

РОЗРОБКА ТА ЕКСПЛУАТАЦІЯ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ РОДОВИЩ

УДК 622.276.5

ЛАБОРАТОРНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ВУГЛЕВОДНЕВОГО РОЗЧИННИКА І ПАР НА В'ЯЗКІСТЬ ПРОБИ НАФТИ ІЗ СВЕРДЛОВИНИ №96 ЯБЛУНІВСЬКОГО НГКР

Р.М.Кондрат¹, Б.Б.Синюк², І.І.Хомин³, О.Р.Кондрат¹

¹ІФНТУНГ, 76019 м.Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42195, e-mail: kondrat@ifdtung.if.ua

²ДК „Укргазвидобування”, 04053, м. Київ, вул. Кудрявська, 26/28, тел. (044) 2122870, e-mail: sinyuk@gasdob.com.ua

³ГПУ „Полтавагазвидобування”, 36008, м. Полтава, вул. Фрунзе, 173 (0532)515602
e-mail: homun@pgpu.com.ua

По результатам лабораторных исследований с пробой высоковязкой нефти показана эффективность применения поверхностно-активных веществ (ПАВ) для снижения вязкости и оптимальной температуры нагревания нефти. Обоснована оптимальная концентрация ПАВ в нефти.

There has been showed the efficiency of application of surface-active substance for decreasing viscosity and optimal temperature of oil heating by results of laboratory investigations with sample of high-viscosity oil. Optimal concentration of surface-active substance in high-viscosity oil has proved.

Де можливих напрямків інтенсифікації роботи свердловин з високов'язкими нафтами та боротьби з ускладненнями в процесі їх експлуатації відноситься застосування вуглеводневих розчинників і ПАР. Вони сприяють зниженню в'язкості і температури кристалізації з нафти твердих вуглеводнів.

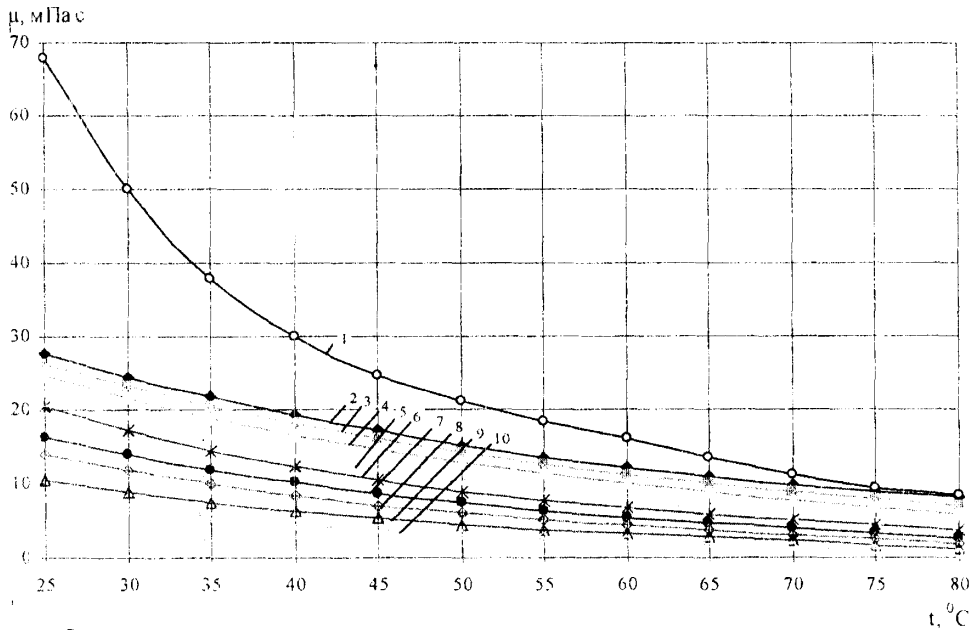
Для оцінки можливості застосування вуглеводневих розчинників і ПАР для зниження в'язкості нафти Яблунівського нафтогазоконденсатного родовища виконано лабораторні дослідження з пробою високов'язкої нафти, відібраної на гирлі свердловини №96 цього родовища. Дослідження проводились за температур від 25 до 80°C (через кожні 5°C). Як вуглеводневий розчинник використовувався вуглеводневий конденсат густиною 735 кг/м³. Об'ємний вміст вуглеводневого конденсату в системі (у відношенні до суміші нафти і конденсату) складав 25%. Як ПАР використовувались ріпокс-6 і ніоген П-1000 виробництва Івано-Франківського ВАТ “Барва”. Масова концентрація ПАР у суміші нафти і конденсату складала 0,125; 0,25; 0,5; 1; 2; 4; 6; 8%. Для визначення динамічного коефіцієнта в'язкості нафти з добавками вуглеводневого конденсату і ПАР використовувався ротаційний віскозиметр “REOTEST-2”.

На рисунках 1 і 2 зображено залежності від температури динамічного коефіцієнта в'язкості проби нафти із свердловини №96 Яблунівського НГКР з вмістом у системі “нафта-конденсат” 25% об. вуглеводневого конденсату для різного вмісту в нафті з конденсатом ріпоксу-6 (рисунок 1) і ніогену П-1000 (рисунок 2), а на рисунках 3 і 4 зображено залежності динамічного коефіцієнта в'язкості проби нафти від концентрації ПАР у системі “нафта-конденсат” для різних температур відповідно для ріпоксу-6 (рисунок 3) і ніогену П-1000 (рисунок 4).

Згідно з результатами виконаних досліджень використання ПАР є досить ефективним і призводить до зниження в'язкості нафти. Для чистої нафти (без добавок) динамічний коефіцієнт в'язкості за 25°C дорівнює 874,07 мПа·с, за 50°C – 140,88 мПа·с, за 60°C – 82,85 мПа·с і за 80°C – 30,04 мПа·с, а для нафти з вмістом 25% об. вуглеводневого конденсату (з розрахунку на суміш нафти з конденсатом) за 25°C дорівнює 67,87 мПа·с, за 50°C – 21,13 мПа·с, за 60°C – 15,95 мПа·с, за 80°C – 8,32 мПа·с.

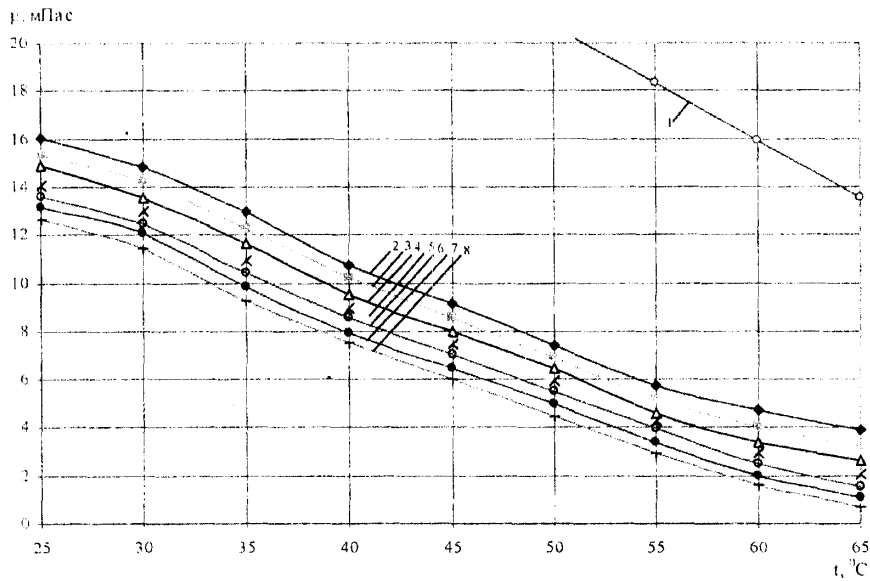
Введення в суміш нафти з конденсатом ПАР призводить до додаткового зниження динамічного коефіцієнта в'язкості нафти. Так, за вмісту в системі 25% об. конденсату і тем-





1-0; 2-0,125; 3-0,25; 4-0,5; 5-0,75; 6-1; 7-2; 8-4; 9-6; 10-8 % мас.

Рисунок 1 - Графіки залежності від температури динамічного коефіцієнта в'язкості проби нафти із свердловини № 96 Яблунівського НГКР з вмістом 25% об. конденсату і різним масовим вмістом ріпоксу-6



1-0; 2-0,125; 3-0,25; 4-0,5; 5-1; 6-2; 7-4; 8-6 % мас.

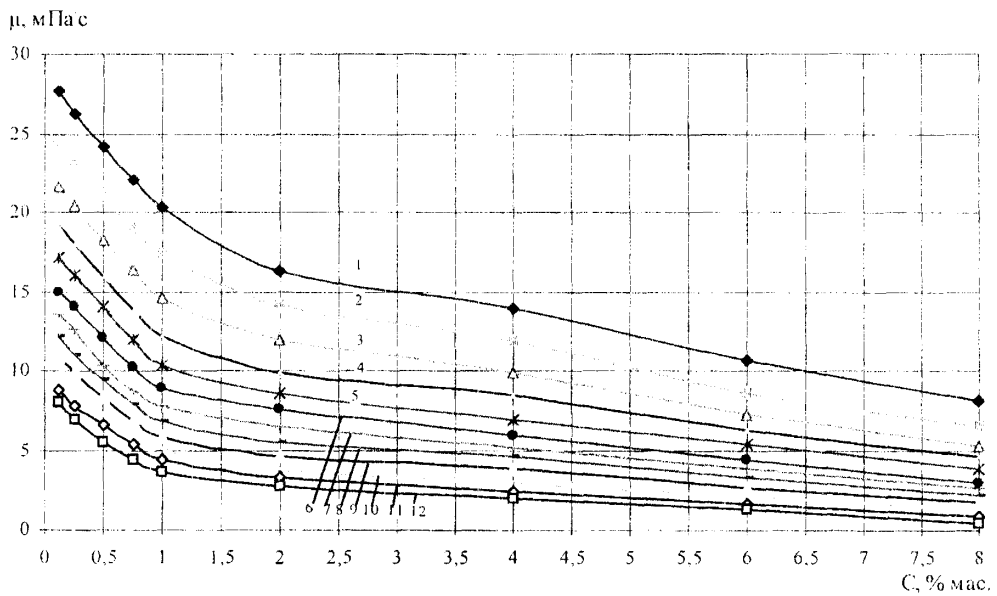
Рисунок 2 - Графіки залежності від температури динамічного коефіцієнта в'язкості проби нафти із свердловини № 96 Яблунівського НГКР з вмістом 25% об. конденсату і різним масовим вмістом ніогену П-1000

температури 25^oC динамічний коефіцієнт в'язкості нафти дорівнює 67,87 мПа·с, а під час додавання ріпоксу-6 складає: 0,125% мас. – 27,62 мПа·с, 0,25% мас. – 26,19 мПа·с, 0,5% мас. – 24,71 мПа·с, 1% мас. – 20,43 мПа·с, 2% мас. – 16,31 мПа·с, 6% мас. – 10,47 мПа·с, 8% мас. – 8,04 мПа·с. Для ніогену П-1000 отримано такі значення динамічного коефіцієнта

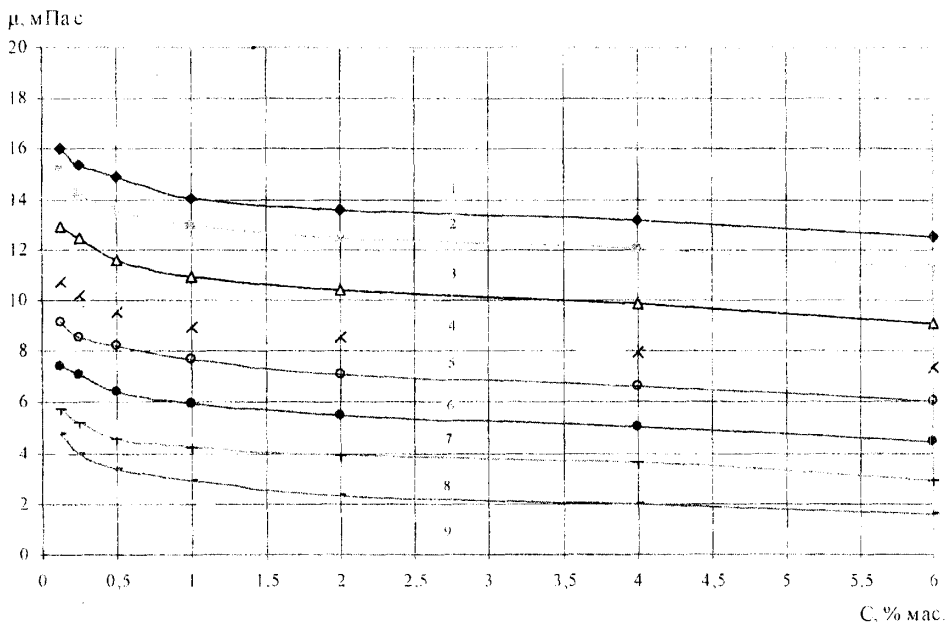
в'язкості суміші нафти з конденсатом за 25^oC: 0,125% мас. – 16,11 мПа·с, 0,25% мас. – 15,4 мПа·с, 0,5% мас. – 14,95 мПа·с, 1% мас. – 14,16 мПа·с, 2% мас. – 13,69 мПа·с, 6% мас. – 12,6 мПа·с.

Аналіз дослідних даних показує, що вплив ПАР на динамічний коефіцієнт в'язкості нафти





1-25; 2-30; 3-35; 4-40; 5-45; 6-50; 7-55; 8-60; 9-65; 10-70; 11-75; 12-80 °С
 Рисунок 3 - Графіки залежності динамічного коефіцієнта в'язкості проби нафти із свердловини № 96 Яблунівського НГКР з вмістом 25% об. конденсату від масової концентрації ріпоксу-6 для різних температур



1-25; 2-30; 3-35; 4-40; 5-45; 6-50; 7-55; 8-60; 9-65 °С
 Рисунок 4 - Графіки залежності динамічного коефіцієнта в'язкості проби нафти із свердловини № 96 Яблунівського НГКР з вмістом 25% об. конденсату від масової концентрації ніогену П-1000 для різних температур

зменшується з ростом температури (рисунки 1, 2) і вмісту ПАР (рисунки 3, 4).

За результатами виконаних досліджень визначена оптимальна масова концентрація ПАР в нафті з вмістом в системі 25% об. конденсату. Вона становить близько 1% мас. Для цієї концентрації ПАР в системі "нафта-конденсат" динамічний коефіцієнт в'язкості нафти зменшується порівняно з системою без ПАР для ріпок-

су-6: при температурі 25 °С – до 20,43 мПа·с (у 3,32 рази), при температурі 50 °С – до 8,94 мПа·с (у 2,36 рази), при температурі 60 °С – до 6,84 мПа·с (у 2,33 рази), при температурі 80 °С – до 3,66 мПа·с (у 2,27 рази), для ніогену П-100: при температурі 25 °С – до 14,16 мПа·с (у 4,79 рази), при температурі 50 °С – до 5,79 мПа·с (у 3,65 рази).



За результатами досліджень оцінено вплив ПАР на оптимальну температуру нагрівання нафти, вище якої температура мало впливає на динамічний коефіцієнт в'язкості нафти. Для цього будувались залежності від температури різниці двох послідовних значень динамічного коефіцієнта в'язкості проби нафти з вмістом у системі "нафта-конденсат" 25% об. вуглеводневого конденсату і різним вмістом ПАР. Ці залежності апроксимуються двома прямими лініями: лівою з великим кутом нахилу до осі абсцис і правою – з меншим кутом нахилу. Точка їх перетину відповідає оптимальній температурі нагрівання нафти. Для суміші нафти з конденсатом без ПАР ця температура дорівнює 47,49°C. Під час додаванні в нафту з конденсатом ПАР оптимальна температура нагрівання нафти

є меншою. Для ніогену П-1000 вона змінюється в межах 47,34 – 44,5°C і залежно від його масової концентрації складає: 0,25% - 47,34°C; 0,5% - 46,44°C; 1% - 45,7°C; 2% - 45,17°C; 4% - 44,58°C; 6% - 44,5°C. Аналогічний ефект зниження оптимальної температури нагрівання нафти отримано також в дослідах з ріпоксом-6.

Результати проведених досліджень свідчать про позитивний вплив додавання в нафту ПАР як на зменшення у декілька разів динамічного коефіцієнта в'язкості нафти, так і на зменшення оптимальної температури нагрівання нафти. Тому для інтенсифікації роботи свердловин з високов'язкими нафтами на Яблунівському НГКР рекомендується одночасно із введенням конденсату в пластову продукцію подавати також ПАР, наприклад, ріпокс-6 або ніоген П-1000 з масовою концентрацією 1%.

УДК 622.279.04

КОМП'ЮТЕРНА МЕТОДИКА ОПТИМІЗАЦІЇ РОБОТИ ОБВОДНЕНИХ ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН, ЩО БАЗУЄТЬСЯ НА ВИМІРЮВАННІ ГИРЛОВИХ ТИСКІВ

В.С. Бойко

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (+38 0342) 994196, e-mail: public@ifdung.if.ua

С.І. Іванов

ТОВ "Оренбурггазпром", 460021, Росія, м. Оренбург, вул. 60 років Жовтня, 11, тел. (+7 3532) 332002, e-mail: orenburggazprom@dogr.ru

О.В. Бурачок

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (+38 0342) 994196, e-mail: public@ifdung.if.ua

В.І. Шекета

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (+38 0342) 994196, e-mail: public@ifdung.if.ua

Рассмотрен вопрос эксплуатации газовых скважин в условиях обводнения. Описана методика расчета дебита притекающей в скважину воды на основании данных об измерениях устьевых давлений. Предложена компьютерная адаптация методики для ускорения и упрощения расчетов. Описано использование методики в условиях морских газовых месторождений.

Для якісного контролю за процесом розробки родовищ вуглеводнів необхідно постійно оновлювати інформацію про процеси, що відбуваються в пластах. Оскільки таку інформацію можна отримати тільки із свердловин, тому завжди актуальною була проблема отримання такої інформації без зупинки свердловин. Ця проблема постає особливо гостро в умовах морських родовищ, де участь людського фактора є надзвичайно обмеженою. У роботі [1]

There has been observed the question of gas well exploitation in case of water influx. The calculation method of water influx output on the basis of well-head pressure measurement has been described. The computer adaptation of method with purpose of acceleration and simplification of calculations has been proposed. There has been described the usage of the method in the conditions of offshore gas fields.

запропоновано без практичного застосування метод розрахунку припливу й об'єму води на основі вимірювання гирлових тисків, який покладено в основу даної розробки. Дана методика розроблена до практичної реалізації і дає змогу оптимізувати роботу обводнених газових свердловин та вирішити питання своєчасного видалення з вибою накопиченої води.

У зв'язку зі зменшенням пластової енергії, настає момент, коли вона не забезпечує више-

