

Міністерство освіти і науки України  
Національний університет  
«Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

# Тези

**76-ї наукової конференції професорів,  
викладачів, наукових працівників,  
аспірантів та студентів університету**

**ТОМ 2**

**14 травня – 23 травня 2024 р.**

## **КОМПЛЕКСНИЙ ПІДХІД ДО ДОСЛІДЖЕННЯ І ВИБОРУ ВУГЛЕВОДНЕВИХ РОЗЧИННИКІВ ДЛЯ БОРОТЬБИ З ПАРАФІНОГІДРАТНИМИ ВІДКЛАДЕННЯМИ У НАФТОГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИНАХ**

Оскільки на поверхні внутрішньосвердловинного обладнання (обсадні і насосно-компресорні труби, корпуси насосних установок, насосні штанги) поряд з гідратними утвореннями відкладаються смоли, асфальтени і парафіни, необхідно застосовувати універсальний реагент, який дозволив би розчиняти і видаляти одночасно всі види таких відкладів. Для вибору такого хімреагенту були проведені лабораторні дослідження [1-5].

Спочатку на лабораторній установці проводилися дослідження впливу різних видів хімреагентів на розчинення гідратутворень як найбільш важкорозчинних для видалення. Експерименти проводилися в наступних термобаричних 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.

У якості об'єктів дослідження використовували зразки труб НКТ довжиною 1,4 м, діаметром 72 мм зі сталі марки 36Г2С і пластову водонафтову суміш. В якості реагентів застосовували бутилцеллюзольв, етилацетат СНПХ-7р і СНПХ-7р-14, етилбензолъну і бутилбензолъні 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 і істотного зменшення числа дослідів раціонально застосовувати методи регресійного аналізу та математичного планування експерименту – симплексно-решітчасте планування. Оскільки конкретні вуглеводневі розчинники не можуть бути реалізовані у всій досліджуваній області, на них накладаються додаткові обмеження. В результаті область планування набуває складну форму. На такій області доцільно використовувати *G*-критерій оптимальності плану, що включає 22 експерименти і дозволяє мінімізувати максимальну величину дисперсії передбачених значень (рис. 1). 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 на ЕОМ.

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 на 5%-му рівні значущості. Значення коефіцієнтів кореляції  $r = 0,97...0,99$ , що свідчить про гарну відповідність експериментальних даних заданим рівнянням регресії і можливості використання їх у ролі формальних розрахункових моделей.

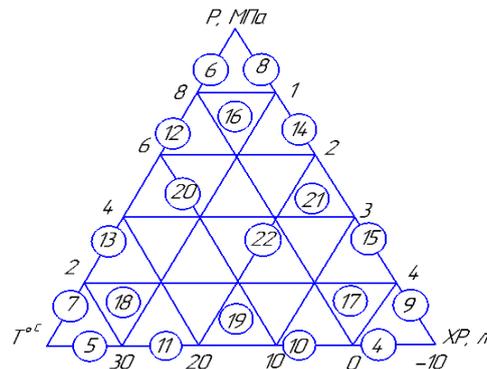


Рис. 1. План експерименту на потрійний діаграмі

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.

Аналіз отриманих даних показує, що найкращими розчинюючими властивостями володіє бутилцеллюозольв 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.

#### 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>