

ОСОБЛИВОСТІ ЗАВЕРШАЛЬНОЇ СТАДІЇ РОЗРОБКИ РОДОВИЩ НАФТИ І ГАЗУ

¹Р.М.Кондрат, ²В.М.Дорошенко, ¹О.Р.Кондрат

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

² ВАТ "Укрнафта", 04053, м. Київ, пров. Нестерівський, 3/5, тел. (044) 2723994

Охарактеризовані особливості завершальної стадії розробки родовищ нафти і газу та її роль в формуванні кінцевої нафтогазоконденсатопотдачі, розглянуті можливі шляхи інтенсифікації видобутку вуглеводородів та підвищення нафтогазоконденсатопотдачі на завершальній стадії розробки родовищ.

The peculiar properties of completion stage of oil and gas field development and its role in forming of final oil gas condensate recovery factor have been characterized. Besides, there have been considered the possible ways of the hydrocarbons production stimulation and increasing of oil gas condensate recovery at the completion stage of field development.

Сучасний стан сировинної бази нафтогазової промисловості України характеризується погіршенням структури та якості запасів. Більшість родовищ, з яких донедавна отримували основний видобуток нафти і газу, вступила в період спадаючого видобутку і завершальну стадію розробки. Окремі родовища перебувають на межі рентабельного видобутку вуглеводнів (Бориславське, Ріпнянське, Східницьке, Космацьке, Сагайдацьке, Битків-Бабченське (поклади "Стара Копальня", "Діл"). Зросла частка запасів високов'язкої нафти і важковилучуваних запасів вуглеводнів у низькопроникних пластах і перехідних зонах родовищ. Зараз частка важковидобувних запасів нафти становить понад 70%, газу – понад 15% від загальних запасів. Нові родовища, що відкриваються, характеризуються порівняно невеликими запасами нафти і газу.

Тому у найближче десятиріччя основний видобуток нафти і газу в Україні буде забезпечуватись з уже розроблених родовищ. У виснажених родовищах ще знаходяться значні залишкові запаси вуглеводнів. По більшості виснажених нафтових родовищ досягнутий коефіцієнт нафтовилучення не перевищує 25-33%, а в окремих випадках дорівнює лише 10-20%. Очікуваний коефіцієнт кінцевого газовилучення родовищ природного газу, що розробляються в умовах водонапірного режиму, становить 70-85%. Коефіцієнт кінцевого конденсатовилучення газоконденсатних родовищ, що розробляються на режимі виснаження пластової енергії, в ряді випадків досягає дуже низьких значень (13-40%). В умовах гострого дефіциту вуглеводневої сировини в Україні залучення в розробку залишкових запасів вуглеводнів у виснажених родовищах має державне значення, що вимагає пошуку нових технологій, в тому числі нетрадиційних, з метою продовження подальшої розробки родовищ.

Окрім проблеми підвищення нафтогазоконденсатовилучення, не менш важливою є проблема повного чи тимчасового виведення виснажених родовищ з розробки шляхом ліквіда-

ції чи консервації свердловин. Проте ліквідація чи консервація свердловин на виснажених родовищах може призвести до неконтрольованого витікання з них нафти і газу, спричинити міжпластові перетоки флюїдів, зростання загазованості території родовища, забруднення вищезалягаючих горизонтів, в т.ч. джерел водопостачання і навколишнього середовища. В період простоя родовища можлива сегрегація газорідної суміші із скупченням легких вуглеводнів у верхній частині продуктивних відкладів і зростанням пластового тиску за рахунок поступлення законтурних пластових вод, що сприятиме інтенсифікації процесів міжпластових перетоків флюїдів. Тому проблема подальшої розробки виснажених родовищ нафти і газу є високоактуальною як з точки зору збільшення ступеня вилучення з них вуглеводнів, так і попередження забруднення надр і навколишнього природного середовища в умовах консервації чи ліквідації свердловин.

Залишкові запаси нафти в заводнених пластах зосереджені на розбурених родовищах, що переважно знаходяться в облаштованих районах. Як правило, у цих районах не тільки немає проблеми забезпечення галузі кваліфікованими кадрами, але, навпаки, гостро стоїть проблема працевлаштування нафтовиків. Тому при дорозробці виснажених родовищ також вирішується проблема трудових ресурсів.

У зв'язку з важливим значенням завершальної стадії розробки родовищ у формуванні нафтогазоконденсатовилучення та екологічної обстановки в зоні розроблених родовищ доцільно розглянути її характерні особливості.

Процес розробки нафтових родовищ можна умовно поділити на чотири стадії [1, 2]. Перша стадія (розбурювання та освоєння експлуатаційного об'єкта) характеризується нарощуванням видобутку нафти при незначній обводненості продукції. На цій стадії бурять основний фонд свердловин та освоюють систему заводнення. Стадія закінчується отриманням максимального річного видобутку нафти. Друга стадія – порівняно стабільного видобутку наф-

ти. Вона характеризується поступовим зростанням обводненості продукції і переведенням частини свердловин на механізований спосіб експлуатації. Третя стадія – спадаючого видобутку нафти починається з моменту настання природного зниження поточного видобутку нафти і закінчується помітним зменшенням темпу падіння цього видобутку. Ця стадія характеризується прогресуючим обводненням продукції, зниженням видобутку нафти на 10-15% за рік, переведенням практично всіх видобувних свердловин на механізований спосіб експлуатації, вибуттям частини свердловин з діючого фонду. Після цього настає четверта, завершальна (пізня) стадія, яка характеризується низькими, повільно спадаючими рівнями видобутку нафти, високою обводненістю всіх видобувних свердловин і пластової продукції, тривалим періодом і завершує процес розробки родовища.

Основним критерієм для розділення процесу розробки родовища на стадії є динаміка видобутку нафти. Падіння поточного видобутку можливе раніше, ніж складуться об'єктивні геолого-промислові умови (виснаження пластів, зростання обводненості продукції видобувних свердловин). Однією з причин цього може бути низька ефективність системи розробки, що реалізується.

Відмітною особливістю третьої стадії розробки родовища є зниження поточного видобутку нафти. Темп зниження видобутку нафти специфічний для кожного об'єкта і залежить від багатьох факторів. Закінчення третьої стадії розробки родовища визначається за характером перегину кривої темпу відбору вилучуваних запасів нафти в точці, що відповідає значенню поточного темпу відбору нафти близько 2% на рік від початкових видобувних запасів [2].

Друга особливість третьої стадії розробки родовища – збільшення темпу зростання частки води у вилучуваній продукції через значне вироблення запасів нафти. Збільшення поточної обводненості пластової продукції супроводжується виключенням з експлуатації обводнених свердловин. Деякі дослідники називають третю стадію “стадією високої обводненості”. Це справедливо особливо для другої половини стадії.

Досвід розробки нафтових родовищ України, Російської Федерації та Азербайджану засвідчує, що на третій стадії відбирається значна кількість нафти. Для родовищ з водонапірним режимом відмічено, що приріст нафтовилучення на третій стадії має величину, порівняну з величиною нафтовилучення до початку стадії. Для деяких об'єктів поточне нафтовилучення на момент наступлення третьої стадії невелике, а приріст його за період цієї стадії є 1,5-2 кратним. Для інших об'єктів поточне нафтовилучення до початку третьої стадії має дуже високе значення, а приріст нафтовилучення в цій стадії менший. Можливими причинами таких відхилень значень коефіцієнта нафтовилучення можуть бути різниця у в'язкостях нафти, геологічній неоднорідності пластів і системі розробки

родовища (щільність сітки свердловин, метод впливу на пласт, режим розробки, спосіб експлуатації свердловин та ін.).

Результати досліджень [2] свідчать, що середній темп відбору нафти на третій стадії залежить від динаміки темпу відбору нафти на попередніх стадіях. Темп річного зниження видобутку нафти в третій стадії зростає із збільшенням накопиченого видобутку нафти на кінець другої стадії і добутку максимального темпу відбору нафти в другій стадії на накопичений відбір нафти на кінець другої стадії, виражених у відсотках від початкових видобувних запасів нафти. За узагальненими в роботі [2] геолого-промисловими даними при значній різниці в максимальних темпах середні за перші два періоди розробки темпи відбору запасів нафти по родовищах Куйбишевської області, Татарстану, Башкорстану та Азербайджану приблизно однакові. На думку М.М.Іванової [2], така ситуація пояснюється тим, що вплив геологічних умов на величину середніх темпів відбору нафти значною мірою нівелюється вибором і впровадженням для кожного родовища раціональної системи розробки.

Згідно з даними роботи [3] при збільшенні максимального темпу відбору рідини в другий період понад 12% від вилучуваних запасів нафти на рік майже не збільшується середній темп відбору нафти, проте різко зростає сумарний водонафтовий фактор і погіршуються техніко-економічні показники розробки нафтового родовища. Автори роботи [3] вважають, що найбільш раціональним є темп відбору нафти до 10% на рік від запасів, а на третій стадії розробки родовищ у період зростання обводненості продукції економічно вигідно підтримувати високий темп відбору рідини.

Для завершальної стадії розробки родовищ І.Г.Пермяков [4] вважає характерним виположування залежності річного видобутку нафти від сумарного відбору після різкого зниження річного видобутку нафти.

Аналіз завершальної стадії розробки родовищ Башкорстану [5] свідчить, що можна виділити дві характерні форми кривих: із збереженням темпів зниження річних відборів нафти і наявністю перелому кривої падіння річного видобутку нафти та виположуванням кінцевої ділянки залежності. Характерним для родовищ Башкорстану є різке зниження обводненості продукції на заключній стадії розробки окремих об'єктів (пласти D_1 і D_2 Туймазинського родовища, пласт D_1 Серафимівського родовища), що пов'язано з виведенням з експлуатації високопродуктивних обводнених свердловин з високим водонафтовим фактором. В експлуатації залишаються менш обводнені, але низькодебітні свердловини.

Аналогічні стадії розробки виділяються також для родовищ природних газів. Г.В.Рассохін вважає, що темп відбору газу не єдина і далеко не завжди визначальна характеристика поточного стану розробки родовища [6]. Для малих за запасами газу родовищ може бути відсутній період стабілізації відборів, або темп відбору

газу може монотонно знижуватись уже в перші роки розробки родовища. І навпаки після виконання ремонтних робіт у свердловинах або введення в експлуатацію дотискувальної компресорної станції (ДКС) можлива впродовж декількох років стабілізація чи навіть нарощування темпів відбору газу.

Більшість особливостей та ускладнень, що виникають у процесі розробки газових і газоконденсатних родовищ на завершальній стадії зумовлені двома основними причинами: масштабами обводнення пластів і свердловин, які визначають не тільки темпи відбору газу, але й терміни переходу на завершальну стадію, і значним зниженням пластового тиску порівняно з початковим значенням. При цьому для родовищ з активним водонапірним режимом має місце тільки перша причина, а для родовищ з газовим режимом – тільки друга причина. Більшість родовищ розробляється в умовах прояву пружноводонапірного режиму. Тому тут позначається вплив обох причин.

Більшість пластових вод є високомінералізованими. З появою їх в продукції свердловин прискорюються процеси корозії газопромислового обладнання та солевідкладень, що особливо проявляється на завершальній стадії розробки родовищ і вимагає значних витрат на боротьбу з ними.

Обводнення свердловин супроводжується істотним зниженням дебітів нафти та газу і припиненням природного фонтанування. Доводиться проводити широкомасштабні роботи з обмеження припливу пластових вод у свердловини і застосовувати механізовані способи винесення рідини (нафти, конденсату, води) з вибою на поверхню. Через недосконалість технології і техніки нафтогазовидобування, що застосовується на промислах, обводнення призводить до погіршення використання фонду свердловин і збільшення собівартості видобування нафти і газу. В результаті обводнення ряд свердловин з низькими дебітами нафти і газу перебувають на межі рентабельності їх експлуатації. Зростає фонд недіючих свердловин і свердловин, які працюють короткочасно впродовж місяця або з низькими дебітами. Зменшується фонд нагнітальних свердловин через їх фізичне зношення при закачуванні агресивних стічних вод. Це призводить до розбалансування системи розробки родовищ, вибіркового вироблення запасів нафти і газу і в кінцевому результаті – до безповоротних втрат частини видобувних запасів нафти і газу. Тому необхідно проводити роботи з обмеження видобутку супутньої пластової води і зайвих обсягів закачуваної води, з капітального ремонту свердловин з метою продовження строку їх використання та покращання умов роботи, широко впроваджувати гідродинамічні методи регулювання розробки родовищ шляхом оптимізації режимів роботи видобувних і нагнітальних свердловин, здійснювати роботи з підвищення гідродинамічної досконалості і дебітів свердловин, буріння нових свердловин з метою оптимізації щільності сітки і вдосконалення систем розробки.

Завершальна стадія розробки нафтових родовищ характеризується накопиченням ознак техногенного впливу на пласт в результаті нагнітання води, охолодження пластів, застосування мікробіологічних, фізико-хімічних та інших методів витіснення нафти, які призводять до істотного погіршення фільтраційних характеристик пластових флюїдів і колектора. Тому погіршується якість і зменшуються поточні відбори нафти, виникають додаткові фінансові витрати. В подальшому ускладнення у пластовій системі накопичується ще більше, оскільки на завершальній стадії розробки родовища інтенсифікується процес техногенного впливу на пласт для вилучення залишкових запасів нафти, які в процесі інтенсивного відбору нафти залишились в нафтонасичених ділянках у вигляді лінз і ціликів нерухомої нафти. Про необхідність розумного і підтверженого всебічними дослідженнями впливу на пласт неодноразово підкреслювалось в роботах вітчизняних і зарубіжних вчених і спеціалістів [7-14]. Але на практиці це, як правило, спостерігається не завжди.

Одним з головних завдань завершальної стадії розробки родовищ є виправлення тих помилок та недоліків, які були допущені в попередній період, і досягнення якомога більших значень коефіцієнтів нафто-, газо- і конденсатовилучення. Після виведення родовищ з розробки в них відбуваються процеси переформування, міграції і скупчення вуглеводнів у склепінній частині структури. Поступово зростає пластовий тиск під дією напору законтурних вод, які продовжують поступати в родовища за рахунок різниці між тиском у водоносній системі і поточним пластовим тиском. За десятиріччя розробки родовища свердловини, що є штучними спорудами з металу і цементу, руйнуються через корозію. Метал у вигляді іонів розчиняється у підземних водах, цемент розтріскується і зазнає хімічного розчинення. Поступово свердловина перетворюється в канал, що з'єднує родовище з вищезалігаючими пластами та атмосферою. На практиці спостерігається зростання тиску на гирлі зупинених свердловин, накопичення нафти в стовбурі і привибійній зоні обводнених низьконапірних і низькодебітних свердловин, що періодично експлуатуються. На гирлі ліквідованих свердловин спостерігаються нафтопрояви у вигляді грифонів. У зв'язку з цим на кінець завершального періоду розробки родовищ потрібно відібрати якнайбільше нафти і газу, щоб після виведення родовищ з розробки унеможливити або мінімізувати забруднення вуглеводнями надр і навколишнього середовища.

Для родовищ, що вступили в завершальну стадію розробки, актуальним є широке впровадження технологій вилучення залишкових запасів нафти, в т.ч. нетрадиційних, оскільки залишкові запаси нафти до початку завершальної стадії розробки в багатьох випадках становлять більше половини вилучуваних запасів.

В обводненій зоні виснажених нафтових родовищ знаходяться значні залишкові запаси

вуглеводнів, які розсосереджені в пористому середовищі на окремі скупчення різної форми і не являють собою єдиної однорідної фази. Можна виділити такі типи залишкової нафти [7].

1. Розсіяна нафта у вигляді окремих крапель у порах чи у вигляді плівки на поверхні зерен і порових каналів.

2. Цілики капілярно-утриманої нафти на межі зон різної проникності.

3. Цілики нафти в низькопроникних прошарках і нафта в блоках тріщинувато-пористого середовища.

4. Цілики нафти, що залишились через нерівномірне переміщення фронту витіснення в неоднорідних пластах.

5. Залишкова нафта в невироблених ізольованих прошарках або в зонах пониженого градієнта тиску.

6. Крупні цілики, окремі пласти і зони, які не охоплені витісненням через розріджену сітку свердловин або загальну низьку ефективність системи розробки. Ці цілики є об'єктом звичайної дорозробки. Нафта з них може бути видобута при ущільненні сітки свердловин і застосуванні традиційних систем розробки.

Залишкова нафта четвертого і п'ятого типів у недостатньо вироблених прошарках і зонах, а також у ціликах, що виникли через нерівномірне переміщення фронту витіснення, може бути видобута при застосуванні різних методів підвищення нафтовилучення.

Після істотного зменшення відборів нафти на завершальній стадії розробки родовищ або припинення їх розробки відбувається переформування родовищ за рахунок рухливості деякої частини залишкових вуглеводнів зі створенням нових родовищ (покладів). Процеси консолідації розсіяних залишкових вуглеводнів у виснажених покладах слабо вивчені. Існують різні думки з цього питання. Так А.П.Крилов [8] вважає, що в багатьох випадках залишкова нафта у виснажених покладах під дією сил тяжіння набуває тенденцію сформуватись у нафтовий поклад у порівняно невеликі терміни. А.А.Алізаде, А.Д.Аміров, А.М.Пірвердян [9] вважають, що на ці процеси потрібно декілька мільйонів років. Загалом процеси консолідації залишкової нафти є дуже повільними і відбуваються паралельно з процесами розсіювання. Тому потрібно застосовувати штучні методи прискорення консолідації залишкової нафти.

Серед відомих концепцій третинної розробки нафтових родовищ можна виділити дві, які істотно відрізняються. Перша полягає у підвищенні нафтовилучення за рахунок залучення в розробку зон пласта, які вода обійшла, тобто підвищення коефіцієнта охоплення витісненням. Вона реалізується шляхом зміни кількості свердловин, взаємного розташування видобувних і нагнітальних свердловин, періодичного закачування газу і води, а також загушення закачуваної води добавками полімерів. Джерелом додаткового видобутку нафти в цьому випадку є крупні цілики нафти.

Друга концепція ґрунтується на використанні поверхнево-активних речовин (ПАР), ву-

глеводневих розчинників і CO_2 . Основними об'єктами такого впливу є залишкова (фонова) нафтонасиченість і відносно дрібні цілики нафти в межах охоплення пластів заводненням.

Відомі також способи тотального впливу на залишкову нафту спеціальними витіснювальними агентами. До них належать складні за рецептурою розчини на основі води з низьким поверхневим натягом (10^{-3} Н/м) на межі з нафтою і регульованою в'язкістю, а також міцелярні розчини. Проте використання їх пов'язано з великими витратами. Універсальність (з точки зору впливу на залишкову нафту в ціликах у дрібнодисперсному стані) властива також термічним методам, хоча принципова можливість 100%-ого вилучення залишкової нафти виключена.

Структура запасів нафти і стан розробки родовищ вимагають прискореного створення і широкого застосування нових методів підвищення коефіцієнта нафтовилучення. До таких методів відносяться теплові, газові і хімічні методи, які забезпечують природі вилучуваних запасів нафти, в т.ч. із заводнених пластів на завершальній стадії розробки родовищ. Саме з цими методами більшість спеціалістів пов'язують майбутнє нафтової промисловості.

Найбільш прийнятним на завершальній стадії розробки родовищ є розвиток робіт з використанням існуючого фонду свердловин і можливим бурінням окремих нових свердловин шляхом застосування комбінованих технологій з поєднанням гідродинамічних і фізико-хімічних методів підвищення нафтовилучення. На завершальній стадії розробки родовищ важливе значення мають такі геолого-технічні заходи з інтенсифікації нафтовидобування, як перехід на інші пласти (перфорація і переперфорація пластів); розукрупнення об'єктів розробки; переведення видобувних свердловин в нагнітальні і навпаки; виведення свердловин із консервації або ліквідаційного фонду; буріння нових свердловин і свердловин-дублерів; зарізання додаткових стовбурів у свердловинах; інтенсифікація припливу нафти до свердловин, обмеження припливу пластових вод; збільшення приймальності нагнітальних свердловин; комбіноване нестационарне (включаючи фізико-хімічне) заводнення пластів; впровадження потоковідхиляючих технологій; переведення на циклічну роботу відповідно нагнітальних і видобувних свердловин; переведення п'єзометричних свердловин у видобувні та інші [10].

Промислові дані по вітчизняних і зарубіжних родовищах свідчать про можливість та ефективність впровадження технологій інтенсифікації видобування вуглеводнів та підвищення нафтогазоконденсатовилучення на завершальній стадії розробки. Так, досить ефективними виявились технології з вирівнювання профілю приймальності на багатопластовому родовищі на Абдрахманівській площі з використанням оксидцелюлози, полімердисперсних і в'язкопружних систем, біополімерів та гумової кришки [11], форсований відбір рідини на завершальній стадії розробки Вишенського,

Речицького та Осташковицького родовищ Білорусі і буріння других стовбурів у свердловинах Речицького родовища [15]. На завершальній стадії розробки родовищ ТПП “Кагалімнафтогаз” успішно застосовуються хімічні методи підвищення нафтовилучення [16]: “жорсткі” потоковідхиляючі або тампонуєчі технології з використанням волокнисто-дисперсних, волокнисто-дисперсних полімерних та емульсійно-суспензійних систем і емульсійної композиції; “м’які” потоковідхиляючі технології з використанням полімерних та емульсійно-суспензійних систем і емульсійної композиції; відмиваючі технології з використанням мікроемульсій.

На родовищах Татарстану знайшли широке застосування такі геолого-технічні заходи [17]: виключення високопроникних обводнених пластів з розробки і подальше використання свердловин для розробки невикористаних пластів; буріння додаткових свердловин для залучення в розробку недренованих запасів нафти в лінзах, тупикових зонах і ділянках пласта, що слабо дреноються; вдосконалення системи заводнення за рахунок зменшення співвідношення видобувних і нагнітальних свердловин, поєднання лінійного заводнення з осередковим і вибірковим; оптимізація тиску нагнітання води; впровадження циклічного заводнення, зміни напрямків фільтраційних потоків, регулювання відборів рідини і закачки води, форсованого відбору рідини.

Аналіз поточного стану розробки Ромашкинського родовища [18] свідчить, що за рахунок застосування гідродинамічних методів (нестаціонарне заводнення, форсований відбір рідини), ущільнення сітки свердловин, буріння горизонтальних свердловин, реабілітації старого фонду свердловин з бурінням других стовбурів (похило-скерованих і горизонтальних), впровадження третинних методів підвищення нафтовилучення з обводнених пластів з використанням полімерно-дисперсних систем, ефіру целюлози, полімерів, силікатного гелю, мікробіологічних систем додатково добувається 40% всієї нафти. На 1 т закачаного реагенту додатково отримують 200-1200 т нафти. Для газових родовищ, які вступили в завершальну стадію розробки, гострою є проблема утилізації низьконапірного газу. Можливими шляхами її вирішення є будівництво ДКС для подачі газу по газопроводах споживачам і використання його на місці видобування (енергетика, хімія, зрідження газу). Так, реконструкція Хрестищенської компресорної станції дає змогу за рахунок зниження тиску на її вході з 1,2 до 6 МПа наростити поточний видобуток газу з Шебелинського родовища і Хрестищенської групи родовищ, відновити роботу низьконапірних свердловин і підвищити коефіцієнт газовилучення за рахунок зниження кінцевого пластового тиску. На унікальних за запасами газу родовищах півночі Тюменської області передбачається створення газохімічних комплексів і газопереробних заводів з випуску гранульованого і плівкового поліетилену, зріджених газів і дизельного палива.

Необхідні пошуки принципово нових технологій нафтогазоконденсатовилучення. Найбільш перспективним напрямом є створення комплексних технологій для багатofакторного впливу на пласт флюїдів, що його насичують [12]. Такі технології можуть бути створені на основі проведення фундаментальних і прикладних досліджень мікромеханіки руху флюїдів у пористих середовищах з врахуванням мікро- і макронедорідності пластів, поверхневих властивостей колектора, властивостей пластових рідин, динаміки їх взаємодії з агентами, що закачуються. При цьому на різних ділянках родовища можуть застосовуватись різні технології з метою забезпечення “адресного впливу” на відповідні зони пласта.

Наведені матеріали окреслюють особливості завершальної стадії розробки родовищ нафти і газу, її роль у формуванні кінцевого нафтогазоконденсатовилучення і можливі шляхи інтенсифікації видобування вуглеводнів на завершальній стадії.

Література

1. Интенсификация выработки запасов нефти на поздней стадии разработки / Е.В.Козин, М.Г.Ованесов, Ю.И.Брагин и др. // Интенсификация выработки запасов нефти на поздней стадии разработки: Обз. информ. по основным направлениям развития отрасли. Сер.: Нефтепромысловое дело. – М.: ВНИИОЭНГ, 1982. – Вып. 25 (49). – 29 с.
2. Иванова М.М. Динамика добычи нефти из залежей. – М.: Недра. – 1976. – 248 с.
3. Интенсификация разработки нефтяных залежей на поздней стадии / Б.Ф.Сазонов, А.И.Губанов, В.С.Ковалев и др. // Труды Гипростокнефти. – Куйбышев: Куйбышевское книжн. из-во. – 1976. – Вып.27. – С.3-9.
4. Пермяков И.Г. Экспресс метод расчета технологических показателей разработки нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1975. – 200 с.
5. Особенности заключительной стадии разработки нефтяных месторождений Башкортостана / К.С.Баймухаметов, Е.В.Лозин, Э.М.Тимашев, К.Х.Гайнуллин // Нефтяное хозяйство. – 2000. – №7. – С.27-30.
6. Рассохин Г.В. Завершающая стадия разработки газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: Недра, 1977. – 184 с.
7. Извлечение нефти из выработанных залежей после их перестроения / Н.А.Еременко, Ю.В.Желтов, В.М.Рыжик и др. // Обз. инф. Извлечение нефти из выработанных залежей после их перестроения. – М.: ВНИИОЭНГ, 1978. – 69 с.
8. Крылов А.П. О некоторых вопросах проблемы нефтеотдачи в связи с ее обсуждением // Нефтяное хозяйство. – 1974. – №8.
9. Ализаде А.А., Амиров А.Д., Пирвердян А.М. Повышение нефтеотдачи на длительно разрабатываемых площадях Азербайджана // Нефтяное хозяйство. – 1974. – №9.

10. Хисамутдинов Н.И. Совершенствование методов решения инженерных задач при добыче нефти на поздней стадии разработки // Нефтяное хозяйство. – 2001. – №8. – С.16-19.

11. Опыт разработки Абдрахмановской площади на поздней стадии с применением новых технологий / М.З.Тазиев, О.И.Буторин, Р.А.Хамитов и др. // Нефтяное хозяйство. – 2001. – №8. – С.44-48.

12. Жданов С.А. Применение методов увеличения нефтеотдачи пластов: состояние, проблемы, перспективы // Нефтяное хозяйство. – 2001. – №4. – С.38-40.

13. Жданов С.А. Методы повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти: взаимосвязь и различие // Бурение и нефть. – 2003. – №5. – С.18-22.

14. Управляемое виброрейсмическое воздействие на нефтяные залежи на поздней стадии разработки на примере Туймазинского нефтяного месторождения / Н.Х.Габдрахманов, Т.С.Галиуллин, А.И.Кириллов и др. // Нефтепромысловое дело. – 2002. – №10. – С.21-22.

15. Проблемы повышения нефтеотдачи пластов нефтяных месторождений Беларуси на завершающем этапе разработки / И.А.Стрешинский, В.В.Шкандратов, Е.И.Мартынова, Л.Г.Мельникова // Нефтяное хозяйство. – 2003. – №2. – С.33-37.

16. Рамазанов Р.Г., Земцов О.В. Эффективность применения химических методов увеличения нефтеотдачи пластов для стабилизации добычи нефти // Нефтяное хозяйство. – 2002. – №1. – С.34-36.

17. Муслимов Р.Х., Блинов А.Ф., Шавалиев А.М. Гидродинамические методы регулирования процесса разработки, применяемые на поздней стадии разработки нефтяных месторождений Татарстана // Нефтепромысловое дело. – 1993. – № 6-7. – С.50-57.

18. Муслимов Р.Х. Особенности разработки Ромашкинского месторождения на поздней стадии в рыночных условиях // Нефтяное хозяйство. – 1997. – №8. – С.16-20.

19. Левинзон И. Газовая кладовая России // Экономика России: XXI век. – 2004. – № 14. – 7 с.