№ 2(46) 2026

НАФТОГАЗОВА ЕНЕРГЕТИКА

ISSN 1993-9868 print
ISSN 2415-3109 online

https://nge.nung.edu.ua

Прийнято 01.10.2026. Прорецензовано 07.10.2026. Опубліковано 30.11.2026.

УДК 622.276, 622.279 **DOI: 10.31471/1993-9868-2026-2(46)-213-224**

ДОСЛІДЖЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЗАСТОСУВАННЯ РОЗЧИННИКІВ ДЛЯ ВИДАЛЕННЯ АСФАЛЬТЕНОСМОЛОПАРАФІНОВИХ ВІДКЛАДЕНЬ

Мороз Л. Б.*
Кандидат технічних наук, доцент
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу)
76019, вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, Україна
ORCID: https://orcid.org/0000-0002-5183-4940
e-mail: lesia.moroz@nung.edu.ua

Григораш Б. М.
Аспірант
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу)
76019, вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, Україна
ORCID: https://orcid.org/0009-0009-7509-9045
e-mail: bohdan.hryhorash-a185z23@nung.edu.ua

Анотація. Накопичення асфальтеносмолопарафінових відкладень у привибійній зоні пласта, свердловинному та поверхнево-промисловому обладнанні є однією з головних технологічних проблем при експлуатації нафтових родовищ. Статтю присвячено науковому обґрунтуванню та лабораторному підбору ефективних складів вуглеводневих розчинників і модифікуючих добавок для видалення й інгібування асфальтеносмолопарафінових відкладень на прикладі свердловин Родовища А. Оцінку ефективності здійснювали методом «холодного циліндра» та шляхом визначення депресорного ефекту ($\Delta T_{заст}$) при 20 °С і 50 °С. Для розчинення відкладень (св. № А-01, А-02, А-03, А-04, А-05, А-06) випробовували підготовлену нафту, стабільний газовий конденсат та кубовий залишок, а також їх бінарні суміші з 10 %-ми додаванням депропамілу, пропанілу, ксиліну й оцтової кислоти. Установлено, що підготовлена нафта має найвищу первинну розчинність при 20 °С (до 70,7 %). Підвищення температури до 50 °С інтенсифікує деструкцію парафінової фази та збільшує розчинну здатність дослідних систем на 15–35 %. Виявлено синергетичний ефект від застосування модифікаторів, який забезпечує повноту розчинення асфальтеносмолопарафінових відкладень на рівні 80–88 %. Окремо доведено наявність чіткої зонної неоднорідності складу відкладень за глибиною залягання (на прикладі св. № А-05: 0–300 м, 300–600 м, 600–900 м) та інтервалу 370–420 м (св. № А-06), що підтверджує необхідність диференційованого підходу до вибору реагентів. За результатами випробувань сформовано конкретні технологічні рекомендації для кожної свердловини (вибір типу розчинника, добавки, температурного режиму та тривалості оброблення), що є основою для оптимізації регламентів оброблення ПЗП та підземного обладнання.

Ключові слова: свердловина; вуглеводневі розчинники; привибійна зона пласта; інгібування; кристалізація парафінів.

Запропоноване посилання: Мороз, Л. Б. & Григораш, Б. М. (2026). Дослідження ефективності застосування розчинників для видалення асфальтеносмолопарафінових відкладень. Нафтогазова енергетика, 2(46), 213-224. doi: 10.31471/1993-9868-2026-2(46)-213-224.

* Відповідальний автор

Copyright © The Author(s). This is an open access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution License 4.0 (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

Вступ

У пластових умовах нафта є складною сумішшю легких і важких вуглеводнів, що перебуває в стані термодинамічної рівноваги. Під час підйому флюїду по насосно-компресорних трубах (НКТ) відбуваються дегазація та поступове зниження температури потоку. Зміна термобаричних параметрів спричиняє падіння розчинності асфальтеносмолистопарафінових речовин та інтенсифікує процес їх фазового виділення. Коли температура нафти опускається нижче температури початку кристалізації, парафінові вуглеводні випадають у тверду фазу, утворюючи первинні центри кристалізації [1-2].

Утворені асфальтеносмолистопарафінові відкладення (АСПВ) є складною багатокомпонентною системою. Вони містять 40–60 % твердого парафіну, 10–56 % смол та асфальтенів, а також домішки води, піску, металевих частинок та неорганічних солей. Залежно від фізико-хімічних властивостей нафти, густина АСПВ становить 0,95–1,03 г/см³, вміст парафіну – 8–26 %, а температура плавлення змінюється в межах 12–55 °С. Дослідження свідчать, що у важких нафтах розчинність парафінів істотно нижча, що призводить до їх більш вираженої сегрегації та зростання концентрації парафінових сполук у відкладеннях. Накопичення АСПВ у привибійній зоні пласта (ПЗП), стовбурі свердловин та поверхнево-промисловому обладнанні є однією з ключових технологічних проблем при розробці нафтових і газоконденсатних родовищ. Звуження внутрішнього перерізу НКТ збільшує гідравлічні опори, знижує коефіцієнт продуктивності свердловин і супроводжується формуванням відкладень аж до повного перекриття каналу руху флюїду. Це призводить до погіршення техніко-економічних показників, скорочення міжремонтного періоду та втрат у видобутку нафти [3-5].

Метою дослідження є лабораторне обґрунтування та підбір оптимальних складів вуглеводневих розчинників і хімічних реагентів-модифікаторів для підвищення ефективності видалення асфальтеносмолистопарафінових відкладень у свердловинах Родовища А. Дослідження виконано на фонді видобувних свердловин нафтового родовища. Відповідно до умов конфіденційності, узгоджених з надрокористувачем, родовища, горизонти та свердловини позначено умовними кодами (родовища А , свердловини А-01, А-02, А-03, А-04, А-05, А-06), наскрізними для всього циклу публікацій.

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень та публікацій

Формування асфальтено-смолисто-парафінових відкладень є однією з найгостріших проблем під час видобутку, збору, підготовки та транспортування нафтової сировини [6–8]. Накопичення відкладень у стовбурі свердловин, привибійної зоні пласта, на об’єктах видобутку та в трубопровідних системах призводить до звуження прохідного перерізу обладнання, зростання гідравлічного опору, інтенсифікації зносу технічних засобів і, як наслідок, до суттєвого зниження обсягів видобутку флюїду [6–8]. У зв’язку з цим розробка високоефективних хімічних композицій і присадок, спрямованих на зменшення в’язкості, зниження температури застигання високопарафінистих нафт та інгібування фазових переходів, належить до пріоритетних завдань нафтогазової галузі.

Сучасний розвиток технологій боротьби з відкладеннями передбачає перехід до комплексних рішень. Зокрема, у праці V. O. Rasts-?ietaiev та ін. [9] доведено високу ефективність застосування комбінованих методів, що поєднують механічне очищення, хімічний вплив розчинників і термічне оброблення. На основі експериментальних досліджень, CFD-моделювання та польових випробувань автори встановили, що інтеграція зазначених підходів із системами IoT-моніторингу дозволяє досягти 90 % ефективності очищення трубопровідних і бурових систем, забезпечуючи скорочення часу простою обладнання на 20 % та зниження операційних витрат на 15–25 % [9].

Важливий напрям наукових пошуків полягає в дослідженні селективної розчинювальної здатності окремих вуглеводневих фракцій. Дослідження Y. K. Ongarbayev та S. Tanir-?ergenova зі співавторами [10, 11] присвячені аналізу розчинників для вилучення АСПВ парафінистого типу (зокрема на прикладі нафти родовища Жанаозен). Авторами встановлено, що суміш, яка складається з 50 % бензинової та 50 % гасової фракцій, забезпечує вилучення до 97,7 % маси відкладень за 5 годин контакту при розчинювальній здатності 93,5 г/см³. Висока ефективність аліфатичних сполук підтверджує переважання парафінової фази над смолисто-асфальтеновими компонентами. Крім того, показано, що модифікація розчинників сополімерами етилену з вінілацетатом та акриловою кислотою покращує реологічні характеристики нафти й запобігає кристалізації парафінів [11].

Для відновлення дебіту свердловин перспективним напрямом є використання внутрішньопластових джерел тепла та енергії. Досвід практичного застосування термохімічної стимуляції на наземних свердловинах у Західній Індії висвітлено M. Qamruzzaman та ін. [12]. Розроблена авторами кінетична математична модель дала змогу контролювати часові та температурні параметри екзотермічної реакції, а сформовані стандартні операційні процедури забезпечили безпечне проведення оброблень і тривале зростання видобутку [12].

Окремий блок досліджень присвячений розробці екологічно безпечних і сумісних із технологічними рідинами реагентів. L. Xu та ін. [13] розробили нову водну дисперсію полімерного інгібітора парафіну, призначену для захисту тріщин під час гідравлічного розриву пласта (ГРП). Препарат є екологічно безпечним, зберігає плинність за низьких температур і не погіршує властивостей знижувачів тертя. Аналогічно, A. Dadwani та ін. [14] запропонували метод мікродиспергування полімерного інгібітора у рідині ГРП на водній основі за допомогою ароматичного розчинника, що дозволило суттєво знизити температуру появи парафіну, температуру застигання та в'язкість нафти в малопроникних колекторах [14].

Крім того, V. J. Abdullayev та ін. [15] розробили новий реагент НДП-22М-2 на основі поліефірів, неіоногенних поверхнево – активних речовин та важкої смоли піролізу. Внесення реагенту в дозуванні 200–400 г/т забезпечує зниження динамічної та кінематичної в'язкості нафти, послаблює міжмолекулярні зв'язки в кристалічній ґратці парафінів та надає металевим поверхням обладнання гідрофільних властивостей, що блокує адгезію твердої фази [15].

В роботі Копея І.Б. та ін. розроблено комплексний хіміко-термічний спосіб боротьби з асфальтеносмолопарафіновими відкладеннями у нафтових свердловинах шляхом поєднання подачі хімічних реагентів та теплового впливу. Автори обґрунтували високу ефективність інгібітора Твін-80 для запобігання осадженню парафінів і розробили компактний свердловинний електричний нагрівач для швидкого та енергоефективного очищення колони підйомних труб [16].

Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми

Незважаючи на значну кількість наукових праць, присвячених боротьбі з асфальтосмолопарафіновими відкладеннями, питання ефективного підбору та застосування хімічних реагентів залишається повністю не розв'язаним. Це зумовлено постійною зміною умов видобутку, ускладненням компонентного складу вилучених нафт, а також термобаричних умов на пізніх стадіях розробки родовищ.

Мета та завдання досліджень

Метою дослідження є підвищення ефективності видобутку та транспортування високопарафінистої нафти шляхом наукового обґрунтування, лабораторного підбору та розробки оптимальних складів вуглеводневих розчинників і модифікуючих хімічних реагентів для видалення й інгібування асфальтеносмолопарафінових відкладень у свердловинах Родовища А.

Для досягнення поставленої мети сформовано та реалізовано такі **завдання**:

1. Провести лабораторне дослідження фізико-хімічних властивостей і складів АСПВ, відібраних із свердловин Родовища А (у тому числі з урахуванням глибинної та інтервальної неоднорідності).

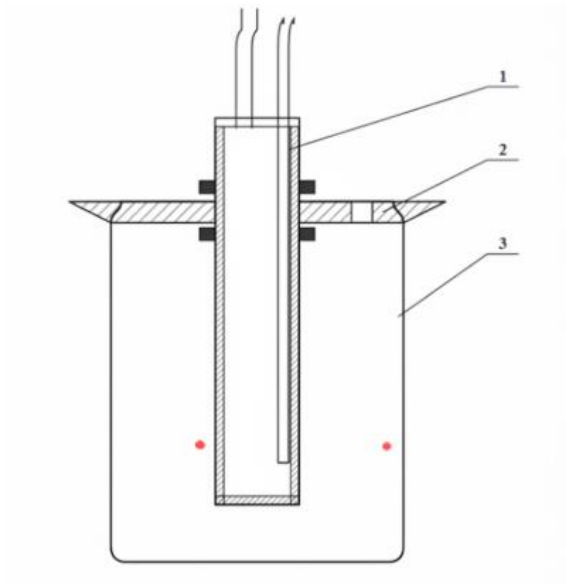
2. Оцінити розчинну здатність базових вуглеводневих розчинників (підготовленої нафти, стабільного газового конденсату, кубового залишку) та їхніх бінарних сумішей із 10 %-ми модифікуючими добавками (депропамілом, пропанілом, ксиліном, оцтовою кислотою) при температурних режимах 20 °С і 50 °С.

3. Дослідити синергетичний ефект багатокомпонентних реагентних систем і оцінити депресорний ефект $\Delta T_{заст}$ та інгібуючу здатність дослідних складів методом «холодного циліндра».

4. Сформулювати диференційовані технологічні рекомендації щодо вибору складів реагентів, температурного режиму та тривалості хімічного оброблення для свердловинного обладнання та привибійної зони пласта (ПЗП).

Висвітлення основного матеріалу дослідження

Експериментальні дослідження здійснювали наступним чином. У чотири лабораторні стакани дозували по 400 см³ досліджуваної нафти та додавали розраховану наважку подрібненого парафіну. Проби поміщали у термостатуючу баню та нагрівали до температури 90 °С для повного розчинення парафінової фази. За допомогою мікрошприца у нагріті проби додавали досліджуваний хімічний реагент у наступних об'ємах: перший стакан – 20 мм³; другий стакан – 40 мм³; третій стакан – 80 мм³; четвертий стакан залишали без додавання реагенту (контрольний дослід) (рисунок 1).



1 – холодний циліндр, 2 – кришка, 3 – стакан на 600 см³

Рисунок 1 – Експериментальна установка для оцінки ефективності зменшення парафіновідкладень методом "холодного стержня"

Початкова температура нафти перевищувала температуру розчинення парафіну. Температуру «холодної» металевої поверхні підтримували нижчою за температуру кристалізації парафіну, а кінцева температура нафти в стакані на 5 °С перевищувала температуру застигання збагаченої парафіном нафтової системи. Стакани розташовували на магнітних мішалках із забезпеченням ідентичного та рівномірного перемішування. При досягненні температури на 5 °С вищої за задану робочу температуру, у проби занурювали металеві циліндри, що охолоджувалися проточною водою через термостат. Тривалість випробування становила від 20 до 30 хв і контролювалася за секундоміром.

Після завершення експерименту та фіксації кінцевої температури нафти циліндри виймали і витримували на повітрі протягом 10 хв для стікання залишкової рідкої фази. Відкладення АСПВ змивали гарячою водою у попередньо зважені стакани об'ємом 200 см³. Масу відкладень визначали гравіметричним методом.

Ефективність інгібітора $E_{інг}$ (%) розраховували для кожної концентрації за формулою:

$$E_{інг} = \left[\frac{m_o - m_n}{m_o}\right] \times 100\% , \qquad (1)$$

де m_0 – маса парафіновідкладень у контрольному досліді (без інгібітора), г;

m_n – маса парафіновідкладень при додаванні n-ї концентрації інгібітора, г.

Визначення депресорного ефекту полягало у порівняльному аналізі температури застигання зневодненої нафти конкретного родовища до та після внесення хімічного реагенту відповідно до вимог ГОСТ 20287. Мінімальна робоча концентрація реагенту в нафті становила 0,01 %.

Досліджувану пробу нафти наливали у суху скляну пробірку до кільцевої мітки (30 мм від дна). У пробірку встановлювали лабораторний термометр так, щоб його резервуар знаходився на відстані 8–10 мм від дна. Зразок прогрівали у водяній бані при температурі (50 ± 1) °С, після чого пробірку закріплювали у повітряній муфті та охолоджували на повітрі до (35 ± 5) °С.

Зібрану систему вміщували у баню з охолоджувальною сумішшю (температура суміші встановлювалася на 5 °С нижче очікуваної температури застигання). При досягненні цільової температури пристрій нахиляли під кутом 45° і витримували у такому положенні протягом 1 хв. Якщо меніск нафти залишався нерухомим, пробу розігрівали до 50 °С та повторювали випробування при температурі на 4 °С вищій (і навпаки – підвищували/знижували температуру кроком 2 °С для точного знаходження межі).

За температуру застигання приймали значення, за якого меніск нафти залишався повністю нерухомим протягом 1 хв, а при підвищенні температури на 2 °С відновлював рухомість. Результат визначали як середнє арифметичне двох паралельних дослідів.

Депресорний ефект реагенту $\Delta T_{заст}$ (°С) розраховували за формулою:

$$\Delta T_{заст} = T_1 - T_2 , \qquad (2)$$

де T_1 – температура застигання вихідної нафти без реагенту, °С;

T_2 – температура застигання нафти з додаванням інгібітора, °С.

За величиною $\Delta T_{заст}$ робили висновок про депресорні властивості реагенту та доцільність проведення його дослідно-промислових випробувань.

Дослідження проводилися на пробах АСПВ, відібраних на Родовищі А зі свердловин А-01, А-02, А-03, А-04, А-05, А-06. Для св. № А-05 відбір проб здійснювався диференційовано за інтервалами глибини (0–300 м, 300–600 м, 600–900 м).

Фізико-хімічні характеристики відкладень св. № А - 04 (рисунок 2) масова частка вуглеводнів 97.3 % , механічні домішки 1.9 % , масова частка води 0.8 %, температура плавлення 82.3 °С. Як базові розчинники використовува-

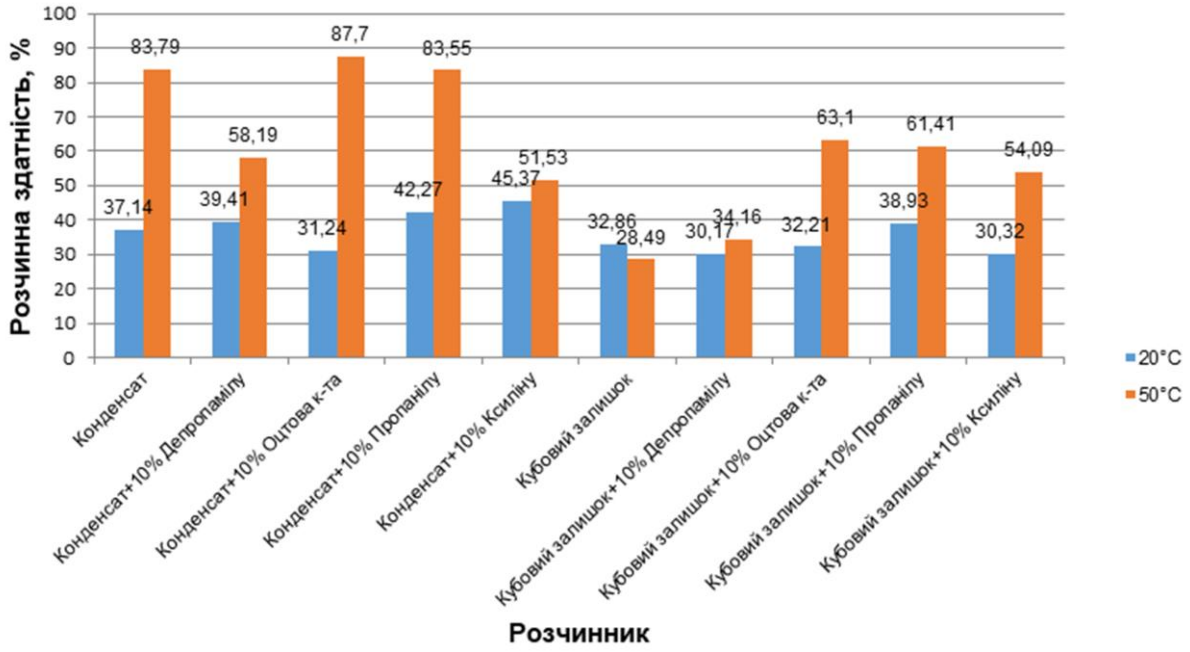


Рисунок 2 – Розчинна здатність асфальтеносмолопарафінових відкладень у різних розчинниках та їх сумішах при 20°C та 50°C (свердловина № А-04)

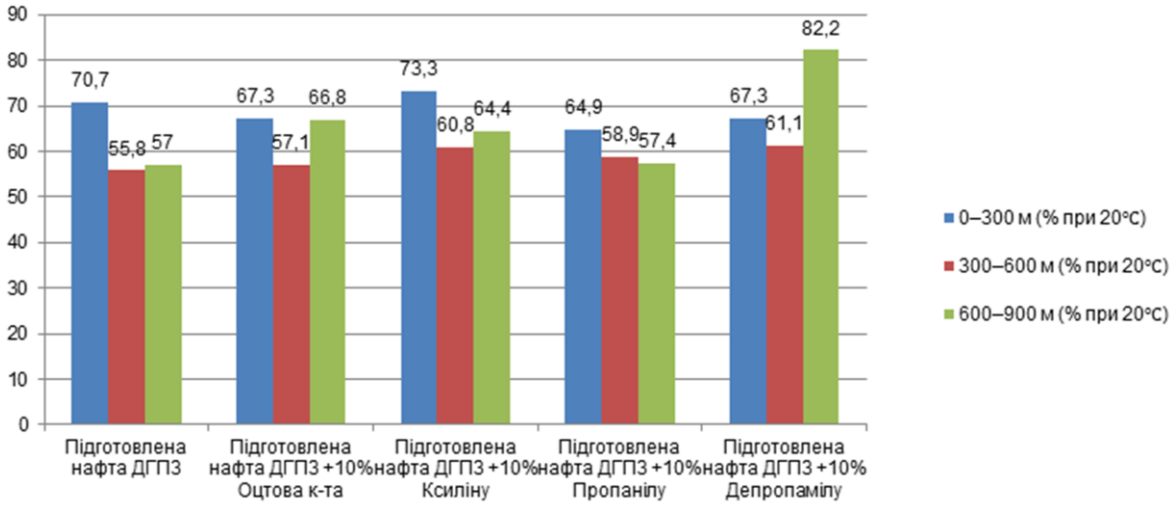


Рисунок 3 – Розчинна здатність асфальтеносмолопарафінових відкладень за інтервалами у різних розчинниках та їх сумішах при 20 °C (свердловина № А-05)

ли газовий конденсат, кубовий залишок. Для підвищення розчинної здатності випробовувалися 10%-ві добавки реагентів депропаміл, оцтова кислота, пропаніл, ксилін. Визначення розчинної здатності здійснювалося гравіметричним методом при реєстрації втрати маси наважки АСПВ при ізотермічних умовах (20 °C та 50 °C).

Аналіз експериментальних даних показав суттєву залежність ступеня деструкції та розчинення АСПВ від вуглеводневого складу бази розчинника. На рисунках 3, 4, 5 підготовлена нафта показала найвищу вихідну розчинну здатність за кімнатної температури (20 °C) – від 55.8% до 70.7% (св. № А-03, № А-05), що пояснюється збалансованим вмістом ароматичних та нафтенових вуглеводнів. Стабільний газовий конденсат за температури 20 °C характеризується помірною розчинною здатністю (31.7–44.4%), проте виявляє високу чутливість до температурного фактора. Кубовий залишок при 20 °C забезпечує низький ступінь розчинення (27.0–39.7%), що зумовлено високою концентрацією важких фракцій.

Підвищення температури середовища з 20 °C до 50 °C призводить до радикального зростання розчинної здатності усіх випробуваних систем за рахунок зниження в'язкості АСПВ та плавлення парафінових компонентів. Для св. № А-04 розчинна здатність чистого

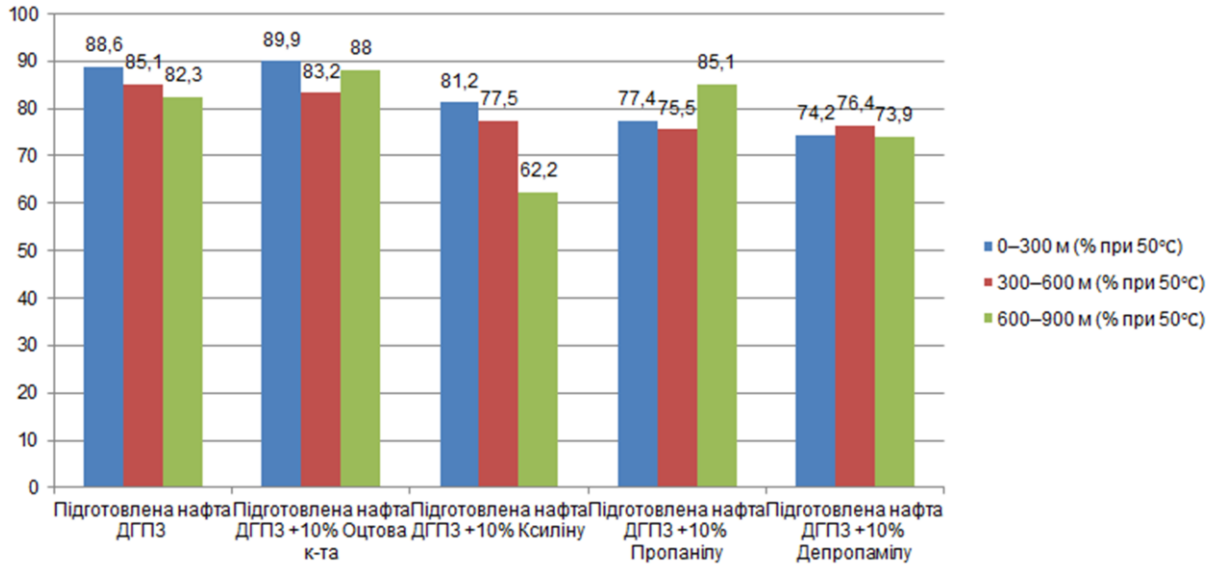


Рисунок 4 – Розчинна здатність асфальтеносмолопарафінових відкладень за інтервалами у різних розчинниках та їх сумішах при 50 °С (свердловина № А-05)

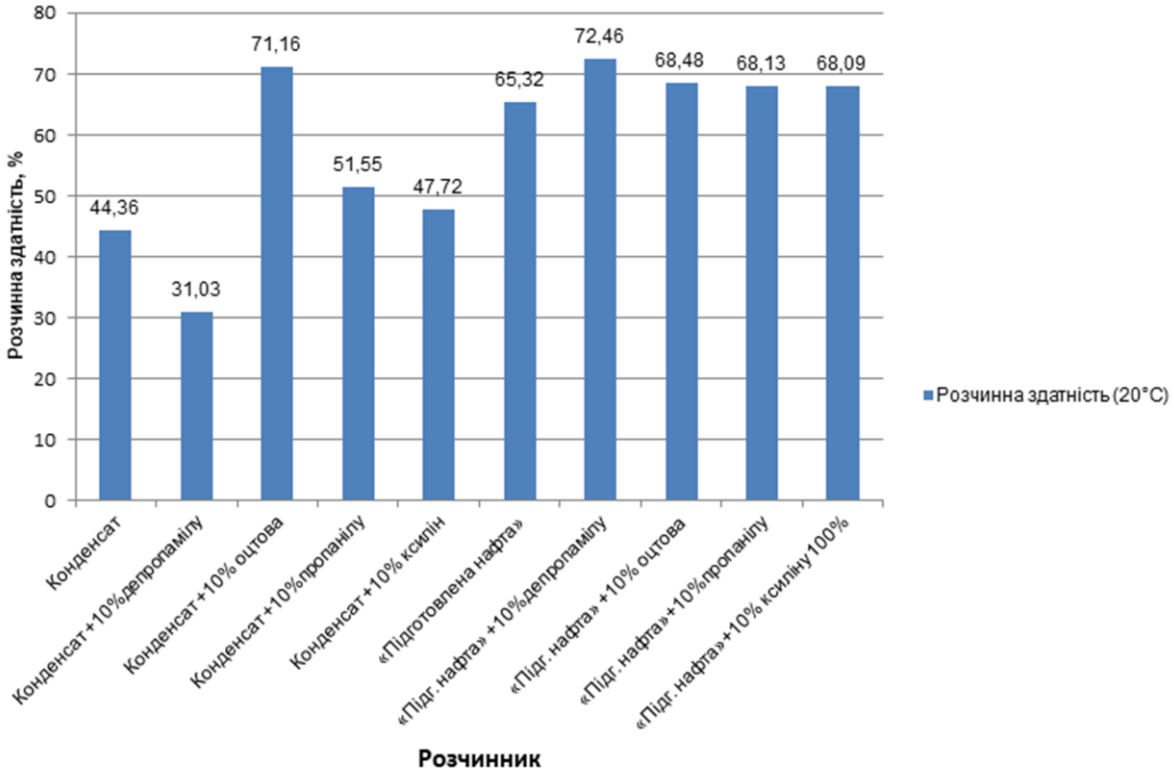


Рисунок 5 – Розчинна здатність асфальтеносмолопарафінових відкладень у різних розчинниках та їх сумішах при 20 °С (свердловина № А-03)

конденсату зростає з 37.14% (при 20 °С) до 83.79 % (при 50 °С). Для св. № А-01 розчинна здатність кубового залишку збільшується з 27.0 % до 92.9 % при 50 °С (рисунок 6).

Введення 10% модифікуючих добавок суттєво синергізує дію базових розчинників. Оцтова кислота ефективно руйнує асфальтено-смолисті агрегати. У поєднанні з конденсатом підвищує розчинну здатність до 71.16 % при 20 °С (св. № А-03) та до 87.70 % при 50 °С (св. № А-04). Депропаміл виявляє високу ефективність у підготовленій нафті (зростання до 72.46 % при 20 °С для св. № А-03). На рис. 7 встановлено, що ксилін та пропаніл забезпечують селективне розчинення високопарафінистих відкладень (наприклад, конденсат + 10% пропанілу досягає 69.7% у св. № А-02 при 20 °С).

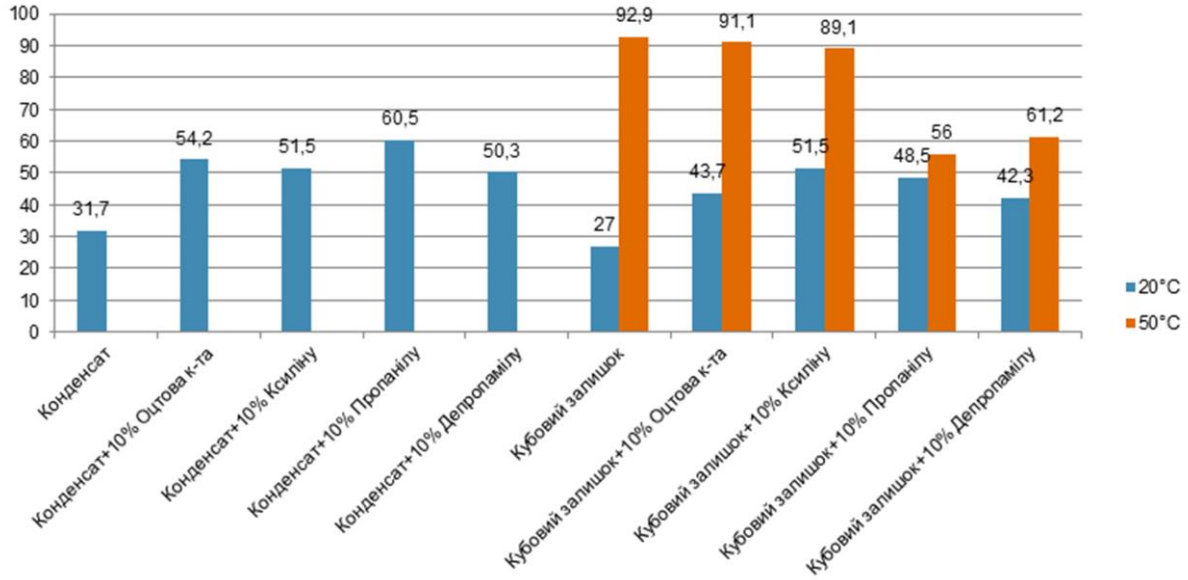


Рисунок 6 – Розчинна здатність асфальтеносмолопарафінових відкладень у різних розчинниках та їх сумішах при 20 °С та 50 °С (свердловина № А-01)

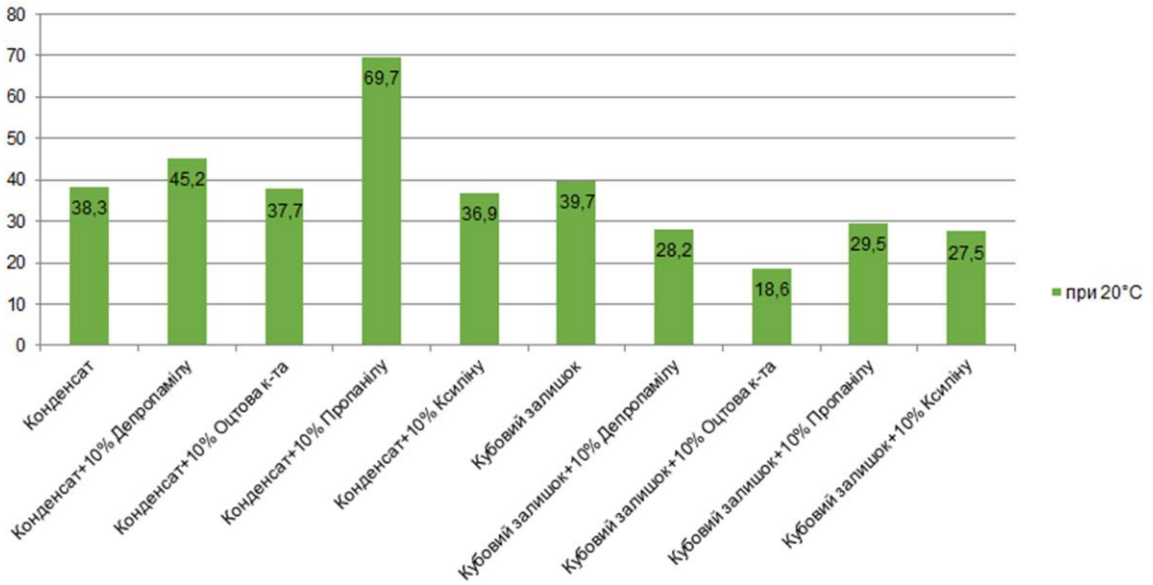


Рисунок 7 – Розчинна здатність асфальтеносмолопарафінових відкладень у різних розчинниках та їх сумішах при 20 °С (свердловина № А-02)

Дослідження св. № А-05 виявили чітку зонну неоднорідність складу АСПВ. Для інтервалу 0–300 м найбільшу ефективність показала підготовлена нафта з 10% ксиліну (73.3 % при 20 °С). Для інтервалу 300–600 м АСПВ характеризується більш щільною структурою. Максимальне розчинення досягається при 50 °С підготовленою нафтою (85.1 %) або її сумішшю з оцтовою кислотою (83.2 %). Для інтервалу 600–900 м зразки містять збільшену частку смолистих речовин, де найбільш ефективною виявилася добавка 10% депропамілу (82.2 % при 20 °С) та 10% оцтової кислоти (88.0 % при 50 °С).

З метою розробки ефективних складів для видалення асфальтосмолопарафінових відкладень у свердловині № А-06 (інтервал залягання 370–420 м) проведено серію лабораторних випробувань із визначення розчинної здатності базових розчинників та їхніх модифікованих композицій за системних температур 20 ° і 50 ° (рисунок 9, 10).

Результати лабораторних випробувань свідчать про суттєву залежність розчинної здатності від хімічної природи вихідного розчинника та типу поверхнево-активних чи модифікуючих добавок.

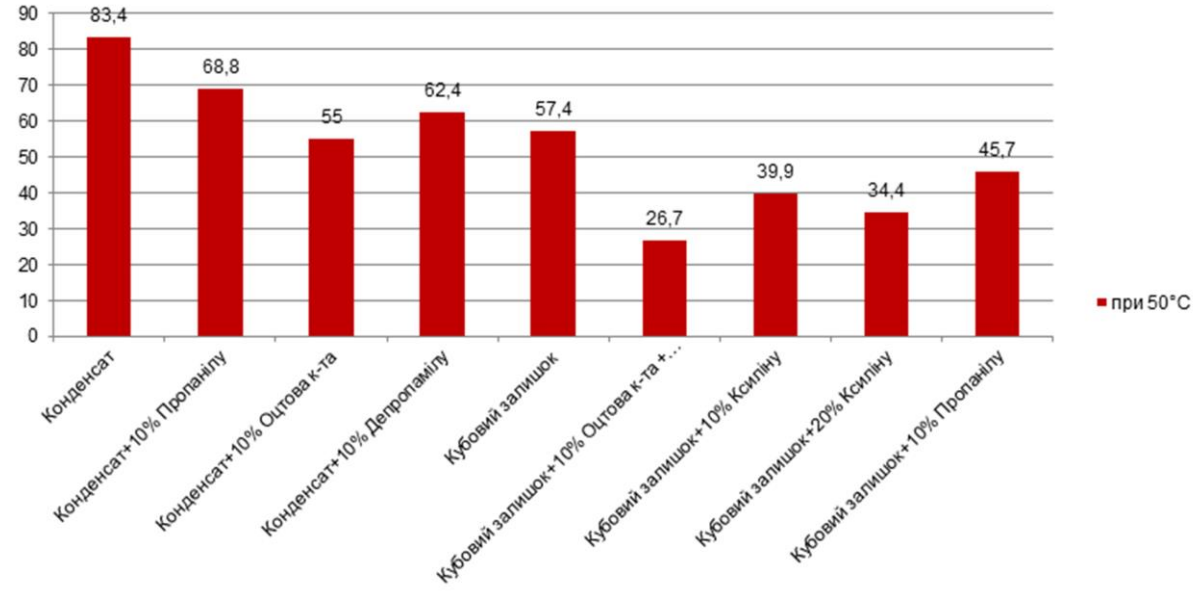


Рисунок 8 – Розчинна здатність асфальтеносмолопарафінових відкладень у різних розчинниках та їх сумішах при 50 °С (свердловина № А-02)

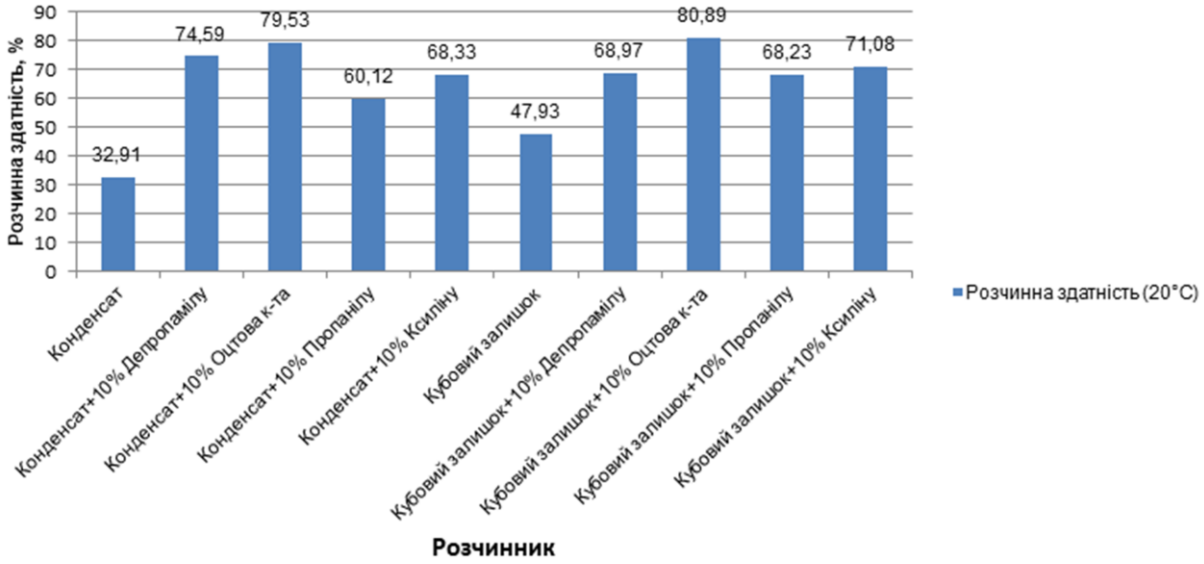


Рисунок 9 – Розчинна здатність асфальтеносмолопарафінових відкладень у різних розчинниках при 20 °С інтервал 370-420 м (свердловина № А-06)

Чистий газовий конденсат показує відносно низьку розчинну здатність щодо даного зразка АСПВ, яка становить 32,91%. Кубовий залишок виявляє вищу розчинну активність (47,93 %), що пояснюється підвищеним вмістом ароматичних вуглеводнів, які сприяють дезагрегації асфальтеносмолистих компонентів.

Введення 10%-вих добавок активних компонентів (депропамілу, пропанілу, ксиліну, оцтової кислоти) призводить до синергетичного зростання розчинної здатності. Для систем на основі конденсату максимальні значення розчинності досягаються при модифікації 10 % компонентів — 74,59 % та 79,53% відповідно. Для композицій на основі кубового залишку найвищу ефективність за температури 20°С продемонструвала бінарна система «кубовий залишок + 10% модифікатора», розчинна здатність якої досягла 80, 89 %. Інші модифіковані суміші кубового залишку забезпечують стабільні показники в інтервалі 68,23–71, 08 %. Підвищення температури середовища до 50 °С інтенсифікує термодинамічні процеси масообміну, знижує в'язкість розчинників та сприяє плавленню високопарафінистих фракцій відкладень. Синергетичний ефект модифікуючих добавок підтверджується тим, що експеримен-



Рисунок 10 – Розчинна здатність асфальтеносмолопарафінових відкладень у різних розчинниках при 50 °С інтервал 370-420 м (свердловина № А-06)

тальна розчинна здатність бінарних композицій (наприклад, 71,16- 80,89) суттєво перевищує теоретичний адитивний розрахунок за правилом змішування (40-45 %), де коефіцієнт синергізму становить S > 1,5. Обрана 10 %-ва концентрація добавок є технолого-економічним оптимумом, оскільки менші дозування не забезпечують стабільної деструкції АСПВ, а підвищення вмісту модифікаторів до 20 % не дає приросту ефективності або навіть знижує її (наприклад, на рисунку 8 для св. № А-02 при 50 °С розчинність знизилася з 39,9 % до 34,4 %).

Ефективність чистого конденсату зростає більш ніж удвічі – з 32,91 % до 70,14 %. Розчинна здатність чистого кубового залишку також суттєво підвищується і становить 79 ,84%. Найкращі показники розчинності виявлено у композицій на основі кубового залишку з 10 % модифікуючих добавок, де розчинність АСПВ досягає максимуму — 85,42% та 82,29 % Окремі модифікації конденсату при 50 °С також демонструють високі значення (76,39% та 80,59%). Для однієї з композицій кубового залишку спостерігається зниження ефективності до 45,89 % при підвищенні температури. Це може бути пояснено фазовим розшаруванням композиції або температурною деструкцією активного комплексу реагенту за умов нагрівання. Підвищення температури з 20 °С до 50 °С забезпечує зростання середьозваженої розчинної здатності дослідних реагентів на 15–35%, що підтверджує доцільність проведення промислових промивок із попереднім підігрівом розчинника. Отримані дані рекомендується використовувати під час вибору технологічного регламенту хімічного оброблення свердловинного обладнання та привибійної зони пласта зазначеного об’єкта.

Висновки

За результатами проведених лабораторних та експериментальних досліджень зроблено такі висновки:

1. Установлено, що розчинна здатність базових розчинників без добавок при 20 °С становить 27,0–70,7 %. Підвищення температури середовища до 50 °С забезпечує зростання середньозваженої розчинної здатності дослідних систем на 15–35 % (досягаючи 83,79–92,9 %), що пояснюється зниженням в'язкості та інтенсифікацією плавлення парафінової фази.

2. Вперше науково обґрунтовано синергетичний ефект бінарних композицій на основі підготовленої нафти, газового конденсату та кубового залишку з 10 %-ми додаванням модифікаторів (депропамілу, пропанілу, ксиліну й оцтової кислоти), що дозволило підвищити повноту розчинення АСПВ до 74,6–88,0 % навіть за помірних температур. Виявлено зонну неоднорідність складу АСПВ за глибиною залягання (на прикладі св. № А-05: 0–300 м, 300–600 м, 600–900 м та св. № А-06: 370–420 м), що доводить необхідність вибіркового застосування реагентів під конкретний геолого-технологічний інтервал.

3. На відміну від класичних однокомпонентних розчинників чи стандартних бензино-гасових сумішей (які зазвичай потребують тривалого контакту або високої питомої витрати), розроблені багатокомпонентні композиції забезпечують вищий ступінь деструкції.

4. Для свердловин з високим вмістом смол і асфальтенів (св. № А-03) рекомендовано підготовлену нафту із 10 % депропамілу. Для ПЗП св. № А-04 та № А-02 — композиції газового конденсату з 10 % оцтової кислоти або пропанілу. Для високопарафінистих відкладень (св. № А-01, № А-06) — кубовий залишок з 10 % ксиліну або оцтової кислоти. Робоча температура розчинника при промивках має підтримуватися на рівні не нижче 50 °С.

5. Подальший розвиток напряму полягає в проведенні дослідно-промислових випробувань розроблених реагентів безпосередньо у свердловинних умовах Родовища А, оцінці тривалості депресорного та інгібуючого ефекту в динамічному потоці флюїду, а також у розробці математичних моделей фільтрації модифікованих розчинників у ПЗП.

Подяки
Відсутні.

Конфлікт інтересів
Відсутній.

Список використаних джерел

1. Li M., Tian Y., Wang C. et al. Effect of Temperature on Asphaltene Precipitation in Crude Oils from Xinjiang Oilfield. *ACS Omega*. 2022. Vol. 7, No. 41. P. 36244–36253. DOI: https://doi.org/10.1021/acsomega.2c03630

2. Sun Y., Li S., Sun R. et al. Dynamic Experimental Study on the Paraffin Deposition Prevention Performance of Tungsten Alloy Coating Pipe in Simulating Vertical Wellbore. *ACS Omega*. 2020. Vol. 5, No. 36. P. 23284–23288. DOI: https://doi.org/10.1021/acsomega.0c03002

3. Al-Majid H., Shauly A., Al-Qasim A. Development of a Comprehensive Solution for Asphaltene Removal and Inhibition via a Laboratory-to-Field Approach. *International Petroleum Technology Conference*. Riyadh, Saudi Arabia, 2022. DOI: https://doi.org/10.2523/IPTC-22366-MS

4. Al-Harith A., Al-Bassam S., Al-Zahrani T. A Novel Approach for Near-Wellbore Stimulation and Deposit Removal Utilizing Thermochemical Reaction. *SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference*. Virtual, 2021. DOI: https://doi.org/10.2118/204771-MS

5. Boranbayeva L., Boiko G., Sharifullin A. et al. Analysis of the Processes of Paraffin Deposition of Oil from the Kumkol Group of Fields in Kazakhstan. *Processes*. 2024. Vol. 12, No. 6. Art. 1052. DOI: https://doi.org/10.3390/pr12061052

6. Metiyev K. I., Samadov A. M., Alsafarova M. E. et al. Prevention of Asphaltene-Resin-Paraffin Deposits in the Process of Oil Transportation. *SOCAR Proceedings*. 2024. No. 2. P. 101–105. DOI: https://doi.org/10.5510/OGP20240200971

7. Nurgalieva K. Sh., Saychenko L. A., Riazi M. Improving the Efficiency of Oil and Gas Wells Complicated by the Formation of Asphalt-Resin-Paraffin Deposits. *Energies*. 2021. Vol. 14, No. 20. Art. 6673. DOI: https://doi.org/10.3390/en14206673

8. Wang X., Gurbanov H., Adygezalova M., Alizade E. Investigation of Removing Asphaltene-Resin-Paraffin Deposits by Chemical Method for Azerbaijan High-Paraffin Oil Production Process. *Energies*. 2024. Vol. 17, No. 15. Art. 3622. DOI: https://doi.org/10.3390/en17153622

9. Розцвєтаєв В. О., Хаддад Дж., Азюковський О. О. та ін. Розробка та оцінка комбінованих методів очищення парафінових відкладень у трубопроводах нафтогазової промисловості. *Науковий вісник Національного гірничого університету*. 2026. № 1. С. 50–57. DOI: https://doi.org/10.33271/nvngu/2026-1/050

10. Al-Yami A. M., Wagle V. B., Al-Khaldi M. H. Solvent Systems for Removing Organic Scales and Asphaltene Sludge: Laboratory Screening and Field Applications. *SPE Production & Operations*. 2021. Vol. 36, No. 3. P. 612–624. DOI: https://doi.org/10.2118/205389-PA

11. Tanirbergenova S., Ongarbayev Y., Tileuberdi Y. et al. Selection of Solvents for the Removal of Asphaltene-Resin-Paraffin Deposits. *Processes*. 2022. Vol. 10, No. 7. Art. 1262. DOI: https://doi.org/10.3390/pr10071262

12. Qamruzzaman M., Khan M., Roy D. C. et al. Combating Production Loss Due to Paraffin Deposition: A Success Story of Thermochemical Stimulation in Western India. *SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition*. Mumbai, India, 2020. DOI: https://doi.org/10.2118/202457-MS

13. Xu L., Sirak S., Schenderlein H. et al. Newly Developed Aqueous Paraffin Inhibitor Dispersion Provides Flow Assurance During and After Stimulation. *SPE International Conference on Oilfield Chemistry*. The Woodlands, Texas, USA, 2022. DOI: https://doi.org/10.2118/210317-MS

14. Dadwani A., Jain A., Patel H., Shah M. Unlocking Oil Potential: Utilizing Paraffin Inhibitors to Mitigate Challenges Faced During Hydrofracturing in Shallow Waxy Oil Reservoirs. *SPE Energy Transition Conference*. Gujarat, India, 2024. DOI: https://doi.org/10.2118/219375-MS

15. Abdullayev V. J., Alsafarova M. E., Veliyev F. F. et al. Development of a New Reagent Against Asphaltene-Resin-Paraffin Deposits. *SOCAR Proceedings*. 2026. Special Issue 1. P. 113–118. DOI: https://doi.org/10.5510/OGP202651101184

16. Копей І. Б., Середюк В. Д., Дем'янчук Я. М., Лялюк М. Я. Використання комплексної дії для запобігання та ліквідації асфальто-смоло-парафінових відкладів у стовбурі свердловини. Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. 2021. № 2(51). С. 47–54. DOI: https://doi.org/10.31471/1993-9965-2021-2(51)-47-54

References

1. Li M., Tian Y., Wang C. et al. Effect of Temperature on Asphaltene Precipitation in Crude Oils from Xinjiang Oilfield. *ACS Omega*. 2022. Vol. 7, No. 41. P. 36244–36253. DOI: https://doi.org/10.1021/acsomega.2c03630

2. Sun Y., Li S., Sun R. et al. Dynamic Experimental Study on the Paraffin Deposition Prevention Performance of Tungsten Alloy Coating Pipe in Simulating Vertical Wellbore. *ACS Omega*. 2020. Vol. 5, No. 36. P. 23284–23288. DOI: https://doi.org/10.1021/acsomega.0c03002

3. Al-Majid H., Shauly A., Al-Qasim A. Development of a Comprehensive Solution for Asphaltene Removal and Inhibition via a Laboratory-to-Field Approach. *International Petroleum Technology Conference*. Riyadh, Saudi Arabia, 2022. DOI: https://doi.org/10.2523/IPTC-22366-MS

4. Al-Harith A., Al-Bassam S., Al-Zahrani T. A Novel Approach for Near-Wellbore Stimulation and Deposit Removal Utilizing Thermochemical Reaction. *SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference*. Virtual, 2021. DOI: https://doi.org/10.2118/204771-MS

5. Boranbayeva L., Boiko G., Sharifullin A. et al. Analysis of the Processes of Paraffin Deposition of Oil from the Kumkol Group of Fields in Kazakhstan. *Processes*. 2024. Vol. 12, No. 6. Art. 1052. DOI: https://doi.org/10.3390/pr12061052

6. Metiyev K. I., Samadov A. M., Alsafarova M. E. et al. Prevention of Asphaltene-Resin-Paraffin Deposits in the Process of Oil Transportation. *SOCAR Proceedings*. 2024. No. 2. P. 101–105. DOI: https://doi.org/10.5510/OGP20240200971

7. Nurgalieva K. Sh., Saychenko L. A., Riazi M. Improving the Efficiency of Oil and Gas Wells Complicated by the Formation of Asphalt-Resin-Paraffin Deposits. *Energies*. 2021. Vol. 14, No. 20. Art. 6673. DOI: https://doi.org/10.3390/en14206673

8. Wang X., Gurbanov H., Adygezalova M., Alizade E. Investigation of Removing Asphaltene-Resin-Paraffin Deposits by Chemical Method for Azerbaijan High-Paraffin Oil Production Process. *Energies*. 2024. Vol. 17, No. 15. Art. 3622. DOI: https://doi.org/10.3390/en17153622

9. Roztsvietaiev V. O., Haddad J., Aziukovskyi O. O. et al. Development and Evaluation of Combined Cleaning Methods for Paraffin Deposits in Oil and Gas Pipelines. *Scientific Bulletin of National Mining University*. 2026. No. 1. P. 50–57. DOI: https://doi.org/10.33271/nvngu/2026-1/050

10. Al-Yami A. M., Wagle V. B., Al-Khaldi M. H. Solvent Systems for Removing Organic Scales and Asphaltene Sludge: Laboratory Screening and Field Applications. *SPE Production & Operations*. 2021. Vol. 36, No. 3. P. 612–624. DOI: https://doi.org/10.2118/205389-PA

11. Tanirbergenova S., Ongarbayev Y., Tileuberdi Y. et al. Selection of Solvents for the Removal of Asphaltene-Resin-Paraffin Deposits. *Processes*. 2022. Vol. 10, No. 7. Art. 1262. DOI: https://doi.org/10.3390/pr10071262

12. Qamruzzaman M., Khan M., Roy D. C. et al. Combating Production Loss Due to Paraffin Deposition: A Success Story of Thermochemical Stimulation in Western India. *SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition*. Mumbai, India, 2020. DOI: https://doi.org/10.2118/202457-MS

13. Xu L., Sirak S., Schenderlein H. et al. Newly Developed Aqueous Paraffin Inhibitor Dispersion Provides Flow Assurance During and After Stimulation. *SPE International Conference on Oilfield Chemistry*. The Woodlands, Texas, USA, 2022. DOI: https://doi.org/10.2118/210317-MS

14. Dadwani A., Jain A., Patel H., Shah M. Unlocking Oil Potential: Utilizing Paraffin Inhibitors to Mitigate Challenges Faced During Hydrofracturing in Shallow Waxy Oil Reservoirs. *SPE Energy Transition Conference*. Gujarat, India, 2024. DOI: https://doi.org/10.2118/219375-MS

15. Abdullayev V. J., Alsafarova M. E., Veliyev F. F. et al. Development of a New Reagent Against Asphaltene-Resin-Paraffin Deposits. *SOCAR Proceedings*. 2026. Special Issue 1. P. 113–118. DOI: https://doi.org/10.5510/OGP202651101184

16. Kopei I. B., Serediuk V. D., Demianchuk Ya. M. et al. Use of Complex Action for Prevention and Elimination of Asphalt, Resin and Paraffin Deposits in the Well Trunk. *Scientific Bulletin of Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas*. 2021. No. 2(51). P. 47–54. DOI: https://doi.org/10.31471/1993-9965-2021-2(51)-47-54

STUDY OF THE EFFECTIVENESS OF SOLVENTS FOR REMOVING ASPHALTENE-RESIN-PARAFFIN DEPOSITS

Moroz L. B.
Candidate of Technical Sciences, Associate Professor
Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas
76019, Karpatska Str., 15, Ivano-Frankivsk, Ukraine
ORCID: https://orcid.org/0000-0002-5183-4940
e-mail: lesia.moroz@nung.edu.ua

Hryhorash B. M.
PhD Student
Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas
76019, Karpatska Str., 15, Ivano-Frankivsk, Ukraine
ORCID: https://orcid.org/0009-0009-7509-9045
e-mail: bohdan.hryhorash-a185z23@nung.edu.ua

Abstract. The accumulation of asphaltene, resin and paraffin deposits in the near-wellbore formation zone, as well as in downhole and surface production equipment, poses a significant operational challenge in oil field development. This article focuses on scientifically justifying and selecting effective formulations comprising hydrocarbon solvents and modifying additives designed to remove and inhibit these deposits. It uses wells from Field A as a case study. The effectiveness of the formulations was evaluated using the 'cold cylinder' method and by determining the pour-point depression effect (ΔTpour) at 20°C and 50°C. To dissolve deposits in wells No. 141, 148, 58, 188, 35 and 201, the study tested treated crude oil, stable gas condensate and bottoms residue (light oil from the Dolyna Gas Processing Plant), as well as binary mixtures of these containing 10% depropanizer bottoms, propanil, xylene and acetic acid. The study determined that treated crude oil exhibits the highest initial solubility at 20 °C (up to 70.7%). Increasing the temperature to 50 °C speeds up the breakdown of the paraffin phase and increases the dissolving capacity of the tested systems by 15–35%. The use of modifiers was found to have a synergistic effect, ensuring the dissolution of asphaltene-resin-paraffin deposits at a rate of 80–88%. Furthermore, distinct zonal heterogeneity in deposit composition relative to depth has been demonstrated (as evidenced by Well No. 188: 0–300 m, 300–600 m, 600–900 m and 370–420 m in Well No. 201), confirming the need for a differentiated approach to reagent selection. Based on the test results, specific technological recommendations have been formulated for each well, covering the choice of solvent type, additives, temperature conditions and treatment duration. These recommendations provide a basis for optimising treatment protocols for the near-wellbore formation zone and downhole equipment.

Key words: asphaltene-resin-paraffin deposits, hydrocarbon solvents, near-wellbore formation zone, inhibition, crystallization.