

**І. М. Іванченко, асп.**

## **АНАЛІЗ ЕФЕКТИВНОСТІ МЕТОДІВ ІНТЕНСИФІКАЦІЇ ВИДОБУТКУ НАФТИ НА НАФТОВИХ РОДОВИЩАХ УКРАЇНИ**

*Розглянуто основні положення науково-обґрунтованого вибору технологій та свердловин для впровадження методів інтенсифікації видобутку нафти в залежності від стадії розробки родовища. Наведено аналіз ефективності методів інтенсифікації видобутку вуглеводнів на прикладі родовищ ПАТ «Укрнафта». Подано рекомендації із застосування комплексного підходу до вирішення оптимізаційних задач по вибору методів інтенсифікації, що приведе до раціональної розробки родовищ і вироблення запасів.*

### **Вступ**

Сьогодні в Україні більшість нафтових родовищ знаходяться на пізній стадії експлуатації, запаси яких за критеріями рівня виснаження, обводнення продукції, в'язкості, погіршених колекторських характеристик порід належать до категорії важковидобувних. Для підтримки рівня видобутку нафти на належному рівні необхідне постійне проведення різних геолого-технічних заходів (ГТЗ). Ці заходи є основним інструментом для інтенсифікації видобутку нафти на пізній стадії розробки родовищ. Витрати на проведення заходів з інтенсифікації видобутку вуглеводнів складають значну частину витрат при експлуатації родовищ, тому моніторинг їх ефективності та оптимального планування є актуальними для нафтогазовидобувних управлінь.

*Метою дослідження є обґрунтування теоретичних засад вибору методу інтенсифікації видобутку вуглеводнів в залежності від стадії розробки родовища, досвіду застосування технології у подібних геологічних умовах. Аналіз ґрунтується на використанні графічного, порівняльного методів та методів середніх величин і деталізації. Об'єктом дослідження є методи інтенсифікації видобутку вуглеводнів, а предметом дослідження — аналіз їх ефективності на нафтових родовищах України.*

### **Аналіз досліджень і публікацій по проблемі**

У роботах [1–4, 6] висвітлюються питання реалізації рішень щодо штучного впливу на об'єкти розробки родовищ за допомогою різних механізмів дії на привибійну зону пластів, що забезпечуватиме раціональну розробку покладів вуглеводнів із досягненням максимального їх вилучення та збільшення поточних обсягів видобутку. Ці задачі значно ускладнюються під час розробки складнобудованих високонеоднорідних багат шарових покладів та покладів вуглеводнів, що вступили у пізню та завершальну стадії розробки, тому принципово важливим є науково-обґрунтований вибір технологій та свердловин для впровадження методів інтенсифікації видобутку вуглеводнів.

### **Результати дослідження**

Для родовищ, що тривалий час знаходяться у розробці, однією з основних задач є підтримання рівня видобутку нафти з метою максимального продовження періоду рентабельної експлуатації. Особливістю цього періоду є значна кількість пробурених свердловин і часто економічно не вигідним є буріння нових свердловин. У таких умовах основним способом підтримки і, можливо, збільшення видобутку нафти має стати інтенсифікація вилучення запасів існуючим фондом свердловин [1].

Як зазначено у роботі [2], саме поняття «інтенсифікації видобутку нафти і газу» пов'язане з методами дії на привибійну зону свердловин, хоча використовується значна кількість технологічних процесів і обладнання, яке також збільшує видобуток нафти і газу. У зв'язку з цим до інтенсифікації видобутку нафти і газу слід відносити всі процеси, що забезпечують

успішну розробку родовищ нафти і газу, з подальшим їх розподілом щодо об'єкта і механізму дії та вирішенням конкретних задач. А саме, за об'єктом дії методи інтенсифікації можна розділити на методи, де об'єктом дії є родовище, поклад, ділянка, привибійна зона пласта та стовбур свердловини з підземним і наземним обладнанням. До методів інтенсифікації, де об'єктом є родовище, поклад, ділянка відносять вторинні та третинні методи підвищення нафтовіддачі, що пов'язані із підвищенням кінцевого коефіцієнта вилучення вуглеводнів. До методів інтенсифікації видобутку нафти при дії на привибійну зону пласта у експлуатаційних свердловинах відносять всі методи дії на ПЗП, в тому числі і технології з обмеження водо-припливу. Методи інтенсифікації видобутку нафти і газу при дії на свердловину з підземним та наземним обладнанням – це технологічні процеси та обладнання, що забезпечують її оптимальну роботу.

На кожному етапі розробки родовища, оцінюючи економічну ефективність його експлуатації, необхідно враховувати особливості цього етапу [3]. Розробку нафтових родовищ поділяють на стадії, що відображають режими роботи пласта. На початковій стадії розробки для нафтогазовидобувного підприємства важливо отримати високі дебіти з метою зменшення терміну окупності капітальних вкладень у розвідку і облаштування родовища. Тому доцільним є застосування таких технологій як гідророзрив пласта та буріння горизонтальних стовбурів свердловин.

Однак у разі форсування відборів нафти, з впевненістю можна прогнозувати зниження коефіцієнта вилучення нафти. З метою уникнення негативних наслідків, пов'язаних зі зменшенням коефіцієнта вилучення, рекомендується виконувати відповідні вимоги, а саме, забезпечувати максимально ефективні норми відбору, за яких видобуток нафти і газу із свердловини проводиться без втрат енергії колектора та незадіяних нафтових запасів. Крім того, робота кожної свердловини має бути органічно вбудована в загальну технологічну схему розробки. Наприклад, система підтримки пластового тиску зазвичай застосовується не на початку експлуатації родовища, тому необхідно оцінювати вплив тріщин та інших неоднорідностей пласта, утворених ГРП, на майбутнє заводнення [3].

Подальші стадії розробки родовища характеризуються зростаючими темпами зниження продуктивності раніше пробурених та введених в експлуатацію свердловин (рис. 1). Виникає необхідність підтримання пластового тиску. Тому поряд з бурінням нових свердловин перед нафтогазовидобувними підприємствами постає задача відновлення продуктивності видобувних та досягнення необхідної прийнятності нагнітальних свердловин.

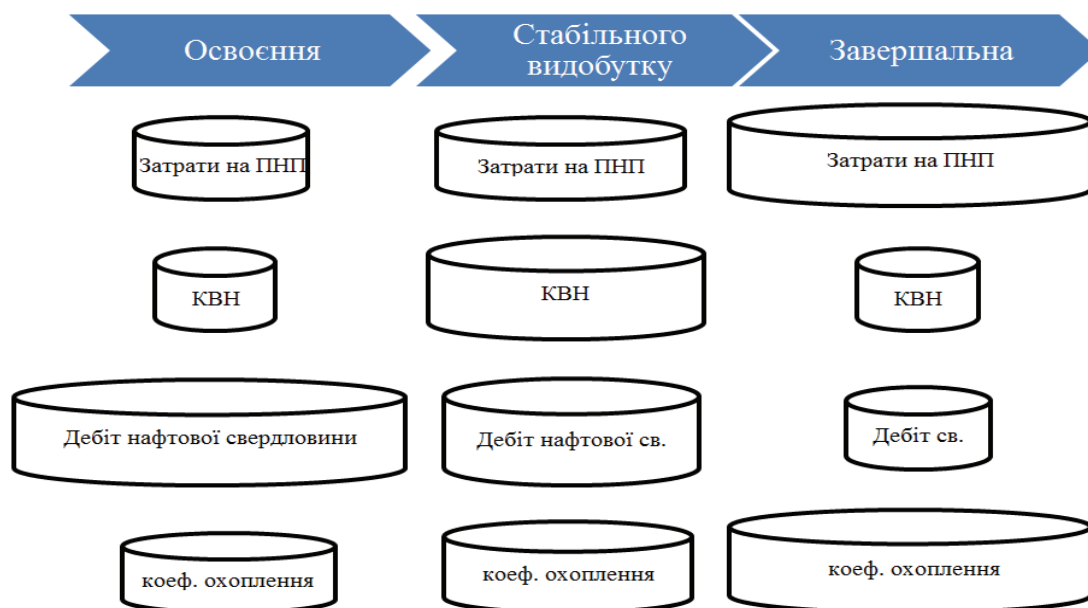


Рис. 1. Динаміка зміни коефіцієнта охоплення, дебіту свердловин, коефіцієнта вилучення нафти (КВН) і витрат на заходи з підвищення нафтовіддачі пластів (ПЗП) в залежності від стадії розробки родовища [3]

Таким чином, методи підвищення нафтовіддачі чітко розподіляються за стадіями розробки родовища, відповідно і оцінка їх ефективності буде відрізнятися. Недоцільно оцінювати, а тим більше порівнювати, гідророзрив пласта в щойно пробуреній свердловині та свердловині, що знаходиться на стадії зниження продуктивності (рис. 2).

Існує велика кількість технологій, які сприяють вирішенню проблем відновлення продуктивності свердловин (кислотні обробки, повторні ГРП, обмеження водоприпливу у видобувні свердловини, ліквідація вуглеводневих забруднень, обробки з використанням коливань різної частоти та ін.). Вартість цих методів, так як і їх ефективність варіює у широкому діапазоні. Тому надзвичайно важливим є питання вибору тієї чи іншої технології, що залежить від багатьох факторів, а саме стадії розробки родовища, досвіду застосування вибраної технології у подібних геологічних умовах і т. п.



Рис. 2. Основні проблеми нафтогазовидобувної компанії в залежності від стадії розробки родовища і доступні технології ПНП, що сприяють їх вирішенню

Як правило, заходи з інтенсифікації на свердловині плануються без урахування впливу та інтерференції заходів, проведених на сусідніх свердловинах ділянки [4]. У зв'язку з цим існує гостра проблема, що полягає у виробленні нових підходів до обґрунтованого та оптимального планування заходів з урахуванням взаємовпливу різноманітних методів дії на ПЗП, проведених у сусідніх свердловинах.

У багатьох випадках для прогнозу ефективності методів інтенсифікації застосовується статистична обробка накопиченого досвіду проведення заходів. Визначаються свердловини з технологічними параметрами, ідентичними прогнозній свердловині, і на основі фактично проведених заходів розраховується ефект від їх проведення. Але такий підхід не враховує особливостей геологічної будови ділянок, на яких були проведені та плануються заходи, і може бути застосований тільки для родовищ з однорідною структурою колекторів [4].

Для прогнозу оцінки ефективності заходів на родовищах з великою неоднорідністю колекторів і розчленованістю найприйнятнішим є застосування тривимірного гідродинамічного моделювання. Такі моделі найповніше враховують геологічні умови і особливості об'єктів розробки, що відповідно підвищує якість прогнозів.

Важливим напрямком подальшого розвитку методів планування заходів дії на ПЗП є класифікація заходів по групах в залежності від сумісності заходів, ефективності при їх одночасному проведенні на об'єктах.

Згідно з СОУ [5] основним критерієм у разі вибору об'єктів для інтенсифікації є зниження дебіту свердловини по нафті і рідині протягом останнього періоду (шести місяців експлуатації), або необхідність збільшення темпів видобутку вуглеводнів до базового рівня. Додатковим критерієм для вибору і проведення інтенсифікації є результати гідродинамічних дослі-

дженів свердловини. Під час вибору об'єктів враховується обводненість і місцезнаходження свердловини на структурі, віддаленість від ВНК і ГНК, пластовий тиск, проникність привибійної зони у співставленні з проникністю пласта (скін-фактор), наявність запасів та ін. Однак вибрати свердловини, які задовольняли б усім критеріям практично неможливо. Тому до переліку свердловин, в яких планується проведення ОПЗ, включаються свердловини з високим вмістом води в продукції [6].

Основною метою обґрунтування доцільності проведення методів інтенсифікації припливу і приймальності свердловин, підвищення нафтовіддачі є зниження ризику вкладання коштів у обробку ПЗП неперспективних з геологічних, технологічних та економічних причин.

Схема обґрунтування доцільності проведення інтенсифікації показана на рис. 3. З метою підвищення ефективності аналізу поданих заявок щодо визначення доцільності включення кожної окремо взятої свердловини у місячний план робіт із інтенсифікації, таке обґрунтування слід поділити на три блоки: геологічний, технічний, економічний, кожен з яких містить в собі перелік критеріїв оцінки доцільності проведення інтенсифікації [5].

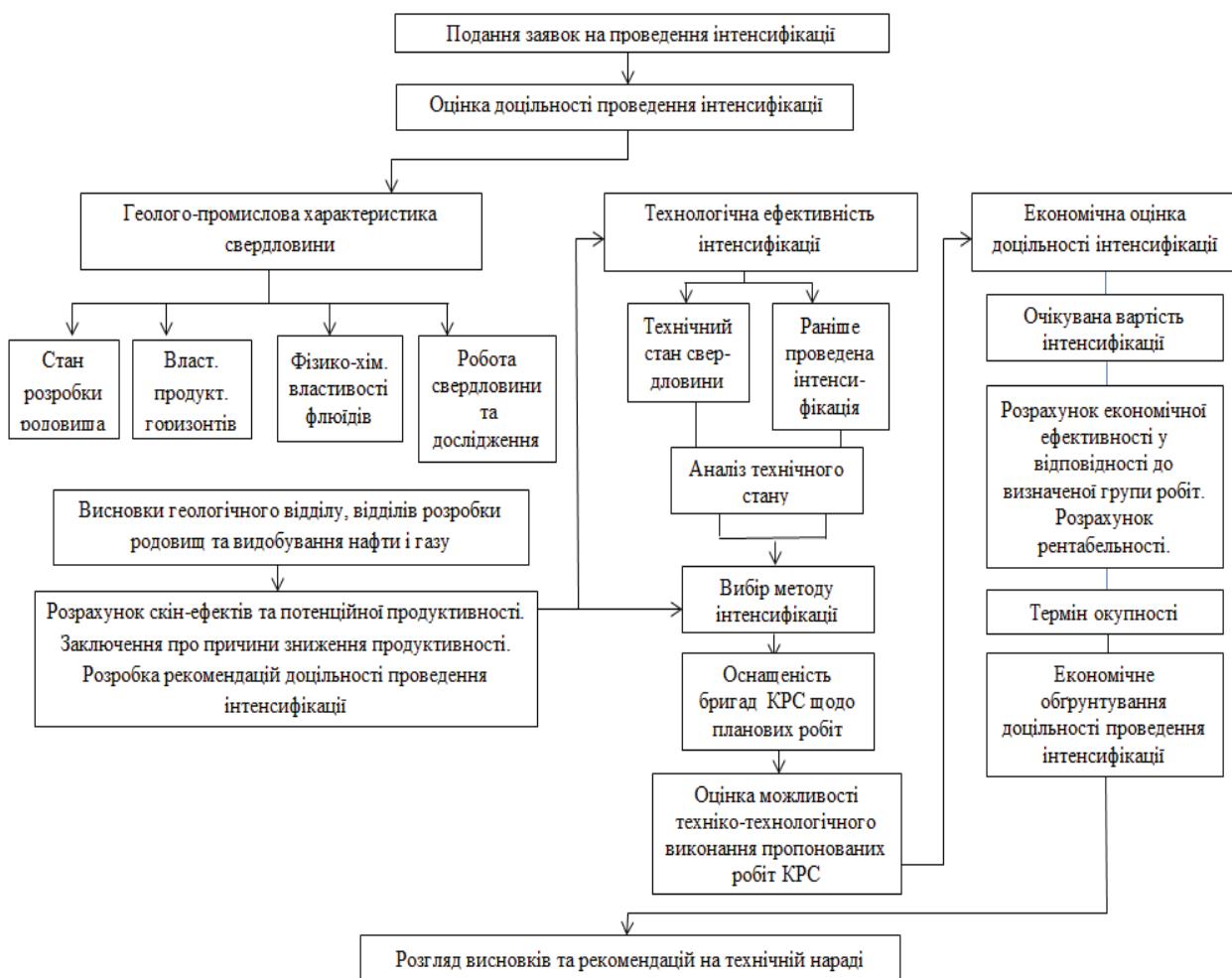


Рис. 3. Схема обґрунтування доцільності проведення інтенсифікації

Геолого-промислова характеристика свердловини включає аналіз стану розробки родовища в межах контуру живлення свердловин, властивостей продуктивних горизонтів, фізико-хімічних властивостей флюїдів, роботи свердловини. За результатами аналізу вхідних даних робляться висновки щодо поточних запасів вуглеводнів в контурі живлення свердловини, обводненості по розрізу свердловини, колекторських властивостей продуктивних горизонтів. Після проведених розрахунків та аналізу геолого-експлуатаційних даних, геологічний відділ спільно з відділом (службою) розробки нафтогазових родовищ розробляє заклучення про причини зниження продуктивності свердловини, за яким складаються висновки про доцільність проведення інтенсифікації.

Після оцінки потенційної продуктивності свердловини та позитивних висновків щодо доцільності проведення робіт у свердловині переходять до оцінки технічного стану свердловини, вибору методу інтенсифікації, технологічної ефективності та техніко-технологічної можливості проведення заходу. Основними критеріями технічної можливості та ефективності проведення методів інтенсифікації є технічний стан свердловини, раніше проведені капітальні ремонти свердловин та інтенсифікації, оснащеність бригад. План робіт на проведення інтенсифікації складає відповідний підрозділ нафтогазовидобувного управління. Наступний етап полягає у встановленні економічної доцільності проведення робіт, що включає розрахунок очікуваної величини витрат, економічного ефекту та терміну окупності.

Основними показниками технологічної ефективності інтенсифікації видобутку є коефіцієнт успішності, середня і максимальна тривалість ефекту, загальна і питома кількість додатково видобутої нафти. Технологічний ефект методів дії на ПЗП по групі свердловин, як і по окремій свердловині, оцінюють за весь період роботи свердловин (свердловини) із дебітом, вищим базового [6].

У розрахунку економічної ефективності від проведеного методу інтенсифікації за базовий береться дебіт свердловини на основі стабільної її роботи протягом 4–12 місяців з урахуванням коефіцієнта місячної зміни по родовищу (покладу), на якому проводиться захід. Додаткові обсяги вуглеводнів визначаються як підсумковий результат розрахунків по кожній свердловині об'єкта розробки [7].

На думку автора [2], необхідно розрізнити поняття додаткового видобутку вуглеводнів залежно від цілі, яку переслідують дією на привибійну зону свердловини. А саме, якщо задачею методу дії на ПЗП є збільшення продуктивності свердловини і при цьому не зменшується неоднорідність багат шарового продуктивного розрізу і не розширюється ефективна товщина працюючого інтервалу, то некоректно говорити про додатковий видобуток вуглеводнів за рахунок підвищення коефіцієнта їх вилучення і на цій основі оцінювати економічний ефект. У цьому випадку лише прискорюються темпи розробки родовища вуглеводнів і про додатковий видобуток можна говорити лише частково, який може бути отриманий за рахунок збільшення швидкості фільтрації пластових флюїдів, хоча кількісно його оцінити складно.

За таких умов правильно було б оцінювати економічну ефективність методів дії на ПЗП за зміною темпу видобутку запасів вуглеводнів і на цій основі розраховувати їх економічну ефективність.

Якщо методи дії на ПЗП розв'язують задачу зменшення коефіцієнта неоднорідності охоплення продуктивного розрізу, включення у розробку нових прошарків багат шарового пласта, зміни швидкості і напрямків фільтраційних потоків пластових флюїдів в об'єкті розробки тоді нафта, видобута в результаті такої дії, приведе до збільшення коефіцієнта нафтовилучення і є додатково видобутою нафтою, яка може бути базою для оцінки економічної ефективності методів дії на привибійну зону пластів.

Аналіз ефективності методів інтенсифікації видобутку вуглеводнів на прикладі свердловин родовищ ПАТ «Укрнафта» проведено за період 2007–2010 рр. Так, у 2010 р. було реалізовано 50 технологій з інтенсифікації видобутку нафти і газу, відповідно до яких проведено 271 свердловино-операцій, з них 241 на видобувних свердловинах. Одним із важливих показників при проведенні інтенсифікації видобутку нафти є коефіцієнт успішності обробок, який при виконанні даних робіт у 2007, 2008, 2009, 2010 рр. становив відповідно 82, 86, 85 та 90 %.

Обсяг додаткового видобутку нафти з конденсатом з врахуванням перехідного технологічного ефекту становив у 2010 р. 253903,23 т, в т. ч. конденсату — 19354,02 т, причому 82267,11 т нафти з конденсатом (або 32,4 %) отримано в результаті обробок, які проведені у 2010 р. Частка додаткового видобутку нафти з конденсатом від загального видобутку по ПАТ «Укрнафта» склала 10,0 %. Зазначимо, що в розрізі НГВУ частка додаткового видобутку нафти з конденсатом значно відрізняється від середньої, так для НГВУ західного регіону вона знаходилася на рівні від 19,8 % (БНГВУ) до 26,2 % (ДНГВУ), для НГВУ східного регіону — від 4,0 % (ЧНГВУ) до 11,4 % (ПНГВУ).

На рис. 4 показано структуру результатів впровадження технологій з інтенсифікації видобутку нафти і газу у 2010 р.



Рис. 4. Структура результатів впровадження технологій з інтенсифікації видобутку нафти і газу у 2010 р.

З наведених результатів, динаміка яких практично не відрізняється за аналізований період, бачимо, що найбільша частка серед технологій з інтенсифікації у кількості свердловино-операцій належить кислотним обробкам (31,1 %), технологіям з ліквідації вуглеводневих забруднень (24,7 %), обробці свердловин з використанням розчинів ПАВ (17,5 %). Відповідно зазначені технології поряд із технологіями гідравлічного розриву пласта та обмеженням водоприпливу у видобувні свердловини забезпечують найбільший додатковий видобуток нафти та економічний ефект. Найменша частка серед технологій, що впроваджуються у ПАТ «Укрнафта», належить комбінованим методам обробки ПЗП та обробки з використанням коливань різної частоти.

### Висновки

Таким чином, методи інтенсифікації видобутку вуглеводнів необхідно чітко розподіляти за стадіями розробки родовища, враховуючи особливості кожного з етапів. Значно ускладнюються ці задачі при розробці покладів на пізній та завершальній стадіях розробки.

Особливої уваги заслуговує вибір об'єктів для інтенсифікації, що здійснюється з допомогою системи критеріїв, та власне обґрунтування доцільності проведення інтенсифікації, що поділяється на три блоки: геологічний, технічний та економічний. Дотримання цієї процедури дозволить науково обґрунтувати вибір об'єктів та методів ОПЗ, зменшити ризики вкладання коштів у неперспективні обробки ПЗП. Врахування взаємовпливу проведених заходів може призвести до виникнення синергетичного ефекту з видобутку нафти, при якому сумарний додатковий видобуток нафти, отриманий в результаті окремо проведених заходів, менший, ніж у разі проведення таких заходів в комплексі.

Аналіз ефективності методів інтенсифікації видобутку вуглеводнів на прикладі свердловин родовищ ПАТ «Укрнафта» показав необхідність розширення застосування цих методів, так як частка додаткового видобутку нафти з конденсатом від загального видобутку по ПАТ «Укрнафта» склала 10,0 %, коефіцієнт успішності при цьому становив 90 %. Особливо на пізніх стадіях, розробка багат шарових покладів нафти і газу ускладнюється обводненням продукції, часто прогресуючим, що викликає необхідність водообмежувальних робіт, проте їх частка у структурі проведених свердловино-операцій складає лише 6,4 %, що ще раз доводить необхідність впровадження методів дії на ПЗП як потужного інструменту зменшення темпів падіння видобутку вуглеводнів.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

- 1 Галиуллин М. М. Методика выбора скважин-кандидатов для интенсификации добычи с использованием математического аппарата нечеткой логики / М. М. Галиуллин, П. В. Зимин, В. В. Васильев // Нефтяное хозяйство. — 2011. — № 6. — С. 120—123.
- 2 Єгер Д. О. Підвищення вуглеводневилучення із покладів упорядкованою дією на привибійну зону пласта : дис. ... докт. техн. наук : 05.15.06 / Єгер Дмитро Олександрович. — Івано-Франківськ, 2003. — 350 с. — Бібліогр. : с. 323—350.
- 3 Гилязов Тимур Филаритович. Методологические подходы к решению организационно-экономических проблем повышения нефтеотдачи пластов на предприятиях нефтедобывающего комплекса : дис. канд. экон. наук : 08.00.05 / Гилязов Тимур Филаритович. — Москва, 2010. — 153 с. — Бібліогр. : с. 141—153.
- 4 Обоснование комплексного планирования геолого-технических мероприятий с учетом их взаимовлияния / А. С. Султанов, М. Н. Ханипов, А. В. Насыбуллин, Р. З. Саттаров // Нефтепромышленное дело. — 2011. — № 5. — С. 13—17.
- 5 Організація і процедура управління роботами, які виконують бригади поточного і капітального ремонту свердловин : СОУ 11.1-00135390-010:2011. — [Чинний від 2011-06-23]. — ПАТ «Укрнафта», 2011. — 94 с.
- 6 Капырин Ю. В. Анализ эффективности интенсификации добычи нефти на примере скважин НГДУ «Сергиевск-нефть» / Ю. В. Капырин, Е. И. Храпова, В. Я. Шпан // Нефтяное хозяйство. — 2004. — № 9. — С. 99—101.
- 7 Методика визначення ефективності впровадження заходів науково-технічного прогресу у ПАТ «Укрнафта» : СОУ 73.1-00135390-038:2007. — [Чинний від 2008-05-01]. — ПАТ «Укрнафта», 2008. — 180 с.

Рекомендована кафедрою теплоенергетики

Стаття надійшла до редакції 6.04.12  
Рекомендована до друку 5.06.12

**Іванченко Ірина Михайлівна** — аспірантка.

Кафедра економіки підприємства, Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу, Івано-Франківськ