

## ЗБЕРЕЖЕННЯ РЕСУРСІВ ВУГЛЕВОДНІВ У ПРОЦЕСАХ ВИДОБУТКУ НАФТИ ТА ГАЗУ

<sup>1</sup> М.П.Гнип, <sup>1</sup> В.І.Красько, <sup>2</sup> М.І.Рудий, <sup>2</sup> Ю.Д.Качмар, <sup>2</sup> С.А.Копадзе

ВАТ "Укрнафта", 04053, м. Київ, вул. Нестерівський провулок 3-5,  
тел. (+ 38 044) 2725479, e-mail: gnip@ukrnapfta.com

Науково-дослідний і проектний інститут ВАТ "Укрнафта"  
76019, м. Івано-Франківськ., вул. Північний бульвар ім. Пушкіна, 2,  
тел. (+ 38 0342) 776151, e-mail: admin@ndpi.ukrnapfta.com

*Описаны мероприятия, направленные на снижение затрат энергии добычи нефти газлифтными и глубинонасосными способами эксплуатации и при проведении ремонтных работ в скважинах с применением колтюбинговой установки. Рассмотрены применяемые технологии интенсификации притока углеводородов, среди которых наиболее эффективными являются кислотные обработки, мощные гидроразрывы пласта, обработки поверхностно-активными веществами и мицеллярными растворами. Наведены данные об экономии энергоресурсов и эффективности технологий.*

*The measures directed to decrease of energy expenses during oil recovery by gas-lift and depthpump ways of exploitation and carrying out of repair works in wells with use coil-tubing unit are described. The used technologies of intensification of hydrocarbons inflow among which the most effective are acid treatment, powerful hydraulic fracturing of formation, treatments of surface active matters and micellar solution are considered. The data of power resources economy and technologies efficiency are given.*

В умовах постійного зростання цін на енергоносії, введення в експлуатацію покладів з важковидобувними запасами вуглеводнів, виснаження продуктивних відкладів, які розробляються впродовж тривалого часу, застосування енергозберігаючих технологій у процесах видобування нафти та газу набуває особливо важливого значення.

Ресурсозберігаючі технології, які використовуються у ВАТ „Укрнафта”, можна розділити на такі групи:

– технології, спрямовані на зменшення енерго- та ресурсозатрат на видобування нафти (застосування нових видів глибиннонасосного обладнання, застосування конструкцій газліфтних піднімачів із використанням нових технічних рішень, застосування автоматів керування роботою періодичного газліфта, оптимізація роботи механізованого фонду свердловин);

– технології, спрямовані на зменшення тривалості та підвищення ефективності ремонтних робіт (застосування колтюбінгових установок);

– технології, спрямовані на збільшення припливу продукції у привибійну зону свердловин та підвищення коефіцієнтів нафтовилучення (технології кислотних дій на пласт, потужних гідророзривів пласта, кислотних гідророзривів пласта тощо).

Зважаючи на постійне ускладнення умов видобування нафти та, відповідно, умов експлуатації глибиннонасосного обладнання, застосування традиційних штангових глибиннонасосних установок та установок електровідцентрових насосів не забезпечує оптимальних технологічних та енергетичних показників технологічних режимів експлуатації свердловин. Тому у ВАТ „Укрнафта” широкого застосування здобули установки гвинтових насосів (для експлу-

атації свердловин з високою продукцією) та установки електродіафрагмових насосів (для експлуатації малодобітного фонду свердловин).

Значна частина експлуатаційного фонду свердловин ВАТ „Укрнафта” характеризується великою глибиною залягання продуктивних відкладів, низькими пластовими та вибійними тисками, невисокими коефіцієнтами продуктивності свердловин. Ефективним способом експлуатації вказаного фонду свердловин є газліфт. Одним із перспективних шляхів вирішення проблеми дефіциту ресурсів газліфтного газу є оптимізація конструкцій газліфтних піднімачів і застосування нових технічних рішень, спрямованих на підвищення ефективності експлуатації газліфтних свердловин із збереженням ресурсів газу, який подається на газліфт. Технічні засоби, які використовуються в процесі газліфтного видобутку нафти у ВАТ „Укрнафта”, розроблено спеціалістами НДПІ ВАТ „Укрнафта”.

На зміну конструкціям газліфтних піднімачів із отворами-диспергаторами прийшли газліфтні піднімачі, обладнані:

- зворотними клапанами в комбінації з робочими отворами;

- газліфтними диференціальними пусковими клапанами із робочими отворами і робочою муфтою;

- зворотними газліфтними клапанами, робочими отворами і пакувальними пристроями в нижній частині.

Протягом 2004-2006 рр. диференціальні пускові газліфтні клапани впроваджено на 29 свердловинах.

Розроблена та успішно застосовується конструкція газліфтного піднімача (патент України 13948), яка містить у верхній частині пускові зворотні і диференціальні газліфтні

клапани, а в нижній – робочі отвори і робочу муфту. Даний піднімач призначений для експлуатації глибоких газліфтних свердловин і станом на 01.01.2007 р. впроваджений на 10 свердловинах.

З 2005 р. для експлуатації газліфтних свердловин із ускладненими умовами експлуатації ( $L_{св} > 3000$  м,  $R_{пл} < 0,5$  Ргідр.) успішно впроваджуються газліфтні піднімачі із застосуванням пускових клапанів і гідравлічних пакерів конструкції НДПІ. Використання пакера в конструкції піднімача унеможливує потраплення газліфтного газу в зону перфорації (запобігає створенню тиску газліфтного газу на привибійну зону і не перешкоджає поступленню рідини до вибою свердловини), що позитивно впливає на фільтраційні характеристики ПЗП та дає змогу досягати заданого значення вибієного тиску. Протягом 2005-2006 рр. зазначені вище піднімачі впроваджено на 10 свердловинах.

Завдяки впровадженню нових технічних засобів для газліфтноі експлуатації та оптимізації газліфтних піднімачів впродовж 2004-2006 років додатково видобуто 10,9 тис. т нафти та 2039 тис. м<sup>3</sup> газу; величина економії ресурсів газліфтного газу становить 87,7 млн. м<sup>3</sup>.

Оптимізація роботи глибиннонасосного фонду свердловин, яка проводиться з використанням розробленого в НДПІ програмного забезпечення, дає змогу зменшити витрати електроенергії під час видобування нафти за рахунок забезпечення максимальних ККД роботи системи „продуктивний пласт – глибинний насос”, збільшити міжремонтні періоди роботи свердловин та відбори рідини. У результаті впровадження у виробництво режимів експлуатації свердловин установками штангових глибинних насосів за допомогою комп'ютерної програми „ШГН 1.0” в НГВУ „Долинанафтогаз” та НГВУ „Надвірнанафтогаз” у 2006 р. додатково видобуто 978,55 т нафти та 240,86 тис. м<sup>3</sup> газу.

Забезпечення режимів роботи свердловин на родовищах НГВУ „Надвірнанафтогаз”, які експлуатуються методом періодичного газліфта, здійснюється операторами і ускладнюється тим, що більшість їх розташована в гірських важкодоступних районах і на значних відстанях. З метою стабілізації та оптимізації режимів видобутку на цих свердловинах спеціалістами НДПІ розроблено, впроваджено та обслуговуються десятки автоматів керування роботою періодичного газліфта (ПАУ), що зменшує вплив людського чинника та питому вагу витрат газліфтного газу на тону видобутої нафти.

Автомати ПАУ постійно удосконалюються та впроваджуються на родовищах НГВУ „Надвірнанафтогаз”.

Одним з вирішальних чинників у забезпеченні виконання планів щодо видобутку нафти і газу є своєчасне та якісне виконання ремонтних робіт. У зв'язку з цим, актуальним питанням є покращання та зменшення вартості проведення робіт підземного і капітального ремонту свердловин (ПіКРС) за рахунок впровадження нових технологій. У 2006 р. почалось впровадження технології проведення ПіКРС із за-

стосуванням колтюбінгової установки (КУ). КУ призначена для виконання окремих видів робіт з ПіКРС: заміни рідини для виклику припливу після буріння або капітального ремонту; видалення рідини, яка накопичується на вибої під час тривалої роботи свердловини; очищення колони НКТ від відкладень або забруднень, що ускладнюють експлуатацію свердловини; виконання робіт для інтенсифікації припливу пластового флюїду; поінтервальної обробки пласта тощо.

Застосування КУ дасть змогу скоротити час капітальних та підземних ремонтів свердловин із збереженням або збільшенням продуктивності свердловин, сприятиме підвищенню видобутку або поверненню до дії після тривалого простою свердловин. Позитивний ефект від застосування КУ під час проведення ПіКРС досягається за рахунок: скорочення витрат часу на підготовчі та завершальні роботи; можливості проведення операцій без попереднього глушіння свердловин, що дасть змогу під час ремонту зберегти колекторські властивості пласта та умови припливу нафти і газу; освоєння свердловин після проведення ремонтних робіт. Протягом 2006 р. виконано 7 свердловино-операцій.

За результатами порівняльного аналізу проведення робіт ПіКРС на базі НГВУ „Долинанафтогаз” у 2006 р. встановлено, що середня вартість однієї свердловино-операції з промивання піщаної пробки із застосування КУ дешевша на 95 тис. грн.

Інтенсифікація видобування нафти і газу є важливим чинником стабілізації видобутку вуглеводнів на родовищах, що знаходяться на пізній стадії розробки. За 11 місяців 2006 року завдяки застосуванню методів інтенсифікації додатково видобуто понад 40 тис. т нафти та 25 млн. м<sup>3</sup> газу. Найбільший внесок для досягнення цього показника внесли НГВУ „Охтирканафтогаз” – 13240 т нафти, НГВУ „Долинанафтогаз” – 11620 т нафти та НГВУ „Полтаванафтогаз” – 12300 млн. м<sup>3</sup> газу.

Для стабілізації видобутку нафти і газу в НГВУ „Долинанафтогаз” протягом 2006 року здійснено 113 свердловино-операцій з використанням 22 різних методів інтенсифікації. З використаних методів 12 є ефективними технологіями, одна – стандартною технологією, а 9 – проходили дослідно-помислові випробування. Успішність проведених робіт – 91,5%, що є достатньо високим показником. Такі ефективні технології, як „Технологія та розчин для обробки привибійної зони пластів”, „Технологія обробки неоднорідних за проникністю продуктивних пластів”, „Технологія термохімічного впливу на неоднорідні за проникністю пласти комплексами кислотних, лужних розчинів, блокуючих систем та суспензій (термохімічної обробки свердловин)”, „Технологія кислотного ГРП”, „Технологія обмеження припливу пластових вод гранульованим магнієм”, „Технологія ізоляції водопривливу у видобувні свердловини з використанням водонабрякаючих полімерів” підтвердили свою високу ефективність: додатковий видобуток на одну свердловино-

операцію знаходиться на рівні попередніх років або є навіть вищим.

Отримані по НГВУ „Долинанафтогаз” результати дають змогу зробити такі висновки. По-перше, об’єм впровадження методів інтенсифікації є достатньо високим, а тому його необхідно продовжити на попередньому рівні. По-друге, впровадження ефективних методів інтенсифікації, особливо на основі поверхнево-активних речовин, необхідно розширювати. По-третє, слід зауважити, що ефективність технологій кислотної дії впродовж останніх років має тенденцію до зниження. Для підвищення ефективності технологій кислотної дії необхідно провести відповідні дослідження та розробити нові технології обробки зі зміною механізму на пласт.

Для стабілізації видобутку нафти і газу в НГВУ „Надвірнанафтогаз” протягом 2006 року здійснено 70 свердловино-операцій з використанням 12 різних методів інтенсифікації. З них 5 проходили дослідно-помислові випробування, 5 є ефективними технологіями, а дві – стандартними технологіями. Успішність проведених робіт – 95,7%, що є достатньо високим показником. Ефективні технології, а саме: „Технологія впливу на привибійну зону пласта нафтових свердловин композиційними розчинами з використанням вітчизняних біополімерів (на основі екзополісахаридів)”, „Технологія термохімічного впливу на неоднорідні за проникністю пласти комплексами кислотних, лужних розчинів, блокуючих систем та суспензій”, „Технологія потужного ГРП в нафтових і газових свердловинах із застосуванням міцелярних розчинів та алюмогелю”, „Технологія дилатансійного торпедування спрямованої дії із залученням у розробку непрацюючих продуктивних пластів з використанням різнокомпозиційних розчинів ПАР” підтвердили свою високу ефективність.

Отримані по НГВУ „Надвірнанафтогаз” результати дають змогу зробити такі висновки: об’єм впровадження методів інтенсифікації є високим, а тому його необхідно продовжити на попередньому рівні з можливим невеликим нарощуванням кількості обробок. При цьому основну увагу необхідно звернути на впровадження ефективних і нових методів інтенсифікації.

Для стабілізації видобутку нафти і газу в НГВУ „Бориславнафтогаз” протягом 2006 року здійснено 51 свердловино-операцію з використанням 10 різних методів інтенсифікації. З використаних методів 3 є ефективними технологіями, 5 – дослідно-помислові випробування та дві стандартні технології. Успішність проведених робіт – 86%, що є високим показником. Такі ефективні технології, як „Технологія проведення ПГРП” та „Технологія термохімічного впливу на ПЗП” підтвердили свою високу ефективність: додатковий видобуток на одну свердловино-операцію знаходиться на рівні попередніх років або є навіть вищим. Ефективна технологія „ОПЗ фосфорною кислотою” забезпечила додатковий видобуток нафти і газу, проте він є меншим, ніж за попередні роки.

Отримані по НГВУ „Бориславнафтогаз” результати дають змогу зробити такі висновки. По-перше, об’єм впровадження методів інтенсифікації є великим, а тому його необхідно продовжити на попередньому рівні з можливим невеликим нарощуванням кількості обробок. По-друге, впровадження ефективних і нових методів інтенсифікації необхідно продовжити з покращенням вибору об’єктів за деякими заходами.

Для стабілізації видобутку нафти і газу в НГВУ „Чернігівнафтогаз” протягом 2006 року здійснено 77 свердловино-операцій з використанням 13 різних методів інтенсифікації. З них 9 – дослідно-помислові випробування, дві стандартні та дві ефективні технології. Успішність проведених робіт складає 88%, що є високим показником. Такі ефективні технології, як „Технологія спиртопінокислотної обробки пластів”, „Технологія обробки свердловин з попереднім капілярним насиченням привибійної зони легкопроникними системами” підтвердили свою високу ефективність: додатковий видобуток на одну свердловино-операцію є вищим за попередні роки, проте є низьким порівняно з іншими технологіями дії.

Отримані по НГВУ „Чернігівнафтогаз” результати дають змогу зробити такі висновки. По-перше, об’єм впровадження методів інтенсифікації є посереднім, а тому його необхідно збільшувати. По-друге, впровадження ефективних методів та нових технологій інтенсифікації необхідно продовжити з покращенням вибору об’єктів для підвищення їх ефективності. По-третє, необхідно повернутись до використання такого методу як повторна перфорація на основі активних технологічних рідин.

Для стабілізації видобутку нафти і газу в НГВУ „Полтаванафтогаз” протягом 2006 року здійснено 230 свердловино-операцій з використанням 17 різних методів інтенсифікації. З них 9 – дослідно-помислові випробування, а 8 є ефективними технологіями. Успішність проведених робіт – 98%, що є достатньо високим показником. Ефективні технології, а саме: „Технологія обробки ПЗП свердловин на основі фосфорної кислоти”, „ОПЗ свердловин з низькопродуктивною характеристикою”, „Закачування ПАР в затрубний простір для винесення рідини з вибою свердловини”, „Комбіновані обробки привибійної зони низькопроникних пластів у багатопокладному розрізі з використанням ПАР та міцелярів”, „Циклічна обробка пласта з використанням блокуючих розчинів і ПАР” підтвердили свою високу ефективність: додатковий видобуток на одну свердловино-операцію знаходиться на рівні попередніх років або є навіть вищим.

Отримані по НГВУ „Полтаванафтогаз” результати дають змогу зробити такі висновки: об’єм впровадження методів інтенсифікації є достатньо високим, а тому його необхідно продовжити на попередньому рівні. По-друге, впровадження ефективних методів та нових технологій інтенсифікації необхідно продовжи-

ти з покращенням вибору об'єктів за чотирма методами для підвищення їх ефективності.

Для стабілізації видобутку нафти і газу в НГВУ „Охтирканафтогаз” протягом 2006 року здійснено 279 свердловино-операцій з використанням 12 різних методів інтенсифікації. З них 6 – дослідно-помислові випробування, одна стандартна технологія та 5 є ефективними технологіями. Успішність проведених робіт складає 95%, що є достатньо високим показником (якщо відкинути застосування рідин глушіння, то успішність зменшиться до 62%). Такі ефективні технології, як „Технології комбінованої обробки привибійної зони низькопроникних пластів у багатопкладному розрізі з використанням ПАР та міцелярів” та „Потужний гідророзрив пласта” підтвердили свою високу ефективність.

Отримані по НГВУ „Охтирканафтогаз” результати дають змогу зробити такі висновки. По-перше, об'єм впровадження методів інтенсифікації є достатньо високим, а тому його необхідно продовжити на попередньому рівні. Проте, кількість заходів, що спрямовані на збільшення видобутку нафти і газу є недостатньою, а тому її необхідно збільшити як мінімум удвічі. По-друге, практично за всіма методами необхідно покращити вибір об'єктів для підвищення їх ефективності та успішності робіт.

Впровадження методів інтенсифікації загалом по ВАТ „Укрнафта” дало змогу протягом 2006 року додатково видобути понад 40 тисяч тон нафти. Передовими у цій галузі є НГВУ „Долинанафтогаз” та НГВУ „Полтаванафтогаз” – значні об'єми впровадження за великої кількості заходів та великій успішності проведених робіт. Проте, відповідним службами НГВУ допущено зниження ефективності впровадження за певними заходами, що вимагає покращення вибору об'єктів та розроблення нових, більш ефективних методів інтенсифікації. НГВУ „Бориславнафтогаз” та НГВУ „Надвірнафтогаз” хоча і забезпечують високі показники успішності, але з точки зору збільшення об'ємів впровадження та ефективності їх використання мають певні резерви. НГВУ „Охтирканафтогаз” та НГВУ „Чернігівнафтогаз” з точки зору використання різних методів інтенсифікації порівняно з іншими НГВУ мають значні недоліки. Це – або низька успішність проведених робіт, або їх низька ефективність, тому відповідним службам НГВУ необхідно посилити роботу щодо збільшення об'ємів впровадження та підвищення їх ефективності. Найбільша частка (більше половини) в додатковому видобуванні вуглеводнів належить кислотній дії на пласт. З цією метою застосовували 16 різних технологій кислотної дії. Як найбільш ефективні технології необхідно відмітити кислотні обробки з використанням борофтористоводневої кислоти, фосфорної кислоти, легкопроникних систем та загущених кислотних розчинів. За використання поверхнево-активних речовин додатково видобуто близько 12 тис. т нафти із застосуванням 11 технологій. Як найбільш ефективні технології необхідно відмітити обробки з викорис-

танням міцелярних розчинів та саморуйнуючих полімерних систем, водних, спиртових та вуглеводневих розчинів неіоногенної ПАР.

Вагоме місце серед технологій, спрямованих на збільшення припливу продукції у привибійну зону свердловин, займає технологія потужних гідророзривів пласта. Спеціалісти та науковці ВАТ „Укрнафта” вже десять років здійснюють проектування і керування потужним гідророзривом пласта (ПГРП) із застосуванням комплексу спецтехніки фірми „Стюарт і Стівенсон”. Для удосконалення технології ПГРП розроблено і застосовано комп'ютерну програму для моделювання продуктивності свердловин та стану їх привибійної зони перед і після ГРП, програму для контролю за розкриттям, розвитком і закріпленням тріщин.

З метою ресурсозбереження вуглеводнів замінили імпортовану вуглеводневу рідину для ГРП, розробленими рідинами на водній основі. Для зменшення негативного впливу водних рідин ГРП на проникність тріщини і навколотріщинної зони під час МініГРП застосовується міцелярний розчин. Широко впроваджується розроблена фахівцями НДПІ ВАТ „Укрнафта” нова рідина на водній основі – Галгель, що характеризується високими реологічними властивостями, добре вилучається з пласта під час освоєння свердловин, що сприяє збільшенню їх дебіту, та дешевша від закордонних аналогів. Випробувано керамічний пропант фракції 20/40, застосування якого забезпечуватиме щільне закріплення і високу провідність тріщин гідророзриву в глибоких свердловинах.

Враховуючи те, що багато родовищ ВАТ „Укрнафта” знаходяться на пізній стадії розробки, де зона дренування свердловин є набагато меншою від початкової внаслідок зміни пластового тиску і тим самим зміни реологічних характеристик пластової нафти, де відключені від розробки окремі продуктивні пропластки, ефективність ПГРП слід пов'язувати також із збільшенням коефіцієнта вилучення запасів. Особливо це стосується родовищ, які розробляються без підтримання пластового тиску, та свердловин, що експлуатують багатопластовий розріз з різними фільтраційно-емісійними характеристиками, зони перфорації яких досягають 500 м.

Завдяки обґрунтованому вибору об'єктів і технологій ПГРП отримано унікальні результати у давно експлуатованих свердловинах на Бориславському, Луквинському, Довбушанському-Бистрицькому, Битківському, Струтинському та інших родовищах. Так, наприклад, у свердловині 1619 піднасуву Бориславського родовища після ПГРП дебіт збільшився від 1 т/д до 10-15 т/д і за 4 місяці додатково видобуто 1400 т нафти і 1830 тис. м<sup>3</sup> газу, а в свердловині 51 Скороходівського родовища дебіт збільшився від 0,2 т/д до 32 т/д і за два місяці додатково видобуто близько 1800 т нафти і 1830 тис. м<sup>3</sup> газу. Розроблена технологія буде застосована і на інших свердловинах. Удосконалено технологію ПГРП для Довбушансько-Бистрицького родовища, із значною товщиною

порових і тріщинних колекторів, де збільшено масу піску до 15 т і концентрацію до 500 кг/м<sup>3</sup>.

За таких умов протягом 1996-2006 років у нафтодобувних свердловинах за розробленими технологіями, регламентними документами і комп'ютерними програмами проведено 96 свердловино-операцій. Додатковий видобуток нафти становить 161 тис. т і попутного газу 51 млн. м<sup>3</sup>, тобто 1676 т нафти і 532 тис. м<sup>3</sup> газу на один ПГРП. Крім того, проведено ПГРП у нагнітальних, газових і розвідувальних свердловинах.

Для включення у розробку непрацюючих раніше пластів вперше проведено три селективні кислотні ГРП (КГРП) із застосуванням спарених пакерів, розроблених конструкторським відділом НДПІ, за рахунок чого додатково видобуто 1266 т нафти і 1019 тис. м<sup>3</sup> газу.

Таким чином, застосування ресурсозберігаючих технологій у ВАТ „Укрнафта” дає змогу не тільки зменшити витрати енергоресурсів, матеріалів, обладнання для нафтогазовидобування порівняно з традиційними технологіями видобутку, але й збільшити коефіцієнти нафтовилучення вуглеводнів та отримати додатковий видобуток нафти та газу.

УДК 622.24.06+616-093

## ПОПЕРЕДЖЕННЯ БІОЛОГІЧНОЇ ДЕСТРУКЦІЇ ПРОМИВАЛЬНИХ РІДИН – ПЕРСПЕКТИВНИЙ НАПРЯМ РЕСУРСОЗБЕРІГАЮЧИХ ТЕХНОЛОГІЙ

М.Я.Магун, Р.В.Зіньков, С.А.Гурський, О.Є.Забільська

Науково-дослідний і проектний інститут ВАТ „Укрнафта”  
76019, м. Івано-Франківськ., вул. Північний бульвар ім. Пушкіна, 2,  
тел. (+ 38 0342 ) 776151, e-mail: litvinets1979@mail.ru

*Проанализированы известные способы предупреждения биологической деструкции полимерных реагентов. Наиболее эффективным методом следует считать введение бактерицидных веществ. Отмечено, что биологическая деструкция полимерных компонентов промывочных жидкостей имеет и положительный аспект. Так, например, способность полимерных веществ к биологическому разрушению после заканчивания скважин бурением способствует увеличению производительности скважин и уменьшению загрязнённости окружающей среды.*

*Well-known ways of biological destruction prevention of polymer agents have been analyzed. The most effective method is insertion of bactericides. Nowadays the search of new bactericides is considered to be the task of current importance*

У 2006 році обсяг експлуатаційного та розвідувального буріння на родовищах ВАТ „Укрнафта” склав 151141 метрів.

Для оброблення промивальних рідин широко використовуються полімерні речовини природного походження (ефіри целюлози, крохмалі, ксантанові полімери, лігносульфонати, гумінові кислоти). Майже всі полімерні речовини під дією різних чинників схильні до біологічної деструкції. Біодеструкція полімерів полягає у руйнуванні макромолекул під дією мікроорганізмів і супроводжується різким зменшенням середньої молекулярної маси. Зміни фізико-хімічних властивостей реагентів, у свою чергу, призводять до дестабілізації промивальних рідин, погіршення їх структурно-реологічних та фільтраційних характеристик. Наслідком цього є перевитрати хімреагентів та матеріалів в процесі будівництва нафтових та газових свердловин. Попередження біологічної деструкції полімерних речовин буде вагомим внеском у збереження та економію ресурсів в нафтогазовій промисловості.

Найбільш сприйнятливими до біодеструкції є натуральні полісахариди: амілоза і амілопектин (основні складові частини крохмалю), а також полісахариди мікробіологічного синтезу (так звані ксантанові або ХС полімери). Ці речовини потребують спеціального захисту від біодеструкції [1]. Аніонні та неіоногенні похідні целюлози в технічній літературі відносять до біостійких речовин [2]. Разом з тим, досвід будівництва свердловин ВАТ «Укрнафта» свідчить про наявність біологічної деструкції і таких реагентів. Явища біодеструкції полімерних компонентів промивальних рідин спостерігалися під час буріння свердловин як Дніпровсько-Донецького, так і Карпатського нафтогазоносних регіонів.

Прикладом дестабілізації структурно-реологічних та фільтраційних параметрів промивальної рідини внаслідок біодеструкції є результати контрольних аналізів зі свердловини 1-Любичнянської (табл.1). На початку розкриття воротищенських відкладів в процесі буріння під 324 мм проміжну колону промивальна рі-