міжфазного натягу до нуля. Якщо ж лінія тренду зі збільшенням вмісту ПАР є близькою до горизонталі чи відхиляється від горизонталі вгору, то ПАР вважається несумісною для даного вмісту та типу солі.

Досліджувані нами ПАР для досліджуваних концентрацій хлориду натрію виявилися сумісними, проте з ростом вмісту солі їх ефективність дещо знижувалася. Рівняння для коефіцієнту міжфазного натягу побудовано у вигляді

(3.14), а в таблиці 3.2 наведено оцінки його параметрів B у відповідності з умовою (3.12).

На рисунку 3.3 показано вплив концентрації хлориду натрію на коефіцієнт міжфазного натягу для різних поєднань концентрацій ПАР.



$a - c_n = 0,05\%$; 1 - $c_s = 0,05\%$, 2 - $c_s = 0,1\%$, 3 - $c_s = 0,25\%$, 4 - $c_s = 0,5\%$;
 $б - c_s = 0,05\%$; 1 - $c_n = 0,05\%$, 2 - $c_n = 0,1\%$, 3 - $c_n = 0,25\%$, 4 - $c_n = 0,5\%$;
 $в - c_c = 10\%$; 1 - $c_s = 0,05\%$, 2 - $c_s = 0,1\%$, 3 - $c_s = 0,5\%$, 4 - $c_s = 1\%$;
 $г - c_s = 0,5\%$; 1 - $c_c = 25\%$, 2 - $c_c = 20\%$, 3 - $c_c = 15\%$, 4 - $c_c = 10\%$.

Рисунок 3.3 – Залежність коефіцієнту міжфазного натягу від вмісту компонентів рідини глушіння

Аналіз цих та інших даних вказує про вплив c_c на характер зміни коефіцієнту міжфазного натягу σ . Спостерігаються монотонні збільшення і зменшення коефіцієнту σ від концентрацій хлориду натрію c_c , а також залежності $\sigma(c_c)$ з явно виділеними мінімумами.

Для $c_c = idem$ зі збільшенням концентрацій ПАР коефіцієнт міжфазного натягу зменшується.

На рисунку 3.4 показано залежності $\sigma(c_s, c_n) = idem$ для фіксованих значень концентрацій хлориду натрію, які побудовано з допомогою регресійної

моделі (3.12) з урахуванням даних таблиці 3.2 та ілюструють оптимальну область концентрацій ПАР. Ця область визначена відповідною ізолінією, наприклад $\sigma(c_s, c_n) = 1 \text{ мН/м}$ і умовою $\sigma(c_s, c_n) \leq 1 \text{ мН/м}$ (див. рис. 3.2). Очевидно, що вибір оптимальних концентрацій ПАР залежить від обмежень на технологічні властивості рідини глушіння.

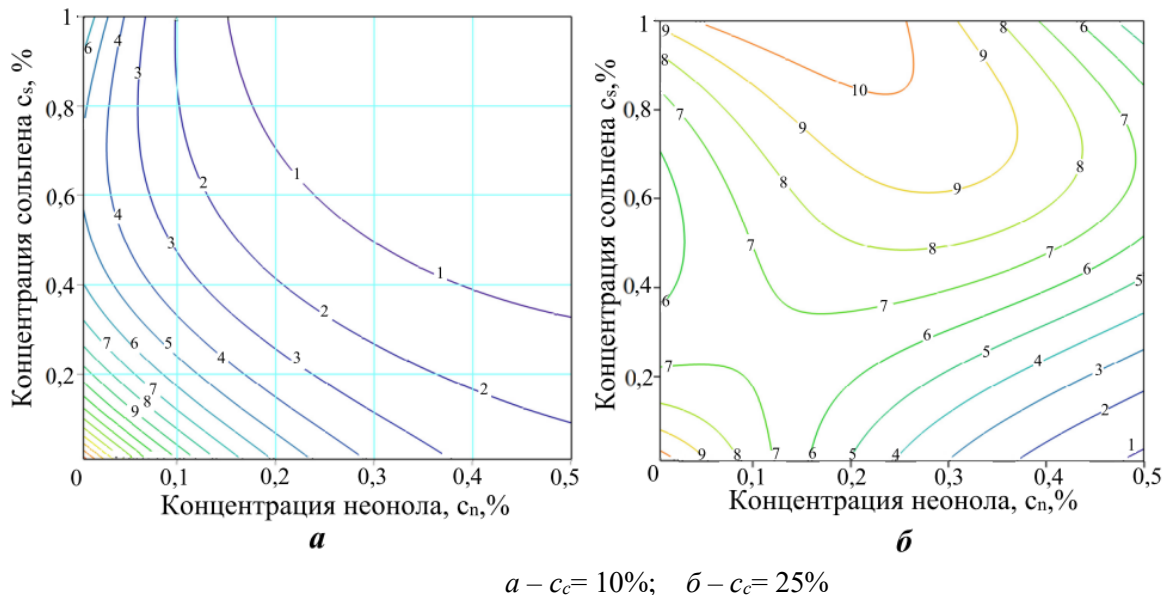


Рисунок 3.4 – Залежність коефіцієнта міжфазного натягу від концентрацій неололу і сольпену

Для перевірки впливу типу сольової основи біополімерної рідини глушіння на міжфазний натяг на межі розділу фаз фільтрат рідини глушіння – нафта при обробці рідини неололом були приготовлені базові рецептури на основі розсолів NaCl , CaBr_2 і MgCl_2 густиною 1180 кг/м^3 . В подальшому для кожної рецептури були визначені реологічні характеристики при температурах 20 та 70 °С (таблиця 3.3). Найбільш адекватною реологічною моделлю для всіх рецептур і температур не залежно від типу сольової основи є модель Гершеля – Балклі. Згідно даних таблиці 3.5 двовалентні солі спричиняють зменшення показника консистенції з одночасним ростом показника нелінійності, а також володіють меншою фільтрацією у порівнянні з односольовими системами. За результатами проведених досліджень [9] вміст неололу, на відміну від типу солі практично не впливає на реологічні властивості при 20°С, але при вмісті 1% і більше може

спричинити спінювання системи при інтенсивному перемішуванні та одночасному нагріванні.

Таблиця 3.3 – Реологічні властивості тестованих рідин глушіння

Сольова основа рідини глушіння	Параметри реологічної моделі							
	при 20 °С				при 70 °С			
	τ_0 , Па	k , Па·с ⁿ	n	σ_{ε}^2 , Па ²	τ_0 , Па	k , Па·с ⁿ	n	σ_{ε}^2 , Па ²
NaCl	2,145	1,881	0,4087	0,011	2,423	1,282	0,4377	0,038
CaBr ₂	2,413	1,172	0,4435	0,026	1,022	1,254	0,3713	0,039
MgCl ₂	4,154	1,132	0,5768	0,180	2,138	1,348	0,4687	0,095

З метою побудови кривих для визначення ККМ (від 0 до 3%) проведено обробку зразків кожної рецептури біополімерної системи відповідною кількістю неолу та відібрано їх фільтрат.

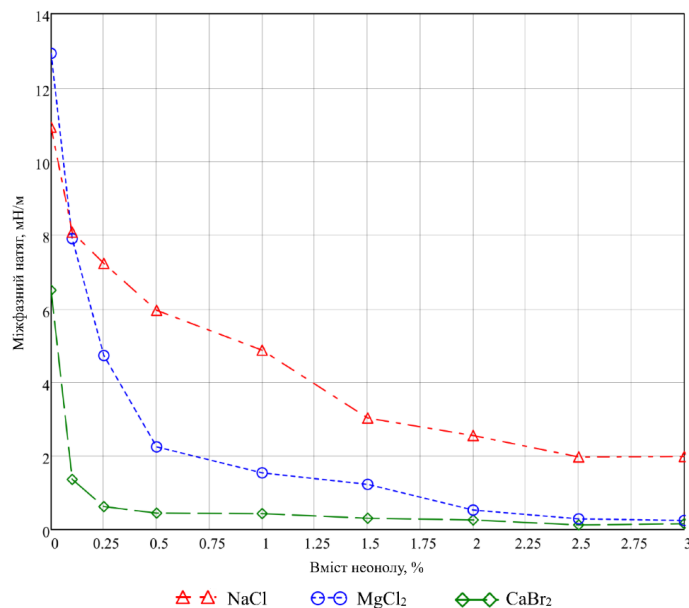


Рисунок 3.5 – Залежність коефіцієнта міжфазного натягу від вмісту неолу для рідин з різною сольовою основою

З рисунку 3.5 можна побачити, що ефективність неолу є більшою у системах основою яких є солі двовалентних металів. Критична концентрація міцелоутворення для NaCl знаходиться на рівні 2,5 %, тоді як для MgCl₂ – 1%.

Для броміду кальцію CaBr₂ спостерігається синергетичний ефект при використанні неолу, оскільки вже при концентрації останнього 0,1%

міжфазний натяг на межі фільтрат технологічної рідини – нафта знижується до наднизьких рівнів біля 1 мН/м, а концентрація 0,25 % є критичною.

Отже з наведеного ми бачимо, що активність ПАР відіграє важливу роль у зміні структури адсорбційних шарів на межі розділу фаз в об'ємі нафти. Це у свою чергу спричиняє зміну структури нафтової дисперсної системи та її реологічних властивостей.

Очевидно, що вибір композиції ПАР з метою зниження поверхневих властивостей на межі розділу фаз фільтрат – флюїд у кожному конкретному випадку вимагає проведення комплексу експериментальних досліджень.

3.4 Дослідження впливу ПАР на реологічні властивості водонафтової емульсії

В процесі розробки нафтових родовищ та в післяремонтний період після тривалого глушіння свердловини в продуктивних горизонтах іноді можуть формуватися зони нерухомої нафти [64]. Однією з причин їх формування є відхилення від закону Дарсі [178] при малих швидкостях фільтрації (зсуву) нафти через переважання сил міжфазної взаємодії над силами в'язкого тертя. Це у свою чергу за сприятливих умов (наявність емульгаторів, нафтових кислот та ін.) може спричинити формування стійких водонафтових емульсій [27,88].

З метою підвищення якості освоєння свердловин у такому випадку актуальним є попередження формування емульсій та вплив на їх реологічні властивості шляхом зміни складу фільтрату рідини глушіння. Реологічні властивості водонафтових емульсій визначаються вмістом, співвідношенням і дисперсністю їх компонентів (вода, нафта, тверді частинки, емульгатори, стабілізатори тощо), температурою формування емульсії, іонним складом фільтрату та його рН [16,20,64,120] і можуть бути ефективно понижені добавками ПАР [38,86]. За даними [64,71] для високов'язких нафт ефективними для зменшення вязкості та руйнування емульсій є неіоногенні ПАР. Тому цікавим

є питання одночасного застосування двох ПАР різного функціонального призначення, а, саме, неолу (зменшення в'язкості водонафтової емульсії) і сольпену (гідрофобізатор) на міжфазний натяг на границі розділу фаз фільтрат рідини глушіння – нафта Бугруватівського родовища.

Вивчення впливу поверхневого натягу на реологічні властивості водонафтової емульсії згідно плану експерименту (таблиця 3.1) вимагало наявності об'єму фільтрату рідини глушіння більше 20000 мл, що з урахуванням низького показника фільтрації є досить довготривалим. Додатковим обмеженням таких повномасштабних досліджень може виступати і наявність вихідних компонентів майбутньої емульсії у достатній кількості. Тому для оптимізації рецептури рідини глушіння нами було запропоновано експрес-методику, за якою згідно повного плану експерименту після термостатування протягом 1 год відбирався тільки об'єм фільтрату, що необхідний для вимірювання міжфазного натягу. На основі отриманих даних за мінімальним показником міжфазного натягу вибирали оптимальну рецептуру і подальше вивчення водонафтових емульсій проводилося з фільтратом цієї рецептури. Запропонована методика дозволяє заощадити час та ресурси без втрати значимості та достовірності отриманих результатів.

З метою попередження забруднення фільтрату машинним маслом чи іншими забруднювачами, а також задля забезпечення відновлюваності дослідів фільтрат відбирали за допомогою фільтр-пресу OFITE. З отриманим фільтратом та нафтою Бугруватівського родовища (зберігання проб нафти тривало не більше 30 діб з дня їхнього відбору, а вміст води становив менше 1 %) готували емульсії різних концентрацій фільтрату з нафтою (0; 0,1; 0,2;...; 1,0) шляхом диспергування на високошвидкісній мішалці постійної швидкості OFITE модель 20 (див. табл. 3.5). Вивчення під мікроскопом різноманітних емульсій показує, що швидкість перемішування впливає на ступінь дисперсності та в'язкісні властивості емульсій. З точки зору відновлюваності дослідів така особливість має бути врахованою. Тому для усунення такої проблеми при приготуванні

емульсії нами був врахований досвід авторів [61], якими при швидкостях мішалки менше 2000 об/хв встановлено відмінності дисперсності від обводнення, а при більших швидкостях обертання мішалки спостерігається вирівнювання і зниження дисперсності до мінімальних значень. Тому емульсію готували при постійній швидкості 5000 об/хв протягом 20 хв. Отриману емульсію залишали в спокої для стабілізації та охолодження (при інтенсивному перемішуванні відбувається незначний нагрів) на 2 год. Після цього визначали реологічні властивості отриманих емульсій при температурі 70 °С, яка відповідає пластовій так як в'язкість емульсії при температурі 20 °С виявилася занадто високою для вимірювань з допомогою віскозиметра OFITE 800.

Також всі отримані емульсії досліджували на стабільність з допомогою “bottle tests” спочатку при 20 °С протягом 24 год та після 8 год термостатування при 70 °С. Всі отримані емульсії виявилися стабільними в статичних умовах. Після проведення дослідження спостереження за емульсіями подовжували протягом перших семи діб і щомісяця протягом 1 року. Розшарування емульсій за даний період не було виявлено. Досліджувані емульсії розшарувалися за час близько 1,5 року.

Для виявлення характеру одночасного впливу двох ПАР (неонолу і сольпену) був відібраний фільтрат базової рідини глушіння (без ПАР) з такою ж мінералізацією, як і в оптимальній рецептурі. З відібраним фільтратом були приготовлені емульсії і досліджені [10] реологічні властивості за описаною вище процедурою. Результати досліджень наведено в таблиці 3.5 та показано на рисунках 3.6 і 3.7.

Найбільш адекватна реологічна модель для базової і оптимальної рецептур рідини глушіння є модель Оствальда з дисперсіями адекватності відповідно $\sigma_\varepsilon^2 = 0,1792 \text{ Па}^2$ та $\sigma_\varepsilon^2 = 0,323 \text{ Па}^2$. Течія більшості водонафтових емульсій добре описується в рамках моделі Гершеля – Балклі чи Оствальда [106], інколи Шведова – Бінгама [20]. Для «сирої» безводної нафти течія описується моделлю Ньютона

[100], але при температурах нижче 20 °С [68] і високим вмістом парафінів, смол чи асфальтенів [98] течія може бути неньютонівською (дилатантною).

В'язкісні параметри отриманих водонафтових емульсій кратно вищі за в'язкісні параметри безводної нафти і залежать співвідношення об'ємів фільтрату технологічної рідини до нафти (W/O). Так при формуванні емульсій з вмістом фільтрату 10 – 20 % її в'язкісні параметри є не набагато вищі за аналогічні для чистої нафти. Цікавими є спостереження, що для співвідношення W/O в емульсії, отриманої з фільтратом оптимальної рецептури (з ПАР), в'язкісні параметри вищі ніж у емульсії отриманої з фільтратом базової рецептури. З ростом вмісту фільтрату до 30–50 %, нами спостерігалось максимальне зростання в'язкісних властивостей емульсій, що узгоджується з даними авторів [64, 68, 106].

Таблиця 3.5– Склад та реологічні властивості емульсій при 70 °С

Склад емульсії		Реологічні властивості		
фільтрат, %	нафта, %	$k, \text{Па}\cdot\text{с}^n$	n	$\sigma_{\varepsilon}^2, \text{Па}^2$
Фільтрат базової рецептури рідини глушіння				
10	90	0,0462	0,9456	0,0620
20	80	0,0550	0,9362	0,1060
30	70	0,0829	0,9757	0,0457
40	60	0,1968	0,8924	0,2214
50	50	0,8487	0,8473	0,0943
60	40	0,0845	0,9584	0,4609
Фільтрат оптимальної рецептури рідини глушіння				
10	90	0,0903	0,8231	0,0737
20	80	0,3868	0,5922	0,3763
30	70	0,0751	0,9444	0,2138
40	60	0,0501	0,9576	0,0258
50	50	0,0555	0,9349	0,1035
60	40	0,0417	0,8448	0,4035

Примітка. Течія чистої нафти описується моделлю Оствальда з параметрами $k=0,0367 \text{ Па}\cdot\text{с}^n$, $n=0,9644$.

При вмісті фільтрату 30% в'язкісні властивості емульсії, отриманої з фільтратом оптимальної рецептури, знаходяться приблизно посередині між

такими для нафти і емульсії, отриманої з фільтратом базової рецептури. Проте зі збільшенням вмісту фільтрату до 40–50% в'язкісні властивості емульсії, отриманої з фільтратом оптимальної рецептури, близькі до в'язкісних властивостей нафти, разом з тим в'язкісні властивості емульсії, отриманої з фільтратом базової рецептури, вищі в декілька раз.

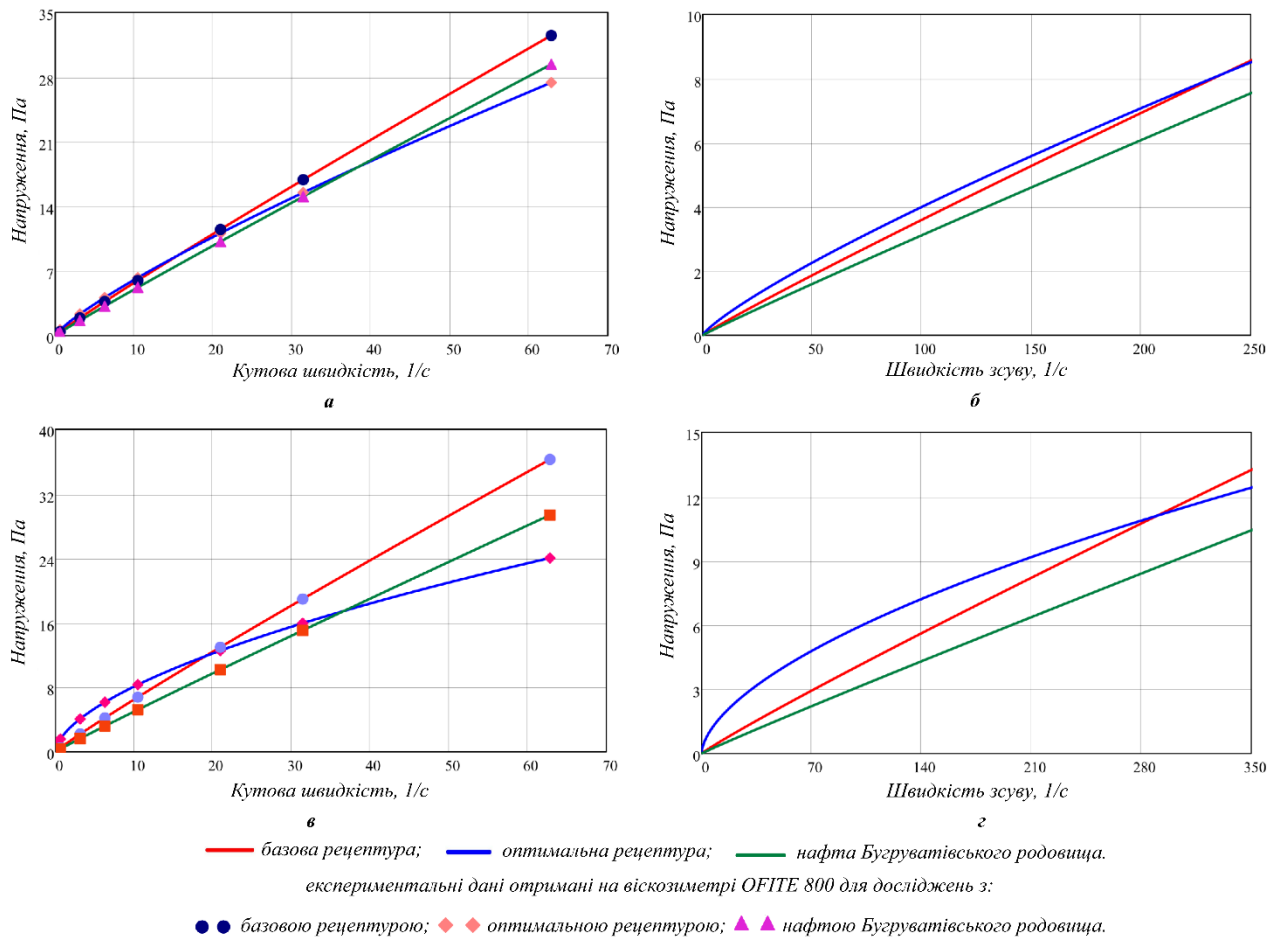


Рисунок 3.6 – Реограми (а,в) та реологічні криві (б,г) для отриманих емульсій зі W/O співвідношенням 10:90 (а,б) і 20:80 (в,г)

При вмісті фільтрату 60% в'язкісні властивості емульсії, отриманої з фільтратом базової рецептури, залишаються високими, однак в'язкісні властивості емульсії, отриманої з фільтратом оптимальної рецептури, різко знижуються і є меншими за аналогічні параметри «сирої» нафти. Таке явище, на нашу думку, можна пояснити високою активністю ПАР у фільтраті рідини глушіння при температурі 70 °С.

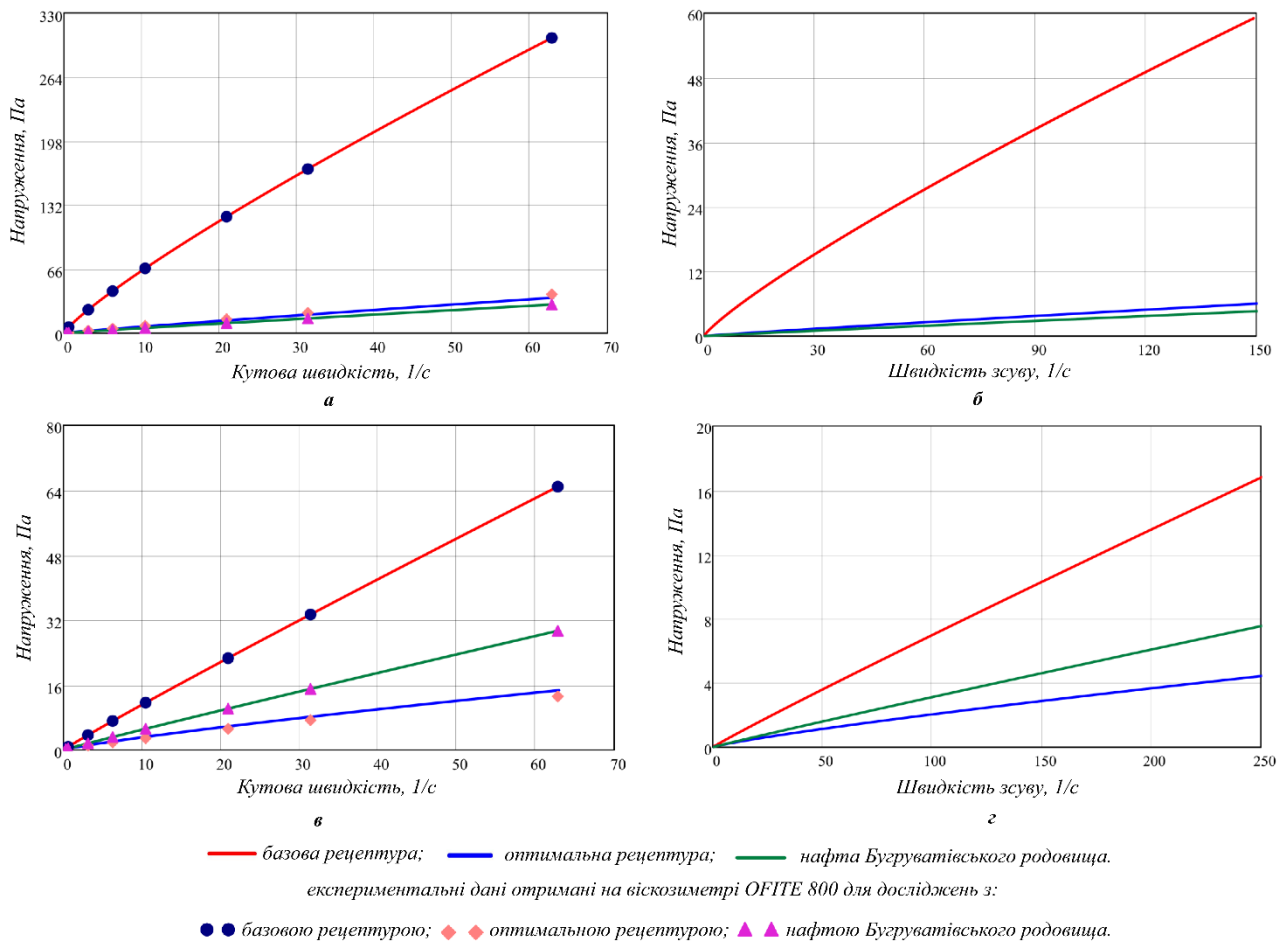


Рисунок 3.7 – Реограми (а,в) та реологічні криві (б,г) для отриманих емульсій зі W/O співвідношенням 50:50 (а,б) і 60:40 (в,г)

Як видно з таблиці 3.5 та рисунку 3.7, вміст ПАР у фільтраті рідини глушіння сильно впливає на реологічні характеристики водонафтових емульсій при високому вмісті фільтрату. Сукупність поверхневих та об'ємних властивостей ПАР відіграє велику роль у зміні структури адсорбційних шарів на межах поділу фаз, що веде за собою зміну всієї структури нафтової дисперсної системи і зміну її реологічних властивостей.

При дослідженнях реологічних властивостей за пластової температури емульсії з вмістом фільтрату 80 і 90 % при спробі заміру розшарувалися і їхні параметри встановити не вдалося. Очевидно, що дестабілізації сприяла висока температура з одночасним інтенсивним перемішуванням (більше 600 об/хв у режимі Stir). Додатково за методом П.А. Ребіндера була оцінена агрегативна

стійкість отриманих емульсій, тобто їх здатність зберігати ступінь дисперсності внутрішньої фази у стані спокою. Розшарування решти емульсій при кімнатній температурі відбулося тільки через 1,5 роки. Тому явище розшарування емульсій з високим вмістом фільтрату пов'язане з високою активністю ПАР у фільтраті на межі розділу фаз через що порушується їх стабільність.

З проведених експериментальних досліджень впливу міжфазного натягу на реологічні властивості та стабільність водонафтових емульсій видно, що добавки ПАР у рецептури рідин глушіння є ефективними з точки зору попередження формування стійких та високов'язких емульсій у привибійній зоні нафтових свердловин.

3.5 Висновки до розділу 3

На сьогодні відсутня єдина система критеріїв, згідно якої можна зробити однозначні висновки про ефективність і область застосування тієї чи іншої рецептури рідини глушіння. Запропонована процедура вибору оптимальної рецептури технологічних рідин на основі ієрархічних моделей прийняття рішень вирішує проблему наукового обґрунтування їх компонентного складу у різних гірничогеологічних умовах відповідно до системи обмежень на технологічні властивості та принципу оптимальності.

Для умов низькопроникних колекторів запропоновано рідину глушіння на біополімерній основі, технологічні властивості якої регулюються в широких межах: густина $\rho = 1030 - 1180 \text{ кг/м}^3$, умовна в'язкість $T = 91 - 128 \text{ с}$, статичне напруження зсуву $\theta_1 = 5,7 - 8,6 \text{ Па}$ і $\theta_{10} = 6,2 - 9,6 \text{ П}$, коефіцієнт міжфазного натягу $\sigma = 1,24 - 11,59 \text{ мН/м}$, динамічне напруження зсуву $\tau_0 = 0,31 - 4,12 \text{ Па}$, міра консистенції $k = 1,17 - 3,09 \text{ Па} \cdot \text{с}^n$ і показник нелінійності $n = 0,32 - 0,45$. На основі проведених досліджень встановлено кореляційні зв'язки та регресійні залежності між технологічними і поверхневими властивостями рідини глушіння та концентраціями ПАР і хлориду натрію.

Обґрунтовано вибір типу та вмісту ПАР у технологічних рідинах на основі водних розчинів неорганічних солей. Показано, що для досліджуваної рідини глушіння оптимальний вміст ПАР залежить від типу та вмісту солі, якою регулюється її густина. Як показали дослідження існує можливість використання явищ синергізму при застосуванні неонолу в якості ПАР для біополімерної рідини глушіння. Так заміна NaCl на CaBr₂ з умовою збереження заданої густини рідини глушіння дозволить мінімізувати міжфазний натяг до значень менше 1 мН/м використовуючи тільки неонол із вмістом 0,25 %. Для рідини глушіння на основі NaCl при вмісті останнього 10% оптимальне поєднання ПАР, що забезпечує мінімальний міжфазний натяг в 1,24 мН/м, включає 0,50% сольпену і 0,25% неонолу. Для вмісту NaCl 30% співвідношення є іншим (0,25% сольпену і 0,50% неонолу) та забезпечує міжфазний натяг на межі фільтрат рідини глушіння – нафта Бугруватівського родовища на рівні 4,13 мН/м.

За результатами проведених досліджень запропоновано методику оптимізації рецептур технологічних рідин шляхом виділення оптимальної рецептури за мінімальними значеннями міжфазного натягу та подальшим вивченням впливу вмісту ПАР на в'язкість водонафтових емульсій з різним співвідношенням W/O. Для найбільш високов'язких емульсій (співвідношення W/O 30/70, 40/60 і 50/50) добавка неонолу та сольпену із оптимальним вмістом значно зменшує їх в'язкісні властивості. Тому одночасне застосування сольпену і неонолу в оптимальному співвідношенні може бути рекомендовано для умов Бугруватівського родовища з метою забезпечення якісного освоєння та зменшення виходу свердловин на режим.

4 Розробка рекомендацій для підвищення ефективності технологій освоєння свердловин із низькопроникними колекторами

Освоєння свердловини – особливий технологічний цикл її спорудження, основним завданням якого є встановлення гідродинамічного зв'язку продуктивного пласта із свердловиною, що на пряму визначається станом його привибійної зони. Технології освоєння свердловин включають операції цілеспрямованого активного впливу (в тому числі і комплексного) на привибійну зону пласта [33,35,123], ефективність яких досягається реалізацією різних фізико-хімічних ефектів на покращання фільтраційно-ємнісних характеристик низькопроникних колекторів. При цьому успішність проведених операцій значною мірою залежить від стану привибійної зони, ступеню очистки вибою свердловини перед їх проведенням та технологічних параметрів рідин освоєння.

Нижче за результатами досліджень [12,13,105,110], виконаних за участю автора, обґрунтовано деякі рекомендації стосовно підвищення ефективності технологій освоєння низькопроникних продуктивних горизонтів. При цьому основна увага приділяється вибору параметрів технологій імпульсно-хвильової дії на привибійну зону та рецептур технологічних рідин для реалізації відповідних операцій під час освоєння свердловин.

4.1 Освоєння свердловин із використанням технологій імпульсно-хвильової дії на продуктивний горизонт

Освоєння свердловин із використанням технологій імпульсно-хвильової дії на продуктивний горизонт включає такі етапи [5,26, 45,67]:

вибір свердловин-кандидатів (оцінка можливості та ефективності застосування технології для конкретних умов, аналіз ризиків та економічної доцільності);

вибір складових і параметрів технології впливу на основі аналізу причин погіршення стану привибійної зони у процесі розкриття, закінчування, освоєння чи ремонту (гідроімпульсна дія, створення депресії, витримка технологічних рідин з хімічними реагентами, різноманітні комбінації технологій);

підготовчі роботи на свердловині (приготування необхідних технологічних рідин, доставка їх до заданого горизонту тощо);

реалізація обраного дизайну технології впливу на продуктивний горизонт;

заключні роботи на свердловині (очищення вибою та стовбуру свердловини від продуктів хімічних реакції, шламу та кольматантів, що були вивільнені за рахунок активної дії при реалізації технології);

виклик припливу із застосуванням найбільш ефективних технологій у заданих умовах.

Під час виконання етапів технології освоєння свердловин обов'язковим є дотримання вимог безпеки. Використання імпульсно-хвильової дії проводять тільки в технічно справних свердловинах за умов герметичності експлуатаційної колони і цементного кільця, які мають бути підтверджені результатами опресувань. Не рекомендується проводити обробку свердловин, на яких проводилися ремонти обсадних колон чи з відновлення герметичності цементного кільця.

Вибір свердловин-кандидатів має ґрунтуватись на результатах системної оцінки літології та фізико-механічних властивостей гірських порід, якості технологічних операцій та досвіду освоєння свердловин в аналогічних чи подібних гірничогеологічних умовах. На даному етапі доцільно провести критеріальну оцінку собівартості та рентабельності експлуатації свердловин-кандидатів. При цьому слід використовувати результати моделювання імпульсно-хвильової дії на продуктивний пласт із урахуванням інформаційної невизначеності. Необґрунтований вибір свердловин-кандидатів є основною причиною низької успішності технологій активного впливу на продуктивну зону.

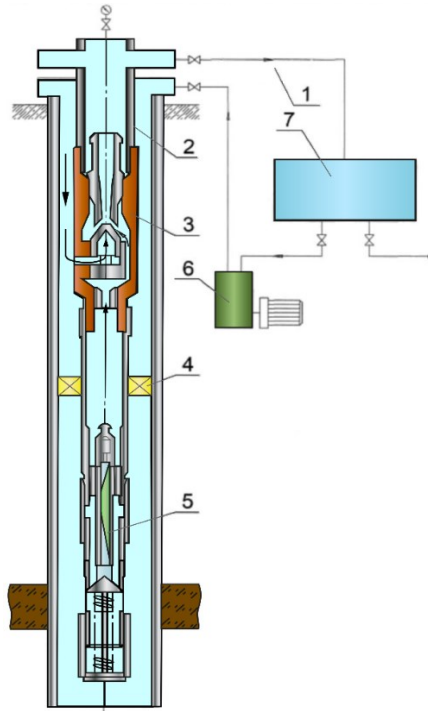
Технології імпульсно-хвильової дії у поєднанні з циклічною обробкою в режимі репресія – депресія можуть бути рекомендовані перед проведенням ГРП [26,202]. Її ефективність зумовлена ініціюванням мікротріщин в результаті циклічних навантажень та подальших їх розвитку під час проведення ГРП.

Імпульсно-хвильова обробка свердловин проводиться здебільшого для декольматації привибійної зони в умовах депресії на пласт, що сприяє очищенню порового простору від кольматанту. Перед реалізацією технології слід провести геофізичні та гідродинамічні дослідження з метою ідентифікації застійних зон нафти у пласті. Обробку привибійної зони доцільно суміщати з капітальним чи підземним ремонтом свердловин.

Підвищення ефективності очищення привибійної зони можливе проведенням поточного безсепараційного контролю фаз вмісту потоку та керуванням видобутком із використанням даних від інформаційно-виміральної системи (ІВС) про фазовий склад газорідних потоків із свердловини [28]. Амплітудно-частотні параметри хвильової обробки та величину депресії на пласт обирають відповідно до отриманої інформації. Низько- та високочастотні генератори конструктивно поєднані з струминним насосом і можуть встановлюватися як в одній, так і в декількох експлуатаційних свердловинах (рисунк 4.1) [82]. Струминний насос дозволяє створити необхідну депресію на пласт при роботі генераторів на заданих частотах.

Для забезпечення роботи струминного насоса та гідроімпульсного генератора використовується робоча рідина, яка подається у свердловину наземним стандартним поршневым насосом. В процесі виконання технологічних операцій з видобутку нафти робоча рідина подається до сопла струминного насоса по затрубному просторі. У цьому випадку відкачувана з продуктивного пласта нафта рухається на поверхню по насосно-компресорних трубах.

При виконанні технологічних операцій з гідродинамічних досліджень свердловини та інтенсифікації видобутку робоча рідина подається до сопла струминного насоса по трубах НКТ.



1 – блок інформаційно-вимірювальної системи; 2 – НКТ; 3 – багатофункціональний струминний насос вставного типу; 4 – пакер; 5 – гідроімпульсний генератор; 6 – поршневий насос; 7 – ємність-сепаратор

Рисунок 4.1 – Схема наземного і підземного обладнання для імпульсно-хвильової технології освоєння свердловин

Послідовність робіт з реалізації технології освоєння свердловини:

на поверхні встановлюють стандартний поршневий насос з необхідними характеристиками, ємність-сепаратор та блок ІВС;

у свердловину на розрахункову глибину опускають на НКТ корпус гідроімпульсного генератора, пакер та корпус струминного насоса;

в НКТ опускають необхідні вставки гідроімпульсного генератора та струминного насоса. Під дією власної ваги вставки рухаються по заповнених рідиною трубах до корпусу генератора або корпусу струминного насоса і остаточно фіксуються в них при створенні в НКТ надлишкового тиску 1,0 – 1,5 МПа;

проводять роботи з освоєння свердловини, після чого переводять свердловину у режим видобутку нафти з проведенням поточного безсепарційного контролю вмісту фаз;

за результатами контролю фазового складу газорідного потоку із свердловини, а також гідродинамічних та геофізичних досліджень уточнюють параметри технології освоєння.

Необхідні для тих чи інших технологічних операцій вставки струминного насоса і гідроімпульсного генератора можуть бути вилучені із свердловини без підйому НКТ в будь-який час за умови зміни черговості проведення технологічних робіт або необхідності ремонту струминного насоса.

Запропонована технологія має ряд переваг при освоєнні свердловини:

- зменшення термінів освоєння та дослідження свердловин;
- простота та компактність свердловинного обладнання;
- висока надійність свердловинного обладнання, великий міжремонтний період роботи;

- простота регулювання відбору продукції свердловини;

- заміна насосу без підземного ремонту;

- подача в свердловину необхідних реагентів з робочою рідиною;

- доступ до вибою без підйому свердловинного обладнання;

- створення необхідних депресій на пласт.

Конструкція обладнання і технологія застосування забезпечують:

- зниження вибієного тиску тільки в підпакерному просторі свердловини і виклик припливу з пласта;

- очищення ПЗП імпульсно-хвильовою дією з допомогою гідроімпульсного генератора у поєднанні зі створенням багатократних репресій – депресій;

- закачування і витримку технологічних рідин та (або) інших хімічних реагентів під тиском в пласт і відбір продуктів реакції кислоти з пласта в потрібний за технологією час;

- гідродинамічні дослідження у вертикальних ділянках із використанням каротажних кабелів.

Циклічна депресія при гідроімпульсному впливі з частотами 20 – 100 Гц згідно наших спостережень при виконанні операцій з ОПЗ на реальних свердловинах сприяє руйнуванню емульсій і очищенню ПЗП від твердої фази.

Зміна і реалізація технологічних операцій можлива за рахунок зміни вставних вузлів у потрібній послідовності без підйому корпусу пристрою на

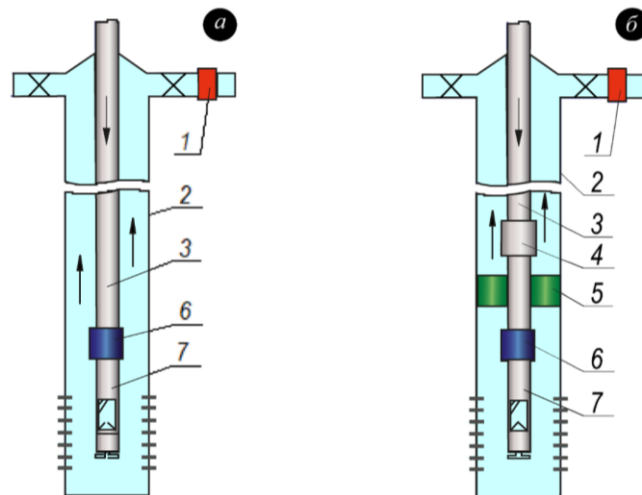
поверхню. Вузол герметизації геофізичного кабелю опускається до корпусу пристрою і витягується на поверхню на кабелі. Клапан опресування НКТ, депресійна і блокуючі вставки та клапан запису КВТ опускаються під дією власної ваги чи на кабелі, а виймаються за допомогою цангового уловлювача. При цьому труби НКТ мають бути заповнені рідиною до устя свердловини. Технологічно процес гідроімпульсного впливу на пласт із застосуванням ГКП-56М здійснюється у послідовності (рисунок 4.2) [82]:

в зону перфорації на НКТ опускають компоновку інструменту: відбивач хвилі нижній, гідравлічний генератор імпульсів тиску, відбивач хвилі верхній, НКТ до гирла свердловини;

під'єднують лінії для циркуляції робочого розчину за схемою: насосний агрегат – колона НКТ з гідравлічним генератором і відбивачами хвилі – затрубний простір – секційна ємність – насосний агрегат;

на нагнітальній лінії встановлюють електронний швидкодіючий манометр із необхідними технічними характеристиками;

виконують обробку пласта із заданими режимними параметрами.



1 – блок контролю генерації; 2 – обсадна колона; 3 – колона НКТ (ГНКТ) 4 – насос струминний; 5 – пакер; 6 – муфта для монтажу пристрою ГКП; 7 – пристрій ГКП

Рисунок 4.2 – Схема розміщення обладнання у свердловині при гідроімпульсній (а) і комбінованій (б) обробці ПЗП

Після гідроімпульсної обробки ПЗП кінцева стадія освоєння свердловини проводиться з використанням струминного насосу.

Ефективне очищення привибійної зони та освоєння свердловини після гідроімпульсної обробки можливе з використанням готових конструктивних рішень генератора коливань і струминного насосу, частота імпульсів в яких регулюється витратою рідини, наприклад серії установок УЕОС (УЕОС-2, УЕОС-4, УЕОС-5, УЕОС-4МГК, УЕОС-5МГК). Інший можливий варіант використання імпульсно-хвильових технологій стосується освоєння горизонтальних свердловин у поєднанні з колтюбінговими установками. Гідроімпульсна дія у поєднанні з депресією, а також іншими фізико-хімічними діями дозволяє покращити гідродинамічний зв'язок пласта з свердловиною та підвищити ефективність освоєння. Для встановлення раціональних параметрів технології необхідне проведення попередніх лабораторних та стендових експериментів.

4.2 Обґрунтування параметрів імпульсно-хвильових технологій освоєння свердловин

Імпульсно-хвильова технологія освоєння свердловин оказує вплив на очищення ПЗП від кольматуючих речовин та скелет гірської породи, сприяючи відновленню продуктивності свердловин і, в окремих випадках, значному її збільшенню. Таке зростання можливе за рахунок розкриття наявних тріщин в гірській породі чи (та) утворення нових тріщин в результаті прояву ефектів Ребіндера і втомних явищ при знакозмінному навантаженні низької частоти. Як було висвітлено в розділі 2 саме частоти в діапазоні 25–100 Гц є найбільш впливові з позиції зміни міцнісних властивостей гірських порід.

До основних параметрів імпульсно-хвильової технології відносять амплітудні, частотні та часові характеристики впливу на продуктивний пласт. Вибір параметрів імпульсно-хвильової обробки проводиться з метою адаптації

технології залежно від особливостей об'єкту впливу (тиск і температура, склад і властивості гірських порід тощо). Дизайн технології може бути поданий як ієрархічна структура дерева прийняття рішень і реалізований у вигляді системи підтримки прийняття рішень або експертної системи.

Ефективність використання імпульсно-хвильової технології для очищення ПЗП оцінюється, насамперед, величиною амплітуди Δp_a тиску. Відомо [50,105], що умова початку руху флюїду в пористому середовищі для закону фільтрації із початковими градієнтами зсуву має вигляд

$$|gradP| > \frac{\alpha \tau_0}{\sqrt{k}}, \quad (4.1)$$

де $gradP$ – градієнт гідродинамічного тиску у пласті; τ_0 – динамічне напруження зсуву флюїду; k – проникність пласта; α – параметр пласта, який визначається властивостями породи і флюїду та умов фільтрації.

Умова (4.1) і закономірності нелінійної фільтрації [50,105], у відповідності з якими більшим значенням амплітуди імпульсу тиску відповідають більші за модулем градієнти тиску, вказують на доцільність використання режимів очищення ПЗП із високими значеннями Δp_a . Важливим для декольматації ПЗП є заходи, які спрямовано на зменшення реологічних властивостей флюїду в присвердловинній зоні пласта та розглядаються нижче у п. 4.3.

На ефективність очищення ПЗП у певних умовах впливатимуть частотні і часові параметри імпульсно-хвильової дії. Результати експериментальних досліджень дають підстави при застосуванні імпульсно-хвильових технологій впливу на привибійну зону пласта рекомендувати частоти у діапазоні 25–100 Гц. Тривалість обробки при цьому повинна складати 1–3 год. Додаткове використання неіоногенних ПАР в кількості 0,25–1 % сприятиме отриманню кращих результатів за більш короткі терміни проведення операцій.

Зазначимо, що нерівність (4.1) може забезпечуватись із використанням технологій комплексного впливу на ПЗП. Наприклад, це стосується імпульсно-хвильової технології у поєднанні з фізичним або хімічним впливом на

продуктивний пласт [105]. Для їх реалізації можуть застосовуватись багатофункціональні компоновки інструменту зі струминними насосами [110].

Підвищення проникності продуктивного пласта за рахунок утворення системи мікротріщин потребує створення у свердловині гідроімпульсних коливань високої інтенсивності I_{r0} . У даному випадку величина Δp_a визначає параметр міцності (наприклад, втомної) породи. Залежність між інтенсивністю коливань імпульсного генератора та амплітудою Δp_a гідродинамічних коливань у пласті на відстані r_1 може бути подана у вигляді [105]

$$I_{r0} = \frac{\Delta p_a^2 \left(\frac{r_1}{r_0}\right)^{2kr_1}}{2\rho_{\text{п}}c_{\text{п}}}, \quad (4.2)$$

де $\rho_{\text{п}}$, $c_{\text{п}}$ – густина порід і швидкість поширення звуку в пласті; r_0 – координата стінки свердловини; k – коефіцієнт затухання швидкості у пласті.

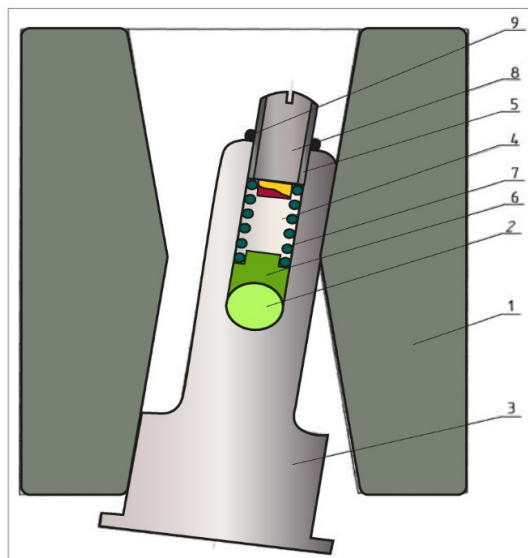
Оцінки за (4.2) показують [105], що втомна міцність глинистого пісковика на відстані 1 м від генератора може досягатись при інтенсивності коливань $I_{r0} = 52 \cdot 10^4$ Вт / м². Це дає змогу обґрунтувати для заданої площі S_0 випромінювання необхідну потужність генератора імпульсів тиску

$$N_0 \geq I_{r0}S_0. \quad (4.3)$$

Для реалізації гідроімпульсної дії на пласт застосовують свердловинний генератор типу ГКП-56М фірми «Інтекс» [98], характеристики якого регулюються витратою робочої рідини. При витратах робочої рідини 3–15 л/с генератор створює імпульси тиску з частотами 20 –100 Гц та амплітудою до 8 МПа. Як робочою рідиною можуть бути використані різні технологічні рідини для закінчування і ремонту свердловин.

Підвищення ефективності освоєння свердловин на родовищах із низькопроникними колекторами потребує застосовування генераторів із різною частотою імпульсів тиску. При підвищенні перепаду тиску на генераторі за рахунок витрати рідини частота імпульсів тиску має залишатися низькою, а конструкція генератора – забезпечувати зміну частоти імпульсів тиску під час робочого процесу.

Для вирішення описаної проблеми нами запропоновано імпульсний генератор (рисунок 4.3), який складається із корпусу з порожниною прямокутного перерізу, всередині якої встановлений з можливістю коливань навколо осі та з'єднаний з джерелом стиснутого газу (рідини) модулятор. Модулятор виконаний з можливістю осьового переміщення під дією струменя рідини у формі Т-подібного профілю шириною, рівною ширині порожнини корпусу, який встановлений на осі загостреною частиною проти потоку, а розширені частини Т-подібного профілю виконано під кутом 90° до його центральної осі з можливістю виходу за межі корпусу. Осьове переміщення модулятора можливе завдяки пазу, де на вісь спряжено встановлений башмак-центратор із закріпленою до нього пружиною, яка на своєму протилежному кінці зафіксована шпилькою-центратором, призначеною для регулювання зусилля пружини. Шпилька-центратор та модулятор закріплюються гайкою. На стінках корпусу, перпендикулярних до напрямку переміщення модулятора, в області загостреної частини модулятора виконано звуження у вигляді сопла Лаваля.



1 – корпус; 2 – вісь модулятора; 3 – модулятор; 4 – паз; 5 – різь; 6 – башмак-центратор; 7 – пружина; 8 – шпилька-центратор; 9 – гайка

Рисунок 4.3 – Імпульсний генератор

Переміщення модулятора вниз під дією тиску рідини відносно осі приводить до зміни довжини фізичного маятника і таким чином до зменшення

частоти повторення імпульсів тиску і водночас до підвищення їх амплітуди. В процесі обробки продуктивного пласта технологічна рідина, яка протікає через порожнину корпусу імпульсного генератора, приводить його в роботу відповідно до наведеного опису.

Тривалість імпульсно-хвильової обробки продуктивного горизонту є важливим параметром технології керування продуктивністю свердловини, який регламентує час виконання робіт в імпульсному режимі. Оптимальна частота повторення гідроімпульсів тиску генератора ГКП-56М знаходиться у діапазоні 20 – 80 Гц. Для частоти 70 Гц та кількості циклів навантажень гірської породи $N = 10^6$ тривалість обробки пласта складає близько 4 год. Збільшення амплітуди коливань тиску сприяє підвищенню ефективності віброхвильового впливу (при цьому зростає проникність колектора), а збільшення частоти – зменшує ефективність впливу (зменшується глибина зони). Тому робочі частоти найбільш доцільно обирати в діапазоні 20 – 100 Гц.

З досліджень впливу параметрів гідроімпульсної обробки на зміну проникності штучних і природних кернів, проведених у лабораторних умовах, випливає висновок, що чим тривалішою є активна дія, тим суттєвішими будуть отримані зміни. Проте з практичного досвіду гідроімпульсних обробок пласта [110] слід зазначити, що тривалість безперебійної роботи генератора ГКП-56М варто обмежувати до 4 год з метою попередження пошкоджень його елементів (зокрема перекидного клапану). Так при перевищенні рекомендованого часу безперебійної роботи генератора на 2 год був виведений з ладу перекидний клапан (рисунок 4.4). Раціональним є почергове використання генератора і циклічних депресій із розрахунку 1 год роботи генератора та 0,5 год циклів репресія – депресія.

Характер поломки перекидного клапану та його зносу вказує на значні ударні циклічні навантаження і дозволяє зробити висновок про найбільш критичні елементи генератора, у яких концентруються напруження. З метою попередження руйнування При тривалій експлуатації чи перед використанням

генератора на іншому об'єкті найбільш критичні зони підлягають обов'язковому візуальному огляду та дефектоскопії під час виконання робіт з ОПЗ чи освоєння.



Рисунок 4.4 – Результат нераціональної експлуатації генератора ГКП
(поломка перекидного клапану)

Величина коефіцієнту продуктивності свердловини залежить від типу рідини глушіння і кількості операцій по глушінню свердловини, тому тривалість виконання технологічних операцій з обробки привибійної зони визначатиметься ступенем забруднення ПЗП, потенційною продуктивністю свердловини та періодом бездіяльності свердловини. Зазвичай даний час складає від 8 до 48 год. Рішення про збільшення тривалості обробок понад 48 год може бути прийняте на основі аналізу динаміки припливу отриманого після вже проведених операцій.

Оцінка ефективності проведених операцій для відновлення чи збільшення продуктивності свердловини проводиться за відношенням приросту дебіту $\Delta Q_{\text{ОПЗ}}$ після ОПЗ до початкового дебіту $Q_{\text{поч}}$. Отримані дані оцінки ефективності застосування технології в схожих гірничогеологічних умовах застосовується для уточнення моделей вибору свердловин-кандидатів.

4.3 Вибір оптимальних рецептур технологічних рідин для освоєння свердловин

Для освоєння свердловин використовують різні технологічні рідини (для вторинного розкриття продуктивних горизонтів, глушіння свердловин, гідравлічного розриву пластів та ін.). Склад і властивості технологічних рідин оказують вплив на якість реалізації відповідної операції та ефективність освоєння свердловини.

Очевидно, що вибір рецептури технологічної рідини має відповідати вимогам системи якості щодо виконання відповідної операції та критерію оптимальності. Ці вимоги можуть бути досягнуті із використанням моделі (3.4), яка передбачає побудову системи обмежень на властивості технологічних рідин та обґрунтуванню критерію оптимальності $k(x^v)$ з деякого їх класу K .

Розглянемо приклад вибору рецептур рідин глушіння для свердловини 526 Бугруватівського нафтового родовища із умов мінімальної вартості (3.5), мінімального міжфазного натягу (3.6) та ефективного очищення стовбуру свердловини (3.8). Бугруватівське родовище відкрите в 1974 році, в 1976 році введено в дослідно-промислову розробку і з 1985 року розпочата промислова розробка. Нафтоносність родовища пов'язана з регіонально продуктивними нижньокам'яновугільними відкладами і теригенними формуваннями надсолевого девону. На Бугруватівському родовищі пробурено 248 свердловин. Станом на 01.01.2020 г. експлуатаційний фонд нараховував 161 нафтову свердловину, в консервації знаходилися 17 свердловин, а в фонді ліквідованих (в т.ч. очікуванні ліквідації) знаходилися 33 свердловини.

З метою підтримання промислових відборів нафти із експлуатаційних об'єктів заплановано реконструкцію і заміну технологічного обладнання. Перед початком робіт згідно СОУ 09.1-00135390-024:2013 «Каталог технологій і рідин глушіння при виконанні підземних і капітальних ремонтів свердловин на родовищах ПАТ «Укрнафта» свердловина має бути зупинена і заглушена, тобто мають бути виключені умови переливу чи викиду свердловинної рідини чи газу.

При глушінні свердловин застосовують технології з повною заміною свердловинної рідини на рідину глушіння і частковою заміною свердловинної рідини на блокуючу пачку рідини глушіння, яка перекриває інтервал перфорації на 200–300 м. Залежно від обраної технології формуються особливості вимог до вибору рідини глушіння. В таблиці 4.1 наведено деякі вихідні дані для вибору рецептури рідини глушіння свердловини 527-Бугруватівська.

За результатами аналізу геолого-технічної та промислової інформації експлуатації свердловин на Бугруватівському родовищі рекомендовано рідину глушіння на основі біполімеру (ксантанова камідь Duovis) та реагенту PAC-R (модифікація поліаніонної целюлози). Спільне використання цих реагентів є ефективним для регулювання реологічних та фільтраційних властивостей у широкому діапазоні зміни мінералізації та показника рН середовища.

Таблиця 4.1 – Вихідні дані для вибору рецептури рідини глушіння

Параметр	Значення
Глибина свердловини, м	3590
Проектний горизонт	C _{1V2}
Пластова температура, °C	70
Гradient пластового тиску, МПа/м	0,0107
Gradient тиску гідророзриву, МПа/м	0,0181
Інтервал перфорації, м	3560–3570
Густина рідини глушіння, кг/м ³	1050–1160
Статичне напруження зсуву через 1 хв θ_1 , Па	4–10
Статичне напруження через 10 хв θ_{10} , Па	4–12
Динамічне напруження зсуву τ_0 , Па	<3,5
Міра консистенції k , Па·с ^{<i>n</i>}	<2,5
Показник нелінійності n	<0,6
Коефіцієнт міжфазного натягу σ , мН/м	<6
Сумісність з буровим розчином і гірською породою	сумісна
Термостійкість, °C	100
Коефіцієнт відновлення проникності	не менше 94 %

Наявність біполімеру в рецептурі рідини глушіння знімає доцільність пошуку деструктора (найбільш доступним є соляна кислота, хоча можуть використовуватися і більш дорогі компаунди, такі як ензими). Для регулювання густини рідини глушіння можуть бути використані солі (хлориди натрію, калію, кальцію та ін). З метою зменшення втрат продуктивності свердловин після

ремонту запропоновано використовувати в рецептурі ПАР (неонол) та гідрофобізатор (сольпен-10т), які сприяють зниженню набухання глинистих мінералів, глибину насичення колектору водосольовим розчином, попереджають утворення стійких водонафтових емульсій та сприяють руйнуванню уже утворених емульсій, зменшують обводнення продукції свердловин та корозію обладнання. Тому рецептура технологічної рідини має задовольняти деяким додатковим вимогам, які формалізовано у вигляді критерію оптимальності та системи обмежень. Розв'язок цих задач потребує вибору вмісту ПАР або рецептури композиції ПАР у технологічній рідині для досягнення необхідних значень їх властивостей. Зазвичай така задача допускає множину можливих розв'язків, зумовлену різними складовими композиції ПАР та їх концентраціями. Тому рецептура композиції ПАР має задовольняти деяким додатковим вимогам, які формалізовано у вигляді критерію оптимальності та системи обмежень.

Компонентний склад рідини глушіння підбирається на підставі лабораторних досліджень, у тому числі PST-тестів [169] та тестів на сумісність із пластовим флюїдом та соляною кислотою. Для вибору рецептури рідини глушіння використано модель (3.4), а як її інформаційне забезпечення – результати досліджень поверхневих та реологічних властивостей [48]. Так як в безглинистих системах найбільш чутливими до зміни зовнішніх факторів є реологічні властивості [6], то нами додатково вивчено структурно-механічні і реологічні властивості біополімерної системи при пластовій температурі 70 °С (див. таб. 4.5).

Відмітимо, що найбільш адекватна реологічна модель для плану експерименту аналогічно [48] є також модель Гершеля – Балклі. Обробку результатів досліджень для показників властивостей $g(c_c, c_s, c_n)$ виконано у класі поліномів третього порядку за (3.11) згідно процедури (3.12).

Для показників статичного напруження зсуву θ_1 і θ_{10} , а також динамічного напруження зсуву τ_0 використано регресійну модель виду

$$g(c_c, c_s, c_n) = \exp\{Bb(c_c, c_s, c_n)\}. \quad (4.4)$$

В таблиці 4.2 наведено оцінки B параметрів поліноміальної моделі (3.11) для показників реологічних властивостей (динамічне напруження зсуву τ_0 , міра консистенції k , показник нелінійності n), а також дисперсій σ_ε^2 адекватності.

Таблиця 4.2 – Параметри рівнянь стану показників властивостей рідини глушіння при 70 °С

Базисні функції b_i	Параметри моделі B_{ij}	Значення параметрів \hat{B}_{ij} моделі				
		θ_1	θ_{10}	τ_0	k	n
1	B_{i1}	4,334	1,542	-0,183	1,263	0,195
c_c	B_{i2}	–	–	0,025	–	0,022
c_s	B_{i3}	–	–	3,513	–	0,354
c_n	B_{i4}	-6,419	-1,642	-39,396	2,467	-0,451
$c_s c_n$	B_{i5}	–	–	-6,961	–	0,835
$c_c c_n$	B_{i6}	–	–	1,468	–	–
$c_c c_s$	B_{i7}	–	–	-0,187	–	-0,05
c_n^2	B_{i8}	0,027	7,244	229,044	-10,99	1,414
c_s^2	B_{i9}	1,028	0,256	–	0,037	0,178
c_c^2	$B_{i10} \cdot 10^4$	–	–	–	–	4,569
$c_c c_n c_s$	B_{i11}	–	–	–	–	-0,023
$c_n^2 c_s$	B_{i12}	–	–	–	–	–
$c_n^2 c_c$	B_{i13}	–	–	-8,221	–	-0,053
$c_s^2 c_n$	B_{i14}	–	–	–	–	–
$c_s^2 c_c$	B_{i15}	–	–	–	–	-0,012
$c_c^2 c_s$	$B_{i16} \cdot 10^3$	-1,593	-36,42	2,754	-33,62	1,57
c_c^3	$B_{i17} \cdot 10^5$	5,698	1,543	–	-50,65	-0,1623
$c_c^2 c_n$	$B_{i18} \cdot 10^4$	–	–	–	–	5,781
c_n^3	B_{i19}	-28,315	-8,275	-297,746	11,235	–
c_s^3	$B_{i20} \cdot 10^3$	–	–	–	–	-8,697
$c_n^3 c_c$	B_{i21}	–	–	10,556	–	–
$c_n^3 c_s$	B_{i22}	–	–	42,356	–	–
$c_c^3 c_c c_n$	B_{i23}	–	–	-0,719	–	–
Дисперсія адекватності моделі σ_ε^2		0,01	0,035	0,133	0,078	$8,044 \cdot 10^{-4}$

Примітка. Одиниці вимірювань параметрів B моделей (9) і (11) відповідають наведеним для статичного напруження зсуву і реологічних властивостей (система СИ) і концентрацій (%).

Клас E сформовано із лінійної частини полінома з включенням комбінацій добутоків, квадратів і кубів вихідних факторів (див. табл. 4.2) і складає 1300 моделей. Оцінки параметрів і дисперсій адекватності подано в табл. 4.2 для лінеаризованої форми.

Розглянемо варіант вибору рецептури рідини глушіння з допомогою критеріїв вартості одиниці об'єму рецептури (3.5) і коефіцієнта σ міжфазного

натягу на межі розділу фаз фільтрат – нафта (окремий випадок критерію (3.6)). Перший випадок з урахуванням обмежень на величину коефіцієнта σ цікавий для технології глушіння з повною заміною свердловинної рідини. Другий випадок може розглядатися відносно технологій глушіння з блокуючими пачками.

Розв'язок задачі (3.4) з урахуванням прийнятих критеріїв і обмежень побудовано з допомогою системи MudExpert [47]: критерій (3.5) – хлорид натрію $c_c = 28,8\%$ мас., сольпен-10т $c_s = 0,05\%$ об. і неонол АФ 9-12 $c_n = 0,50\%$ об.; критерій (3.6) – $c_c = 29,5\%$ мас., $c_s = 1,00\%$ об. і $c_n = 0,50\%$ об. Вартість одиниці об'єму рецептур рідини глушіння для критерію (3.5) складає 78 $\$/\text{м}^3$, а для критерію (3.6) – 98 $\$/\text{м}^3$. На рисунку 4.5 в координатах c_n – c_s показано ізолінії критеріїв оптимальності (3.5) і (3.6), області допустимих рецептур та оптимальні концентрації реагентів.

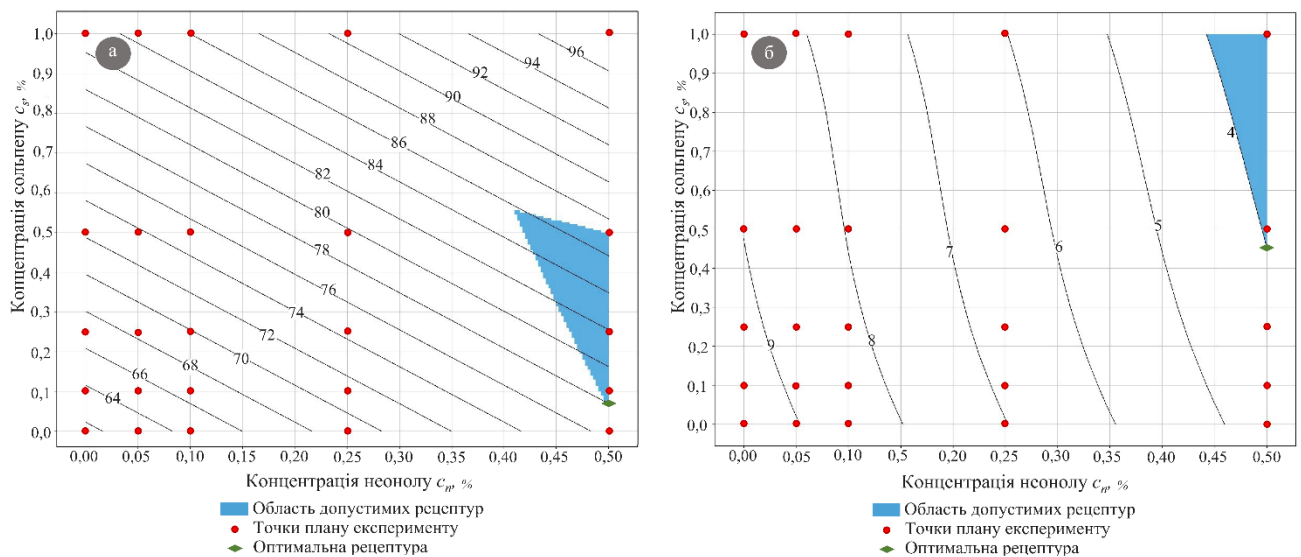


Рисунок 4.5 – Вплив концентрацій сольпену і неонолу на вибір оптимальної рецептури рідини глушіння ($T = 70\text{ }^\circ\text{C}$): *a* – по критерію (2); *b* – по критерію (3)

На рисунку 4.6 з метою ілюстрації показано лінії постійного рівня для показників статичного напруження зсуву θ_1 і реологічних властивостей (τ_0, k, n) рідини глушіння при пластовій температурі.

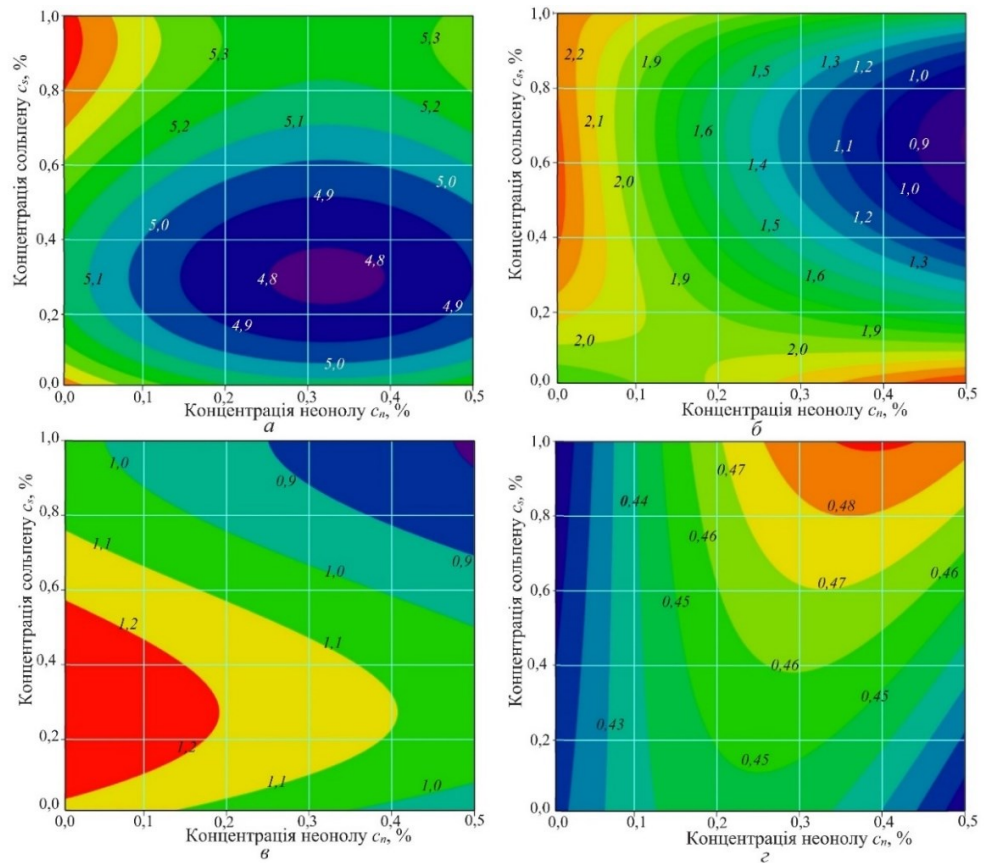


Рисунок 4.6 – Вплив концентрацій сольєну і неону на:

a – статичне напруження зсуву θ_1 , Па; b – динамічне напруження зсуву τ_0 , Па;

v – міра консистенції k , Па·с ^{n} ; z – показник нелінійності n

Зображені залежності вказують на відповідність показників властивостей вимогам, які висуваються до рідини глушіння.

В таблиці 4.3 наведено оцінки показників властивостей отримані з допомогою моделей (3.11) чи (4.4) для оптимальних концентрацій змінних факторів.

Таблиця 4.3 – Властивості оптимальних рецептур рідини глушіння

Властивості рідини глушіння	Критерій (3.5)		Критерій (3.6)	
	20 °C	70 °C	20°C	70 °C
Густина ρ , кг/м ³	1162	–	1160	–
Міжфазний натяг σ , мН/м	5,0	–	3,4	–
Статичне напруження зсуву через 1 хв θ_1 , Па	6,7	5,4	6,4	6,1
Статичне напруження зсуву через 10 хв θ_{10} , Па	7,6	6,2	8,6	7,8
Динамічне напруження зсуву τ_0 , Па	1,96	2,14	0,45	2,69
Міра консистенції k , Па·с ^{n}	2,498	1,153	1,259	0,973
Показник нелінійності n	0,334	0,438	0,542	0,483

Для температури 20 °С оцінки показників властивостей побудовано за результатами роботи [48].

Розглянутий приклад ілюструє функціональні і економічні можливості, які пред'являються до глушіння свердловин із використанням конкурентних рецептур технологічних рідин. Очевидно, що в таких умовах ефективно застосовувати моделі прийняття рішень в поєднанні з комплексом досліджень технологічних і поверхневих властивостей рідин глушіння, а також їх впливом на фільтраційні процеси в продуктивному пласті.

Після будь-яких свердловинних операцій дуже важливим етапом є очищення стовбуру свердловини, а не тільки її вибою. Ефективне очищення є критично важливим етапом при проведенні робіт на свердловині, адже забезпечує доступ до привибійної зони пласта, проведення операцій з її обробки та освоєння. При цьому дуже важливим є застосування системного підходу при очищенні стовбурів свердловин, а ключовими елементами є реологічні властивості, еквівалентна циркуляційна густина, витрата насосів і конструкція обсадних, бурильних і насосно-компресорних труб. Швидкість транспортування шламу залежить від густини та витрати рідини, її реологічних властивостей, кута нахилу стовбура свердловини та інших факторів. За API 13D для ефективного очищення стовбуру свердловини слід особливу увагу звертати на реологічні властивості технологічних рідин при низьких швидкостях зсуву.

Вихідні дані для оцінки виносної здатності досліджуваної біополімерної рідини глушіння подано у таблиці 4.4.

Витрата рідини глушіння має бути більша за продуктивність свердловини. Залежно від конструкції свердловини, мети глушіння і технологічних особливостей проведення операції (вид рідини глушіння, необхідність винесення твердих частинок тощо) витрата рідини глушіння може бути різною і становити від 0,4 до 6,7 л/с (зрідка 10 л/с).

Рекомендована швидкість переміщення високов'язких систем має бути меншою за 0,04 м/с. З метою мінімізації еквівалентного вибійного тиску і

зменшення об'ємів поглинань у відповідності з практичним досвідом проведення успішних операцій по глушінню свердловин різних родовищ України, зокрема і Бугруватівського родовища, усереднене значення витрати становить 3 л/с (при використанні ЦА-320М із діаметром втулок 100 мм і частотою обертання валу 1700 об/хв).

Таблиця 4.4 – Вихідні дані для розрахунку виносної здатності

Параметр	Значення
Глибина свердловини, м	3590
Проектний горизонт	C ₁ V ₂
Пластова температура, °C	70
Інтервал перфорації, м	3560–3570
Діаметр експлуатаційної колони, мм:	
в інтервалі 0 – 1800 м	168
в інтервалі 1800 – 3590 м	146
Зовнішній діаметр НКТ, мм	73
Внутрішній діаметр НКТ, мм	62
Витрата рідини глушіння, л/с	0,8
	1,5
	2,2
	3,0
	5,0

Результати розрахунку показників виносної здатності (3.8) при $Q = (0,0008; 0,0015; 0,0022; 0,0030; 0,0050)$ м³/с для реологічних властивостей біополімерної системи за планом експерименту (див. табл. 3.1) наведено в таблиці 4.5. Зазначимо, що згідно (3.8) меншим значенням показника k_{CCI} відповідає вища виносна здатність біополімерної системи.

Результати досліджень вказують, що для умов експерименту показники виносної здатності біополімерної системи є достатньо високими і знаходяться в межах 0,1434 – 0,2101. Найбільш високі показники виносної здатності відповідають дослідам 5 (0,1434 – 0,1892) і 10 (0,1631 – 0,1911). Характерною є тенденція погіршення виносної здатності зі збільшенням об'ємної витрати технологічної рідини (див. табл. 4.5).

Таблиця 4.5 – Результати оцінки показників виносної здатності при $T = 70^{\circ}\text{C}$

Дослід	Реологічні властивості			k_{CCI} при $Q, \text{ м}^3/\text{с}$				
	$\tau_0, \text{ Па}$	$k, \text{ Па} \cdot \text{с}^n$	n	0.0008	0.0015	0.0022	0.0030	0.0050
1	1.782	1.083	0.4329	0.1781	0.1883	0.1939	0.1981	0.2043
2	0.8945	1.521	0.3731	0.1898	0.1948	0.1975	0.1994	0.2023
3	1.469	1.484	0.3689	0.1739	0.1809	0.1847	0.1875	0.1917
4	2.17	1.218	0.4465	0.1794	0.1903	0.1963	0.2007	0.2072
5	3.231	0.578	0.5050	0.1434	0.1599	0.1697	0.1774	0.1892
6	2.332	0.774	0.4749	0.1652	0.1791	0.1869	0.1929	0.2018
7	1.658	1.150	0.4253	0.1807	0.1902	0.1953	0.1991	0.2048
8	2.377	0.974	0.4788	0.1764	0.1895	0.1967	0.2021	0.2101
9	1.389	1.375	0.3844	0.1789	0.1861	0.1901	0.1930	0.1973
10	2.197	1.095	0.4132	0.1631	0.1738	0.1797	0.1843	0.1911
11	0.9853	1.139	0.4089	0.1922	0.1991	0.2027	0.2054	0.2093
12	1.402	1.079	0.4171	0.1817	0.1906	0.1954	0.1989	0.2042
13	0.9582	1.369	0.388	0.1908	0.1966	0.1996	0.2019	0.2052
14	2.017	1.379	0.4272	0.1808	0.1903	0.1956	0.1994	0.2051
15	0.425	1.281	0.4378	0.1740	0.1850	0.1911	0.1956	0.2023
16	1.747	0.968	0.4431	0.1778	0.1887	0.1946	0.1991	0.2056
17	1.362	1.512	0.3738	0.1786	0.1853	0.1889	0.1916	0.1955
18	1.466	1.108	0.4003	0.1657	0.1839	0.1886	0.1922	0.1974
19	1.782	1.083	0.4329	0.1781	0.1883	0.1939	0.1981	0.2043
20	1.245	1.371	0.3844	0.1822	0.1890	0.1927	0.1954	0.1994
21	0.2145	2.013	0.3346	0.1982	0.1994	0.1999	0.2004	0.2010
22	1.879	0.959	0.4354	0.1717	0.1828	0.1890	0.1936	0.2005
23	1.257	1.316	0.3884	0.1821	0.1891	0.1930	0.1958	0.1999
24	2.351	1.050	0.4623	0.1749	0.1872	0.1940	0.1991	0.2066
25	1.923	1.351	0.3903	0.1689	0.1777	0.1826	0.1862	0.1917
$v_c, \text{ м/с}$				0.0997	0.1861	0.2741	0.3737	0.6228

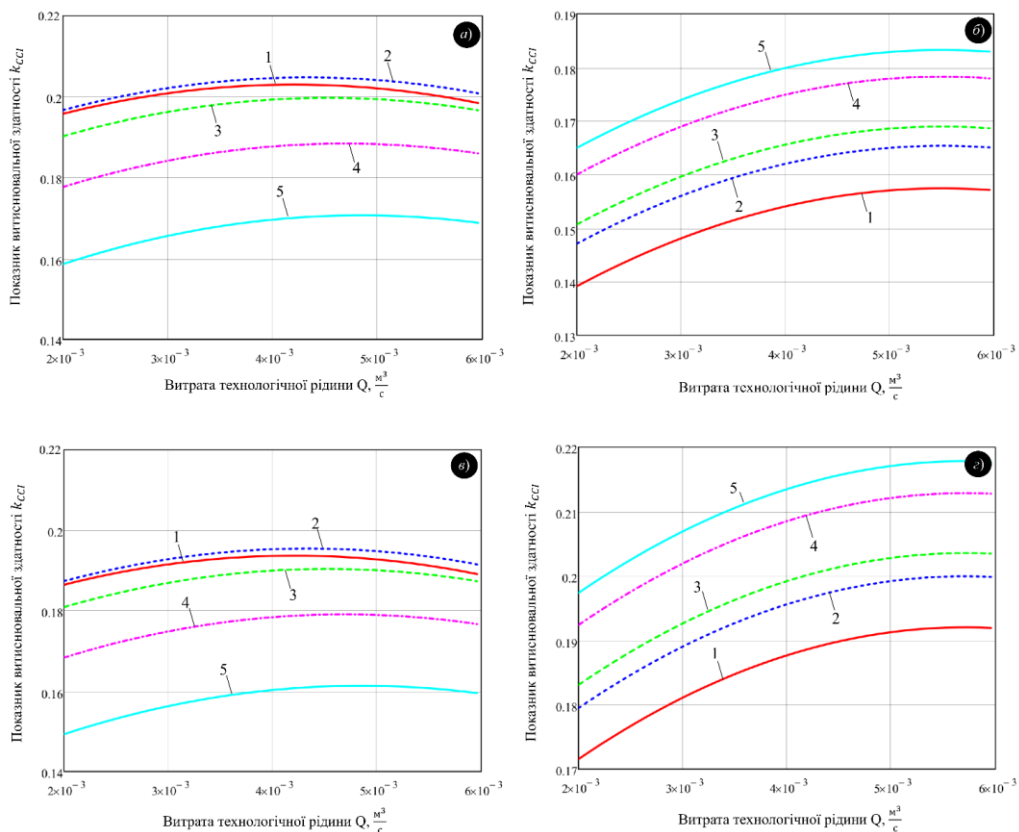
Ця особливість потребує вибору мінімальної витрати для забезпечення виносу твердих частинок заданого фракційного складу.

Розглянемо деякі результати кореляційного аналізу результатів досліджень: емпіричні оцінки коефіцієнтів кореляції $r_{k_{CCI} x}$ між показниками виносної здатності k_{CCI} та реологічних властивостей у біополімерної системи при різних об'ємних витратах Q , критерії K для перевірки статистичних гіпотез $H_0: \rho_{xy} = 0$ (тут ρ_{xy} істинне значення коефіцієнта кореляції).

	$Q=0,0008 \text{ м}^3/\text{с}$	$Q=0,0015 \text{ м}^3/\text{с}$	$Q=0,0022 \text{ м}^3/\text{с}$	$Q=0,0030 \text{ м}^3/\text{с}$	$Q=0,0050 \text{ м}^3/\text{с}$
$r_{k_{CCI} \tau_0} / K$	-0,37555*	-0,3676*	-0,33025	-0,27368	-0,19222
$r_{k_{CCI} k} / K$	0,304133	0,331164	0,326725	0,301408	0,248713
$r_{k_{CCI} n} / K$	-0,22421	-0,26737	-0,27513	-0,25941	-0,21303

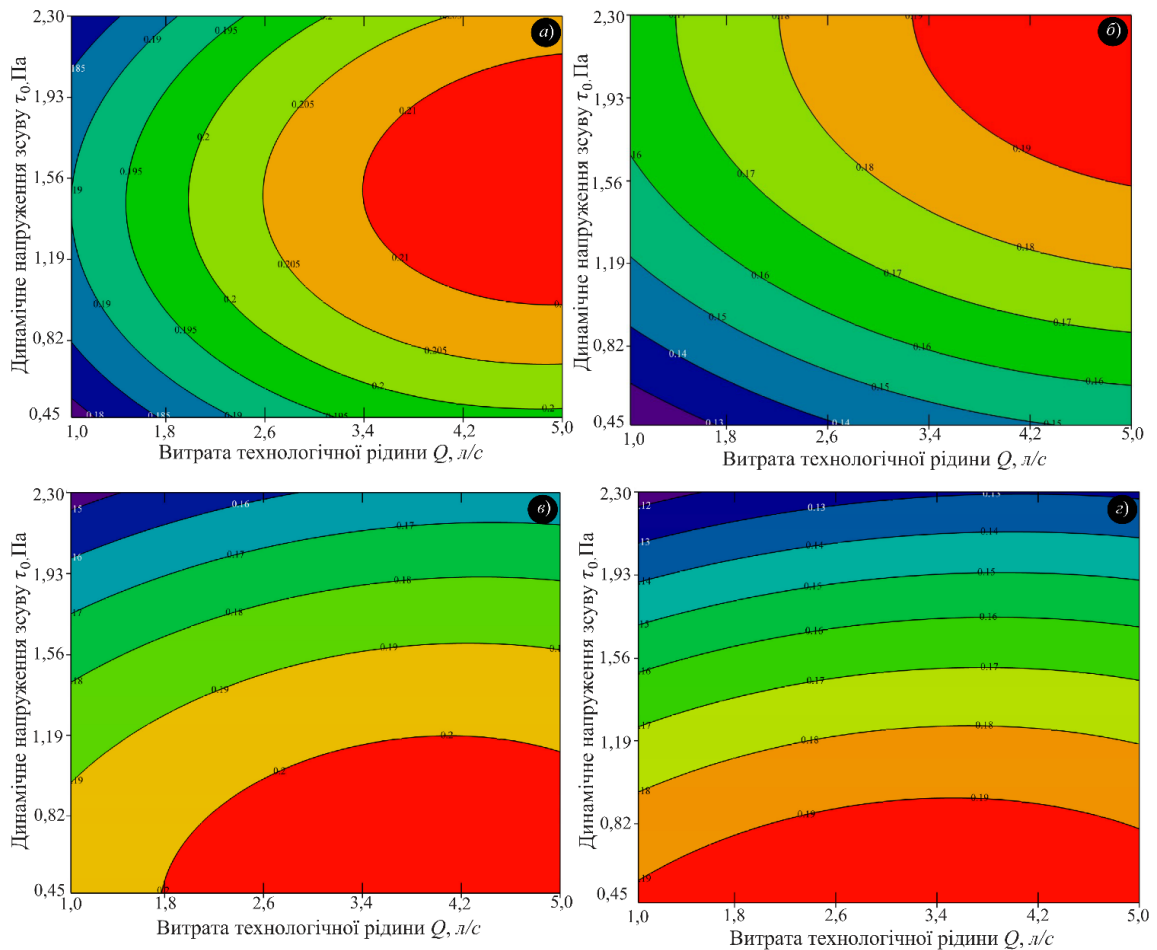
* Примітка. Статистично незначима кореляція.

Отримані результати вказують на наявність статистично значимого зв'язку між оцінюваними параметрами та вказують на важливість регулювання реологічних властивостей рідин глушіння з метою якісного очищення вибою свердловини при проведенні ремонтних робіт.



a – $k = 1,2 \text{ Па} \cdot \text{с}^n$; $n=0,4$; 1– $\tau_0 = 0,5 \text{ Па}$, 2– $\tau_0 = 0,9 \text{ Па}$, 3– $\tau_0 = 1,5 \text{ Па}$, 4– $\tau_0 = 2 \text{ Па}$; 5– $\tau_0 = 2,5 \text{ Па}$;
б – $\tau_0 = 0,5 \text{ Па}$; $n=0,5$; 1– $k = 0,6 \text{ Па} \cdot \text{с}^n$, 2– $k = 0,8 \text{ Па} \cdot \text{с}^n$, 3– $k = 0,9 \text{ Па} \cdot \text{с}^n$, 4– $k = 1,2 \text{ Па} \cdot \text{с}^n$; 5– $k = 1,4 \text{ Па} \cdot \text{с}^n$;
в – $k = 0,9 \text{ Па} \cdot \text{с}^n$; $n=0,4$; 1– $\tau_0 = 0,5 \text{ Па}$, 2– $\tau_0 = 0,9 \text{ Па}$, 3– $\tau_0 = 1,5 \text{ Па}$, 4– $\tau_0 = 2 \text{ Па}$; 5– $\tau_0 = 2,5 \text{ Па}$;
г – $\tau_0 = 1,5 \text{ Па}$; $n=0,5$; 1– $k = 0,6 \text{ Па} \cdot \text{с}^n$, 2– $k = 0,8 \text{ Па} \cdot \text{с}^n$, 3– $k = 0,9 \text{ Па} \cdot \text{с}^n$, 4– $k = 1,2 \text{ Па} \cdot \text{с}^n$; 5– $k = 1,4 \text{ Па} \cdot \text{с}^n$.

Рисунок 4.7 – Залежність показника виносної здатності k_{CCI} від реологічних властивостей рідини глушіння при $T = 70^\circ\text{C}$



$$\begin{aligned}
 a - k &= 1,218 \text{ Па} \cdot \text{с}^n; n=0,4465; \quad б - k = 0,5783 \text{ Па} \cdot \text{с}^n; n=0,5050; \\
 в - k &= 1,512 \text{ Па} \cdot \text{с}^n; n=0,3738; \quad г - k = 2,013 \text{ Па} \cdot \text{с}^n; n=0,3346.
 \end{aligned}$$

Рисунок 4.8 – Вплив реологічних властивостей рідини глушіння на показник виносної здатності k_{CCI} при $T = 70^\circ\text{C}$

Як бачимо з отриманих результатів, забезпечення максимального очищення вибою свердловини і повноти заміщення в умовах реальної свердловини можливе за різноманітних комбінацій поєднання реагентів (компонентів) і відповідно реологічних та технологічних властивостей рідини глушіння.

Розроблена модель оптимальних рецептур технологічних рідин та результати отримані при проведенні лабораторних досліджень стали основою для розробки рекомендацій з вибору рідин глушіння свердловин затвердених в ТОВ "ГЕОСИНТЕЗ ІНЖЕНІРІНГ" (Додаток А). Результати досліджень використані в навчальному процесі під час викладання дисципліни «Прийняття технологічних рішень в бурінні», модуль «Нечіткі моделі прийняття рішень» (Додаток Б)..

4.4 Апробація технології освоєння свердловин у промислових умовах

Величина депресії має бути обраною у відповідності до геомеханічних особливостей порід, адже великі значення депресії призводять до деформації порового простору та зменшення проникності продуктивних порід, особливо якщо останні містять глинисті матеріали.

Технологія імпульсно-хвильової дії на продуктивні пласти реалізується у такій послідовності (рисунок 4.9) [105].

1. В зону перфорації на насосно-компресорних трубах (НКТ) опускають: гідравлічний генератор імпульсів тиску – пакер в транспортному положенні – струминний насос із трубною вставкою.

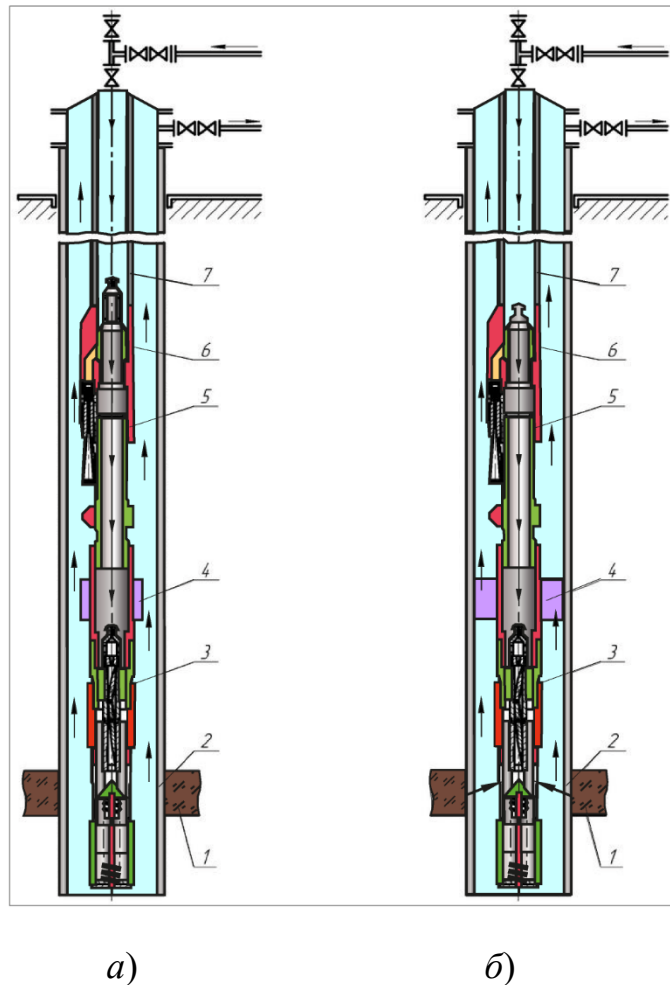
2. Під'єднують лінії для циркуляції технологічної рідини за схемою: насосний агрегат – НКТ – гідравлічний генератор – затрубний простір – секційна ємність – насосний агрегат.

3. На нагнітальній лінії встановлюють електронний віброметр.

4. Регулюванням подачі насосного агрегату за відкритої затрубної засувки встановлюють необхідні амплітуду і частоту імпульсів тиску гідравлічного генератора.

5. Обробку пласта проводять протягом заданого часу за відкритої затрубної засувки. Після обробки проводять тест на зростання тріщинності пласта шляхом нагнітання технологічної рідини у пласт при закритій затрубній засувці, не перевищуючи при цьому тиск опресування обсадної колони. Підвищення приймальності свідчить про зростання кількості тріщин у пласті.

6. Проводять заміну трубної вставки на насосну та переводять пакер у робоче положення. Здійснюють циркуляцію технологічної рідини за схемою: насосний агрегат – колона НКТ – струминний насос – затрубний простір – секційна ємність – насосний агрегат.



1 – пласт; 2 – перфорована обсадна колона; 3 – генератор імпульсів тиску; 4 – пакер; 5 – струминний насос; 6 – труба (а) и насосна (б) вставки; 7 – колона НКТ

Рисунок 4.9 – Схема імпульсно-хвильового впливу на пласт (а) та освоєння свердловини за допомогою струминного насоса (б)

Дослідно-промислові дослідження проводились під час освоєння нафтової свердловини 63-Дузлак (родовище Дузлак, Дагестан). Результати освоєння свердловини з використанням імпульсно-хвильової дії на пласт при депресії зафіксовані в акті про виконання робіт (Додаток В).

Основні геолого-технічні характеристики свердловини:

штучний вибій 692 м;

внутрішній діаметр експлуатаційної колони 130,6 мм;

інтервал перфорації 588,5 – 594,5 м.

У зв'язку із значними репресіями під час розкриття пласта і низькою якістю бурового розчину у ПЗП утворилася стійка колоїдно-дисперсна структура високої в'язкості (до 4000 мПа·с), що не дозволяло освоїти свердловину. З метою підвищення проникності ПЗП було прийнято рішення про проведення імпульсно-хвильової обробки пласта.

Освоєння свердловини 63-Дузлак в інтервалі перфорації 588 – 594 м проводили відповідно до затвердженого плану робіт у період з 16.04 по 25.04.2014 р. у три етапи.

На першому етапі (16 – 18.04) проведено комплекс робіт з метою налагодження циркуляційної і вимірювальної систем на свердловині та оцінкою припливу пластового флюїду. У свердловину було опущено пристрій УЕОС-5М з електронним манометром АТМ-38 і пакером, встановленим на глибині 581 м. Після цього виконано операції з циклічної депресійної дії на пласт тривалістю 8 год. Для цього через НКТ прокачували технологічну рідину (пластова вода густиною 1030 кг/м³) з допомогою агрегату ЦА-320 при робочих тисках на усті свердловини 3 – 3,5 – 4,5 – 5,5 – 6 МПа (рисунок 4.10).

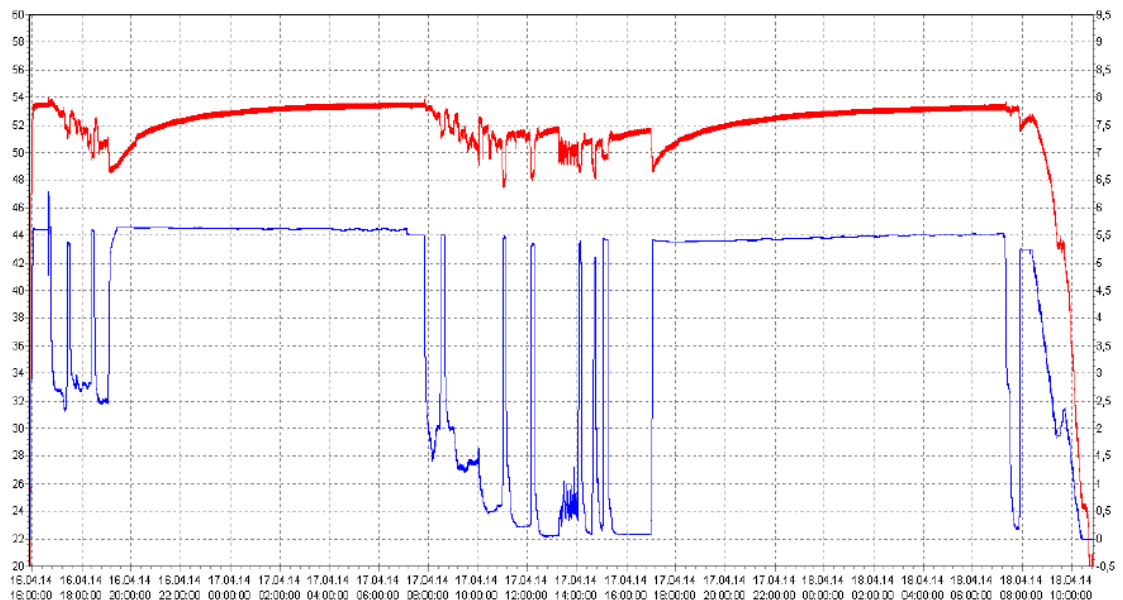


Рисунок 4.10 – Зміна тиску і температури у свердловині 63-Дузлак при циклічному депресійному впливі

За вказаний період у процесі виконання робіт у мірній ємності циркуляційної лінії з'являлися невеликі порції дуже в'язкого флюїду. Зафіксувати приплив флюїду із пласта не вдалося. Проведений в умовах бурової аналіз компонентного складу і вимірювання його в'язкості показав, що кольматантом привибійної зони є високов'язка (біля 4000 мПа·с) трикомпонентна емульсія. Емульсія сформована пластовою нафтою, фільтратом технологічних рідин, що використовувалися при бурінні свердловини і активними глинистими мінералами, чутливими до впливу води.

На другому етапі (18 – 19.04) прийнято рішення проводити гідроімпульсну обробку ПЗП на частотах 20 – 50 Гц з амплітудами коливань 1–3 МПа з метою очищення від кольматанту та підвищення продуктивності свердловини за рахунок зміни фільтраційно-ємнісних характеристик пласта. У свердловину було опущено гідрогенератор ГКП-1 діаметром 56 мм. Після цього проведена обробка пласта в інтервалі перфорації 594,5– 588,5 м при зміні тиску на гирлі свердловини від 2 до 7 МПа. Час обробки становив 130 хв. Швидкість спуску/підйому гідрогенератора 0,1 м/с. При підйомі ГКП-1 у корпусі пристрою виявлено шлам, який складався із частинок цементного каменю, а також пісковика з діаметром зерен 1– 3 мм. Це свідчить про утворення тріщин у ПЗП під час роботи гідрогенератора.

На третьому етапі (19 – 25.04) виконано відкачування пластового флюїду та гідродинамічні дослідження свердловини з метою обґрунтування вибору депресії на пласт (рисунок 4.11).

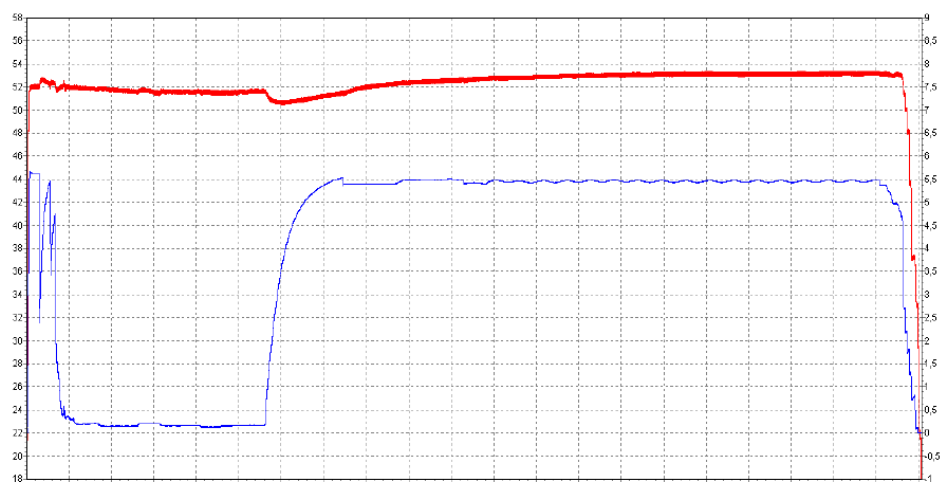


Рисунок 4.11 – Зміна тиску і температури у свердловині 63-Дузлак при циклічному депресійному впливі 19.04.04 р.

Проведено операції з впливу циклічними депресіями шляхом прокачування в НКТ технологічної рідини (пластова вода густиною 1030 кг/м^3) за допомогою насосного агрегату ЦА-320 при робочих тисках на гирлі свердловини 3 – 3,5 – 4,5 – 5,5 – 6 МПа. Максимальне значення припливу спостерігалось після 4 год гідроімпульсної обробки ПЗП (19.04). За вказаний час приплив флюїду з кольматантом склав $0,77 \text{ м}^3$, при цьому депресія на пласт була рівною 6,1 МПа (рисунок 4.11).

Сумарний час впливу циклічними депресіями на пласт склав 89 год (рисунок 4.12), а приплив флюїду за цей час – $2,7 \text{ м}^3$.

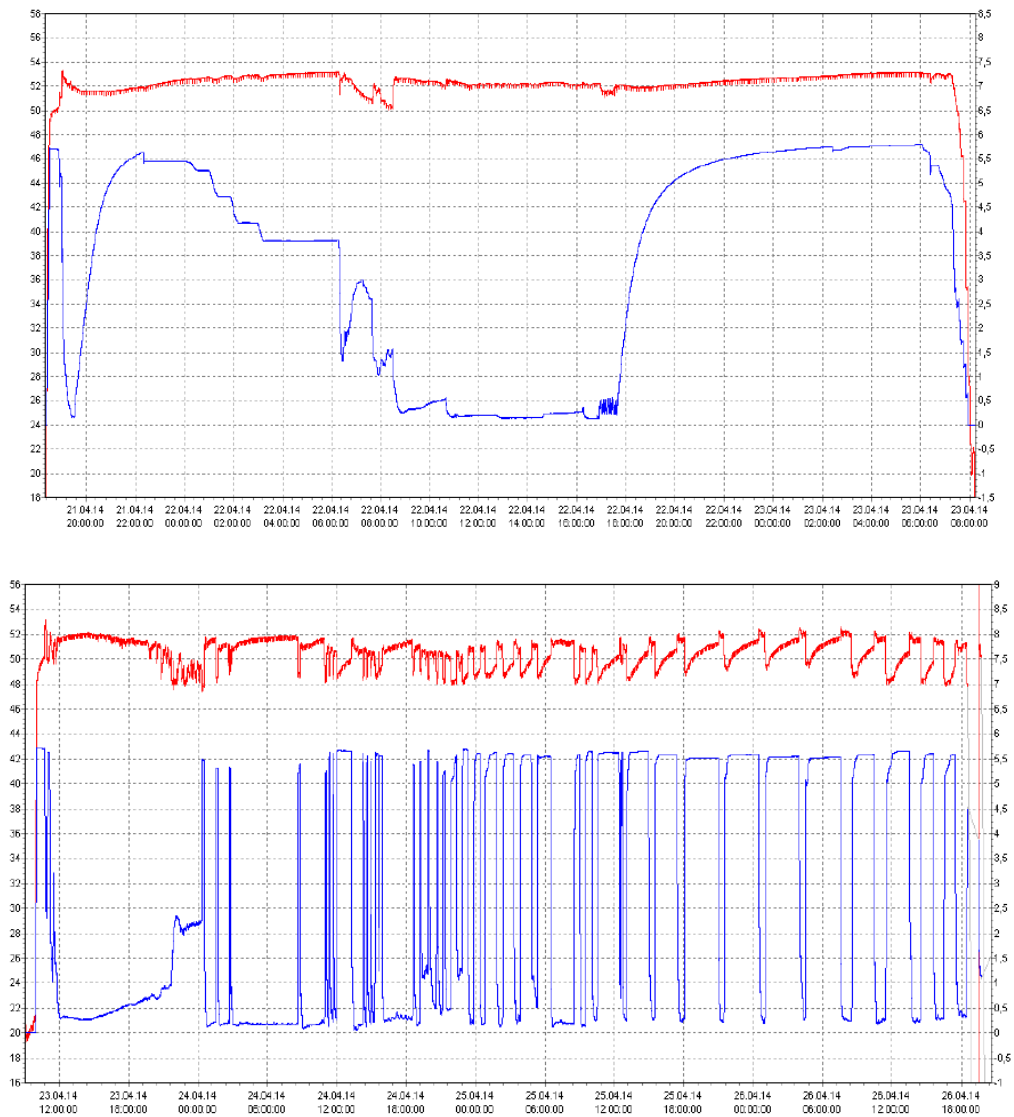


Рисунок 4.12 – Зміна тиску і температури у свердловині 63-Дузлак при циклічній дії

В результаті гідродинамічних досліджень свердловини на неусталеному режимі фільтрації отримано криву відновлення тиску (рис. 4.12). Її обробку виконано з допомогою метода Хорнера та отримано такі оцінки фільтраційних параметрів продуктивного пласта:

пластовий тиск p , МПа	6,173
гідропровідність $(kh / \eta)10^3$, м ³ /(Па·с)	8,270
проникність $k \cdot 10^{12}$, м ²	0,059
п'єзопровідність $\kappa \cdot 10^3$, м ² /с	6,460
скін-ефект S	0,196.

Результати проведених робіт з гідроімпульсного впливу на ПЗП свідчать про активне втомне руйнування гірської породи з утворення тріщин в ближній зоні (1 – 3 м) при циклічній дії хвиль стиску розтягу та зменшення в'язкості кольматанта. Причому, за нашими спостереженнями, в'язкість кольматанта під час імпульсно-хвильового впливу очевидно зменшується у декілька раз, що у свою чергу відновлює його рухомість і дозволяє очистити ПЗП. Однак, у випадку припинення імпульсно-хвильової обробки через деякий час (від 30 хв до 1 год) кольматант відновлює свою структуру і очищення ПЗП припиняється, що підтверджується його відсутністю на віброситах. Якщо ОПЗ відновити, то кольматант знову з'являється на віброситах.

У такому випадку слід провести додаткове промивання стовбуру свердловини з метою очищення його від винесеного з пласта кольматанта та провести додаткові роботи по відкачці флюїду-кольматанту з пласта з метою остаточного очищення ПЗП.

4.5 Висновки до розділу 4

Обґрунтовано вибір параметрів технологій імпульсно-хвильової дії на привибійну зону з метою підвищення ефективності освоєння свердловин із низькопроникними колекторами. При цьому основну увагу приділено вибору

амплітудно-частотних характеристик, тривалості обробки та депресії на пласт і можливості поточного безсепараційного контролю вмісту фаз потоку з використанням інформаційно-вимірювальних систем.

Поєднання струминних насосів з гідроімпульсними генераторами спеціальної конструкції, що дозволяє створювати коливання з інтенсивністю до $I_{r0} = 52 \cdot 10^4$ Вт/м² при раціональному застосуванні (витрата робочої рідини 3–15 л/с, частота імпульсів тиску 25 – 100 Гц, діапазон амплітуд 2 – 6 МПа), сприяє підвищенню проникності ПЗП за рахунок її очищення від кольматанту та утворенню мікротріщин внаслідок прояву втомних явищ гірських порід при циклічних навантаженнях.

На прикладі гірничогеологічних і технологічних умов Бугруватівського нафтового родовища обґрунтовано вибір оптимальних рецептур рідин глушіння за критеріями вартості (78 \$/м³), мінімального міжфазного натягу на границі розділу фаз фільтрат – нафта (1,24 мН/м) та ефективної виносної здатності ($k_{CCI} = 0,1434$).

Під час апробації технології освоєння свердловин із використанням імпульсно-хвильового впливу на продуктивний горизонт у промислових умовах реалізовано інженерний підхід із вибору свердловини-кандидата, рецептури технологічної рідини і параметрів комбінованої імпульсно-хвильової депресійної обробки привибійної зони. Результати апробації у промислових умовах на свердловині 63-Дузлак свідчать про позитивні ефекти за рахунок очищення ПЗП від високов'язкого кольматанту об'ємом 3,5 м³ та успішного освоєння свердловини.

ВИСНОВКИ

Дисертація є закінченою науково-дослідною роботою, в якій на основі експериментальних досліджень і дослідно-промислових випробувань обґрунтовано імпульсно-хвильові технології освоєння свердловин із низькопроникними колекторами. Отримано такі основні результати.

1. Експериментально досліджено вплив параметрів імпульсно-хвильової дії та концентрації ПАР (сульфонол) на міцнісні властивості моделей гірських порід. Встановлено статистично значущий вплив тривалості вібраційної обробки (коефіцієнт кореляції $r_{\sigma t} = -0,664$) і потужності коливальної дії (коефіцієнт кореляції $r_{\sigma I} = -0,359$) на показник відносної міцності. Побудовано рівняння регресії показника відносної міцності від параметрів коливальної дії та концентрації сульфонола.

2. Розроблено установку УДК-2 для дослідження впливу циклічних навантажень на фільтраційно-ємнісні властивості гірських порід (патент UA 125000). За результатами досліджень встановлено підвищення об'єму фільтрату на 36 – 38% і 26 – 30% відповідно для штучних і природних кернів. Виконано кореляційний аналіз між зміною об'єму фільтрації та параметрами імпульсно-хвильової дії, виявлено домінуючі частоти, які ефективні для очищення ПЗП та ініціації росту втомних тріщин.

3. На основі ієрархічної моделі прийняття рішень запропоновано модель вибору оптимальних рецептур технологічних рідин для відповідних гірничогеологічних умов. На першому рівні ієрархічної структури з використанням нечітких моделей прийняття рішень передбачено обґрунтування підмножини еквівалентних рецептур технологічної рідини. На другому рівні на основі результатів експериментальних досліджень обґрунтовують вибір оптимальної рецептури та її компонентного складу. На третьому рівні за результатами експериментальних досліджень базової рецептури підбирають

композицію ПАР для забезпечення необхідних поверхневих властивостей технологічної рідини на границі розділу фаз фільтрат – флюїд.

4. Досліджено технологічні і поверхневі властивості біополімерної системи для глушіння нафтових свердловин Бугруватівського родовища. Побудовано регресійні залежності технологічних і поверхневих властивостей від компонентного складу (в т. ч. вмісту ПАР – сульфонол і неонол) рідини глушіння, які є інформаційним забезпеченням задачі вибору оптимальної рецептури.

5. Обґрунтовано вибір параметрів технологій імпульсно-хвильової дії на привибійну зону з метою підвищення ефективності освоєння свердловин із низькопроникними колекторами. Поєднання струминних насосів з гідроімпульсними генераторами спеціальної конструкції, що дозволяє створювати коливання з інтенсивністю до $I_{r0} = 52 \cdot 10^4$ Вт/м² при раціональному застосуванні (витрата робочої рідини 3–15 л/с, частота імпульсів тиску 25 – 100 Гц, діапазон амплітуд 2 – 6 МПа), сприяє підвищенню проникності ПЗП за рахунок її очищення від кольматанту та утворення мікротріщин внаслідок прояву втомних явищ гірських порід при циклічних навантаженнях. Результати апробації у промислових умовах на свердловині 63-Дузлак свідчать про позитивні ефекти за рахунок очищення ПЗП від високов'язкого кольматанту об'ємом 3,5 м³ та успішного освоєння свердловини.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Абрамзон А. А. Поверхностно-активные вещества: свойства и применение. 2-ге вид. Л. : Химия, 1981. 304 с.
2. Алтунина Л. К., Кувшинов В. А. Увеличение нефтеотдачи пластов композициями ПАВ : монография. Новосибирск : Наука. Сибирская издательская фирма РАН, 19995. 198 с.
3. Баспаев Е. Т., Аяпбергенов Е. О., Рзаева С. Д. Анализ влияния жидкостей глушения скважин на фильтрационные свойства пород месторождения «Узень». *SOCAR Proceedings*. 2018. № 3. С. 38–44. URL: <https://doi.org/10.5510/OGP20180300360>.
4. Беллман Р., Заде Л. Принятие решений в расплывчатых условиях. *Вопросы анализа и процедуры принятия решений*. М., 1976. С. 172–215.
5. Булатов А. И., Савенок О. В., Яремийчук Р. С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин : монография. Краснодар : Издательс. Дом - Юг, 2016. 576 с.
6. Високомінералізовані біополімерні бурові розчини, як альтернатива застосуванню обважнених РВО / Ю. В. Лубан та ін. *GeoDrilling III «Буріння і розкриття пластів – 2019»* : Міжнар. конф., м. Полтава. 2020. С. 91–94. URL: <https://gse.ua/images/abook-files/1201.zip>.
7. Возний В. Р., Дудра О. В. Аналіз методів інтенсифікації припливу вуглеводнів на родовищах НГВУ "Бориславнафтогаз" і оцінка коефіцієнта нафтогазовилучення. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2013. № 1. С. 215–225. URL: <http://elar.nung.edu.ua/handle/123456789/3381>.
8. Возний В. Р., Катрич В. Д. Руйнування зони кольмітації гідроімпульсними пристроями. *Нафтогазова енергетика 2015* : матер. 4-ї Міжнар. наук.-техн. конф., м. Івано-Франківськ, 7–24 квіт. 2015 р. Івано-Франківськ, 2015. С. 102–104. URL: <http://elar.nung.edu.ua/handle/123456789/7264>.

9. Волошин Ю. Д., Богославець В. В. Особливості вибору рідин глушіння для свердловин з низькопроникними продуктивними горизонтами. *Міжгалузеві диспути: динаміка та розвиток сучасних наукових досліджень* : Матеріали конф. МЦНД. 2020. С. 98–101. URL: <https://doi.org/10.36074/10.07.2020.v1.11>.
10. Волошин Ю. Д., Васютин Д. Ю. О возможности повышения качества освоения скважин. *Грааль науки*. 2021. № 5. С. 123–130. URL: <https://doi.org/10.36074/grail-of-science.04.06.2021.023> (дата звернення: 28.11.2023).
11. Волошин Ю. Д., Васютин Д. Ю. Розробка рецептури промивальної рідини для буріння в нестійких глинистих відкладах. *The driving force of science and trends in its development* : I International Scientific and Theoretical Conference, м. Coventry, 29 січ. 2021 р. С. 116–117. URL: <https://doi.org/10.36074/scientia-29.01.2021.v2>.
12. Волошин Ю. Д. Оцінка міцнісних властивостей гірських порід з допомогою неруйнівних методів. *Методи та засоби неруйнівного контролю промислового обладнання* : зб. тез доп. 5-ої наук.-практ. конф. студентів і молодих уч., м. Івано-Франківськ, 24–25 листоп. 2015 р. / ред. І. С. Кісіль. 2015. С. 44–46.
13. Волошин Ю. Д. Удосконалення імпульсно-хвильової технології освоєння свердловин. *Нафтогазова освіта та наука: стан та перспективи* : матеріали Міжнар. наук.-техн. конф., присвяч. 70-річчю газонафтопром. фак., м. Івано-Франківськ, 10–12 груд. 2014 р. Івано-Франківськ, С. 142–144.
14. Гатауллин Р. Н., Кадыйров А. И. Интенсификация добычи нефти методами волнового воздействия на продуктивные пласты. *SOCAR Proceedings*. 2020. № 2. URL: <https://doi.org/10.5510/OGP20200200434>.
15. Грицишин В. І. Петрофізична характеристика колекторів нафтових і газових родовищ Карпатського регіону і Дніпровсько-Донецької западини : монографія. Івано-Франківськ : Лілея НВ, 2012. 272 с. URL: <http://elar.nung.edu.ua/handle/123456789/5042>.

16. Гурвич Л. М., Шерстнев Н. М. Многофункциональные композиции ПАВ в технологических операциях нефтедобычи. М. : ВНИИОЭНГ, 1994. 265 с.
17. Дворецкий П. И., Ярмахов И. Г. Электромагнитные и гидродинамические методы при освоении нефтегазовых месторождений. М. : ОАО "Издательство "Недра", 1998. 318 с.
18. Деякі напрями удосконалення технологій спорудження свердловин на сланцевий газ / М. А. Мислюк та ін. *Нафтогазова галузь України*. 2013. № 1. С. 40–46.
19. Джен Ф., Кук М., Грэхем М. Разведка и добыча углеводородов. М. : ООО "Премиум Инжиниринг", 2013. 562 с.
20. Дослідження реологічних характеристик високов'язких нафт і водонафтогазоконденсатних сумішей / В. С. Бойко та ін. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2006. № 1. С. 82–86. URL: <http://elar.nung.edu.ua/handle/123456789/4993>.
21. Дыбленко В. П. Волновые методы воздействия на нефтяные пласты с трудноизвлекаемыми запасами. Обзор и классификация. М. : ОАО «ВНИИОЭНГ», 2008. 80 с.
22. Експериментальні дослідження зміни проникності порового середовища пласта в умовах знакозмінних навантажень / Я. М. Бажалук та ін. *«Нафтогазова освіта та наука: стан та перспективи»*, м. Івано-Франківськ. 2017. С. 49–50.
23. Енергетична безпека держави: високоефективні технології видобування, постачання і використання природнього газу : Наук. вид. / Є. І. Крижанівський та ін. Київ : "Інтерпрес ЛТД", 2006. 281 с.
24. Жидкости глушения и промывки, сохраняющие коллекторские свойства пласта / Л. А. Магадова та ін. *Время колтюбинга*. 2009. № 3 (028). С. 72–80.
25. Загустители в составе промывочных жидкостей для капитального ремонта скважин / М. Абаас та ін. *Вестник технологического университета*. 2013. Т. 16, № 20. С. 255–258.

26. Ибрагимов Л. Х., Мищенко И. Т., Цыкин И. В. Увеличение продуктивности малодебитных скважин / ред. И. Т. Мищенко. Москва, 1999. 137 с.
27. Иванов С. И. Интенсификация притока нефти и газа к скважинам. М. : ООО "Недра-Бизнесцентр", 2006. 565 с.
28. Імпульсний генератор : пат. 116402 Україна : E21B43/00 G06F1/04. № u201609026 ; заявл. 25.08.2016 ; опубл. 25.05.2017, Бюл. № 10. 3 с.
29. Інгібуючі властивостей солей та сольових сумішей / Н. Р. Жолоб та ін. *GeoDrilling II «Буріння і розкриття пластів – 2017»* : Міжнар. конф., м. Полтава. 2017. С. 63–67. URL: <https://gse.ua/images/abook-files/1094.zip>.
30. Козловська Т. Ф., Лемижанська В. Д., Долударєва Я. С. Вплив поверхнево-активних речовин і їх розчинів на інтенсивність дроблення гірських порід. *Вісник КрНУ імені Михайла Остроградського*. 2013. № 5 (82). С. 124–129.
31. Кондрат О. Р., Гедзик Н. М. Сланцевий газ: проблеми і перспективи. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2013. № 2. С. 7–18. URL: <http://elar.nung.edu.ua/handle/123456789/3263>.
32. Кондрат О. Р., Кондрат Р. М., Климишин Я. Д. Експериментальні дослідження процесів очищення привибійних зон газоконденсатних свердловин від сконденсованих вуглеводнів. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2011. № 3. С. 80–84. URL: <http://elar.nung.edu.ua/handle/123456789/3795>.
33. Кондрат Р. М., Мороз Л. Б., Михайлюк В. Д. Інтенсифікація припливу нафти до свердловини із застосуванням поверхнево-активних систем. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2013. № 3. URL: <http://elar.nung.edu.ua/handle/123456789/3236>.
34. Коррозионная активность растворов солей в условиях высоких температур и пути её уменьшения / Н. Р. Жолоб та ін. *GeoDrilling II «Буріння і розкриття пластів – 2017»* : Міжнар. конф., м. Полтава. 2017. С. 90–92. URL: <https://gse.ua/images/abook-files/1095.zip>.
35. Кристиан М., Сокол С., Константинеску А. Увеличение продуктивности и приемистости скважин. М. : Недра, 1985. 184 с.

36. Кузнецов О. Л., Симкин Э. М., Чилингар Дж. Физические основы вибрационного и акустического воздействий на нефтегазовые пласты. М. : Мир, 2001. 260 с.
37. Куцив О. В., Волошин Ю. Д. Проблемы формирования водонефтяных эмульсий в низкопроницаемых пластах. *Theoretical and empirical scientific research: concept and trends: Collection of scientific papers «ΛΟΓΟΣ»* : International Scientific and Practical Conference, м. Oxford, 24 черв. 2020 р. С. 50–53. URL: <https://doi.org/DOI:10.36074/24.07.2020.v2.16>.
38. Лабораторні дослідження впливу вуглеводневого розчинника і ПАР на в'язкість проби нафти із свердловини №96 Яблунівського НГКР / Р. М. Кондрат та ін. *Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу*. 2004. № 3 (9). С. 29–31. URL: <http://elar.nung.edu.ua/handle/123456789/1033>.
39. Лайонз У., Плизг Г. Большой справочник инженера нефтегазодобычи / ред. У. Лайонз. СПб.: Профессия, 2009. Т. 1 : Бурение и заканчивание скважин. 640 с.
40. Латышев О. Г., Корнилков М. В. Направленное изменение фрактальных характеристик, свойств и состояния пород поверхностно-активными веществами в процессах горного производства : научная монография. Екатеринбург : Изд-во УГГУ, 2016. 407 с.
41. Методы повышения продуктивности газоконденсатных скважин / А. И. Гриценко та ін. М. : Недра, 1995. 212 с.
42. Мислюк М. А., Зарубін Ю. О. Моделювання явищ і процесів у нафтогазопромисловій справі. Івано-Франківськ : Екор, 1999. 496 с.
43. Мислюк М. А. Моделювання прийняття технологічних рішень в бурінні. *Нафтова і газова промисловість*. 2010. № 3. С. 11–15.
44. Мислюк М. А. Про деякі моделі прийняття технологічних рішень у бурінні. *Проблеми нафтогазової промисловості: Зб. наук. праць. – Вип. 4. К., 2006. С. 114–120.*

45. Мислюк М. А., Рибчич І. Й. Буріння свердловин : довід. у 5 т. Київ : "Інтерпрес ЛТД", 2012. Т. 4 : Завершення свердловин. 608 с.
46. Мислюк М. А., Рибчич І. Й., Яремійчук Р. С. Буріння свердловин : довідник. Київ : "Інтерперес ЛТД", 2004. Т. 3 : Вертикальне та скероване буріння. 294 с.
47. Мислюк М. А., Салижин Ю. М. Система вибору оптимальних рецептур обробки бурових розчинів. *Нафтова і газова промисловість*. 2007. № 5. С. 25–28.
48. Мыслюк М. А., Волошин Ю. Д. Исследования поверхностных и реологических свойств биополимерной системы для глушения скважин. *Булатовские чтения : материалы IV Международной научно-практической конференции (31 марта 2020 г.)* : в 7 т. : сборник ст. Т.3., м. Краснодар, 31 берез. 2020 р. С. 235–242.
49. 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.
50. Нагорний В. П., Денисюк І. І. Технології інтенсифікації видобутку вуглеводнів / ред. В. П. Нагорний. Київ : НАН України, Ін-т геофізики ім. С.І. Субботіна, 2013. 268 с.
51. Нетрадиційні джерела вуглеводнів України : монографія / І. Куровець та ін. К. : Ніка-Центр, 2014. Т. 1 : Нетрадиційні джерела вуглеводнів: огляд проблеми. 208 с.
52. Нетрадиційні джерела вуглеводнів України : монографія / С. Вакарчук та ін. Київ : К.:ТОВ«ВТС ПРИНТ», 2013. Т. 5 : Перспективи освоєння ресурсів сланцевого газу та сланцевої нафти Східного нафтогазоносного регіону України. 240 с.
53. Нетрадиційні джерела вуглеводнів України : монографія / Ю. Крупський та ін. ; ред.: О. Зейкан та ін. К. : Ніка-Центр,, 2014. Т. 2 : Західний нафтогазоносний регіон. 400 с.

54. Нові методи підвищення нафтовилучення пластів : монографія / К. О. Оганов та ін. К. : Наук. думка, 2005. 350 с. URL: <http://elar.nung.edu.ua/handle/123456789/4974>.

55. Новітні методи розкриття та освоєння пластів з аномально низькими пластовими тисками (АНПТ) / О. О. Іванків та ін. *Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу*. 2007. № 2. С. 48–53. URL: <http://elar.nung.edu.ua/handle/123456789/1565>.

56. О важности механических свойств горных пород: лабораторная проверка геомеханических данных / Дж. Кук та ін. *Нефтегазовое обозрение*. 2007. Осень 2007. С. 45–69.

57. Оптимальные жидкостные системы для перфорирования скважин / Л. Берманн та ін. *Нефтегазовое обозрение*. 2007. Весна 2007. С. 16–29.

58. Орловский С. А. Проблемы принятия решений при нечеткой информации. М. : Наука, 1981. 208 с.

59. Освоение скважин : Справочное пособие / А. И. Булатов та ін. ; ред. Р. С. Яремийчук. М. : ООО "Недра-Бизнесцентр", 1999. 473 с.

60. Основы смачиваемости / В. Абдалла та ін. *Нефтегазовое обозрение*. 2007. Лето 2007. С. 54–75.

61. Особенности формирования и разрушения водонефтяных эмульсий на поздней стадии разработки нефтяных месторождений / Р. З. Сахабутдинов та ін. М. : ВНИИОЭНГ, 2005. 324 с.

62. Паникаровский Е. В., Паникаровский В. В. Методы восстановления фильтрационных характеристик пород-коллекторов : монографія. Тюмень : ТюмГНГУ, 2010. 104 с.

63. Петров Н. А., Давыдова И. Н., Акодис М. М. Исследование комплексных реагентов СНПХ"ПКД"515 и СНПХ"ПКД"515Н в качестве модифицирующих добавок в технологические жидкости нефтяной промышленности. *Башкирский химический журнал*. 2006. Т. 13, № 2. С. 34–42.

64. Позднышев Г. Н. Стабилизация и разрушение нефтяных эмульсий. М : Недра, 1982. 221 с.
65. Практичне використання кавітаційних процесів у бурінні свердловин : монографія / Я. М. Фем'як та ін. Дрогобич : «Посвіт», 2021. 232 с. URL: <http://elar.nung.edu.ua/handle/123456789/8944>.
66. Пристрій для дослідження фільтрування рідин через пористі гірські породи : пат. 125000 Україна : G01N 15/08 (2006.01). № а202004515 ; заявл. 15.07.2020 ; опубл. 22.12.2021, Бюл. № 51. 9 с. URL: <https://sis.nipo.gov.ua/uk/search/detail/1669760/>.
67. Резонансная обработка горизонтальных разветвленных скважин гидроимпульсным воздействием / В. В. Яковлев та ін. *Акустичний вісник*. 2015. Т. 17, № 3. С. 32–42.
68. Реологические свойства водонефтяных эмульсий образоанных высокоминерализированными пластовыми рассолами / В. В. Крикунов та ін. *Вестник тюменского государственного университета. экология и природопользование*. 2007. № 3. С. 10–20.
69. Рогачев М. К. Новые химические реагенты и составы технологических жидкостей для добычи нефти. Уфа : Гилем, 1999. 75 с.
70. Розробка технологій та технічних засобів для забезпечення надійності постачання вуглеводнів в Україні : монографія / О. Є. Божко та ін. ; ред.: О. Є. Божко, О. Ф. Поліщук, В. М. Світлицький. Харків : Нове слово, 2010. 548 с.
71. Рудий М. І., Заяць М. В. Пошук ефективних поверхнево-активних речовин для дії на нафту Бугруватівського родовища. *Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу*. 2005. № 3 (12). С. 75–80. URL: <http://elar.nung.edu.ua/handle/123456789/1144>.
72. Рудий М. І., Патра В. Д. Нові технології термохімічної дії на продуктивний пласт для інтенсифікації видобування вуглеводнів на родовищах України. *Нафтогазова енергетика*. 2008. № 1(6). С. 14–22.

73. Рудий С. М., Рудий М. І., Кондрат О. Р. Використання карпатолау для дії на продуктивні пласти нафтових і газоконденсатних свердловин. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2014. № 2. С. 156–164. URL: <http://elar.nung.edu.ua/handle/123456789/3081>.

74. Рудник А., Цзин А., Яшин В. Анализ эффективности технологии очистки и освоения скважин с помощью койлтюбинга в условиях месторождений Западной Сибири. *Нефтегазовое обозрение*. 2005. Осень. С. 24–29.

75. Русанов А. И., Прохоров В. А. Межфазная тензометрия. Санкт-Петербург : Химия, 1994. 397 с.

76. Рябоконт С. А. Технологические жидкости для заканчивания и ремонта скважин. 3-те вид. Краснодар, 2016. 383 с.

77. Савенок О. В., Качмар Ю. Д., Яремийчук Р. С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. Москва; Вологда : Инфра-Инженерия, 2019. 548 с.

78. Светлицкий В. М., Демченко П. Н., Зарицкий Б. В. Проблемы увеличения производительности скважин : монографія. К. : Паливода А. В., 2002. 228 с. URL: <http://elar.nung.edu.ua/handle/123456789/5353>.

79. Світлицкий В. М. До питання підвищення продуктивності нафтогазових свердловин. *Нафтогазова галузь України*. 2014. № 1. С. 12–15. URL: <http://elar.nung.edu.ua/handle/123456789/3691>.

80. Світлицкий В. М., Чайченко Б. І. Підвищення продуктивності свердловин шляхом одночасної дії на привибіяну зону пласта хімічними реагентами з імпульсно-хвильовим впливом. *Нафтогазова галузь України*. 2013. № 6. С. 26–27. URL: <http://elar.nung.edu.ua/handle/123456789/3673>.

81. Свойства горных пород при разных видах и режимах нагружения / А. И. Берон та ін. ; ред. А. И. Берон. Москва : Недра, 1983. 276 с.

82. Спосіб підвищення нафтовилучення із пластів на завершальній стадії експлуатації : пат. 117156 Україна : E21B43/25. № а201411487 ; заявл. 22.10.2014 ; опубл. 26.06.2017, Бюл. № 12. 4 с.

83. Сургучев М. Л., Желтов Ю. В., Симкин Э. М. Физико-химические микропроцессы в нефтегазоносных пластах. М. : Недра, 1984. 215 с.
84. Технологія підвищення продуктивності газових і газоконденсатних свердловин в ускладнених умовах експлуатації з використанням композитних систем / Р. М. Кондрат та ін. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2003. № 1(6). С. 41–43. URL: <http://elar.nung.edu.ua/handle/123456789/6279>.
85. Тимофеев Н. С., Вугин Р. Б., Яремийчук Р. С. Усталостная прочность стенок скважин. Москва : "Недра", 1972. 200 с.
86. Токунов В. И., Саушин А. З. Технологические жидкости и составы для повышения продуктивности нефтяных и газовых скважин. М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004. 711 с.
87. Увеличение отбора нефти путем воздействия на пласты пакетами упругих колебаний / Я. М. Бажалук та ін. *Нефтегазовое дело*. 2012. № 3. С. 185–198.
88. Уметбаев В. Г., Мерзляков В. Ф., Волочков Н. С. Капитальный ремонт скважин. Изоляционные работы. Уфа : РИЦ АНК «Башнефть», 2000. 424 с.
89. Физико-химические и фильтрационные исследования по подбору композиций на основе хлористого натрия для глушения скважин / Д. Ю. Крянев та ін. *Сб. науч. тр. ВНИИнефти. Вып. 133*. М., 2005. С. 83–89.
90. Худін М. В., Карпаш О. М. Аналіз сучасного стану методів і засобів підвищення продуктивності нафтових свердловин імпульсно-хвильовими діями на пласти. *Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу*. 2013. № 1. С. 89–97. URL: <http://elar.nung.edu.ua/handle/123456789/2473>.
91. Чернышов А. В. Физико-химическое влияние различных сред на процессы разрушения и деформации горных пород. *Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал)*. 2012. № 1. С. 89–93.
92. Якимечко Я. Я. Генератори коливань тиску та механізми виникнення імпульсно-хвильових процесів у свердловинних умовах і можливість їх

практичного використання. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2014. № 4(53). С. 52–64.

93. Якимечко Я. Я. Експериментальні дослідження роботи гідродинамічного пульсатора та його вплив на параметри нафти. «*Eastern-European journal of enterprise technologies*». 2014. Т. 5, № 7(71). С. 46–51.

94. Яремійчук Р. С., Качмар Ю. Д. Вскрытие продуктивных горизонтов и освоение скважин : монографія. Львов : Вища шк. Изд-во при Львов. ун-те, 1982. 152 с.

95. Яремійчук Р. С., Яремійчук Я. С. Освоєння свердловин : Довідник. вид. Львів : Центр Європи, 2007. 368 с.

96. Akhmetshin M. A. On artificial hydrophobization of rocks of bottomhole zone of oil wells (Russian). *OIJ*. 2016. No. 1. P. 73–77. URL: <https://onepetro.org/OIJ/article-abstract/2016/01/73/15530/On-artificial-hydrophobization-of-rocks-of?redirectedFrom=fulltext>.

97. Alternative high density brines / M. Champeau et al. *SPE offshore europe conference and exhibition*, Aberdeen, UK. 2019. URL: <https://doi.org/10.2118/195743-ms> (date of access: 01.07.2023).

98. Analysis of oil emulsion viscosity with different proportions of treated different-type oil at polar set point / A. Grishagin et al. *SPE russian oil and gas conference and exhibition*, Moscow, Russia. 2010. URL: <https://doi.org/10.2118/138073-ms> (date of access: 10.08.2023).

99. Analysis of physico-chemical constraints on surfactant blends for offshore reservoirs / G. Garcia-Olvera et al. *Offshore technology conference*, Houston, Texas, USA. 2016. URL: <https://doi.org/10.4043/26929-ms> (date of access: 01.07.2023).

100. Anisa A., Nour A. Affect of viscosity and droplet diameter on water-in-oil (w/o) emulsions: an experimental study. *World academy of science, engineering and technology, international journal of chemical, molecular, nuclear, materials and metallurgical engineering*. 2010. No. 4. P. 213–216.

101. A novel cost-effective approach for enhancing capillary number while stimulating abu dhabi tight carbonate reservoirs / A. Ansari et al. *SPE russian petroleum technology conference and exhibition*, Moscow, Russia. 2016. URL: <https://doi.org/10.2118/182046-ms> (date of access: 10.08.2023).

102. API 13A. Drilling fluids materials. Official edition. 2019. 124 p.

103. API RP 13B-1. Field testing water-based drilling fluids. Official edition. 2023. 132 p.

104. Application of dynamic underbalance perforating technique on a drillstem test string in combination with a non-damaging viscoelastic surfactant-based fluid loss control pill: case study from Western Siberia / K. J. Gobert et al. *SPE russian oil and gas exploration and production technical conference and exhibition*, Moscow, Russia. 2012. URL: <https://doi.org/10.2118/160596-ms> (date of access: 01.07.2023).

105. Application of pulse-wave technology for oil well completion / Y. M. Bazhaluk et al. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*. 2016. No. 5. P. 16–20.

106. Ariffin T. S. T., Yahya E., Husin H. The rheology of light crude oil and water-in-oil-emulsion. *Procedia engineering*. 2016. Vol. 148. P. 1149–1155. URL: <https://doi.org/10.1016/j.proeng.2016.06.614> (date of access: 28.11.2023).

107. Assessment of geomechanical concept for natural and manmade fractures in bazhenov and tyumenskoe formations using an example of study in em- yoga field krasnoleninsky arch west siberia / A. Platunov et al. *SPE arctic and extreme environments technical conference and exhibition*, Moscow, Russia. 2013. URL: <https://doi.org/10.2118/166914-ms> (date of access: 07.08.2023).

108. Aviles I., Baihly J., Liu G. Multistage stimulation in liquid-rich unconventional formations. *Oilfield review*. 2013. Summer 2013, no. 2(25). P. 26–33.

109. Bahrami N. Evaluating factors controlling damage and productivity in tight gas reservoirs. Cham : Springer International Publishing, 2013. URL: <https://doi.org/10.1007/978-3-319-02481-3> (date of access: 07.08.2023).

110. Baspayev Y. T., Ayapbergenov Y. O., Rzayeva S. J. The choice of liquid of muffling of wells for field uzen conditions. *Readings of A.I. BULATOV*. 2018. Vol. 2. P. 70–76.

111. Bazhaluk Y. M., Karpash O. M., Voloshyn Y. D. New technology for the intensification of oil and gas recovery from depleted and marginal wells. *General and complex problems of technical sciences* : колективна монографія. Petrosani, 2019. P. 185–201.

112. Bellarby J. Well completion design. Amsterdam, Netherlands : Elsevier, 2009. 711 p.

113. Bi Y., Gao D., Xian B. Experimental study on coal damage near wellbore under cyclic alternating load. *56TH US ROCK MECHANICS / GEOMECHANICS SYMPOSIUM*, Santa Fe, New Mexico, 26–29 June 2022. 2022. URL: <https://doi.org/10.56952/arma-2022-0560> (date of access: 24.07.2023).

114. Bohoslavets V., Voloshyn Y., Sushkevych I. Improving the quality of productive layer disclosure. *Міжгалузеві диспути: динаміка та розвиток сучасних наукових досліджень*. 2020. URL: <https://doi.org/10.36074/10.07.2020.v1.06> (date of access: 28.11.2023).

115. Butter M., East L., Kuvshinov I. The potential of multiple fractured horizontal wells in layered reservoirs. *SPE russian oil and gas technical conference and exhibition*, Moscow, Russia. 2006. URL: <https://doi.org/10.2118/102633-ms> (date of access: 29.06.2023).

116. Caenn R., Darley† H. C. H., Gray† G. R. Introduction to drilling fluids. *Composition and properties of drilling and completion fluids*. 2017. P. 1–34. URL: <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-804751-4.00001-8> (date of access: 01.07.2023).

117. Candler J. E., Rushing J. H., Leuterman A. J. J. Synthetic-Based mud systems offer environmental benefits over traditional mud systems. *SPE/EPA exploration and production environmental conference*, San Antonio, Texas. 1993. URL: <https://doi.org/10.2118/25993-ms> (date of access: 11.08.2023).

118. Comparative study on the use of cationic–nonionic-organo-montmorillonite in oil-based drilling fluids / G. Zhuang et al. *Applied clay science*. 2015. Vol. 116-117. P. 257–262. URL: <https://doi.org/10.1016/j.clay.2015.04.004> (date of access: 01.07.2023).

119. COMPLETION FLUIDS Manual. M-I L.L.C., 2005. 344 p.

120. Composition and physico-chemical properties of high-viscosity oil of Varadero oil field (Cuba) / A. I. Voloshin et al. *Neftyanoe khozyaystvo - Oil Industry*. 2019. Vol. 9. P. 34–37. URL: <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-9-34-37> (date of access: 30.07.2023).

121. Crystallization temperature. *Formate technical manual*. 8th ed. Aberdeen, 2021. P. 1–23. URL: <https://formatebrines.com/manual/>.

122. Cyclic hydraulic fracturing of pocheon granite cores and its impact on breakdown pressure, acoustic emission amplitudes and injectivity / L. Zhuang et al. *International journal of rock mechanics and mining sciences*. 2019. Vol. 122. P. 104065. URL: <https://doi.org/10.1016/j.ijrmms.2019.104065> (date of access: 24.07.2023).

123. Effective well stimulation using fluid pulsing to inject surfactant solutions / P. A. Weimann et al. *Heavy oil latin america conference & exhibition, MEXICO*. 2013. P. 1–7.

124. Effect of stress amplitudes of dynamic disturbance on the failure behavior of rock subjected to a biaxial static compressive yield load / X. Li et al. *11th congress of the international society for rock mechanics*, Ribeiro e Sousa, Olalla & Grossmann. London, 2007. P. 1139–1142.

125. Elastic waves influence upon enhancement of shale rocks fracturing / Y. Bazhaluk et al. *Annual scientific-technical collection - mining of mineral deposits 2013* / ed. by G. Pivnyak et al. London, 2013. P. 369–371. URL: <https://doi.org/10.1201/b16354-67>.

126. Erarslan N., Ghamgosar M. An innovative and effective approach to hard rock cutting. *The 2016 ISRM international symposium, Eurock 2016, Cappadocia*. Taylor &

Francis Group, 6000 Broken Sound Parkway NW, Suite 300, Boca Raton, FL 33487-2742, 2016. URL: <https://doi.org/10.1201/9781315388502-158> (date of access: 24.07.2023).

127. Erarslan N., Williams D. Investigating the effect of fatigue on fracturing resistance of rocks subjected to cyclic loading. *45th U.S. Rock mechanics : Geomechanics symposium*, San Francisco, California. URL: <https://onepetro.org/ARMAUSRMS/proceedings/ARMA11/All-ARMA11/ARMA-11-464/120396?searchresult=1>.

128. Erarslan N., Williams D. J. Investigating the effect of cyclic loading on the indirect tensile strength of rocks. *Rock mechanics and rock engineering*. 2011. Vol. 45, no. 3. P. 327–340. URL: <https://doi.org/10.1007/s00603-011-0209-7> (date of access: 24.07.2023).

129. Erarslan N., Williams D. J. Mechanism of rock fatigue damage in terms of fracturing modes. *International journal of fatigue*. 2012. Vol. 43. P. 76–89. URL: <https://doi.org/10.1016/j.ijfatigue.2012.02.008> (date of access: 24.07.2023).

130. Erarslan N., Williams D. J. The damage mechanism of rock fatigue and its relationship to the fracture toughness of rocks. *International journal of rock mechanics and mining sciences*. 2012. Vol. 56. P. 15–26. URL: <https://doi.org/10.1016/j.ijrmms.2012.07.015> (date of access: 24.07.2023).

131. Erarslan N., Williams D. J. Understanding rock fatigue part I: degradation of rock fracturing resistance under cyclic loading. *ISRM international symposium - EUROCK 2012*, Stockholm, 28–30 May 2012. URL: <https://onepetro.org/ISRMEUROCK/proceedings-abstract/EUROCK12/All-EUROCK12/ISRM-EUROCK-2012-113/39925>.

132. Erarslan N., Williams D. J. Understanding rock fatigue part II: possible damage mechanism. *ISRM international symposium - EUROCK 2012*, Stockholm. URL: <https://onepetro.org/ISRMEUROCK/proceedings-abstract/EUROCK12/All-EUROCK12/ISRM-EUROCK-2012-114/39971>.

133. Experience of Gas Wells Development in Complex Carbonate Reservoirs in Different Stages of Development / V. Volkov et al. *SPE Russian Petroleum*

Technology Conference, Moscow, Russia. 2019. URL: <https://doi.org/10.2118/196915-ms> (date of access: 01.07.2023).

134. Experimental study on damage and failure of coal-pillar dams in coal mine underground reservoir under dynamic load / Q. Yao et al. *Geofluids*. 2021. Vol. 2021. P. 1–18. URL: <https://doi.org/10.1155/2021/5623650> (date of access: 24.07.2023).

135. Experimental study on damage evolution characteristics of coal samples under impact load under different surrounding pressures / S. Yang et al. *Lithosphere*. 2022. Vol. 2022, Special 11. URL: <https://doi.org/10.2113/2022/1061545> (date of access: 24.07.2023).

136. Experimental study on frequency and amplitude characteristics of acoustic emission during the fracturing process of coal under the action of water / R. Shen et al. *Safety science*. 2019. Vol. 117. P. 320–329. URL: <https://doi.org/10.1016/j.ssci.2019.04.031> (date of access: 24.07.2023).

137. Faruk F. Reservoir formation damage: fundamentals, modeling, assessment, and mitigation. Cambridge: Gulf Professional Publishing, 2023. 1096 p.

138. Fink J. K. Water-Based chemicals and technology for drilling, completion, and workover fluids. Gulf Professional Publishing, 2015. 280 p.

139. Foam Fracturing: New Stimulation Edge in Western Siberia / D. Oussoltsev et al. *SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition*, Moscow, Russia. 2008. URL: <https://doi.org/10.2118/115558-ms> (date of access: 29.06.2023).

140. Ganiev R. F., Ganiev O. R., Ukrainsky L. E. Enhanced oil recovery: resonance macro- and micro-mechanics of petroleum reservoirs. Wiley & Sons and Scrivener Publishing LLC, 2016. 240 p.

141. Gataullin R. N., Kadyirov A. I. Intensifying oil extraction by wave action methods on productive layers. *SOCAR Proceedings*. 2020. No. 2. P. 78–90. URL: <https://doi.org/10.5510/ogp20200200434> (date of access: 29.06.2023).

142. Ghalambor A., Ashrafizadeh S. N., Nasiri M. Z. Effect of basic parameters on viscosity in synthetic-based drilling fluids. *SPE international*

symposium and exhibition on formation damage control, Lafayette, Louisiana, USA. 2008. URL: <https://doi.org/10.2118/112276-ms> (date of access: 12.08.2023).

143. Ghamgosar M., Erarslan N. The effect of cyclic loading amplitude and notch crack inclination angle on the fracture toughness test on brisbane tuff-multiple factorial analyses. *Eurock: ISRM Regional Symposium*. 2014. URL: <https://onepetro.org/ISRMEUROCK/proceedings-abstract/EUROCK14/All-EUROCK14/ISRM-EUROCK-2014-046/41626>.

144. Ghamgosar M., Stewart P., Erarslan N. Investigation the effect of cyclic loading on fracture propagation in rocks by using computed tomography (CT) techniques. *49th U.S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium*, San Francisco, California. 2015. URL: <https://onepetro.org/ARMAUSRMS/proceedings/ARMA15/All-ARMA15/ARMA-2015-488/65816>.

145. Ghamgosar M., Williams D. J., Erarslan N. Multiple factorial analysis of rock fragmentation under various cyclic loading conditions. *13th ISRM international congress of rock mechanics*, Montreal. 2015. URL: <https://onepetro.org/isrmcongress/proceedings-abstract/CONGRESS13/All-CONGRESS13/ISRM-13CONGRESS-2015-175/165734>.

146. Guo B. Well productivity handbook vertical, fractured, horizontal, multilateral, multi-fractured, and radial-fractured wells. 2nd ed. LA : Gulf Professional Publishing, 2019. 242 p.

147. Hemeida A., Gawish A. Evaluation the potassium bromide and zinc bromide brines for workover operations. *Oil and gas business*. 2008. P. 1–10.

148. Hill A. D., Zhu D., Economides M. J. Multilateral wells. Society of Petroleum Engineers, 2008. 191 p.

149. Impact of new and ultra-high density kill fluids on challenging well-kill operations / T. Rinde et al. *SPE bergen one day seminar*, Grieghallen, Bergen, Norway. 2016. URL: <https://doi.org/10.2118/180047-ms> (date of access: 01.07.2023).

150. Interactions of drilling and completion fluids during drilling and completion operations / A. Hassan et al. *Developments in petroleum science*, 78. Amsterdam, 2023. P. 41–74. URL: <https://doi.org/10.1016/B978-0-323-99285-5.00009-0>.

151. Investigating the effect of cyclic loading on the breakdown pressure of the Xujiahe sandstone / H. Kang et al. *54 th US rock mechanics/geomechanics symposium*, Golden, Colorado, 28 June – 1 July 2020. 2020. URL: <https://onepetro.org/ARMAUSRMS/proceedings/ARMA20/All-ARMA20/ARMA-2020-1127/447604>.

152. Investigation on the effect of freeze-thaw on fracture mode classification in marble subjected to multi-level cyclic loads / Y. Wang et al. *Theoretical and applied fracture mechanics*. 2021. Vol. 111. P. 102847. URL: <https://doi.org/10.1016/j.tafmec.2020.102847> (date of access: 24.07.2023).

153. ISO 10414-1. Petroleum and natural gas industries – Field testing of drilling fluids – Part 1: Water-based fluids. Replaces ISO 10414-1:2001. Official edition. International Organization for Standardization, 2008. 91 p.

154. ISO 10416:2008. Petroleum and natural gas industries – Drilling fluids – Laboratory testing. Replaces ISO 10416:2002. Official edition. International Organization for Standardization, 2008. 109 p. URL: <https://www.iso.org/standard/41940.html>.

155. ISO 13500:2008. Petroleum and natural gas industries – Drilling fluid materials – Specifications and tests. Replaces ISO 13500:2006. Official edition. International Organization for Standardization, 2008. 93 p. URL: <https://www.iso.org/standard/46560.html>.

156. Jian W.-b., Li R. Experimental study on the fatigue property of fractured rock-like materials under cyclic loading. *Rock characterisation, modelling and engineering design methods*. 2013. P. 225–230. URL: <https://doi.org/10.1201/b14917-40> (date of access: 24.07.2023).

157. Kelsey M., Fanchin T., Rondon L. Multilateral challenges and solutions for installations in the middle east. *Abu Dhabi international petroleum exhibition &*

conference, Abu Dhabi, UAE. 2020. URL: <https://doi.org/10.2118/202952-ms> (date of access: 14.08.2023).

158. Khandelwal M., Meerza J. B. Effect of multiple loading rates on uniaxial compressive strength of rock. *56th US rock mechanics / geomechanics symposium*. URL: <https://doi.org/10.56952/arma-2022-0528> (date of access: 24.07.2023).

159. Khuzin R., Shevko N., Melnikov S. Improving well stimulation technology based on acid stimulation modeling, lab and field data integration. *SPE russian petroleum technology conference*, Moscow, Russia. 2019. URL: <https://doi.org/10.2118/196976-ms> (date of access: 10.08.2023).

160. Ko T. Y., Einstein H., Kemeny J. Crack coalescence in brittle material under cyclic loading. *Golden rocks 2006: The 41st U.S. Symposium on Rock Mechanics (USRMS)*, Golden, Colorado. 2006. URL: <https://onepetro.org/ARMAUSRMS/proceedings/ARMA06/All-ARMA06/ARMA-06-930/116104?searchresult=1>.

161. Kurbasov E. G., Bastrikov S. N., Lavrinov S. N. Innovations and risks in the technology of opening isolated layers from the main horizontal wellbore (on the example of the Messoyakha group of fields). *Neftyanoe khozyaystvo - Oil Industry*. 2020. No. 8. P. 38–41. URL: <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2020-8-38-41> (date of access: 29.06.2023).

162. Laboratory development of a novel, synthetic oil-based reservoir drilling and gravel-pack fluid system that allows simultaneous gravel-packing and cake-cleanup in open-hole completions / C. Price-Smith et al. *SPE asia pacific oil and gas conference and exhibition*, Brisbane, Australia. 2000. URL: <https://doi.org/10.2118/64399-ms> (date of access: 11.08.2023).

163. Laboratory evaluation of induced seismicity reduction and permeability enhancement effects of cyclic hydraulic fracturing / L. Zhuang et al. *51 st US rock mechanics: Geomechanics Symposium*, San Francisco, California, 25–28 June 2017. 2017. URL: <https://onepetro.org/ARMAUSRMS/proceedings/ARMA17/All-ARMA17/ARMA-2017-0757/124442>.

164. Laboratory study on cyclic hydraulic fracturing of Pocheon granite in Korea / L. Zhuang et al. *50 th US rock mechanics : Geomechanics Symposium*, Houston, Texas,, 26–29 June 2016. 2016. URL: <https://onepetro.org/ARMAUSRMS/proceedings/ARMA16/All-ARMA16/ARMA-2016-163/124744>.

165. Lee K. S., Kim T. H. *Transport in shale reservoirs*. Elsevier, 2019. 141 p. URL: <https://doi.org/10.1016/c2018-0-01157-3> (date of access: 29.06.2023).

166. Le J.-L., Manning J., Labuz J. F. Scaling of fatigue crack growth in rock. *International journal of rock mechanics and mining sciences*. 2014. Vol. 72. P. 71–79. URL: <https://doi.org/10.1016/j.ijrmms.2014.08.015> (date of access: 17.07.2023).

167. Liu E., He S. Effects of cyclic dynamic loading on the mechanical properties of intact rock samples under confining pressure conditions. *Engineering geology*. 2012. Vol. 125. P. 81–91. URL: <https://doi.org/10.1016/j.enggeo.2011.11.007> (date of access: 17.07.2023).

168. Method of well- killing operation by using visco-Elastic gels with controllable destruction terms / G. V. Okromelidze et al. *SPE Russian oil and gas exploration & production technical conference and exhibition*, Moscow, Russia, 14–16 October 2014. 2014. URL: <https://doi.org/10.2118/171302-ms> (date of access: 01.07.2023).

169. Mi-Swaco. Reablock. Инженерные решения для строительства технически сложных и дорогостоящих скважин в реальном времени. https://www.slb.ru/upload/iblock/9c6/reablock_bro.pdf.

170. Morgan S. P. Using digital image correlation to detect cracking in opalinus shale. *Fracture, fatigue, failure and damage evolution, volume 8*. Cham, 2016. P. 125–131. URL: https://doi.org/10.1007/978-3-319-42195-7_18 (date of access: 17.07.2023).

171. Multilateral technology in the middle east: 25 years of evolution / M. Kelsey et al. *Adipec*, Abu Dhabi, UAE, 31 October – 3 November 2022. 2022. URL: <https://doi.org/10.2118/211313-ms> (date of access: 14.08.2023).

172. Myslyuk M. A. On the assessment of the carrying capacity of drilling fluids. *SOCAR proceedings*. 2023. No. 1. P. 26–34. URL: <https://doi.org/10.5510/OGP20230100801>.

173. Myslyuk M. A., Voloshin Y. D. Selection of technological fluids for wells killing. *Construction of oil and gas wells on land and sea*. 2021. No. 2. P. 56–61. URL: [https://doi.org/10.33285/0130-3872-2021-2\(338\)-56-61](https://doi.org/10.33285/0130-3872-2021-2(338)-56-61) (date of access: 30.07.2023).

174. Myslyuk M. A., Voloshyn Y. D., Zholob N. R. Assessment of rheological properties of drilling fluids based on rotational viscometry data. *SOCAR Proceedings Special Issue*. 2023. No. 2. P. 041–053. URL: <https://doi.org/10.5510/OGP2023SI200879>.

175. Myslyuk M., Salyzhyn Y. The evaluation rheological parameters of non-Newtonian fluids by rotational viscosimetry. *Applied Rheology*. 2012. Vol. 22 no. 3. – P. 323811-323817. URL: <https://doi.org/10.3933/ApplRheol-22-32381>

176. Myslyuk M., Zholob N. Investigation of filtration properties of a formate-based mud system under high temperature conditions. *Upstream oil and gas technology*. 2021. Vol. 7. P. 100056. URL: <https://doi.org/10.1016/j.upstre.2021.100056> (date of access: 07.08.2023).

177. New compositions for bottomhole treatment under high reservoir temperatures / M. M. Veliev et al. *Neftyanoe khozyaystvo - Oil Industry*. 2017. No. 5. P. 52–55. URL: <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2017-5-52-55> (date of access: 10.08.2023).

178. New methods about the productivity contribution evaluation and development features of natural fractures in ultra-low permeability reservoir / X. Ran et al. *International oil and gas conference and exhibition in china*, Beijing, China. 2010. URL: <https://doi.org/10.2118/131911-ms> (date of access: 10.08.2023).

179. Oil-Base mud to improve quality of pay penetration / N. Deminskaya et al. *SPE russian oil and gas exploration & production technical conference and exhibition*, Moscow, Russia. 2014. URL: <https://doi.org/10.2118/171289-ms> (date of access: 07.08.2023).

180. On the return permeability definition by core flow study as a method for preliminary assessment of drill-in quality / V. A. Mosin et al. *Neftyanoe khozyaystvo - Oil Industry*. 2018. No. 10. P. 42–46. URL: <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2018-10-42-46> (date of access: 01.07.2023).

181. Options for high-temperature well stimulation / S. Al-Harthy et al. *Oilfield review*. 2009. Winter 2008/2009, no. 4(20). P. 52–62.
182. Ortego A. M., Vollmer D. P. Viscosities for completion fluids at temperature and density. *SPE drilling & completion*. 2006. No. 21(02). P. 81–89. URL: <https://doi.org/10.2118/86506-pa>.
183. Other Water-Based Uses. *Water-Based chemicals and technology for drilling, completion, and workover fluids*. 2015. P. 179–207. URL: <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-802505-5.00004-4> (date of access: 01.07.2023).
184. Panamarathupalayam B., Manzolelua C. Completion and workover fluids. *Fluid chemistry, drilling and completion*. 2022. P. 255–281. URL: <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-822721-3.00007-1> (date of access: 01.07.2023).
185. Peng Y., Wei S., Lv P. Numerical simulation on characteristics of hydraulic fracture initiation induced by circle pumping method. *56TH US ROCK MECHANICS / GEOMECHANICS SYMPOSIUM*, Santa Fe, New Mexico, 22–29 June 2022. URL: <https://doi.org/10.56952/arma-2022-0222> (date of access: 17.07.2023).
186. Polutrenko M. S., Bogoslavets V. V., Voloshyn Y. D. Study of surface and rheological properties of clayless biopolymer drilling mud treated with M-1 surfactants. *Oil and gas power engineering*. 2021. No. 1(35). P. 91–97. URL: [https://doi.org/10.31471/1993-9868-2021-1\(35\)-91-97](https://doi.org/10.31471/1993-9868-2021-1(35)-91-97) (date of access: 28.11.2023).
187. Production monitoring of multilateral wells by quantum marker systems / N. Husein et al. *SPE international hydraulic fracturing technology conference & exhibition*, Muscat, Oman, 11–13 January 2022. 2022. URL: <https://doi.org/10.2118/205290-ms> (date of access: 13.08.2023).
188. Production wells killing on R. Trebs high-temperature cavernous-fractured carbonate deposits / S. A. Vakhrushev et al. *Neftyanoe khozyaystvo - Oil Industry*. 2017. No. 10. P. 41–45. URL: <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2017-10-41-45> (date of access: 01.07.2023).

189. Renpu W. Basis of well completion engineering. *Advanced well completion engineering*. 2011. P. 1–74. URL: <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-385868-9.00001-4> (date of access: 01.07.2023).

190. Research of the properties of potassium format for the preparation of drilling fluid / V. V. Bohoslavets et al. *16th International Conference Monitoring of Geological Processes and Ecological Condition of the Environment*, Kyiv, Ukraine, 2022. URL: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.2022580146> (date of access: 28.11.2023).

191. Results of research for improving well-killing technology / I. N. Ponomareva et al. *Neftyanoe khozyaystvo - Oil Industry*. 2017. No. 1. P. 62–67. URL: <https://onepetro.org/OIJ/article-abstract/2017/01/62/16725/Results-of-research-for-improving-well-killing?redirectedFrom=fulltext>.

192. Rheological property measurement and application of formate-based drilling fluids at elevated temperatures: a review / V. K. Rajak et al. *Mapan*. 2022. URL: <https://doi.org/10.1007/s12647-022-00546-5> (date of access: 13.08.2023).

193. Riabokon E. P. Laboratory study on the effect of elastic wave treatment on geomechanical and capillary properties of clastic reservoirs. *Neftyanoe khozyaystvo - Oil Industry*. 2020. No. 4. P. 54–57. URL: <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2020-4-54-57>.

194. Salym chemical EOR project, integration leads the way to success / H. Dijk et al. *SPE Russian oil and gas conference and exhibition*, Moscow, Russia, 16–18 October 2012. 2010. URL: <https://doi.org/10.2118/136328-ms> (date of access: 01.07.2023).

195. Screening of surfactants for huff-n-puff injection into unconventional reservoirs / A. Scerbacova et al. *SPE russian petroleum technology conference*, Virtual, 12–15 October 2021. 2021. URL: <https://doi.org/10.2118/206431-ms> (date of access: 10.08.2023).

196. Seeking the sweet spot: reservoir and completion quality in organic shales / K. Glaser et al. *«Oilfield review»*. 2014. Vol. 25, no. 4. P. 16–29.

197. Sergeev V., Tanimoto K., Abe M. Industrial implementation of emulsion-suspension system with nanoparticles for oil and gas wells completion and

maintenance. *Abu Dhabi international petroleum exhibition & conference*, Abu Dhabi, UAE. 2020. URL: <https://doi.org/10.2118/202915-ms> (date of access: 12.08.2023).

198. Shahreyar N., Butler B., Al-Sheyrey H. Well completion design integrity evaluation including thermal and stress analysis for multi-zone & multilateral well completions. *Adipec*, Abu Dhabi, UAE, 31 October – 3 November 2022. 2022. URL: <https://doi.org/10.2118/211576-ms> (date of access: 14.08.2023).

199. Singh R., Sharma R., Rao G. Development of a novel high density completion fluid with CuO nanoparticle as promising additive to improve the rheological properties. *Results in engineering*. 2022. No. 15. 100520. URL: <https://doi.org/10.1016/j.rineng.2022.100520>.

200. Sinomine Specialty Fluids Ltd. Formate technical manual. <https://formatebrines.com>. URL: <https://formatebrines.com/manual/>.

201. Stimulation design for unconventional resource / B. Ajayi et al. *Oilfield review*. 2013. Vol. 25, no. 2. P. 34–46. URL: <https://www.slb.com/-/media/files/oilfield-review/04-stim-design-2> (date of access: 29.06.2023).

202. Study and application of pulse hydraulic fracturing for tight oil reservoir / H. Xu et al. *International petroleum technology conference*, Virtual, 23 March – 1 April 2021. 2021. URL: <https://doi.org/10.2523/iptc-21306-ms> (date of access: 17.07.2023).

203. Study of a reagent-emulsifier for the preparation of reverse water-oil emulsions used for well-killing / V. P. Bondarenko et al. *Neftyanoe khozyaystvo - Oil Industry*. 2017. No. 1. P. 58–60. URL: <https://onepetro.org/OIJ/article-abstract/2017/01/58/16699/Study-of-a-reagent-emulsifier-for-the-preparation?redirectedFrom=fulltext>.

204. Study on damage of coal based on permeability and load-unload response ratio under tiered cyclic loading / M. Duan et al. *Arabian journal of geosciences*. 2020. Vol. 13, no. 6. URL: <https://doi.org/10.1007/s12517-020-5249-4> (date of access: 17.07.2023).

205. Successes in shale plays. <https://www.slb.com/resource-library/book/successes-in-shale-plays>. URL: <https://www.slb.com/resource-library/book/successes-in-shale-plays> (date of access: 01.06.2022).

206. Surface tension of completion brines / H. A. Nasr-El-Din et al. *SPE international symposium on oilfield chemistry*, The Woodlands, Texas. 2005. URL: <https://doi.org/10.2118/93421-ms> (date of access: 07.08.2023).

207. Tabatabaee Moradi S. S., Nikolaev N. I. Optimization of Cement Spacer System for Zonal Isolation in High-Pressure High-Temperature Wells. *SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition*, Moscow, Russia. 2014. URL: <https://doi.org/10.2118/171282-ms> (date of access: 01.07.2023).

208. The innovative approach to use of emulsion drilling fluid - reversible inverted drilling fluid / S. G. Popov et al. *SPE arctic and extreme environments technical conference and exhibition*, Moscow, Russia. 2013. URL: <https://doi.org/10.2118/168661-ms> (date of access: 01.07.2023).

209. The results of testing new technologies on Bazhenov suite / E. A. Gladkov et al. *Neftyanoe khozyaystvo - Oil Industry*. 2017. No. 3. P. 94–98. URL: <https://onepetro.org/OIJ/article-abstract/2017/03/94/16764/The-results-of-testing-new-technologies-on?redirectedFrom=fulltext>.

210. The selection and optimization of a surfactant package to maximize cleanup of a high-density fracturing fluid / K. E. Cawiezel et al. *SPE deepwater drilling and completions conference*, Galveston, Texas, USA. 2010. URL: <https://doi.org/10.2118/136812-ms> (date of access: 14.08.2023).

211. Tight oil and gas shale formations – Russia`s hydrocarbons future resources : monograph / O. Prishchepa et al. ; ed. by O. Prishchepa. SPb «VNIGRI», 2014. 323 p.

212. Turbakov M. S., Shcherbakov A. A. Efficiency improvement of vibrowave devices impact on the bottomhole formation zone for the intensification of oil recovery. *SPE annual caspian technical conference & exhibition*, Baku, Azerbaijan. 2015. URL: <https://doi.org/10.2118/177376-ms> (date of access: 01.07.2023).

213. Uliasz M. Ciecz robocza do rekonstrukcji odwiertów o obniżonym ciśnieniu złożowym. *Nafta-Gaz*. 2020. T. 76, nr 7. S. 457–465. URL: <https://doi.org/10.18668/ng.2020.07.04> (data dostępu: 14.08.2023).

214. Unlocking the potential of unconventional reservoirs hydraulic fracturing treatments / C. Kraemer et al. *Oilfield review*. 2015. Winter 2014/2015, no. 4(26). P. 4–19.

215. Well killing operation using viscoelastic gels / G. V. Okromelidze et al. *Neftyanoe khozyaystvo - Oil Industry*. 2016. P. 56–61. URL: <https://onepetro.org/OIJ/article-abstract/2016/10/56/16512/Well-killing-operation-using-viscoelastic-gels?redirectedFrom=fulltext>.

216. Well killing technology before workover operation in complicated conditions / D. V. Mardashov et al. *Energies*. 2021. Vol. 14, no. 3. P. 654. URL: <https://doi.org/10.3390/en14030654> (date of access: 07.08.2023).

217. Zhang L., Chen Z., Zhao Y.-l. Well production performance analysis for shale gas reservoirs. Elsevier, 2019. 374 p.

218. Zoback M. D., Kohli A. H. Unconventional reservoir geomechanics: shale gas, tight oil, and induced seismicity. Cambridge University Press, 2019. 484 p. URL: <https://doi.org/10.1017/9781316091869>.

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А

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

«Затверджую»

Заступник директора ТОВ
"ГЕОСИНТЕЗ ІНЖЕНІРІНГ"

Ю.В. Лубан



2023 р.

«Затверджую»

Проректор з наукової
роботи ІФНТУНГ

О.Р. Кондрат



2023 р.

**Рекомендації з вибору
рідин глушіння свердловин**

м. Івано-Франківськ, 2023

Передмова

Розробка рекомендацій пов'язана з необхідністю підвищення наукового рівня при виборі оптимальних рецептур рідин глушіння за даними лабораторних досліджень і промислових випробувань, вдосконалення методик вибору та обґрунтування критеріальних величин деяких техніко-технологічних чи економічних показників застосування рідин глушіння та освоєння свердловин.

У зв'язку з оновленням лабораторного обладнання, впровадженням в галузі стандартів та методик АРІ для тестування технологічних рідин для глушіння та освоєння свердловин, а також прийняттям національних стандартів, гармонізованих з європейськими стандартами (наказ ДП «УКРНДНЦ» № 248 від 13.08.2019 р. Промисловість нафтова та газова. Промивальні рідини. Лабораторні випробування) рекомендації будуть корисні інженерно-технічним і науково-дослідним працівникам галузі.

РОЗРОБНИКИ: МИСЛЮК М. А., ВОЛОШИН Ю.Д.

Зміст

1	Сфера застосування.....	3
2	Нормативні посилання.....	3
3	Терміни та визначення.....	3
4	Класифікація рідин глушіння.....	4
5	Вимоги до рідин глушіння.....	6
6	Процедури вибору оптимальних рецептур рідин глушіння.....	8
7	Вплив температури на вибір рецептури рідини глушіння.....	12
8	Лабораторні дослідження технологічних рідин для глушіння та освоєння свердловин.....	13
	Список використаних джерел.....	15
Додаток	Приклад вибору рецептури біополімерної рідини глушіння.....	16

1 СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ

Дані рекомендації можуть бути використані при складанні планів робіт з глушіння та освоєння свердловин, виконання поточних чи капітальних ремонтів свердловин на газових, газоконденсатних і нафтових родовищах України.

2 НОРМАТИВНІ ПОСИЛАННЯ

Рекомендації враховують вимоги таких нормативних документів:

НПАОП 11.1-1.01-08 Правила безпеки у нафтогазовидобувній промисловості України

НПАОП 11.2-1.18-82 Єдині технічні правила ведення робіт при будівництві свердловин на нафтових, газових і газоконденсатних родовищах

3 ТЕРМІНИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ПОНЯТЬ

У цьому документі використані наступні терміни, що вжиті в СОУ11.2-30019775-031:2004 [3]: свердловина, пластовий тиск, аномально високий пластовий тиск, аномально низький пластовий тиск та в СОУ11.2-30019775-035:2004 [2]: флюїд, продуктивний горизонт.

Нижче подано терміни, вжиті в цьому стандарті та визначення позначених ними понять:

3.1 глушіння свердловин

Комплекс технологічних операцій, що проводиться з метою створення тиску на пласт, в результаті якого зупиняється видобуток пластового флюїду.

3.2 освоєння свердловини

Комплекс технологічних операцій, що проводиться з метою виклику припливу флюїду, забезпечення потенційно можливого дебіту і передавання свердловини в експлуатацію.

4 КЛАСИФІКАЦІЯ РІДИН ГЛУШІННЯ

Перед проведенням поточного та капітального ремонту згідно діючих норм і правил безпечного ведення робіт свердловина має бути заглушена. За сучасною класифікацією (рисунок 1) рідини глушіння можуть бути приготовлені на водній основі – Water Based Fluids (WBF) та на неводній основі – Non-Aqueous Fluids (NAF). В NAF входять системи на вуглеводневій основі Oil Based Fluids (OBF) і системи на синтетичній основі – Synthetic based fluids (SBF). WBF найбільш доступні та відносно дешеві, за винятком важких розсолів на основі органічних солей. Вони можуть бути рекомендовані для різних гірничогеологічних умов проведення робіт з глушіння та освоєння свердловин за умови виконання всіх висунутих вимог, особливо наявності необхідної густини і термостабільності.

Системи на вуглеводневій основі (OBF) можуть бути рекомендовані не тільки для умов НРНТ, але й Ultra-НРНТ та Extreme НРНТ. Також дані системи бажано використовувати в гірничогеологічних умовах активних глин чи при переважанні в розрізі порід, чутливих до фільтратів рідин на водній основі, за умови неефективного інгібування WBF.

У випадках, коли застосування систем на водній чи вуглеводневій основах не можливе через технологічні, екологічні чи інші обмеження, альтернативними варіантами є системи на синтетичній основі (SBF). SBF системи рекомендовані для використання в умовах буріння на морі та шельфі, похило-скерованих або горизонтальних свердловин, реактивних сланців, високих температур і підвищених екологічних вимог. Такі системи малотоксичні і піддаються біодеструкції. З практичної точки зору уваги заслуговують лінійні парафіни (LP) через свою доступність та набагато нижчу вартість (30%) у порівнянні з олефінами.

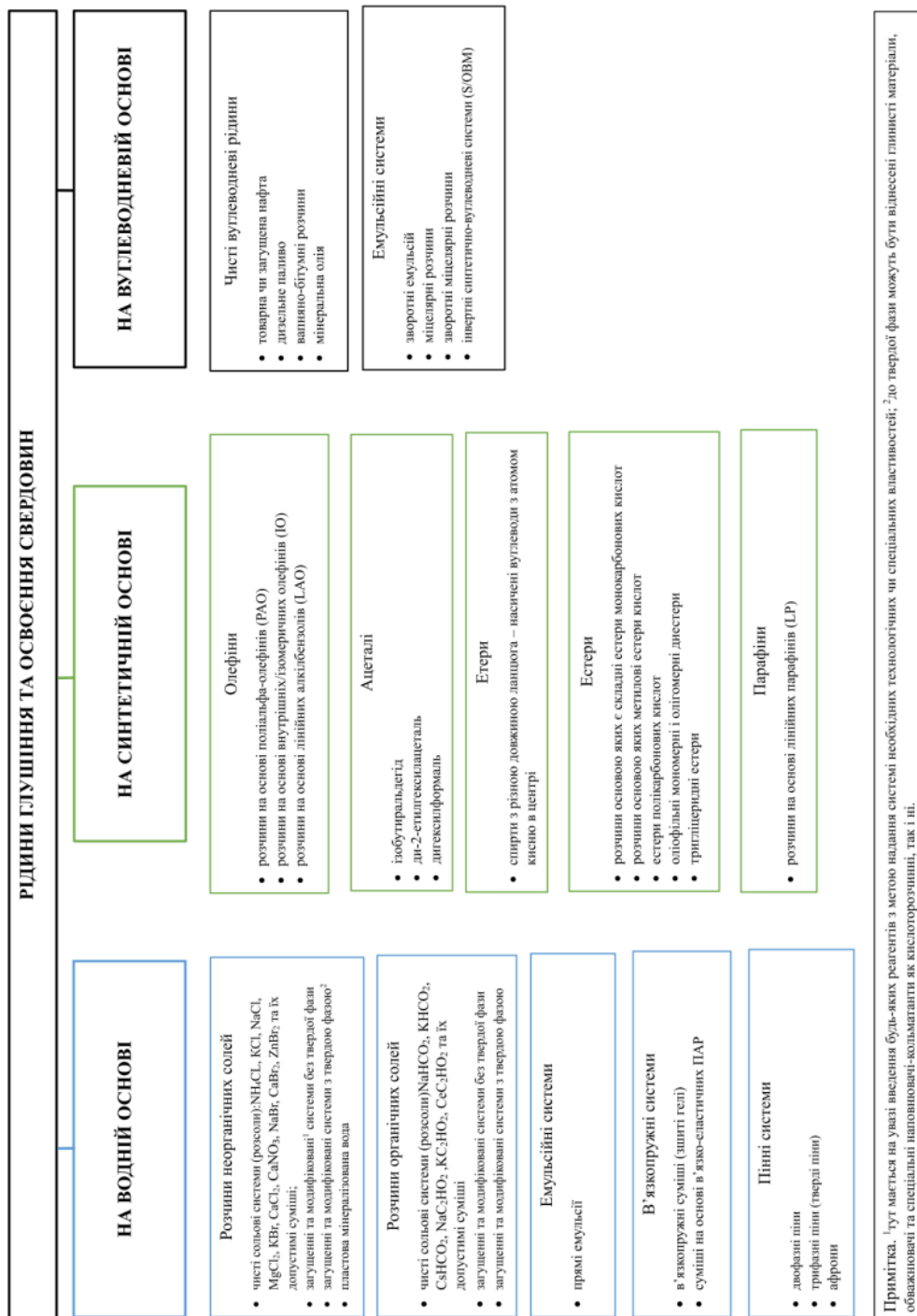


Рисунок 1 – Класифікація рідин глушіння та освоєння свердловин

5 ВИМОГИ ДО РІДИН ГЛУШІННЯ

Розробка чи вдосконалення рецептур рідин глушіння ґрунтується на виконанні регламентованих вимог при заданому критерію оптимальності. До рідин глушіння нормативними, безпековими та (чи) іншими регламентуючими документами або «Замовником» можуть бути висунуті:

Основні технологічні вимоги

забезпечення необхідного тиску на пласт;
максимальне збереження колекторських властивостей продуктивного пласта;
можливість швидкого освоєння свердловини традиційними методами без додаткових заходів після ремонту;
вибухо- і пожежобезпечність;
технологічність при приготуванні і використанні;
низька корозійна активність та абразивний вплив на обсадні труби і технологічне обладнання;
можливість проведення якісних геофізичних досліджень в свердловині;
сумісність з пластовими флюїдами;
сумісність з іншими технологічними рідинами та їх фільтратами, що використовувалися до глушіння чи будуть використані після глушіння;
термостабільність (відповідно до умов свердловини);
стабільність технологічних властивостей протягом всього періоду застосування чи тривало часу зберігання та їх регулювання в широкому діапазоні;
відсутність кристалізації чи утворення нових сполук (осадів, гелів) у вибійних умовах;

Додаткові технологічні вимоги

відсутність твердої фази;
відсутність інертної по відношенню до кислот твердої фази;
гідрофобізація порід колектора за довільних значень рН середовища при контакті з фільтратом рідини глушіння;
інгібування глинистої складової колектора з метою мінімізації її набухання при контакті з фільтратом рідини глушіння;
рідина глушіння на родовищах з сірководнем має вміщувати нейтралізатор сірководню;
наявність у складі інгібіторів сольових відкладень;
придатність до утилізації при існуючій системі утилізації технологічних рідин;
низькі значення ECD в умовах НРНТ;
висока утримуюча чи виносна здатність;

Економічні вимоги

доступність компонентів;
 можливість приготування рецептури на стандартному обладнанні, без необхідності використання високовартісного спеціального обладнання;
 можливість багатократного використання;
 високий коефіцієнт рентабельності;

Екологічні вимоги

рідина глушіння у своєму складі має містити тільки ті хімічні реагенти і тільки в тих концентраціях, що дозволені санітарно-екологічними нормами (OSPAR, ERA тощо);

всі компоненти рідини глушіння мають бути сертифіковані (ISO, MSDS тощо);

технологічна схема приготування і використання рідини глушіння має виключати забруднення довколишнього середовища та шкідливий вплив на працівників.

За своєю **важливістю** і впливовістю дані вимоги можуть бути умовно поділені на:

Критичні
забезпечення необхідного тиску на пласт; вибухо- і пожегобезпечність; максимальне збереження колекторських властивостей продуктивного пласта; термостабільність; сумісність з іншими технологічними рідинами; відсутність інертної по відношенню до кислот твердої фази; відсутність твердої фази; стійкість компонентів рецептури до сірководневої агресії;
Важливі
технологічність при приготуванні і використанні; низька корозійна активність та абразивний вплив на обсадні труби і технологічне обладнання; інгібування глинистої складової колектору з метою мінімізації її набухання при контакті з фільтратом рідини глушіння;
Додаткові
висока утримуюча чи виносна здатність; гідрофобізація порід колектору за довільних значень рН середовища при контакті з фільтратом рідини глушіння; можливість проведення якісних геофізичних досліджень в свердловині;
Специфічні
високий коефіцієнт успішності виконаних операцій з глушіння; біодеструкція компонентів рецептури; коефіцієнт повторного використання не нижче 0,9.

6 ПРОЦЕДУРИ ВИБОРУ ОПТИМАЛЬНИХ РЕЦЕПТУР

РІДИН ГЛУШІННЯ

Вибір технологічних рідин для освоєння свердловин здійснюється з урахуванням їх функціональних вимог, гірничогеологічних і техніко-технологічних умов. Технологічні рідини мають забезпечувати ефективне виконання відповідних операцій, а їх рецептура – необхідні властивості із урахуванням характеристик пласта, сумісність з пластовими флюїдами і материнськими породами продуктивного горизонту, температуру кристалізації технологічної рідини, корозійну активність та проектний коефіцієнт відновлення проникності. Вибір рецептури технологічних рідин для освоєння свердловин має ґрунтуватись на досвіді використання у подібних гірничогеологічних умовах, враховувати систему обмежень на компонентний склад і властивості та відповідати принципу оптимальності. Реалізація такого підходу можлива на основі ієрархічних моделей прийняття рішень.

На першому рівні використовується модель для виділення однієї або декілька еквівалентних за складом рецептур технологічних рідин. Інформаційним забезпеченням такої моделі є промислові дані про використання технологічних рідин конкурентних рецептур $A = \{a_1, a_2, \dots, a_n\}$ у подібних умовах освоєння свердловин. Залежно від функціональних вимог та інформаційного забезпечення виділення однієї або еквівалентних за складом рецептур альтернатив можна формалізувати з допомогою нечітких моделей прийняття рішення.

У випадку оцінювання альтернативних рецептур $A = \{a_1, a_2, \dots, a_n\}$ технологічних рідин в цілому (тобто за одним критерієм оптимальності) можуть бути використані їх порівняльні оцінки з допомогою нечітких бінарних відношень нестрогої переваги R з функціями належності $\mu_R(a_i, a_j), (i, j) = \overline{1, n}$. Для побудови функцій належності застосовують експертні процедури.

Виділення оптимальної a_* альтернативи зводиться до побудови на множині A підмножини невідомінованих альтернатив із функцією належності

$$\mu_R^*(a_i) = 1 - \sup_{a_j \in A} \{ \mu_R(a_j, a_i) - \mu_R(a_i, a_j) \}, a_i \in A. \quad (1)$$

Очевидно, що оптимальна альтернатива визначається найбільшим значенням функції належності (1)

$$\sup_{a_i \in A} \mu_R^*(a_i) \Rightarrow a_*. \quad (2)$$

Зазначимо, що у загальному випадку підмножина недомінованих альтернатив (1) допускає виділення єдиного або підмножини еквівалентних a_i розв'язків (2).

В окремих ситуаціях заслуговує уваги модель вибору технологічної рідини із множини $A = \{a_1, a_2, \dots, a_n\}$ допустимих рецептур за результатами їх багатокритеріального оцінювання $K = \{K_1, K_2, \dots, K_m\}$ з урахуванням системи обмежень $C = \{C_1, C_2, \dots, C_q\}$. Залежно від особливостей побудови оцінок альтернатив A за критеріями K та обмеженнями C модель вибору може бути формалізована в термінах нечітких множин як задача досягнення нечітко визначеної мети Р. Беллмана – Л. Заде.

В задачі Р. Беллмана – Л. Заде оцінки альтернативних рецептур $A = \{a_1, a_2, \dots, a_n\}$ за критеріями K та обмеженнями C є нечіткими з відповідними функціями належності $\mu_{K_j}(a_i)$ та $\mu_{C_r}(a_i)$. Вибір оптимальної a_* рецептури здійснюється за алгоритмом [178]

$$\begin{cases} D(a_i) = \bigcap_j K_j(a_i) \bigcap_r C_r(a_i), \quad i = \overline{1, n}; \\ \sup_{a_i \in A} \mu_D(a_i) \Rightarrow a_*. \end{cases} \quad (3)$$

де $D(a_i)$ – нечіткий розв'язок з функцією належності $\mu_D(a_i)$.

Відмітимо, що модель Р. Беллмана – Л. Заде є змістовнішою для експертів з позицій побудови функцій належності оцінок альтернативних рецептур $\mu_{K_j}(a_i)$ та $\mu_{C_r}(a_i)$. Модель ілюструє принципи аналізу (альтернативи, критерії, обмеження) та синтезу експертної інформації за (3) для виділення оптимальних альтернатив. Аналогічно (2) модель (3) допускає виділення єдиного або еквівалентних розв'язків.

На другому рівні ієрархічної структури використовують моделі для вибору вмісту компонентів еквівалентних рецептур технологічної рідини.

У даному випадку може бути використана модель прийняття рішень з гнучким вибором критерію оптимальності із деякого класу K можливих критеріїв. Клас K визначає локальні критерії, які можуть бути використані для заміни загальної задачі оптимізації з глобальним критерієм на еквівалентну їй частинну задачу. Обґрунтування локального критерію здійснюється з допомогою неформальних процедур експертного оцінювання.

Модель вибору рецептури рідини глушіння може бути формалізована у вигляді оптимізаційної задачі

$$\begin{cases} k(x^v) \rightarrow \min, k \in K, v \in \vartheta, x^v \in D^v; \\ \varphi(x^v) \leq 0, \end{cases} \quad (4)$$

де $x^v = (x_1^v, x_2^v, \dots, x_p^v)^T$ – вектор концентрацій реагентів v -го компонентного складу; ϑ – підмножина еквівалентних наборів реагентів; D^v – область визначення вектору x^v ; $\varphi(x^v)$ – система обмежень на концентрації реагентів.

Формалізація задачі (4) потребує обґрунтування критерію $k(x^v)$ оптимальності, побудову системи обмежень $\varphi(x^v)$ на концентрації x^v реагентів, а також області D^v їх визначення.

Клас K може бути представлений такими **критеріями оптимальності**:

вартість одиниці об'єму рецептури технологічної рідини

$$k(x^v) = v_0^v + v^v x^{vT}; \quad (5)$$

відповідність m показників властивостей $g_j(x^v)$ заданим $\hat{g}_j(x^v)$ значенням

$$k(x^v) = \sum_{j=1}^m \alpha_j (g_j(x^v) - \hat{g}_j(x^v))^2; \quad (6)$$

показник погіршення проникності $k_{\Pi}(x^v)$ керна матеріалу

$$k(x^v) = 1 - k_{\Pi}(x^v)/k_{\Pi 0}; \quad (7)$$

показник виносної або витиснювальної здатності

$$k_{CCI}(x^v) = 1 - V_c(x^v)/V_0(x^v) \quad (8)$$

та ін., де v_0^v – незалежні від концентрацій реагентів витрати на приготування одиниці об'єму рідини глушіння; v^v – вектор вартості одиниць концентрацій реагентів; α_j – ваговий коефіцієнт для j -го показника властивостей; $k_{\Pi 0}$ – початкова проникність керна матеріалу; $V_c(x^v)$ – середня швидкість потоку; $V_0(x^v)$ – максимальна швидкість потоку.

Відмітимо, що критерій (6) в класі K можна застосовувати в різних формах.

В інформаційному плані модель (4) з урахуванням (5) – (8) реалізується з використанням методів планування експериментів, на основі яких будують регресійні

залежності $g_j(x^v)$ показників властивостей і систему обмежень $\varphi(x^v)$. Вибір оптимальної базової рецептури технологічної рідини здійснюють за допомогою алгоритму

$$\min\{k(x^v)\} \Rightarrow (x_*^v, v_*), v \in \vartheta. \quad (9)$$

Спочатку для кожного v визначають концентрації x_*^v , а потім оптимальний v_* набір реагентів. Результати вибору оптимальної рецептури у відповідності з процедурами (9) доцільно підтвердити контрольним експериментом.

В умовах інформаційної невизначеності, обумовленої випадковими параметрами b^v в (4), для вибору рецептури технологічної рідини змістовніше використовувати модель виду

$$\begin{cases} R(x^v, k, b^v) \rightarrow \min, k \in K, v \in \vartheta, x^v \in D^v \\ \varphi(x^v) \leq 0, \end{cases} \quad (10)$$

де $R(x^v, b^v)$ – функція ризику порушення системи обмежень $\varphi(x^v)$ моделі (4).

В цьому випадку спочатку для кожного v визначають концентрації x_*^v , а пошук набору v_* реагентів здійснюють з використанням методів статистичного моделювання випадкових параметрів із умови мінімуму величини ризику $R(x_*^v, b^v)$. Відмітимо, що модель (10) узагальнює (4) в умовах інформаційної невизначеності і дозволяє обґрунтувати вибір рецептури технологічної рідини за критерієм $k(x^v)$ і величиною ризику $R(x^v, b^v)$. В такому випадку величина $R(x^v, b^v)$ може додатково враховувати обмеження на критерій оптимальності.

На третьому рівні ієрархічної структури для надання певних властивостей технологічній рідині (наприклад, поверхневих властивостей) з базовою рецептурою може бути використана модель (4), параметри якої відповідають поставленим цілям. Це сприяє зменшенню об'єму експериментальних досліджень і підвищує точність досягнення необхідних властивостей технологічної рідини. У випадку єдиного розв'язку задачі прийняття рішення (2) або (3) та незначної кількості (до 6) змінних факторів моделі другого і третього рівнів можуть бути об'єднані.

7 ВПЛИВ ТЕМПЕРАТУРИ НА ВИБІР РЕЦЕПТУРИ РІДИНИ ГЛУШІННЯ

Для рідин глушіння на основі розсолів при виборі типу та вмісту солі слід враховувати температуру $T_{пов}$ на поверхні і на вибої $T_{виб}$ свердловини. Вплив температури і тиску на густину рідини глушіння на основі водних розчинів типових солей в такому випадку можна оцінити за формулами (11) і (12):

$$\rho_t = \rho_{70} \left(2 - \left(\frac{1}{1 - (\bar{T} - 70) \cdot \alpha} \right) \right), \quad (11)$$

де ρ_t – скоректована густина розсолу (при середній температурі ствола свердловини), ррґ;

ρ_{70} – густина розсолу при температурі 70 °F (21 °C), ррґ;

\bar{T} – середня температура по стволу свердловини, ° F;

α – коефіцієнт розширення розсолу (таблиця 1), vol/vol/° F;

Таблиця 1 – Значення коефіцієнту α для різних розсолів

Тип солі	Коефіцієнт розширення $\alpha \cdot 10^4$, (vol/vol/° F)
NaCl	2,54
CaCl ₂	2,39
NaBr	2,67
CaBr ₂	2,33
ZnBr ₂ /CaBr ₂ /CaCl ₂	2,27
ZnBr ₂ /CaBr ₂	2,54

$$\rho_p = \rho_t \left(2 - \left(\frac{1}{1 + (\bar{P}) \cdot \beta} \right) \right), \quad (12)$$

де ρ_p – густина з поправкою на тиск, ррґ;

\bar{P} – середній тиск рідини в стволі свердловини, psi;

β – коефіцієнт стисливості розсолу (таблиця 2), vol/vol/psi.

Таблиця 2 – Значення коефіцієнту β для різних розсолів

Тип солі	Коефіцієнт розширення $\beta \cdot 10^6$, (vol/vol/psi)
NaCl	1,98
CaCl ₂	1,50
NaBr	1,67
CaBr ₂	1,53
ZnBr ₂ /CaBr ₂ /CaCl ₂	1,39
ZnBr ₂ /CaBr ₂	1,64

8 ЛАБОРАТОРНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ РІДИН ДЛЯ ГЛУШІННЯ ТА ОСВОЄННЯ СВЕРДЛОВИН

Лабораторні дослідження мають проводитися у відповідності до затвердженої програми досліджень. Рекомендації щодо переліку лабораторних досліджень технологічних рідин для глушіння та освоєння свердловин показано на рисунку 2. Перед проведенням лабораторних досліджень хімічні реагенти і матеріали, що використовуються для приготування технологічних рідин, мають проходити контроль якості (у тому числі вхідний) та мати паспорт на безпеку використання хімічного реагенту чи Material Safety Data Sheet.

Для проведення лабораторних досліджень доцільне використання методів планування експерименту. Вид плану, його об'єм та реалізація залежить від кількості впливових (досліджуваних) факторів. Реалізація плану експерименту має забезпечити ефективне оцінювання виду і параметрів регресійних моделей. Обробка результатів експериментальних досліджень проводиться з допомогою пакетів програм математичної статистики в Excel, MathCAD, Matlab чи спеціалізованого програмного забезпечення (наприклад «Експериментатор»). Результати обробки (вид і параметри регресійної моделі) використовують для вибору рецептури технологічної рідини. **Розроблені в лабораторії системи технологічних рідин мають бути адаптовані до реальних умов конкретного родовища (горизонту).**

Лабораторні дослідження систем глушіння свердловин доцільно проводити у відповідності до наступних рекомендацій та стандартів:

API Recommended Practice 13B-1 Field Testing Water-based Drilling Fluids

API Recommended Practice 13B-2 Field Testing Oil-Based Drilling Fluids

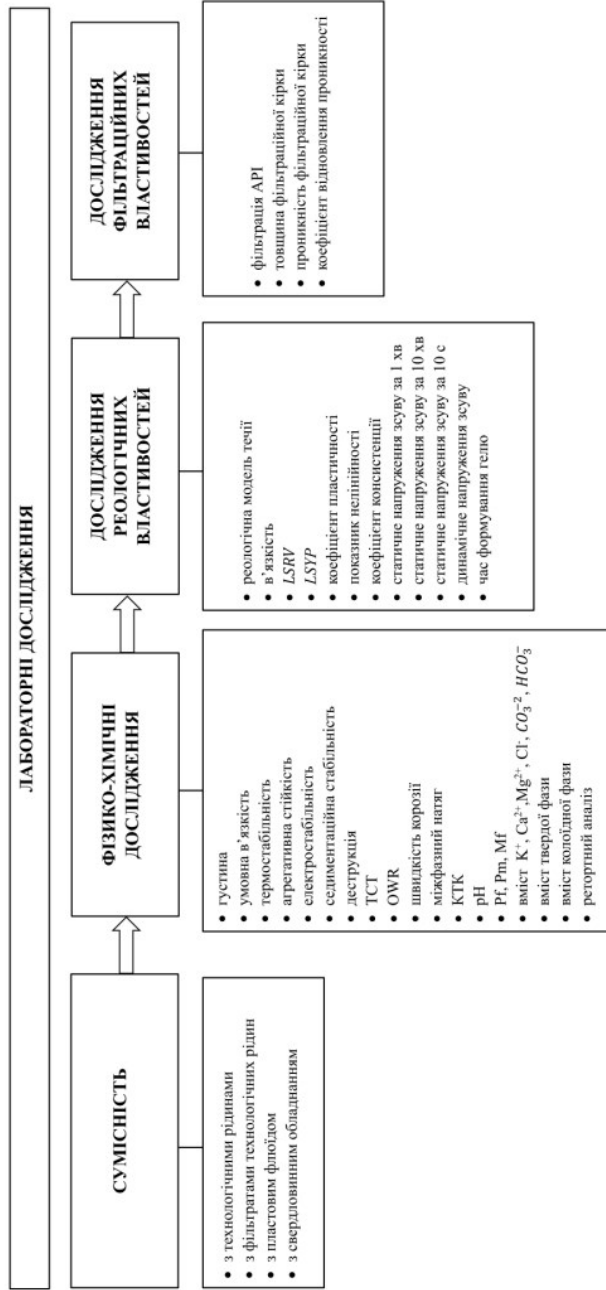
API Recommended Practice 13J Testing of Heavy Brines

API Recommended Practice 13I Laboratory Testing of Drilling Fluids

ISO 10416:2008. Petroleum and natural gas industries — Drilling fluids — Laboratory testing

ISO 13500:2008. Petroleum and natural gas industries – Drilling fluid materials – Specifications and tests. (в частині випробувань ксантанової смоли, PAC-LV, PAC-HV, модифікованих крохмалів)

ISO 13503-3:2022. Petroleum and natural gas industries — Completion fluids and materials — Part 3: Testing of heavy brines



Примітка. Перелік та повнота проведення досліджень залежить від типу рідини глушіння та вимог «Замовника».

Рисунок 2 – Рекомендовані лабораторні дослідження технологічних рідин для глушіння та освоєння свердловин

Список використаних джерел

Robert F. Mitchel, Stefan Z. Miska, Fundamentals of Drilling Engineering, Society of Petroleum Engineers, 2011, 696 p.

Robert F. Mitchell, Larry W. Lake (Editor-in-Chief), Petroleum Engineering Handbook: Drilling Engineering Vol. 2, 2007, 763 p.

Kenneth Bridges, Completion and Workover Fluids, Society of Petroleum Engineers, 2001, 84 p.

Johannes Karl Fink, Oil Field Chemicals, 2003, 505 p.

Baker Hughes drilling fluids, Drilling Fluids Reference Manual, 2006.

Johannes Fink, Petroleum Engineer's Guide to Oil Field Chemicals and Fluids, 2021, 1046 p.

Myslyuk M., Zholob N. Investigation of filtration properties of a formate-based mud system under high temperature conditions. *Upstream oil and gas technology*. 2021. Vol. 7. P. 100056. URL: <https://doi.org/10.1016/j.upstre.2021.100056>

Myslyuk M. A., Voloshin Y. D. Selection of technological fluids for wells killing. *Construction of oil and gas wells on land and sea*. 2021. No. 2. P. 56–61. URL: [https://doi.org/10.33285/0130-3872-2021-2\(338\)-56-61](https://doi.org/10.33285/0130-3872-2021-2(338)-56-61)

Мислюк М.А., Салижин Ю.М. Система вибору оптимальних рецептур обробки бурових розчинів. *Нафтова і газова промисловість*. 2007. № 5. С. 25 – 28.

ДОДАТОК

Приклад вибору оптимальної рецептури біополімерної рідини глушіння

Розглянемо варіант вибору рецептури рідини глушіння з допомогою критеріїв вартості одиниці об'єму рецептури (5) і коефіцієнта σ міжфазного натягу на межі розділу фаз фільтрат – нафта (окремий випадок критерію (6)). Перший випадок з урахуванням обмежень на величину коефіцієнта σ цікавий для технології глушіння з повною заміною свердловинної рідини. Другий випадок може розглядатися відносно технології глушіння з блокуючими пачками.

План експерименту та його реалізація наведені на рисунку 1.

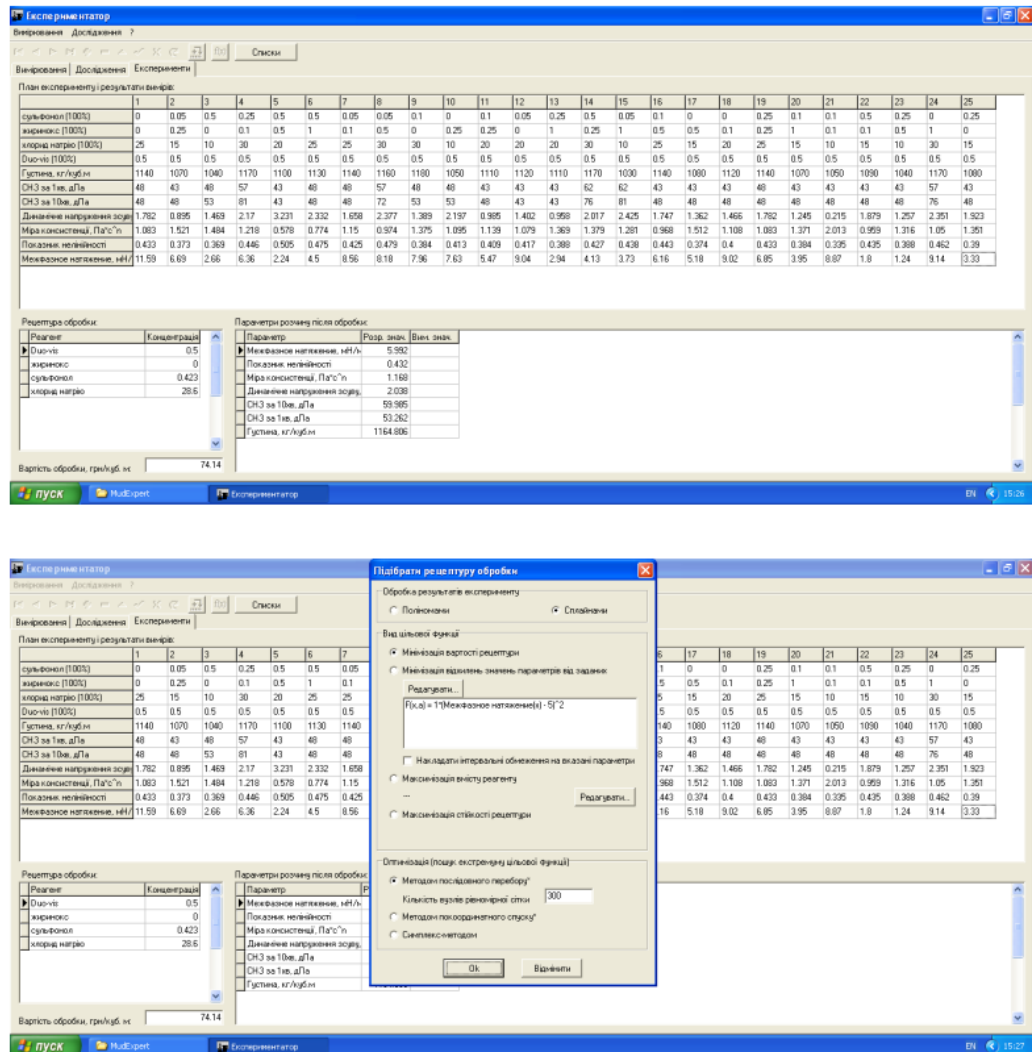


Рисунок 1 – План експерименту та його реалізація

Таблиця 1 – Параметри рівняння стану показників властивостей рідини глушіння при 70 °С

Базисні функції b_i	Параметри моделі B_{ij}	Значення параметрів \hat{B}_{ij} моделі				
		θ_1	θ_{10}	τ_0	k	n
1	B_{i1}	4,334	1,542	-0,183	1,263	0,195
c_r	B_{i2}	–	–	0,025	–	0,022
c_s	B_{i3}	–	–	3,513	–	0,354
c_n	B_{i4}	-6,419	-1,642	-39,396	2,467	-0,451
$c_s c_n$	B_{i5}	–	–	-6,961	–	0,835
$c_r c_n$	B_{i6}	–	–	1,468	–	–
$c_r c_s$	B_{i7}	–	–	-0,187	–	-0,05
c_n^2	B_{i8}	0,027	7,244	229,044	-10,99	1,414
c_s^2	B_{i9}	1,028	0,256	–	0,037	0,178
c_r^2	$B_{i10} \cdot 10^4$	–	–	–	–	4,569
$c_r c_n c_s$	B_{i11}	–	–	–	–	-0,023
$c_n^2 c_s$	B_{i12}	–	–	–	–	–
$c_n^2 c_r$	B_{i13}	–	–	-8,221	–	-0,053
$c_s^2 c_n$	B_{i14}	–	–	–	–	–
$c_s^2 c_r$	B_{i15}	–	–	–	–	-0,012
$c_s^2 c_s$	$B_{i16} \cdot 10^3$	-1,593	-36,42	2,754	-33,62	1,57
c_r^3	$B_{i17} \cdot 10^3$	5,698	1,543	–	-50,65	-0,1623
c_n^3	$B_{i18} \cdot 10^4$	–	–	–	–	5,781
c_s^3	B_{i19}	-28,315	-8,275	-297,746	11,235	–
$c_n^3 c_r$	$B_{i20} \cdot 10^3$	–	–	–	–	-8,697
$c_n^3 c_s$	B_{i21}	–	–	10,556	–	–
$c_r^3 c_s$	B_{i22}	–	–	42,356	–	–
$c_r^3 c_n$	B_{i23}	–	–	-0,719	–	–
Дисперсія адекватності		0,01	0,035	0,133	0,078	$8,044 \cdot 10^{-4}$

Розв'язок задачі (4) з урахуванням прийнятих критеріїв і обмежень побудовано з допомогою системи MudExpert: критерій (5) – хлорид натрію $c_c = 28,8\%$ мас., сольнен-10т $c_s = 0,05\%$ об. і неолон АФ 9-12 $c_n = 0,50\%$ об.; критерій (6) – $c_c = 29,5\%$ мас., $c_s = 1,00\%$ об. і $c_n = 0,50\%$ об.

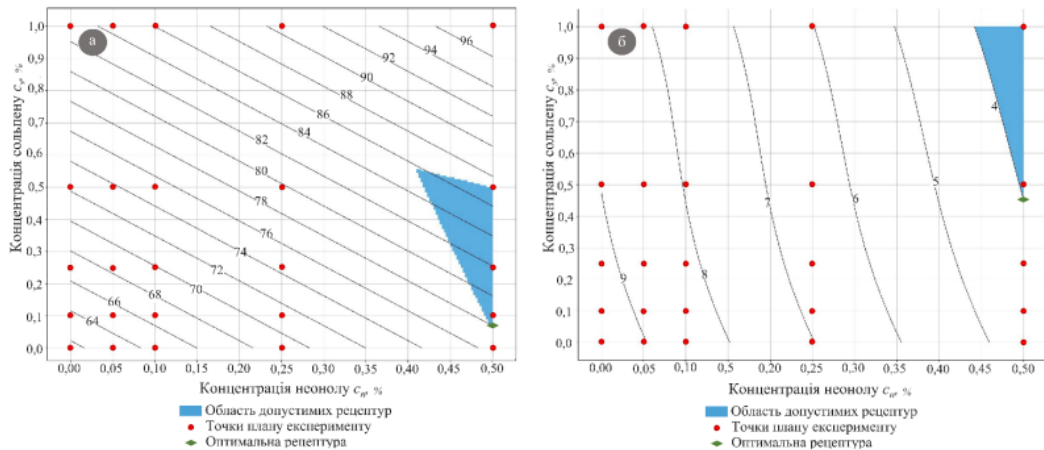


Рисунок 2 – Вплив концентрацій сольпену і неолону на вибір оптимальної рецептури рідини глушіння ($T=70$ °С): а – по критерію (2); б – по критерію (3)

Вартість одиниці об'єму рецептур рідини глушіння для критерію (5) складає 78 $\$/\text{м}^3$, а для критерію (6) – 98 $\$/\text{м}^3$. На рисунку 2 в координатах $c_n - c_s$ показано ізолінії

критеріїв оптимальності (5) і (6), області допустимих рецептур та оптимальні концентрації реагентів.

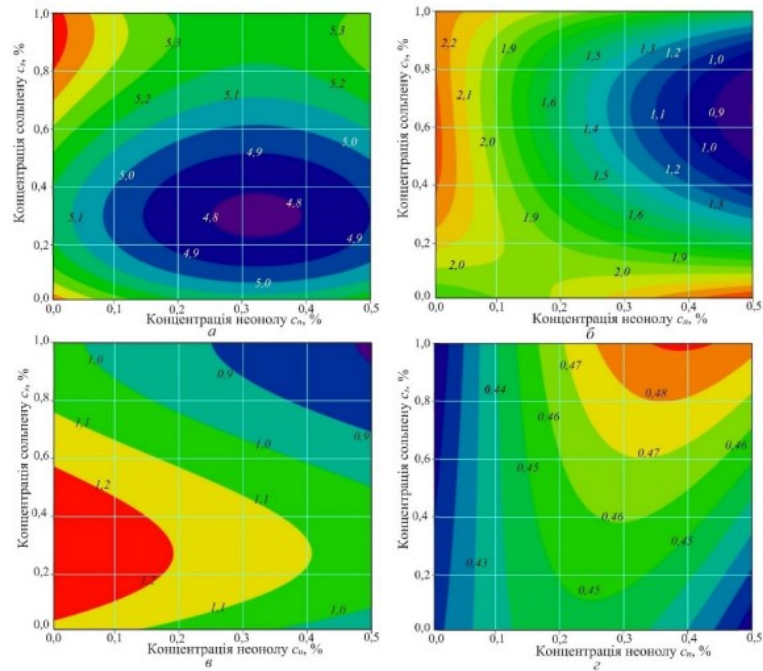


Рисунок 3 – Вплив концентрацій сольєну і неополу на:

a – статичне напруження зсуву θ_1 , Па; *б* – динамічне напруження зсуву τ_0 , Па;

в – міра консистенції k , Па·с^{*n*}; *г* – показник нелінійності *n*

На рисунку 3 з метою ілюстрації показано лінії постійного рівня для показників статичного напруження зсуву θ_1 і реологічних властивостей (τ_0, k, n) рідини глушіння при пластовій температурі.

ДОДАТОК Б



Міністерство освіти і науки України
Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу

76010, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська 15, телефон (034-2) 54-72-66, (034-2) 54-66-40

23.10.2023 25-40-125

ДОВІДКА

Видана **Волошину Юрію Дмитровичу** про те, що результати дисертаційного дослідження на тему «Удосконалення технологій освоєння свердловин з низькопроникними продуктивними горизонтами», підготовленої на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук за спеціальністю 05.15.10 – Буріння свердловин, були використані в навчальному процесі під час викладання дисципліни «Прийняття технологічних рішень в бурінні» для студентів ОКР «магістр» спеціальностей 184 – Гірництво (освітня програма «Буріння нафтових і газових свердловин») та 185 – Нафтогазова інженерія та технології (освітня програма «Пошукове, розвідувальне та експлуатаційне буріння нафтових і газових свердловин»). Зокрема, під час підготовки лекційний курсів та практичних занять відповідно ЗМ2 «Прийняття рішень в умовах інформаційної визначеності» та ЗМ4 «Нечіткі моделі прийняття рішень».

Довідку видано у спеціалізовану вчену раду із захисту дисертацій на здобуття наукового ступеня доктора (кандидата) наук за спеціальностями 05.15.06 - Розробка нафтових та газових родовищ; 05.15.10 - Буріння свердловин в Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу Міністерства освіти і науки України.

Проректор з наукової роботи

ІФНТУНГ



О. Р. Кондрат

ДОДАТОК В

Затверджую
 Директор фірми «Бурова компанія» Надра»
 Шопяк Б.Я.
 15 травня 2014р.

Акт



**про виконання робіт з освоєння св. №63-Дузлак
 з використанням імпульсно-хвильової дії на пласт при депресії**

Приймальна комісія у складі:

Голова комісії:

Шопяк Б.Я – директор фірми «Бурова компанія» Надра »;

члени комісії:

Бажалук Я.М. – директор фірми ТОВ «Інтекс»;

Гутак О.І. –к.т.н., доцент кафедри РЕНГР, ІФНТУНГ

Волошин Ю.Д. – аспірант кафедри БНГС,ІФНТУНГ

склали цей акт про те, що роботи з освоєння та досліджень свердловини №63 Дузлак в інтервалі перфорації 594.5-588.5 м проводилися відповідно до затвердженого плану робіт в період з 16.04.2014 р по 25.04.2014 р фірмою «Бурова компанія «Надра» спільно з фахівцями фірми ТОВ «Інтекс» і Івано-Франківського національного технічного університету (ІФНТУНГ) в три етапи:
І етап. Наладка циркуляційно-замірної системи на свердловині. Оцінка величини припливу пластового флюїду.

1. У свердловину спущено пристрій УЕОС-5М з електронним манометром АТМ-38 і пакером, встановленими на глибині 581м.

2. В період з 17.04.2014 р. по 18.04.2014р. виконано операції по циклічній депресійній дії на пласт протягом восьми годин шляхом прокачування в НКТ робочої рідини (пластова вода густиною 1030 кг/м^3) за допомогою насосного агрегату ЦА-320 при наступних робочих тисках на гирлі свердловини: 30 атм; 35 атм; 45 атм; 55 атм; 65 атм. (Рис.1).

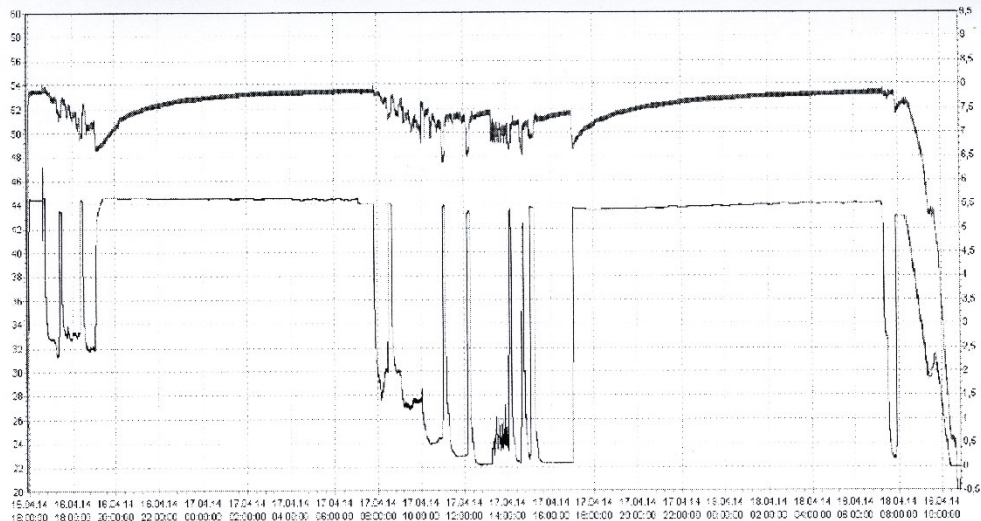


Рисунок 1 - Зміна температури і тиску в свердловині 63-Дузлак при циклічному депресійному впливі

За вказаний період в процесі виконання робіт зафіксувати приплив флюїду з пласта не вдалося. Кількість в'язкого флюїду в замірних ємностях циркуляційної системи знаходилася в межах похибки вимірювання об'єму ємностей.

Проведений в умовах бурової аналіз компонентного складу і в'язкості пластового флюїду свідчив про значну степінь кольматації привибійної зони пласта кольматантом з великою зсувною в'язкістю. Кольматантом є суміш компонентів бурового розчину та флюїду, що насичує пласт(нафта). Враховуючи тиксотропні властивості зазначеної суміші (колоїдно-дисперсної структури, що складається з нафти, бентоніту, бариту та інших хімреагентів), прийнято рішення провести імпульсно-хвильову обробку ПЗП на частотах 20-50 Гц з амплітудою пружних коливань 1-3 МПа з метою зменшення в'язкості кольматанта і, як наслідок, збільшення притоку з пласта.

II етап. Гідроімпульсна обробка пласта.

1. У свердловину спушено гідрогенератор ДКП-1 діаметром 56 мм.
2. В період 18.04.2014р.-19.04.2014р. проведена обробка пласта в інтервалі перфорації 594.5-588.5 м. при наростаючому тиску на гирлі свердловини від 20 до 70 атм. Час обробки склав 2:00 год. 10 хв. Швидкість спуску/підйому гідрогенератора 0.1 м / с. При підйомі ДКП-1 в корпусі пристрою виявлено шлам, що складається, в основному, з частинок цементного каменю, а також пісковика з діаметром частинок в межах 1-4 мм, що свідчить про активне тріщиноутворення в ПЗП під час роботи гідрогенератора.

III етап. Роботи з відкачування пластового флюїду. Проведення гідродинамічних досліджень свердловини.

1. У свердловину спушено пристрій УЕОС-5М з електронним манометром АТМ-38 і пакером, встановленими на глибині 581м.

2. В період 19.04.2014р.-25.04.2014р. для визначення оптимальної депресії на пласт зроблено операції по циклічно депресійній дії на пласт шляхом прокачування в НКТ робочої рідини за допомогою насосного агрегату ЦА-320 при наступних робочих тисках на гирлі свердловини:30-35-45-55-65 атм. Максимальне значення припливу спостерігалось після імпульсно-хвильової обробки ПЗП 19.04.2014 протягом 4 годин, що пояснюється зміною реологічних властивостей кольматанта в бік зменшення та створення додаткової мережі втомних тріщин в ПЗП.

За вказаний час приплив склав 0.77 м³ флюїду-кольматанта, при цьому депресія на пласт була рівною 61 атм. (рис.2),

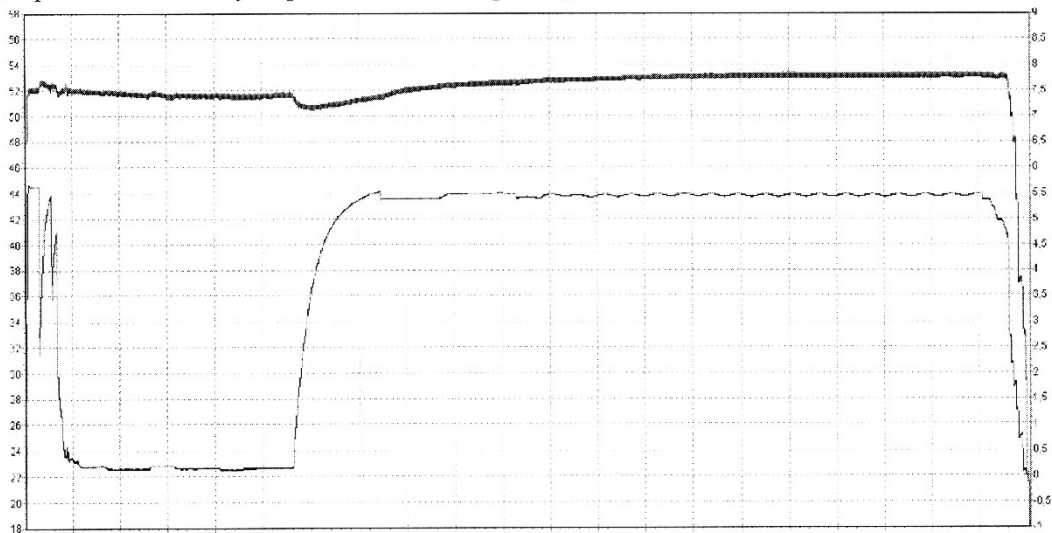


Рисунок 2 - Зміна температури і тиску в свердловині 63-Дузлак при циклічному депресійному впливі

3. В період 22.04.2014р. – 27.04.2014 р. сумарний час депресійного впливу на пласт при різних значеннях депресій склав 89 год. (Рис.3).

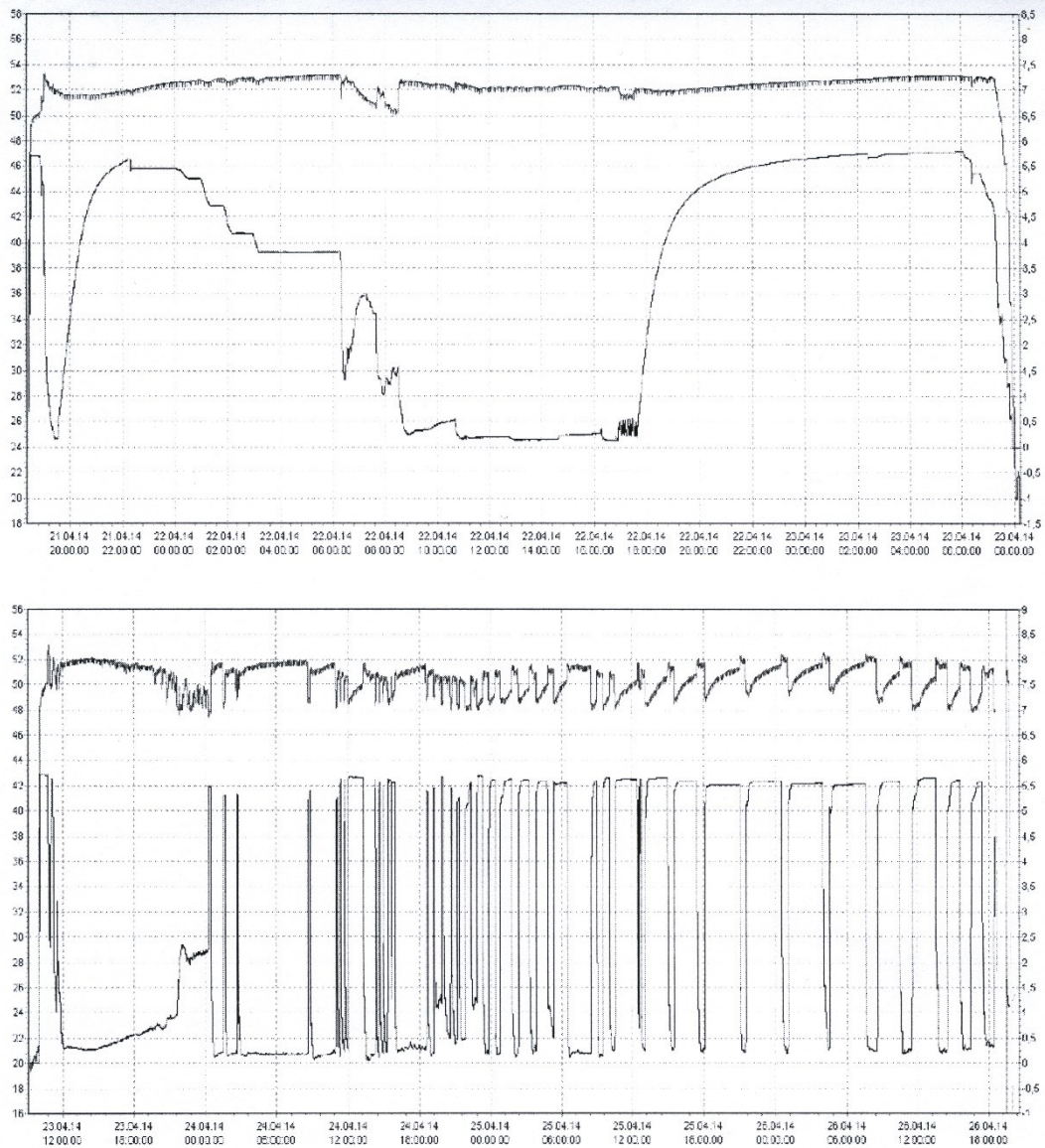


Рисунок 3 - Зміна температури і тиску в свердловині 63-Дузлак при циклічному депресійному впливі

Сумарний приплив за вказаний час склав 2.7 м^3 .

Разом за $(4 + 89)$ години приплив високов'язкого флюїду склав $(0.77 + 2.7 = 3.5\text{ м}^3)$.

4. В результаті дослідження свердловини на несталому режимі фільтрації отримано криву відновлення тиску (рис. 4).

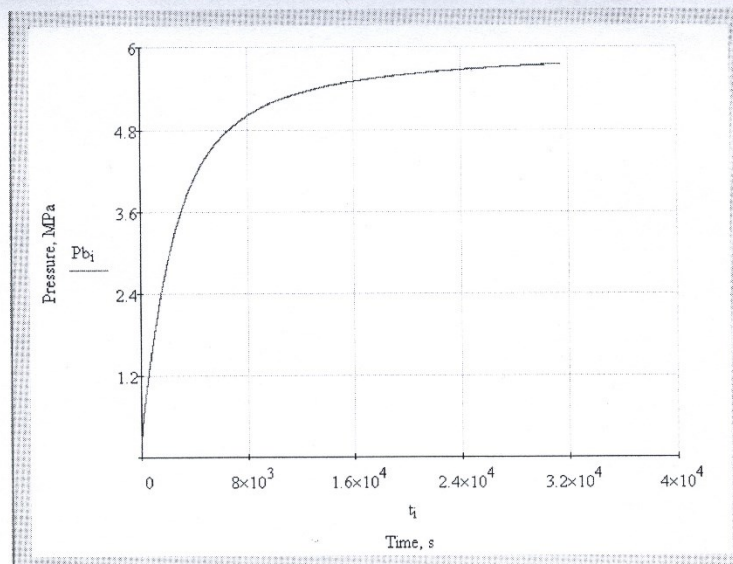


Рисунок 4 - Крива відновлення тиску на вибої свердловини від 22.04.14

Дана крива була оброблена з використанням двох методик:

- Метод дотичної, заснований на використанні рівняння:

$$\Delta P(t) = \frac{183 \cdot q \cdot \mu_p}{k \cdot h} \cdot \left(\lg \frac{2,25 \cdot \chi}{r_{c.пр}^2} + \lg t \right),$$

- Метод Хорнера, заснований на використанні рівняння:

$$\Delta P(t) = \Delta P + \frac{183 \cdot q \cdot \mu_p}{k \cdot h} \cdot \lg \left(\frac{t}{T+t} \right).$$

В результаті інтерпретації даних за методом дотичної було отримано перетворену криву (рис. 5) і розраховані оціночні фільтраційні параметри пласта, які подані в таблиці 1.

5. Оціночні фільтраційні параметри пласта подано в таблиці 1.

Таблиця 1

Параметр	Дотичної	Хорнера
Гідропровідність, $\text{мкм}^2 \cdot \text{м} / \text{МПа} \cdot \text{с}$	0.01389	0.00827
Проникність, мкм^2 (або Дарсі)	0.0992	0.059
Пьезопроводності, $\text{м}^2 / \text{с}$	0.01085	0.00646
Скін-ефект	3.45	0.196

6. Реологічні дослідження кольматанта і нафти з продуктивного пласта показали, що значення зсувної в'язкості кольматанта становить $4000 \text{ МПа} \cdot \text{с}$, нафти - $4 \text{ МПа} \cdot \text{с}$.

Компонентний склад кольматанта наступний:

- Бентоніт - 75%;
- Нафта - 10%;
- Барит - 15%.

Зазначені компоненти утворюють стійку колоїдно-дисперсну структуру, яка виникла в пластових умовах при температурі 52°C при розкритті продуктивного пласта з використанням бурового розчину високої питомої ваги.

Зазначене підтверджує думку про значне забруднення привибійної зони пласта і, як наслідок, ускладнюється вихід свердловини на технологічний режим фонтанування по III типу.

7. Також на підставі геофізичних та гідродинамічних даних по свердловині був виконаний оціночний розрахунок максимального теоретично можливого значення дебіту свердловини:

- При експлуатації фонтанним способом при депресії рівній 2.7 МПа дебіт становитиме $1.08 \text{ т} / \text{добу}$;
- При експлуатації насосним способом при депресії рівній 5.9 МПа дебіт складе $2.3 \text{ т} / \text{добу}$.

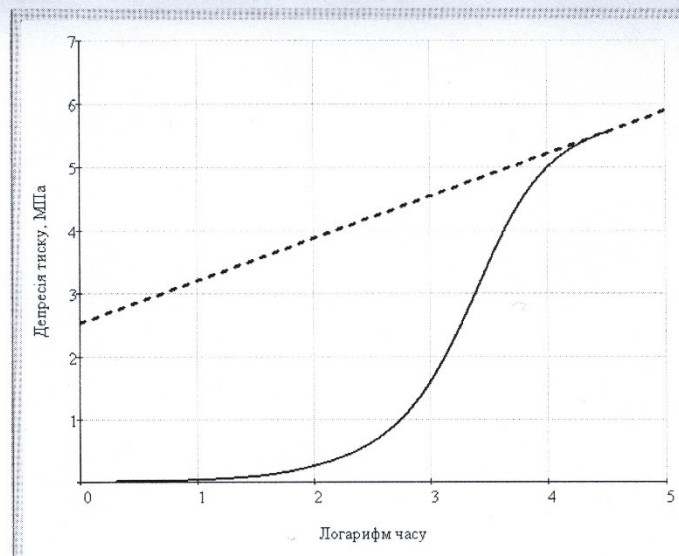


Рисунок 5 - Перетворена крива за методом дотичної

В результаті інтерпретації даних за методом Хорнера було отримано перетворену криву (рис. 6) і розраховані оціночні фільтраційні параметри пласта, які подані в таблиці 1. Також за методом Хорнера було отримано оцінне значення пластового тиску 6.173 МПа (61,73 атм.).

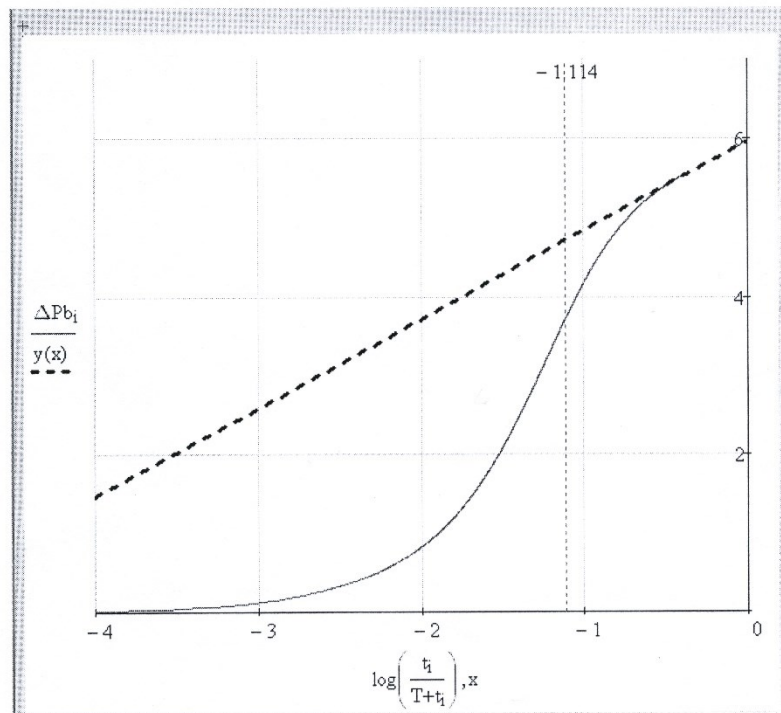


Рисунок 6 - Перетворена крива за методом Хорнера

Висновки

1. В результаті гідроімпульсної і депресійної обробки свердловини з пласта на протязі 89 годин отримано 3.5 м³ високов'язкого флюїду-кольматанта, а також незначна кількість маловязкої нафти. Кількість кольматанта в ПЗП оціночно становить близько 3 м³.

3. Гідродинамічні та реологічні дослідження показали наявність в ПЗП додаткового фільтраційного опору для нафти обумовленого нелінійними вязкісними характеристиками кольматанта.

4. Результати проведених робіт з гідроімпульсного впливу на ПЗП свідчать про активне втомне руйнування гірської породи в зоні ПЗП з утворення тріщин при циклічній дії хвиль стиску-розтягу та зменшення вязкості кольматанта.

4. В даному випадку можна дати наступні рекомендації:

- Провести додаткове промивання стовбура свердловини з метою очищення від винесеного з пласта кольматанта;

- Провести додаткові роботи по відкачці флюїду-кольматанта з пласта з метою остаточного очищення ПЗП.

Директор фірми «Інтекс» Я.М. Бажалук

Фахівці ІФНТУНГ:

к.т.н., доцент кафедри РЕНГР, ІФНТУНГ Гутак О.І.

аспірант кафедри БНГС, ІФНТУНГ Волошин Ю.Д.



ДОДАТОК Г

Таблиця 1 – Результати вимірювань параметрів вібрації при гідроімпульсній обробці штучного керну

Керн	Частота F, Гц	Прискорення A _v , м/с ²	Швидкість V _в , мм/с	Зміщення S _в , мкм
1	88	2,22	4,0299	7,3183
	100	4,43	7,0523	11,2061
	113	1,99	2,8209	3,9844
	188	21,47	18,1948	15,4196
	200	42,27	33,5864	26,6845
	213	20,30	15,1831	11,3534
	288	12,54	6,9296	3,8300
	300	24,91	13,1936	6,9882
	313	12,20	6,206	3,1556
	400	8,21	3,2617	1,2957
2	38	0,01	0,0253	0,1074
	50	0,01	0,019	0,0604
	88	12,20	4,0829	1,3658
	100	3,43	1,1211	0,3654
	113	8,65	2,7504	0,8741
	188	2,99	0,9288	0,2880
	200	4,32	0,9168	0,1942
	210	2,66	0,5549	0,1156
	235	6,21	1,274	0,2612
	250	7,65	1,5206	0,3020
3	75	0,01	0,0253	0,0537
	88	0,05	0,0869	0,1578
	100	0,06	0,1046	0,1662
	112	0,03	0,0507	0,0716
	138	0,01	0,0138	0,0160
	150	0,02	0,019	0,0201
	163	0,02	0,0234	0,0229
	175	0,01	0,0109	0,0099
	188	0,04	0,0355	0,0301
	200	0,09	0,076	0,0604
4	25	0,55	3,5261	22,4122
	38	16,31	69,1121	292,8524
	50	33,39	106,1365	337,3032
	63	16,53	42,0315	106,8612
	75	0,66	1,4105	2,9883
	100	0,77	1,2341	1,9611
	112	0,22	0,3134	0,4427
	125	0,55	0,7052	0,8965
	138	0,66	0,7693	0,8891
	150	0,8	0,9403	0,9961
5	125	0,09	0,012	0,0015
	138	0,06	0,0075	0,0009

Керн	Частота F, Гц	Прискорення A _B , м/с ²	Швидкість V _B , мм/с	Зміщення S _B , мкм
	150	0,08	0,0103	0,0013
	163	0,32	0,0395	0,0048
	175	0,52	0,0637	0,0077
	188	0,04	0,0406	0,0344
	200	0,10	0,0808	0,0642
	288	0,02	0,0132	0,0073
	300	0,05	0,0285	0,0151
	313	0,02	0,0122	0,0062
6	91	0,40	0,0267	0,0018
	100	0,36	0,0238	0,0016
	116	0,25	0,0165	0,0011
	142	0,24	0,0148	0,0009
	225	0,01	0,0084	0,006
	238	0,09	0,064	0,0428
	250	0,14	0,0875	0,0556
	263	0,08	0,0471	0,0285
	275	0,03	0,0207	0,0120
	300	0,10	0,0539	0,0285
7	25	0,18	1,1407	7,2505
	38	0,11	0,4816	2,0409
	50	0,04	0,1331	0,4229
	88	0,07	0,1304	0,2368
	100	0,12	0,1996	0,3172
	112	0,03	0,0507	0,0716
	163	0,04	0,0409	0,0400
	175	0,03	0,0272	0,0247
	188	0,07	0,0608	0,0516
	200	0,15	0,1188	0,0944
8	13	0,02	0,0179	0,0134
	25	1,29	0,9126	0,6445
	38	0,77	0,5123	0,3428
	50	0,67	0,4259	0,2707
	63	1,65	0,9995	0,6050
	75	0,52	0,3042	0,1758
	88	1,29	0,7142	0,3947
	100	1,12	0,5957	0,3155
	113	0,31	0,1582	0,0804
	125	1,24	0,6084	0,2975
9	25	2,68	17,0348	108,2737
	37	2,75	11,6607	49,4106
	63	1,55	3,9545	10,054
	75	1,22	2,5856	5,4781
	100	1,12	1,7871	2,8398
	125	1,31	1,6731	2,1268
	138	1,00	1,1615	1,3422
	163	1,53	1,4976	1,4644
	188	1,31	1,1154	0,9452

Керн	Частота F, Гц	Прискорення A _B , м/с ²	Швидкість V _B , мм/с	Зміщення S _B , мкм
	200	1,82	1,4449	1,148
10	88	12,54	6,9296	3,8300
	100	24,91	13,1936	6,9882
	113	12,20	6,206	3,1556
	188	4,21	1,7289	0,7090
	200	8,21	3,2617	1,2957
	213	4,10	1,5814	0,6092
	225	0,44	0,1659	0,062
	388	2,94	0,9584	0,3124
	300	6,10	1,9394	0,6163
	313	3,21	0,9976	0,3093
11	13	1,00	0,7515	0,5620
	25	0,16	0,1141	0,0806
	38	0,13	0,0881	0,0589
	50	0,16	0,1027	0,0653
	63	0,35	0,21	0,1271
	75	0,36	0,2109	0,1218
	88	0,90	0,4993	0,2759
	100	1,88	0,995	0,5270
	213	0,96	0,4867	0,2475
	225	0,23	0,1111	0,0543
12	62	0,14	0,365	0,9281
	75	0,15	0,3295	0,6982
	88	0,93	1,6839	3,0580
	100	1,82	2,8993	4,6071
	113	0,92	1,3013	1,8380
	150	0,10	0,1077	0,1141
	162	0,29	0,2866	0,2803
	175	0,27	0,2499	0,2269
	188	0,97	0,8213	0,6960
	200	1,96	1,559	1,2386
13	50	0,32	0,1439	0,0654
	63	0,85	0,375	0,1644
	75	0,63	0,2662	0,1128
	88	1,12	0,4587	0,1881
	100	1,82	0,7248	0,2879
	113	0,63	0,242	0,0932
	125	1,42	0,5301	0,1982
	138	1,24	0,4519	0,1641
	150	0,27	0,0951	0,0336
	163	0,60	0,2076	0,0713
14	26	1,45	0,3681	0,0936
	38	1,29	0,3221	0,0803
	50	0,02	0,0058	0,0014
	88	0,43	0,0996	0,0230
	100	0,65	0,148	0,0336
	113	0,49	0,1094	0,0244

Керн	Частота F, Гц	Прискорення A _B , м/с ²	Швидкість V _B , мм/с	Зміщення S _B , мкм
	126	0,65	0,1429	0,0313
	138	0,73	0,1573	0,0339
	151	0,20	0,0431	0,0091
	163	0,44	0,091	0,0190
15	38	0,47	0,0897	0,0170
	51	0,21	0,0391	0,0073
	63	0,32	0,0584	0,0108
	76	0,06	0,0109	0,0020
	88	0,30	0,0546	0,0098
	100	0,26	0,0465	0,0082
	113	0,17	0,0302	0,0053
	126	0,51	0,0874	0,0150
	139	0,58	0,0994	0,0168
	151	0,22	0,037	0,0062
16	87	0,88	1,6079	2,9199
	100	1,82	2,8898	4,5920
	113	0,81	1,1492	1,6232
	188	0,33	0,2839	0,2406
	200	0,55	0,4373	0,3474
	213	0,14	0,1074	0,0803
	275	0,04	0,0277	0,0160
	288	0,91	0,5026	0,2778
	300	1,87	0,9886	0,5236
	313	0,91	0,4624	0,2351
17	25	0,03	0,2281	1,4501
	38	0,02	0,1014	0,4297
	50	0,01	0,038	0,1208
	63	0,01	0,0304	0,0773
	100	0,01	0,019	0,0302
	152	0,06	0,0066	0,0007
	164	0,27	0,0299	0,0032
	177	0,33	0,0361	0,0039
	190	0,27	0,0294	0,0031
	202	0,26	0,0279	0,003
18	25	0,60	3,8404	24,4099
	38	0,40	1,6984	7,1968
	50	0,23	0,7225	2,296
	62	0,12	0,3194	0,8121
	75	0,12	0,2662	0,5639
	88	0,14	0,2607	0,4735
	100	0,11	0,1806	0,2870
	113	0,06	0,0845	0,1193
	125	0,04	0,0456	0,0580
	138	0,06	0,0622	0,0719
19	88	1,30	2,3684	4,3010
	100	2,64	4,1922	6,6614
	113	1,16	1,6393	2,3154

Керн	Частота F, Гц	Прискорення A _B , м/с ²	Швидкість V _B , мм/с	Зміщення S _B , мкм
	188	1,88	1,5919	1,3491
	200	3,58	2,8423	2,2582
	213	1,53	1,1497	0,8597
	288	1,15	0,6348	0,3509
	300	2,10	1,1122	0,5891
	325	1,64	0,8014	0,3918
	338	1,66	0,7802	0,3673
20	27	0,13	0,0189	0,0027
	39	0,15	0,0068	0,0010
	51	0,18	0,0108	0,0015
	64	0,17	0,0233	0,0032
	78	0,37	0,0485	0,0066
	88	4,12	0,5511	0,0737
	100	6,49	0,8591	0,1138
	114	2,63	0,3445	0,0451
	189	1,92	0,2374	0,0293
	202	3,20	0,3913	0,0478
21	27	0,03	0,0030	0,0003
	52	0,02	0,0027	0,0003
	64	0,01	0,0016	0,0002
	77	0,11	0,0123	0,0013
	88	1,09	0,1162	0,0124
	102	1,61	0,1702	0,0180
	114	0,61	0,0640	0,0067
	190	1,85	0,1855	0,0186
	202	2,66	0,2644	0,0263
	215	0,81	0,0800	0,0079
22	88	0,92	1,6560	3,0073
	100	1,81	2,8786	4,5741
	188	1,17	0,9877	0,8370
	200	2,25	1,7861	1,4190
	212	1,08	0,8095	0,6053
	288	0,53	0,2924	0,1616
	300	1,03	0,5437	0,2880
	313	0,49	0,2480	0,1261
	400	1,03	0,4097	0,1628
	500	1,14	0,3634	0,1155
23	25	0,68	0,2064	0,0625
	38	0,90	0,2653	0,0784
	50	0,75	0,2178	0,0629
	63	0,63	0,1791	0,0506
	75	0,29	0,0794	0,0219
	88	0,35	0,0938	0,0254
	100	0,45	0,1204	0,0319
	113	0,25	0,0652	0,0169
	126	0,30	0,0760	0,0193
	138	0,63	0,1581	0,0394

Керн	Частота F, Гц	Прискорення A _в , м/с ²	Швидкість V _в , мм/с	Зміщення S _в , мкм
24	25	0,67	0,4732	0,3342
	38	0,37	0,2482	0,166
	50	0,47	0,3042	0,1933
	62	0,80	0,4853	0,2937
	75	0,95	0,5531	0,3196
	88	1,12	0,6216	0,3436
	100	1,32	0,7034	0,3726
	113	0,92	0,4685	0,2382
	125	0,50	0,2457	0,1201
	138	0,74	0,3493	0,1644
25	25	2,47	15,742	100,0565
	75	0,92	1,9519	4,1355
	88	1,36	2,4770	4,4983
	100	1,47	2,3385	3,7159
	113	0,96	1,3689	1,9335
	125	0,88	1,1255	1,4308
	175	0,92	0,8365	0,7596
	187	1,32	1,1255	0,9538
	200	1,85	1,4734	1,1706
	213	0,22	0,1659	0,1241

Таблиця 2 – Результати вимірювань параметрів вібрації при гідроімпульсній обробці штучного керну

Керн	Частота F, Гц	Прискорення A _в , м/с ²	Швидкість V _в , мм/с	Зміщення S _в , мкм
1	88	1,16	2,1157	3,8421
	100	2,82	4,4958	7,1439
	113	1,27	1,8022	2,5456
	138	0,22	0,2564	0,2964
	150	0,55	0,5877	0,6226
	162	0,38	0,3797	0,3713
	175	0,44	0,403	0,3659
	188	6,93	5,8769	4,9805
	200	13,2	10,5343	8,3695
	213	6,43	4,8121	3,5984
2	25	28,47	180,9948	1150,4077
	38	43,40	183,9353	779,3986
	50	84,32	267,9939	851,6884
	63	56,28	143,0923	363,7995
	75	14,35	30,4193	64,4486
	138	10,91	12,6102	14,5728
	150	15,07	15,9701	16,9178
	162	13,87	13,5717	13,2711
	175	4,83	4,3891	3,9853

Керн	Частота F, Гц	Прискорення A _v , м/с ²	Швидкість V _в , мм/с	Зміщення S _в , мкм
	188	3,92	3,3258	2,8186
3	88	1,22	2,2164	4,025
	100	2,21	3,5261	5,603
	113	0,99	1,4105	1,9922
	150	1,33	1,4105	1,4941
	162	2,66	2,6039	2,5462
	175	1,44	1,3097	1,1892
	188	9,87	8,3687	7,0922
	200	20,52	16,3083	12,957
	213	10,09	7,5501	5,6457
	225	1,44	1,0187	0,7194
	4	38	0,11	0,4702
50		0,33	1,0578	3,3618
63		0,22	0,5642	1,4344
88		0,44	0,806	1,4637
100		0,88	1,4105	2,2412
113		0,33	0,4702	0,6641
138		0,22	0,2564	0,2964
163		0,22	0,217	0,2122
188		0,66	0,5642	0,4781
200		1,33	1,0578	0,8405
5		62	0,02	0,0608
	75	0,09	0,2028	0,4297
	88	0,71	1,3037	2,3675
	100	1,29	2,0533	3,2627
	113	0,74	1,0478	1,4799
	188	1,84	1,5615	1,3233
	200	3,46	2,7567	2,1902
	213	1,74	1,3062	0,9768
	225	0,11	0,0845	0,0597
	238	0,28	0,1921	0,1285
6	88	0,31	0,5723	1,0393
	100	0,61	0,9705	1,5422
	113	0,29	0,4141	0,5849
	188	0,08	0,0728	0,0617
	200	0,17	0,1351	0,1074
	213	0,08	0,0611	0,0457
	288	0,49	0,2736	0,1512
	300	0,87	0,4646	0,2461
	313	0,38	0,1968	0,1001
	400	0,70	0,2811	0,1117
7	25	0,01	0,0155	0,0985
	88	0,14	0,2568	0,4664
	100	0,28	0,4455	0,708
	113	0,13	0,186	0,2627
	138	0,01	0,0085	0,0098
	150	0,02	0,0207	0,0219
	163	0,01	0,0095	0,0093

Керн	Частота F, Гц	Прискорення A _в , м/с ²	Швидкість V _в , мм/с	Зміщення S _в , мкм
	188	0,20	0,1694	0,1436
	200	0,38	0,3041	0,2416
	213	0,17	0,1294	0,0968
8	50	0,15	0,4949	1,5728
	62	0,07	0,194	0,4932
	88	0,16	0,3034	0,5509
	100	0,32	0,519	0,8247
	113	0,15	0,2223	0,314
	188	0,30	0,2556	0,2166
	200	0,57	0,4578	0,3637
	213	0,27	0,2064	0,1544
	288	0,16	0,0911	0,0504
	300	0,31	0,1645	0,0871
	9	88	1,51	2,7595
100		3,06	4,8671	7,7338
113		1,53	2,1631	3,0553
188		1,77	1,5007	1,2718
200		3,44	2,7377	2,1751
213		1,62	1,2168	0,9099
288		1,86	1,0316	0,5702
300		3,55	1,8822	0,9969
313		1,62	0,8274	0,4207
325		0,04	0,0234	0,0114
10	50	0,77	2,4683	7,8443
	63	0,99	2,5388	6,4547
	75	1,44	3,056	6,4746
	88	1,22	2,2164	4,025
	100	0,99	1,5868	2,5214
	125	1,11	1,4105	1,793
	138	0,77	0,8976	1,0373
	150	0,55	0,5877	0,6226
	163	0,77	0,7595	0,7427
	175	1,11	1,0075	0,9148
11	25	1,44	9,1679	58,2716
	38	1,55	6,5821	27,8907
	50	1,22	3,8787	12,3267
	63	1,10	2,8209	7,1719
	75	1,10	2,3508	4,9805
	88	0,77	1,4105	2,5614
	100	0,88	1,4105	2,2412
	113	0,66	0,9403	1,3281
	125	0,55	0,7052	0,8965
	138	0,44	0,5129	0,5927
12	75	1,11	1,0075	0,9148
	88	0,33	0,2821	0,2391
	100	0,55	0,4408	0,3502
	113	1,44	1,0786	0,8065
	125	2,55	1,8022	1,2728

Керн	Частота F, Гц	Прискорення A _v , м/с ²	Швидкість V _в , мм/с	Зміщення S _в , мкм
	138	3,66	2,4497	1,639
	15	4,43	2,8209	1,793
	163	2,11	1,2761	0,7725
	175	0,11	0,0641	0,037
	188	0,66	0,3679	0,2034
13	38	0,99	338,04	0,9986
	50	0,77	350,56	0,7767
	63	0,77	363,08	0,7767
	375	1,10	375,6	1,1095
	88	2,19	388,12	2,1081
	100	2,88	400,64	2,8848
	113	3,66	413,16	3,6615
	125	4,66	425,68	4,6601
	138	4,66	438,2	4,6601
	150	5,65	450,72	5,6586
14	25	0,44	2,8209	17,9297
	38	0,33	1,4105	5,9766
	50	0,88	2,8209	8,9649
	63	1,33	3,3851	8,6063
	75	2,21	4,7015	9,961
	88	1,99	3,6269	6,5864
	100	2,11	3,3498	5,3229
	113	1,33	1,8806	2,6563
	125	1,22	1,5515	1,9723
	138	1,10	1,2822	1,4818
15	25	1,99	1,4105	0,9961
	38	2,99	2,0043	1,341
	50	4,43	2,8209	1,793
	63	2,33	1,4105	0,8538
	75	0,99	0,577	0,3334
	88	2,44	1,3491	0,7457
	100	4,32	2,292	1,214
	113	4,77	2,426	1,2336
	125	5,99	2,9294	1,4323
	138	6,76	3,1866	1,5003
16	38	2,99	0,7467	0,1861
	50	4,66	1,1392	0,2785
	63	1,44	0,346	0,083
	76	0,88	0,209	0,0492
	88	1,99	0,4616	0,1067
	100	4,43	1,0075	0,2287
	113	3,10	0,6929	0,1545
	126	1,22	0,2675	0,0586
	138	8,32	1,7929	0,3863
	151	10,09	2,1392	0,4532

ДОДАТОК Г

СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧА ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

Статті, в яких опубліковані основні наукові результати дисертації

1. Деякі напрями удосконалення технологій спорудження свердловин на сланцевий газ / М. А. Мислюк та ін. *Нафтогазова галузь України*. 2013. № 1. С. 40–45. URL: https://www.naftogaz.com/ckeditor_assets/Галузевий%20журнал/1_2013_preview.pdf.
2. Полутренко М. С., Богославець В. В., Волошин Ю. Д. Дослідження поверхневих і реологічних властивостей безглинистого біополімерного бурового розчину, обробленого поверхнево-активною речовиною М-1. *Нафтогазова енергетика*. 2021. Т. 35, № 1. С. 91–97. URL: [https://doi.org/10.31471/1993-9868-2021-1\(35\)-91-97](https://doi.org/10.31471/1993-9868-2021-1(35)-91-97)
3. Application of pulse-wave technology for oilwell completion / Y. M. Bazhaluk et al. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*. 2016. No. 5. P. 16–20. URL: <http://nvngu.in.ua/index.php/en/component/jdownloads/viewdownload/63/8555>.
4. Elastic waves influence upon enhancement of shale rocks fracturing / Y. Bazhaluk et al. *Annual scientific-technical collection – Mining of mineral deposits* / ed. by G. Pivnyak et al. London, 2013. P. 369–371. URL: <https://doi.org/10.1201/b16354-67>
5. Myslyuk M. A., Voloshyn Y. D., Zholob N. R. Assesment of rheological properties of drilling fluids based on rotational viscometry data. *SOCAR Proceedings Special Issue*. 2023. No. 2. P. 41–53. URL: <https://doi.org/10.5510/OGP2023SI200879>

Матеріали наукових конференцій

6. Богославець В. В., Волошин Ю. Д. Особливості вибору рідин глушіння для свердловин з низькопроникними продуктивними горизонтами. *Міжгалузеві диспути: динаміка та розвиток сучасних наукових досліджень: Матеріали міжнар. наук. конф., м. Вінниця, 10 лип. 2020 р.* С. 98–101. URL: <https://doi.org/10.36074/10.07.2020.v1.11>.
7. Волошин Ю. Д., Васютин Д. Ю. О возможности повышения качества освоения скважин. *Science of post-industrial society: globalization and transformation*

processes: I Міжнар. науково-практ. конф., м. Відень, 4 черв. 2021 р. Вінниця, С. 123–130. URL: <https://doi.org/10.36074/grail-of-science.04.06.2021.023>.

8. Волошин Ю. Д., Васютин Д. Ю. Розробка рецептури промивальної рідини для буріння в нестійких глинистих відкладах. *The driving force of science and trends in its development*: I International Scientific and Theoretical Conference, м. Coventry, 29 січ. 2021 р. С. 116–117. <https://doi.org/10.36074/scientia-29.01.2021.v2>.

9. Волошин Ю. Д. Оцінка міцнісних властивостей гірських порід з допомогою неруйнівних методів. *Методи та засоби неруйнівного контролю промислового обладнання*: зб. тез доп. 5-ої наук.-практ. конф. студентів і молодих уч., м. Івано-Франківськ / ред. І. С. Кісіль. Івано-Франківськ, 2015. С. 44–46.

10. Волошин Ю. Д. Удосконалення імпульсно-хвильової технології освоєння свердловин. *Нафтогазова освіта та наука: стан та перспективи*: Матеріали міжнар. науково-техн. конф., м. Івано-Франківськ, 10–12 груд. 2014 р. м. Івано-Франківськ, 2014. С. 142–144.

11. Експериментальні дослідження зміни проникності порового середовища пласта в умовах знакозмінних навантажень / Я. М. Бажалук та ін. *Нафтогазова енергетика-2017*: Міжнар. науково-техн. конф., м. Івано-Франківськ, 15–19 трав. 2017 р. С. 49–50.

12. Куцив О. В., Волошин Ю. Д. Проблемы формирования водонефтяных эмульсий в низкопроницаемых пластах. *Theoretical and empirical scientific research: concept and trends: Collection of scientific papers «ΛΟΓΟΣ»*: International Scientific and Practical Conference, м. Oxford, 24 черв. 2020 р. С. 50–53. URL: <https://doi.org/DOI:10.36074/24.07.2020.v2.16>.

13. Bohoslavets V., Voloshyn Y., Sushkevych I. Improving the quality of productive layer disclosure. *Міжгалузеві диспути: динаміка та розвиток сучасних наукових досліджень*: Міжнародна наукова конференція, Вінниця, 10 July 2020. Вінниця, 2020. Р. 70–72. URL: <https://doi.org/10.36074/10.07.2020.v1.06>.

14. Research of the properties of potassium format for the preparation of drilling fluid / V. V. Bohoslavets et al. *16th international conference monitoring of geological processes and ecological condition of the environment*, Kyiv, Ukraine, 2022.

URL: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.2022580146> (date of access: 05.11.2023).

Патенти

15. Мандрик О.М., Бажалук Я.М., Ропяк Л. Я., Волошин Ю.Д. та ін. Патент на винахід №125000 від 22.12.2021 Пристрій для дослідження фільтрування рідин через пористі гірські породи, бюл.51/2021

16. Маритчак М. Б., Климишин Я. Д., Ногач М.М., Волошин Ю. Д., Слободян В. І., Бажалук Я.М. Патент на корисну модель UA № 116402 (13) U, Імпульсний генератор 25.05.2017, Бюл.№ 10

17. Бажалук Я.М., Карпаш О.М., Райтер П.М.,Климишин Я.Д., Худін М.В., Волошин Ю.Д. Патент на корисну модель UA № 117156 Спосіб підвищення нафтовилучення із пластів на завершальній стадії експлуатації

Частина монографії

18. Bazhaluk, Y. M. New technology for the intensification of oil and gas recovery from depleted and marginal wells: колективна монографія / Y. M. Bazhaluk, O. M. Karpash, Y. D. Voloshyn. - General and complex problems of technical sciences. - Petrosani: UNIVERSITAS Publishing, 2019. - С. 185-201.