

УДК 553.982.2

DOI: 10.15587/2706-5448.2020.217921

## ДОСЛІДЖЕННЯ ВУГЛЕВОДНЕВИХ РОЗЧИННИКІВ ДЛЯ БОРОТЬБИ З ПАРАФІНОГІДРАТНИМИ ВІДКЛАДЕННЯМИ У НАФТОВИХ СВЕРДЛОВИНАХ

Ляшенко А. В.

Об'єктом дослідження є вуглеводневі розчинники для ліквідації парафіногідратних відкладів. У роботі розглянуті хімічні методи боротьби з парафіногідратними відкладами, зокрема, застосування вуглеводневих розчинників. Проводилися дослідження впливу різних хімічних реагентів на розчинення гідратоутворень за допомогою лабораторної установки при різних термобаричних режимах, найбільш наближених до реальних умов трубного простору нафтогазових свердловин: температура змінювалася дискретно від  $-10$  до  $+40$  °С, а тиск – від 0 до 10 МПа. Для вивчення впливу вуглеводневих розчинників на процес видалення гідратних утворень було застосовано найбільш раціональні методи регресійного аналізу та математичного планування експерименту – симплексно-решітчасте планування. Використано G-критерій оптимальності плану, що включає в себе 22 експерименти. Синтез плану реалізовувався чисельними методами на програмно-керованому пристрої для обробки інформації. Використання таких методів дає можливість обґрунтовано впорядкувати експериментальні дослідження, врегулювати час, обладнання, матеріали та виконати необхідне число дослідів. В роботі результати вимірювань наведені на діаграмах для кожного розчинника окремо. Отримані дані дозволили апріорно обґрунтувати вибір оптимального варіанту застосування хімічних реагентів для повного розчинення та видалення парафіногідратних утворень з поверхні внутрішньосвердловинного обладнання. Аналіз даних показує, що найбільшою розчинною здатністю та ефективністю для видалення з поверхні внутрішньосвердловинного обладнання парафіногідратних відкладень характеризуються реагенти-розчинники бутилцелозольв і етилацетат, які можна рекомендувати для широкого застосування у нафтогазовій галузі. Важливим фактом є те, що витрата запропонованих розчинників на одну свердловинно-операцію становить не більше  $4 \text{ м}^3$ , що в 2–3 рази менше в порівнянні з іншими відомими аналогами. Застосування нових розчинників дозволяє також більш, ніж в 2–3 рази збільшити міжочисний період свердловини, що знижує собівартість продукції, яка видобувається.

**Ключові слова:** парафіногідратні відклади, вуглеводневий розчинник, внутрішньосвердловинне обладнання, хімічний реагент, міжочисний період свердловини.

### 1. Вступ

Оскільки на поверхні внутрішньосвердловинного обладнання (обсадні та насосно-компресорні труби, корпуси насосних установок, насосні штанги)

поряд з гідратними утвореннями відкладаються смоли, асфальтени та парафіни, необхідно застосовувати універсальний реагент, який дозволив би розчиняти та видаляти одночасно всі види таких відкладів. Для вибору такого хімреагенту були проведені лабораторні дослідження.

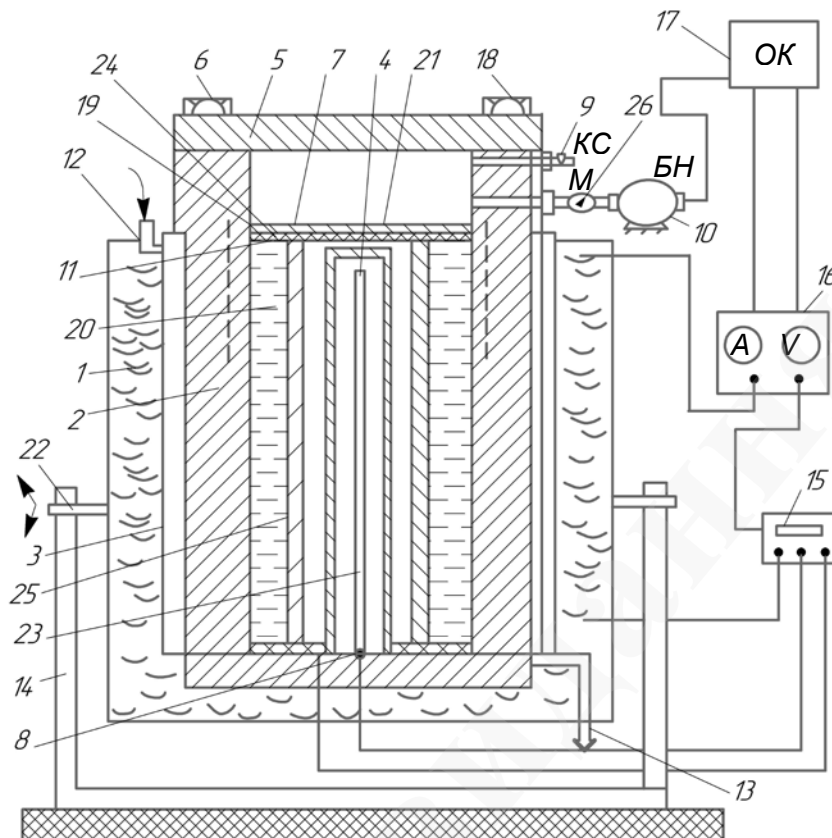
Аналіз літературних джерел показав, що в процесі експлуатації більшості нафтогазових та нафтогазоконденсатних родовищ виникає проблема випадіння парафіногідратів [1, 2]. Дані утворення можуть відкладатись у стовбурах експлуатаційних свердловин і призводити до аварійних ситуацій за рахунок утворення парафіногідратних пробок [3–5]. Відомо, що найбільш ефективними, економічними та технологічно простими у використанні є хімічні методи, зокрема, застосування розчинників. Як зазначено авторами в [6–8], одним з основних методів захисту внутрішньо-свердловинного обладнання та нафтопромислових наземних комунікацій від гідратних утворень та асфальтосмолопарафінових відкладів (АСПВ) є застосування вуглеводневих розчинників. Весь експлуатаційний фонд свердловин, ускладнений АСПВ та гідратними утвореннями, в залежності від величини міжчислового періоду роботи (МОП) без застосування хімічних реагентів можна умовно розбити на чотири групи [9–11]:

- 1 – МОП до 10 діб;
- 2 – МОП від 10 до 20 діб;
- 3 – МОП від 20 до 30 діб;
- 4 – МОП більше 30 діб.

Якщо в свердловинах 1 і 2 груп використання хімічних реагентів повинно поєднуватися в певній послідовності при очищенні підземного обладнання реагентами та дозуванні інгібіторів парафіногідратних відкладень, то у свердловинах 3 і 4 груп найбільш ефективним є застосування вуглеводневих розчинників. Таким чином, об'єктом дослідження обрано вуглеводневі розчинники для ліквідації парафіногідратних відкладів. Метою дослідження є вивчення впливу вуглеводневих розчинників на парафіногідратні відклади.

## **2. Методика проведення досліджень**

Спочатку на лабораторній установці, принципова схема якої приведена на рис. 1, проводилися дослідження впливу різних видів хімреагентів на розчинення гідратуутворень як найбільш важкорозчинних для видалення. Експерименти проводилися в наступних термо-баричних режимах: температура змінювалася дискретно від  $-10$  до  $+40$  °С, тиск – від 0 до 10 МПа, що найбільше відповідає реальним режимам трубного простору видобувних нафтогазових свердловин. При цьому досліди проводилися в такий спосіб: якщо температура була постійною, наприклад,  $0$  °С, то тиск дискретно змінювався від 0 до 10 МПа і навпаки, при постійному (фіксованому) тиску змінювалася температура.



**Рис. 1.** Принципова схема експериментальної установки:

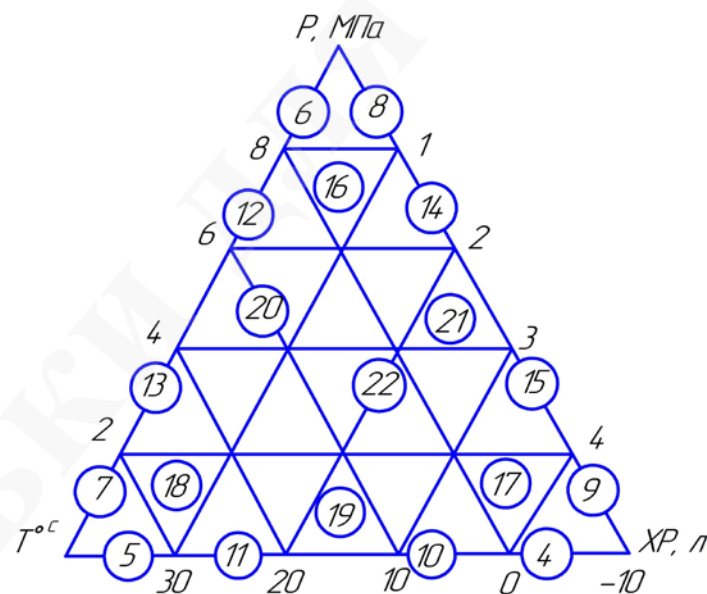
- 1 – піч; 2 – барокамера; 3 – охолоджуюча сорочка; 4 – трубка; 5 – кришка;  
 6 – віджимні болти; 7 – ізоляційна (текстолітова) прокладка; 8, 15 – електронні потенціометри; 9 – ніпель (КСГ – модель ніпеля); 10 – бустерний насос (БН);  
 11, 19 – пази; 12 – спеціальний пристрій для заливання азоту; 13 – кран;  
 14 – станина; 16 – автоматична система електрообігріву; 17 – обчислювальний комплекс (ОК); 18 – імпульсна трубка; 20 – об’єкти дослідження (зразки насосно-компресорної труби (НКТ) і пластова водонафтогазова рідина);  
 21, 25 – верхня та нижня стінки барокамери; 22 – осі цапф;  
 23 – електронагрівач; 24 – внутрішня кришка; 26 – манометр (М)

У якості об’єктів дослідження використовували зразки труб НКТ довжиною 1,4 м, діаметром 72 мм зі сталі марки 36Г2С і пластоу водонафтову суміш. В якості реагентів застосовували бутилцелюзолів, етилацетат СНПХ-7р і СНПХ-7р-14, етилбензолівну та бутилбензолівні фракції. Хімічні реагенти заливали в барокамеру в кількості 1, 2, 3, 4 і 5 л, виходячи з розрахунку 10–50 л на 1 м<sup>3</sup> внутрішнього об’єму свердловини.

Для вивчення впливу вуглеводневих розчинників на процес видалення гідратних утворень з внутрішньосвердловинного обладнання, кількісного опису цього впливу та істотного зменшення числа дослідів раціонально застосовувати методи регресійного аналізу та математичного планування експерименту – симплексно-решітчасте планування. Оскільки конкретні вуглеводневі розчинники не можуть бути реалізовані по всій досліджуваній області, на них накладаються додаткові обмеження. В результаті область планування набуває

складної форми. На такій області доцільно використовувати  $G$ -критерій оптимальності плану [12], що включає 22 експерименти та дозволяє мінімізувати максимальну величину дисперсії передбачених значень (рис. 2). Додаток  $G$ -оптимального плану дозволяє гарантувати, що в області планування не виявиться точок, в яких точність оцінки поверхні відгуку не є занадто низькою. Синтез плану реалізовувався чисельними методами.

Відповідно до вимог плану були обрані вуглеводневі розчинники (по 22 марки кожної системи). Вміст кожного розчинника змінювався в межах від 0 до 100 %, при цьому сумарний вміст трьох розчинників залишався незмінним і становив 100 %. За результатами експериментів були побудовані рівняння множинної регресії п'ятого порядку (коефіцієнти регресії значущі на рівні  $\alpha \leq 0,05$ ), що використовувалися для побудови ліній рівного рівня на потрійних діаграмах. Адекватність отриманих рівнянь регресії перевірялася за допомогою  $F$ -критерію Фішера [13] на 5 %-му рівні значущості. Значення коефіцієнтів кореляції  $r=0,97-0,99$ , що свідчить про гарну відповідність експериментальних даних заданим рівнянням регресії та можливості використання їх у ролі формальних розрахункових моделей.

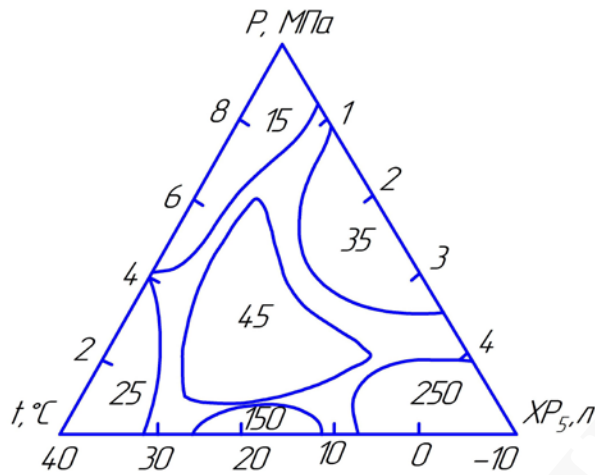


**Рис. 2.** План експерименту на потрійній діаграмі

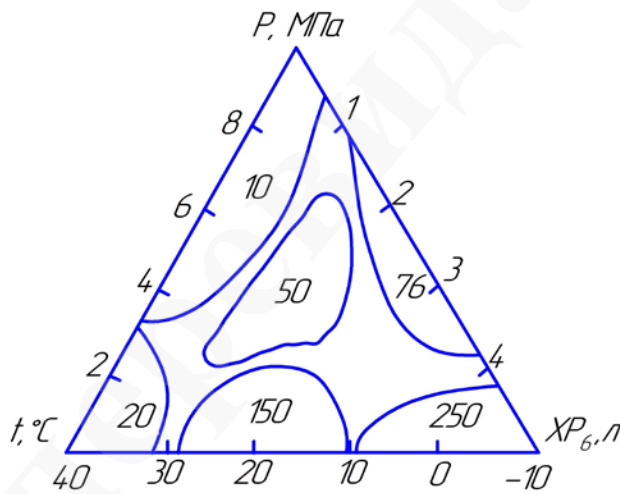
Тривалість експериментів становила 12 год. Після закінчення кожного дослідження, вміст барокамери зливали в ємність, а зразок труби НКТ і внутрішня поверхня камери ретельно очищалися від відкладень, які згодом зважувалися на електронних вагах з точністю до 0,001 г.

### 3. Результати досліджень та обговорення

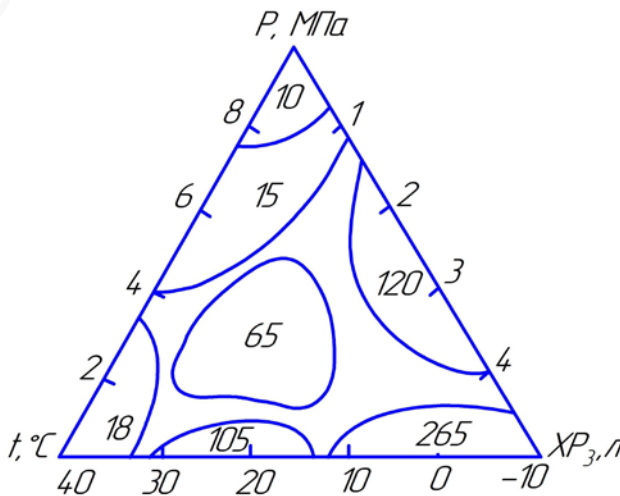
Результати вимірювань наведені на рис. 3–8.



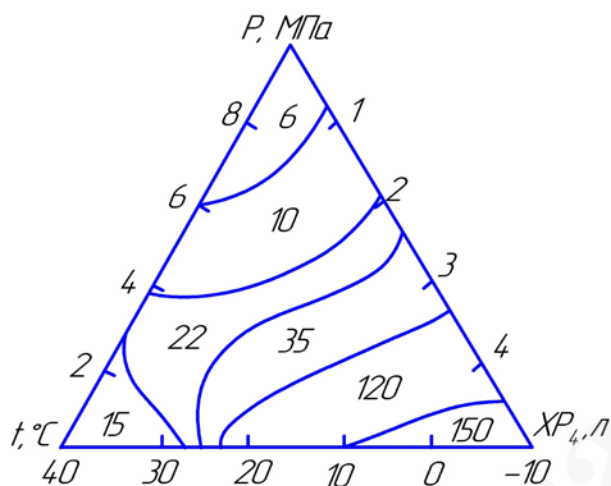
**Рис. 3.** Взаємний вплив температури, тиску та кількості хімічного реагенту етилбензольної фракції на величину гідратуутворень (г)



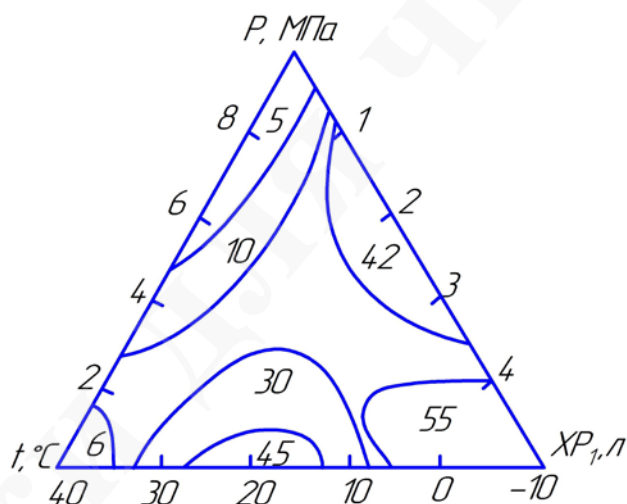
**Рис. 4.** Взаємний вплив температури, тиску та кількості хімічного реагенту бутилбензольної фракції на величину гідратуутворень (г)



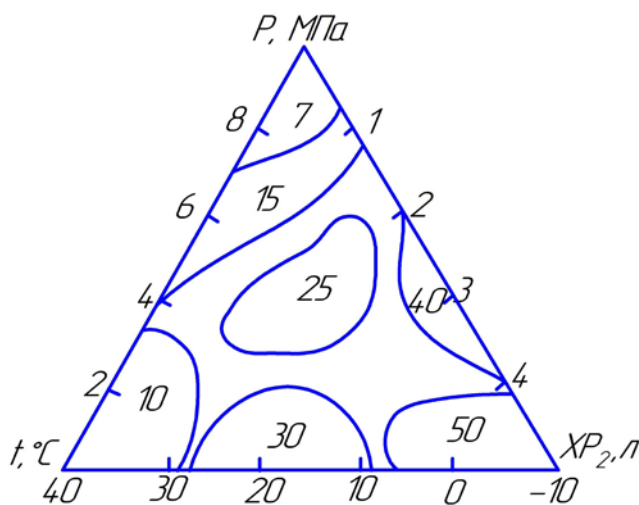
**Рис. 5.** Взаємний вплив температури, тиску та кількості хімічного реагенту CNPX-7p на величину гідратуутворень (г)



**Рис. 6.** Взаємний вплив температури, тиску та кількості хімічного реагенту СНПХ-7р-14 на величину гідратуутворень (г)



**Рис. 7.** Взаємний вплив температури, тиску та кількості хімічного реагенту бутилцеллозолів на величину гідратуутворень (г)



**Рис. 8.** Взаємний вплив температури, тиску та кількості хімічного реагенту етилацетату на величину гідратуутворень (г)

Аналіз отриманих даних показує, що найкращими розчинюючими властивостями володіє бутилцеллозолъв і етилацетат у всіх досліджуваних термобаричних режимах. Їх розчинююча здатність досягає приблизно 90–95 %. Досить високу розчинюючу здатність (40–60 %) показали композиційні вуглеводневі розчинники СНПХ-7р-14 і СНПХ-7р.

Широко застосовані на промислах хімреагенти – етилбензолъна та бутилбензолъна фракції – характеризуються дуже низькою розчинюючою здатністю (в середньому 15–20 %) гідратуотворень, хоча, як відомо з практики, вони досить добре розчиняють асфальтосмолопарафінові відкладення (АСПВ) [14]. Отримані дані дозволили апіорно обґрунтувати вибір оптимального варіанту застосування хімреагентів для повного розчинення та видалення гідратуотворень з поверхні внутрішньосвердловинного обладнання. Найефективніше закачувати в свердловину (всередину НКТ і затрубний простір) – бутилцеллозолъв і етилацетат. Слід зауважити, що із розрахунку витрата кількості розчинників становить 2–4 л на 1 м<sup>3</sup> об'єму свердловини, тобто в середньому 2–4 м<sup>3</sup> на одну свердловину глибиною 1,5–2,5 км.

#### 4. Висновки

За допомогою інформаційно-вимірювальної системи із застосуванням методу математичного планування експериментів досліджено вплив хімічних реагентів на розчинення парафіногідратних відкладів в широкому інтервалі змін температур і тисків: температура змінювалася дискретно від –10 до +40 °С, а тиск – від 0 до 10 МПа. Встановлено, що найбільшою розчинною та очищувальною здатністю характеризуються вуглеводневі розчинники – бутилцеллозолъв і етилацетат, які можна рекомендувати для широкого застосування у нафтогазовій галузі. Застосування нових розчинників дозволяє більш, ніж в 2–3 рази збільшити міжочисний період свердловини, в 5–10 разів підвищити її продуктивність і до 90 % відновити початкові властивості.

#### Література

1. Akhfash, M., Aman, Z. M., Ahn, S. Y., Johns, M. L., May, E. F. (2016). Gas hydrate plug formation in partially-dispersed water–oil systems. *Chemical Engineering Science*, 140, 337–347. doi: <http://doi.org/10.1016/j.ces.2015.09.032>
2. Ivanova, I. K., Koryakina, V. V., Semenov, M. E. (2018). Investigation of the hydrate formation process in emulsions of asphaltene-resin-paraffin deposits by dsc method. *Fundamental Research*, 11, 143–149. doi: <http://doi.org/10.17513/fr.42313>
3. Davies, S. R., Boxall, J. A., Koh, C., Sloan, E. D., Hemmingsen, P. V., Kinnari, K. J., Xu, Z.-G. (2009). Predicting Hydrate-Plug Formation in a Subsea Tieback. *SPE Production & Operations*, 24 (4), 573–578. doi: <http://doi.org/10.2118/115763-pa>
4. Greaves, D., Boxall, J., Mulligan, J., Sloan, E. D., Koh, C. A. (2008). Hydrate formation from high water content-crude oil emulsions. *Chemical Engineering Science*, 63 (18), 4570–4579. doi: <http://doi.org/10.1016/j.ces.2008.06.025>
5. Turner, D. J., Miller, K. T., Dendy Sloan, E. (2009). Methane hydrate formation and an inward growing shell model in water-in-oil dispersions. *Chemical Engineering Science*, 64 (18), 3996–4004. doi: <http://doi.org/10.1016/j.ces.2009.05.051>

6. Tronov, V. P. (1970). *Mekhanizm obrazovaniia smoloparofinovykh otlozhenii i borba s nimi*. Moscow: Nedra, 200.
7. Khoroshilov, V. A., Semin, V. I. (1990). Preduprezhdenie gidratoobrazovaniia pri dobyche nefi. *Prirodnye i tekhnogennye gazovye gidraty*. Moscow: Nedra, 220.
8. Maganov, R., Vakhitov, G., Batalin, O. (2000). Optimalnaia tekhnologiia borby s gidratoparafinovymi otlozheniiami. *Neft Rossii*, 3, 96–99.
9. Viatchinin, M. G., Pravednikov, N. K., Batalin, O. Iu. et. al. (1998). Usloviia i zony gidratoobrazovaniia v zatrubnom prostranstve nefianoi skvazhini. *Neftianoe khoziaistvo*, 2, 56–57.
10. Viatchinin, M. G., Pravednikov, N. K., Batalin, O. Iu. et. al. (2001). Zakonomernosti gidratoobrazovaniia v zatrubnom prostranstve nefianoi skvazhini. *Neftianoe khoziaistvo*, 4, 54–57.
11. Viatchinin, M. G., Batalin, O. Iu., Schepkina, N. E. (2000). Opredelenie rezhimov i zon gidratoobrazovaniia v nefiianykh skvazhinakh. *Neftianoe khoziaistvo*, 7, 38–44.
12. Kasatkin, O. G. (1974). K voprosu postroeniia G-optimalnykh planov na simplekse. *Primenenie matematicheskikh metodov dlia issledovaniia mnogokomponentnykh sistem*. Moscow, 64–69.
13. Zedginidze, I. G. (1976). *Planirovanie eksperimenta*. Moscow: Nauka, 390.
14. Svetlitskii, V. M., Demchenko, P. N., Zaritskii, B. V. (2002). *Problemy uvelicheniia proizvoditelnosti skvazhin*. Kyiv: Vid. Palivoda A. V., 228.