

622.276.6  
622

Івано - Франківський національний технічний університет нафти і газу

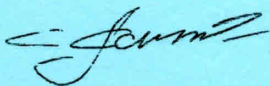
Єгер Дмитро Олександрович

УДК 622.276.4

ПІДВИЩЕННЯ ВУГЛЕВОДНЕВИЛУЧЕННЯ ІЗ ПОКЛАДІВ  
УПОРЯДКОВАНОЮ ДІСІЮ НА ПРИВИБІЙНУ ЗОНУ ПЛАСТА

05.15.06 – Розробка нафтових та газових родовищ

Автореферат  
дисертації на здобуття наукового ступеня  
доктора технічних наук



Івано-Франківськ – 2003

Дисертацією є рукопис

Робота виконана в Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу Міністерства освіти і науки України.

Науковий консультант: доктор технічних наук  
**Дорошенко Володимир Михайлович**,  
БАТ „Укрнафта”, начальник управління розробки нафтових і газових родовищ

Офіційні опоненти: доктор технічних наук, професор  
**Нагорний Володимир Петрович**,  
завідувач відділу інтенсифікації обмінних процесів Інституту геофізики ім. Ф.І. Суботіна НАН України

доктор технічних наук  
**Фик Ілля Михайлович**,  
Український науково-дослідний і проектний інститут природних газів, м. Харків, заступник директора

доктор технічних наук  
**Зезекало Іван Гаврилович**,  
Полтавське відділення Українського державного геологорозвідувального інституту, головний науковий співробітник

Провідна установа: **БАТ „Український нафтогазовий інститут”**,  
м. Київ

Захищено 15 лютого 2003 р. о 14:00 годині на засіданні спеціального комітету Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу за темою:

3 дисертації на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук  
Фрагмент дисертації  
адреса: Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу  
76010

Автограф

Вчений секретар спеціального комітету  
кандидат технічних наук



## ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА РОБОТИ

**Актуальність теми.** На найближчу перспективу 10–20 років споживання нафти в балансі первинних енергоносіїв практично залишиться на теперішньому рівні, як у високо розвинутих країнах світу, так і в Україні. Споживання газу в розвинених країнах збереже тенденцію зростання на 2,7% щорічно. Очевидно такими ж, або, можливо, трохи нижчими темпами, зростатиме споживання газу і в Україні.

Максимальних видобутків нафти і газу було досягнуто в 70-х роках, і в подальшому видобуток цих вуглеводнів постійно знижувався, і лише з 1994 року вдалося практично стабілізувати видобуток газу на рівні 18,0–18,4 млрд. м<sup>3</sup> та нафти з газовим конденсатом — 3,8–4,2 млн.т. Така динаміка видобутку вуглеводнів зумовлена інтенсивним виснаженням великих по запасах родовищ нафти і газу, катастрофічним скороченням геолого-розвідувальних робіт та приростів запасів нафти і газу та збільшенням долі родовищ з важковидобувними запасами нафти і газу.

Дефіцит паливно-енергетичних ресурсів та необхідність їх високоефективного використання і формує високу актуальність проблеми стабілізації, а в перспективі і нарощування обсягу видобутку нафти і газу.

Поряд із значним збільшенням геолого-розвідувальних робіт другим основним напрямком вирішення задачі стабілізації і можливого нарощування обсягів видобутку вуглеводнів є удосконалення існуючих систем розробки родовищ, особливо з важковидобувними запасами. Оскільки, як у світовій практиці, так і в практиці розробки нафтових родовищ України, найвищу ефективність і найширше впровадження мають гідродинамічні методи підвищення коефіцієнта вилучення нафти, то актуальними і необхідними є дослідження та розробка принципів і засобів регулювання напрямками та швидкостями фільтраційних потоків пластових флюїдів в об'єктах розробки з метою збільшення, як поточних обсягів видобування нафти і газу, так і кінцевого коефіцієнта вилучення вуглеводнів.

**Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами.** Робота входить до науково-тематичних планів Міністерства освіти і науки та підприємств нафтогазовидобувної галузі України. Дослідження, виконані у рамках дисертаційної роботи, охоплюють спектр проблем, які визначені національною програмою “Нафта і газ України до 2010 року” та програмою освоєння ресурсів газу і нафти шельфу Чорного та Азовського морів (2000 – 2015 роки). Результати роботи використані при виконанні господарсько-договірної тематики по договорах №№ 72015129, 75037142, 01826054091, 80839507, 01830048383, 74024425, 2196, 104198, 39199, 42101.

**Мета і задачі дослідження.** Метою досліджень є розробка принципів та засобів підвищення вуглеводневилучення управлінням фільтраційними потоками пластових флюїдів у багатошарових складних об'єктах розробки нафти і газу направленою та упорядкованою дією на привибійному об'єкті розробки.



Задачі дослідження.

1. Вивчення умов формування стану фільтраційної характеристики привибійної зони пласта та впливу на неї основних чинників в процесі первинного та вторинного розкриття продуктивного інтервалу та його експлуатації, розробка методів контролю стану фільтраційної характеристики привибійної зони пласта та стовбура свердловини.

2. Дослідження впливу методів дії на привибійну зону багатощарових пластів на динаміку процесу розробки покладів та коефіцієнт нафтовидилення.

3. Вивчення механізмів направленої дії на привибійну зону пластів і розробка спрямованих та селективних методів дії на привибійну зону багатощарових пластів.

4. Розробка принципів та засобів упорядкованої дії на привибійну зону пластів через експлуатаційні свердловини у цілому по об'єкту розробки з метою регулювання розробки родовищ зміню динаміки та напрямку фільтраційних потоків пластових флюїдів у високо неоднорідних складнобудованих покладах.

5. Відпрацювання та впровадження направленої та упорядкованої дії на привибійну зону пластів у цілому по об'єкту розробки на родовищах ВАТ "Укрнафта".

*Об'єкт дослідження* – процеси підвищення вуглеводневидилення з покладів нафти і газу гідродинамічними методами.

*Предмет дослідження* – упорядкована дія на поклади нафти і газу через привибійну зону пластів.

*Методи досліджень.* Аналіз та узагальнення теоретичних і практичних досягнень інтенсифікації видобутку нафти і газу. Теоретичні, експериментальні та промислові дослідження фізико-хімічних явищ та технологічних параметрів, що супроводять процеси дії на привибійну зону пластів.

### **Наукова новизна одержаних результатів.**

1. Вперше теоретично обґрунтовано та практично підтверджено, що неупорядковане безсистемне застосування методів дії на привибійну зону багатощарових високонеоднорідних пластів з метою збільшення продуктивності свердловин призводить до зменшення кінцевого коефіцієнта вилучення вуглеводнів.

2. Виявлено закономірності впливу на коефіцієнт витиснення нафти водою ступені неоднорідності пласта та товщини окремих шарів у багатощарових пластах.

3. Розкрито механізм та вперше розроблено методи селективної дії на привибійну зону багатощарових пластів з використанням молекулярно-хвильового впливу.

4. Розкрито механізми та розроблено технологічні процеси спрямованої та селективної дії на привибійну зону пластів з використанням полімерних та газорідних систем.

5. Вперше теоретично обґрунтовано та розроблено принципи і засоби упорядкованої дії на привибійну зону пластів через експлуатаційні свердловини у цілому по об'єкту розробки з метою збільшення коефіцієнта вуглеводне вилучення, та

програмний комплекс для геологічного і гідродинамічного моделювання процесів розробки високонеоднорідних складно побудованих багатощарових покладів.

### **Практичне значення одержаних результатів.**

1. Створено основи для розробки, удосконалення та ефективного використання направленої та упорядкованої дії на привибійну зону пластів через експлуатаційні свердловини у цілому по об'єкту розробки з метою її раціоналізації та дорозробки покладів вуглеводнів із забезпеченням максимальних коефіцієнтів вуглеводневилучення.

2. Розроблено 23 патенто захищені технології та обладнання спрямованої селективної дії на привибійну зону пласта та контролю за станом привибійної зони пласта і стовбура свердловини.

3. Розроблено алгоритми, методологію та програмний комплекс геологічного і гідродинамічного моделювання процесу розробки складно побудованих багатощарових покладів вуглеводнів для проектування процесів упорядкованої дії на привибійну зону пластів через експлуатаційні свердловини у цілому по об'єкту розробки з метою раціональної розробки покладів вуглеводнів.

4. Більшість розробок випробувано в промислових умовах на нафтових і газових родовищах України.

5. Результати досліджень роботи увійшли до науково-технічної та навчальної літератури і використовуються для підвищення науково-технічного рівня інженерно-технічних працівників галузі та навчального процесу аспірантів та студентів.

**Особистий внесок здобувача.** В дисертаційній роботі основні результати отримані автором самостійно, а особистий внесок у роботах, опублікованих в співавторстві наступний: [2]— проведено дослідження ресурсної бази нафти і газу в Україні, стану розробки основних родовищ нафти і газу у тому числі важковидобувних, обґрунтовано основні напрямки стабілізації та нарощування видобутку вуглеводнів; [3]— розроблено технології дії на ПЗП розчинниками; [5]— розроблено методології проектування молекулярно-хвильових генераторів, проведення стендових та промислових випробування; [6]— на підставі аналізу розробки нафтових родовищ ВАТ “Укрнафта” обґрунтовано напрямки підвищення ефективності розробки родовищ з важковидобувними запасами; [7, 9–13]— проведено дослідження впливу різних чинників в процесі первинного і вторинного розкриття продуктивних горизонтів та експлуатації свердловин на стан фільтраційної характеристики ПЗП та розроблено технології по зменшенню їх негативного впливу; [14, 15, 17–20]— проведено дослідження та обґрунтовано вплив стану фільтраційної характеристики привибійної зони пласта на коефіцієнт вилучення вуглеводнів з покладів; [22,26]— обґрунтовано і розроблено методи направленої дії та проведено промислові випробування; [29,30]— проведено постановку задач досліджень, вибрано гідродинамічну модель, узагальнено результати досліджень; [31–48]— проведено теоретичні, експериментальні, промислові дослідження, розроблено

та впроваджено направлені методи та упорядковані дії на ПЗП у цілому по об'єкту розробки.

**Апробація результатів дисертації.** Основні положення дисертаційної роботи доповідались та обговорювались на науково-практичній конференції “Стан, проблеми і перспективи розвитку нафтогазового комплексу Західного регіону України” (1995р., м.Львів); науково-технічній конференції ВАТ “Укрнафта” (1995р., с.Гута); науково-технічних конференціях професорсько-викладацького складу Івано-Франківського державного технічного університету нафти і газу (1995, 1996р.р., м.Івано-Франківськ); науково-практичній конференції “Проблеми і перспективи науково-технічного прогресу АТ “Укрнафта” в умовах ринку” (1996р., м.Івано-Франківськ); International Geosciences Conference and Exhibition (1997р., м.Москва); 2-й Міжнародній науково-технічній конференції (1997р., м.Львів); 5-й Міжнародній науково-практичній конференції УНГА “Нафта і газ України – 98”, (1998р., м.Полтава); 6-й Міжнародній науково-практичній конференції УНГА “Нафта і газ України – 2000” (2000р., м.Івано-Франківськ); Міжнародній конференції “Енергетична безпека Європи. Погляд у ХХІ століття” (2001р., м.Київ); науково-технічній конференції НАК “Нафтогаз України” (2001р., м.Івано-Франківськ); виробничій нараді ВАТ “Укрнафта” “Стан розробки нафтових та газових родовищ ВАТ “Укрнафта”, (2001р., м.Долина); Міжнародній науково-технічній конференції “Геопетроль-2002”, (2002р., м.Закопане, Польща); 7-й Міжнародній науково-практичній конференції “Нафта і газ України - 2002”, (2002р., м.Київ).

**Публікації.** Основні положення дисертації опубліковані в 48 наукових працях, у тому числі в одному довіднику, 4 монографіях, 18 авторських свідоцтвах і патентах.

**Структура і обсяг роботи.** Дисертація складається з вступу, п'яти розділів, висновків і додатків. Матеріал викладено на 356 сторінках; робота містить 40 таблиць, 54 рисунки, 2 додатки, 231 назви бібліографічних джерел.

Автор вважає своїм обов'язком виразити щиро подяку за цінні поради і допомогу при виконанні окремих розділів роботи науковому консультанту академіку УНГА, д.т.н. В.М.Дорошенку, академіку УНГА, професору, д.т.н. Ю.О.Зарубіну, академіку УНГА, д.т.н. м.н. М.Р.Ковальчуку, дійсному члену Нью – Йоркської академії наук, професору, д.т.н. А.П.Кічигіну, академіку УНГА, професору, д.т.н. Р.М.Кондрату, академіку УНГА, професору, д.т.н. В.С.Бойку.

## ОСНОВНИЙ ЗМІСТ РОБОТИ

У першому розділі проведено дослідження стану ресурсної бази вуглеводнів в Україні та ВАТ “Укрнафта”. Значне зниження обсягів геолого-розвідувальних робіт в останні роки спричинило суттєве перевищення обсягів видобутку вуглеводнів порівняно з приростом їх запасів. Станом на 01.01.2002 р., за міжнародною класифікацією запасів, поточні запаси нафти з газовим конденсатом складають 69,3 млн.т, а газу 223,9 млрд.м<sup>3</sup>. При існуючих обсягах видобутку нафти і газу річні темпи відбору яких від поточних

запасів складають 5 і 7,7% відповідно, забезпеченість видобутку запасами складає близько 20 років по нафті і 13 по газу.

Виходячи з існуючого стану геолого-розвідувальних питань стабілізації та нарощування видобутку нафти і газу на даному етапі може бути вирішене лише значним підвищенням ефективності процесів розробки відкритих нафтових і газових родовищ.

Вивчення поточного стану розробки родовищ ВАТ “Укрнафти” показало, що на сьогодні переважна більшість основних нафтових родовищ виснажені більше як на 90%, постійно погіршується структура запасів і на 01.01.2001 р. частка важко видобувних запасів склала 69,9%, річний темп відбору з них знаходиться в межах одного відсотка. Виходячи з цього, першочерговим для стабілізації та нарощування обсягів видобутку вуглеводнів залишається підвищення ефективності процесів розробки родовищ і насамперед з важковидобувними запасами. Зарубіжним та вітчизняним досвідом доведено високу техніко-економічну ефективність застосування гідродинамічних методів підвищення нафтовилучення. При цьому регулювання динаміки і напрямку фільтраційних потоків пластових флюїдів приводить до підвищення вуглеводневилучення з покладів і забезпечується лише через привибійну зону пластів певною системою перерозподілу відбору рідини у видобувних свердловинах, нагнітанням води в нагнітальних, а також підключенням в зону активного дренавання слабодренованих та ізольованих ділянок покладу. Однак у будь-якому випадку, керування фільтраційними потоками пластових флюїдів можливе лише дією на привибійну зону пластів через експлуатаційні свердловини.

Проблемам розробки та удосконалення методів дії на привибійну зону пластів з метою покращання її фільтраційно-ємнісних характеристик присвятили теоретичні та експериментальні дослідження ряд українських та іноземних вчених: О.І.Акульшин, О.О.Акульшин, Ю.А.Балакірєв, В.С.Бойко, Р.Ф.Гімер, В.М.Дорошенко, Ю.О.Зарубін, І.Г.Зезекало, Ю.Д.Качмар, А.Ф.Кічигін, М.П.Ковалко, М.Р.Ковальчук, Р.М.Кондрат, Р.В.Місьович, А.В.Михалюк, В.П.Нагорний, К.О.Оганов, І.А.Пилипець, Г.Д.Савенков, В.М.Світлицький, І.М.Фик, Р.С.Яремійчук, В.А.Аміян, В.О.Блажевич, Ш.К.Гіматудінов, В.П.Дибленко, Ю.В.Желтов, Г.Г.Мустафін, Р.Ш.Рахімкулов, Є.М.Тосунов, Г.Ф.Требін, В.С.Уголев, Н.П.Баррон, К.В.Кров, Л.Д.Робертс, Д.Спарлінг та багато інших.

Нами систематизовано головні чинники за механізмами їх дії на три групи, що впливають на формування привибійної зони пластів на стадії первинного і вторинного розкриття пластів та в процесі експлуатації свердловин.

Проведені нами дослідження впливу процесу первинного та вторинного розкриття багат шарових продуктивних розрізів по 97 об'єктах родовищ Передкарпаття дозволили встановити, що використання звичайних глинистих розчинів та перевищення на 25 – 30% пластового тиску в процесі первинного та вторинного розкриття пластів значно погіршує їх фільтраційну характеристику та ускладнює процес освоєння. В процесі випробування продуктивного інтервалу в св. №42 Східниця, що розкривався за вище згаданих умов,

проникність привибійної зони пласта порівняно з віддаленою, зменшилась більш, як у шість разів, а зона зниженої проникності привибійної зони пласта сягнула 2,5 м від стінки свердловини. В той же час, використання інвертних емульсійних розчинів при розкритті продуктивного розрізу бурінням збільшує більше, як у два рази частку освоєних об'єктів, де отримано приплив рідини понад 5 м<sup>3</sup>/добу і в 4 рази зменшує долю об'єктів з припливом рідини менше 1 м<sup>3</sup>/добу.

Проведені нами дослідження впливу на якість розкриття продуктивного інтервалу, часу розкриття та кількості спускопідіймальних операцій у свердловині №28 Коржівської площі, показали, що при зменшенні цих параметрів у два рази збільшуються відповідно у півтора-два рази коефіцієнт продуктивності свердловини та товщина продуктивного інтервалу з промисловим припливом газу в порівнянні з оточуючими свердловинами.

Важливим етапом в процесі будівництва свердловини в багатшаровому продуктивному інтервалі є кріплення експлуатаційної колонії, яке повинно забезпечити мінімальний негативний вплив цементного розчину на фільтраційно-ємнісні характеристики нафтогазонасичених пластів та надійне їх розмежування. З цією метою нами розроблений облегшений цементний розчин густиною 1400-1550 кг/м<sup>3</sup> для кріплення експлуатаційних колон в інтервалі температур від 20 до 100°C.

Дослідження якості вторинного розкриття багатшарових продуктивних інтервалів підтвердило, що такі об'єкти слід розкривати за рівноважних умов гідропіскоструминою або газогідропіскоструминою перфорацією. Це забезпечує найменший негативний вплив на фільтраційно-ємнісну характеристику продуктивних пластів та не погіршує герметичність цементного кільця за експлуатаційною колоною.

Показано, що в процесі експлуатації свердловин привибійна зона пласта далі перебуває під впливом негативних факторів (зміна термодинамічних умов, вплив рідин глушіння в процесі підземних та капітальних ремонтів, вплив якості нагнітальної води та інших рідин в нагнітальні свердловини, що погіршують її фільтраційну характеристику).

Багатьма авторами експериментально доведено, що у рідинах, які закачуються в пласти, частинки розміром 1/10 діаметра порових каналів проходять вільно. А частинки розміром 1/3 діаметра порових каналів їх закупорюють. Нами проведені дослідження та розроблено технологію підготовки підтоварної води з допомогою модифікованих і порошкових сорбентів для зменшення негативного впливу на привибійну зону пласта підчас її закачування.

Зміна насиченості в привибійній зоні пласта значно впливає на рух вуглеводневих фаз та води. Особливо цей вплив стає суттєвим при розробці різно-проникних багатшарових родовищ. З одного боку, витиснення нафти, за умов природного режиму, чи нагнітанням води в продуктивні горизонти, забезпечує найвищі коефіцієнти нафтовилучення. З іншого боку, при відсутності контролю та регулюванням розробки



таких покладів, прогресуюче обводнення може призвести до значного зменшення коефіцієнтів вилучення вуглеводнів.

Проблемі вивчення причин обводнення, у тому числі і прогресуючого, присвячено значні дослідження вчених. Всі чинники, що зумовлюють обводнення свердловин, поділяються на дві групи: геологічні та техніко-технологічні, або природні і спричинені. Природні чинники обводнення свердловин передусім обумовлені геологічною будовою родовища, режимами його розробки, та властивостями пластових флюїдів. До техніко-технологічних чинників відносять стан експлуатаційної колони та цементного кільця в заколонному просторі, темп нагнітання та відбору рідини, якість первинного та вторинного розкриття продуктивного інтервалу, застосування методів інтенсифікації вилучення нафти і газу, тощо. Такий широкий спектр чинників, що впливають на обводненість продукції свердловин, зумовив розробку значної кількості методів контролю та визначення шляхів обводнення, і особливо прогресуючого.

Дослідження відомих методів виділення волонасичених інтервалів в продуктивному розрізі дозволили нам розробити принципово нові підходи та технологію визначення водонасичених пластів в багатшаровому продуктивному розрізі та місць негерметичності експлуатаційної колони і шляхів заколонних переткань на основі створення штучного фізичного поля в шарах з наступною їх реєстрацією геофізичними методами. Штучне фізичне поле створюється закачуванням в привибійну зону шарів продуктивного інтервалу газоподібного індикатора. Внаслідок високої фазової проникності газоподібного індикатора в газонасичені проширки і низької в обводнені, газоподібний індикатор в основному, проникає в газонасичені шари і формує в них штучне фізичне поле, яке реєструється методами радіоактивної геофізики (ІННК). В якості газоподібного індикатора використовується газоподібний азот, оскільки час життя теплових нейтронів в ньому значно вищий, ніж у пластовій воді.

Важливим фактором, що впливає на формування фільтраційної характеристики привибійної зони пласта та, власне, і на процес витиснення нафти водою, є капілярні ефекти. Цей вплив може бути значним і його необхідно враховувати у вищенаведених процесах при розробці високонеоднорідних низькопроникних колекторів з різко вираженою гідрофобною або гідрофільною поверхнею. Капілярне просочування рідин в низькопроникні прошарки, особливо у газонасичені, при розкритті пластів та експлуатації свердловин може утворювати стійкі бар'єри, та зумовлювати виключення з розробки окремих прошарків, негативно впливати на вилучення вуглеводнів.

Для вивчення капілярних процесів нами проведено експериментальні дослідження капілярного просочування порід-колекторів рідинами на водній та вуглеводній основах. Керновий матеріал був представлений алевролітами, дрібнозернистими пісковиками, а також кварц-поліміктовими дрібнозернистими пісковиками із родовищ ДЦЗ та Передкарпаття. Відкрита пористість порід складала 8–22%, а проникність — 0,001–0,83 мкм<sup>2</sup>. Взірці кернів, відібрані з водонесних горизонтів, мали виражений нейтральний

характер змочування поверхні порового простору. Взірші кернів, відібраних з нафтоносних і газоконденсатних горизонтів мали більш виражену гідрофобну поверхню порового середовища. Породи нафтових родовищ Передкарпаття проявляють як гідрофобний, так і гідрофільний характер змочування. Присутність у рідинах просочування ПАР (неоолу, превоцелу, сульфоолу) прискорює процес просочування на 15–20%. Виконані дослідження свідчать про необхідність обов'язкового врахування капілярних ефектів як при розкритті продуктивних розривів, так і в процесі їх розробки особливо для Передкарпатського регіону.

У другому розділі представлені дослідження ефективності методів інтенсифікації видобутку нафти і газу, в тому числі, на родовищах ВАТ “Укрнафта” та впливу методів дії на привибійну зону пласта на коефіцієнт витиснення нафти водою в багатопшарових пластах.

У 2001 році на родовищах нафти і газу, що експлуатуються підприємствами НАК “Нафтогаз України”, при експлуатаційному фонді 4619 свердловин проведено 1734 свердловинооперації по інтенсифікації видобутку вуглеводнів. Додатковий видобуток по нафті з газовим конденсатом склав 101 тис.т та по газу 488,1 млн.м<sup>3</sup>, що до загального видобутку складає 2,8 та 1,24% відповідно. Ці показники достатньо вагомі і при значному підвищенні ефективності процесів їх можна принаймні подвоїти, тобто, довести до середньосвітового рівня. Основними методами дії на привибійну зону пласта залишаються дія кислотними розчинами у різних модифікаціях, в тому числі направлена, дія на ПЗП поверхнево активними речовинами, гідравлічні розриви пласта, віброхвильова дія та комплекс робіт з обмеження припливу пластових вод. Річні обсяги цих видів робіт на родовищах ВАТ “Укрнафти” складають 40–60 свердловинооперацій з додатковим видобутком нафти до 250 т. Додатковий видобуток нафти щорічно компенсує до 3% темпу падіння видобутку нафти по родовищах ВАТ “Укрнафта”.

Проведений аналіз та дослідження ефективності використання методів підвищення нафтовилучення на нафтових родовищах ВАТ “Укрнафта” показує, що частка видобутку нафти за рахунок сучасних методів підвищення нафтовилучення у загальному видобутку наближається до 10%, що в цілому відповідає світовому рівню.

Таким чином, проведені дослідження дозволили визначити потенційні технологічні можливості застосування методів дії на привибійну зону пластів, сучасних та третинних методів підвищення вилучення нафти в існуючих умовах розробки нафтових родовищ ВАТ “Укрнафта” та встановлено, що найбільш ефективними та перспективними є гідродинамічні методи підвищення коефіцієнта нафтовилучення.

В зв'язку з широким спектром технологічних процесів, що об'єднуються терміном “інтенсифікація видобутку нафти і газу”, автором запропонована класифікація методів інтенсифікації видобутку нафти і газу на основі підпорядкування певній меті різних цілевих рівнів. На вищому рівні цілей методи інтенсифікації класифікуються в залежності від об'єкту дії (пласт, привибійна зона пласта, стовбур свердловини, підземне та наземне

обладнання), на паступному рівні - за механізмом дії, і на найнижчому цілевому рівні - за вирішенням конкретних технологічних і технічних задач.

На детермінованій математичній моделі проведено гідродинамічні розрахунки для характерних випадків розташування високо і низькопроникних шарів у продуктивному інтервалі з урахуванням зміни проникностей у привибійній зоні пласта видобувної свердловини з метою вивчення закономірностей впливу стану привибійної зони пластів на процеси витиснення нафти водою в багатошаровому неоднорідному нафтовому покладі. Дослідження процесу витиснення нафти водою проводили на гіпстетичному об'єкті, що за формою являє собою сектор кругового циліндру з кутом  $45^\circ$  та радіусом 500 м. Покрівля та підощва пласта, а також бокові границі, що утворюють кут сектору, вважалися непроницаєми. Загальна товщина пласта становить 24 м і складається з восьми шарів, кожен з яких має товщину 3 м, з відповідними значеннями пористості та проникності. Шари гідродинамічно сполучені по вертикалі, але мають анізотропний характер, тобто горизонтальна проникність у 10 разів більша за вертикальну. При початковій насиченості нафтою 80%, водонасиченість – 20%. Початковий пластовий тиск – 30 МПа, в'язкість нафти – 5 мПа·с, води – 0,5 мПа·с. Об'ємні коефіцієнти нафти і води при початковому тиску: 1,37 і 1,0 відповідно, коефіцієнти стисливості: нафти – 0,003 1/МПа, води – 0,0003 1/МПа. Початкові запаси нафти – 180 тис. т. Умовний об'єкт дренований досконалою за ступенем розкриття свердловиною, яка розташована вздовж вісі обергання. Вона експлуатується за умови підтримання постійного вибійного тиску – 25 МПа. Нагнітання води здійснюється через галерею, розташовану на зовнішній циліндричній границі пласта. Постійна витрата води через галерею розрахована за умови, що за 5 років закачується об'єм води, рівний 1,5 порового об'єму пласта. Характеристики витиснення, які визначаються відносними фазовими проникностями для нафти та води ( $P_n$ ,  $P_w$ ), є різними для довільно вибраних в області фільтрації зон. В кожній зоні вони задані як функції водонасиченості  $S_w$

$$F_n = A_z \cdot (1 - \text{SOR}_z - S_w)^C,$$

$$F_w = B_z \cdot (S_w - \text{SWR})^D,$$

де  $\text{SOR}_z$  — насиченість залишковою нафтою у відповідній зоні;  $\text{SWR}$  — насиченість зв'язаною водою;  $A_z$ ,  $B_z$  — зональні нормуючі коефіцієнти;  $C, D$  — показники ступенів.

В моделі враховано залежність між абсолютною горизонтальною проникністю колектора та коефіцієнтом витиснення, який визначає відповідну насиченість залишкового нафтою. Ця залежність підсумовує численні промислові та експериментальні дані. Залежності об'ємних коефіцієнтів нафти  $V_n$  та води  $V_w$  від тиску  $P$  апроксимовані в моделі експонентами, що найбільш зручно для слабо стисливих рідин

$$V_n = C_n \cdot \exp(-P \cdot \text{BETO}),$$

$$V_w = C_w \cdot \exp(-P \cdot \text{BETW}),$$

де ВЕТО та ВЕТW — коефіцієнти стисливості нафти та води; Сн, Св — коефіцієнти в'язкості фаз у пластових умовах (для моделі вважаються постійними).

Проведені дослідження показують, що різні варіанти відновлення зв'язку між свердловиною та шарами впливають на форму водних ізосат на початковому етапі. При безводному вилученні нафти величини коефіцієнту нафтовилучення характеризують початкове зростання дебіту нафти після обробки привибійної зони, яке в залежності від характеру обробки становить від 17% до 50%. Але таке початкове зростання продуктивності свердловини не обумовлює адекватного росту кінцевого коефіцієнту нафтовилучення. Якщо без впливу на забруднену привибійну зону прошарків він становить 0,308, то в ідеальному випадку (повне відновлення проникності всіх шарів) він досягає 0,354. При випадковій зміні проникності окремих шарів кінцевий коефіцієнт нафтовилучення змінюється незначно. Детерміновані моделі, по суті, і не можуть диференціювати величини кінцевих коефіцієнтів вилучення нафти від впливу зміни напрямків та динаміки фільтраційних потоків в багатшаровому покладі. Виходячи з цього, були проведені також модельні теоретичні дослідження на обмінних моделях, у яких в умовах витиснення нафти водою, покладена залежність коефіцієнту витиснення від швидкості фільтрації, отримана Ю.О.Зарубіним

$$\beta = \frac{N_c}{N_c + B(\mu)}$$

де  $\beta$  — коефіцієнт витиснення;  $N_c = \omega\mu/\sigma$  — капілярне число;  $\sigma$  — міжфазний поверхневий натяг на границі нафта-вода;  $\omega$  — швидкість фільтрації;  $\mu$  — в'язкість води;  $B$  — коефіцієнт, який залежить від відносної в'язкості нафти.

Дослідження закономірностей впливу методів дії на привибійну зону пласта на коефіцієнт витиснення нафти водою виконано на прикладі плоско радіального потоку, що дозволило отримати кінцеві результати у квадратурних наглядних формах. Очевидно, що для потоків складної форми висновки будуть змінюватись лише кількісно, а якісні характеристики залишаться незмінними. Для цих умов середньозважений коефіцієнт витиснення для постійної товщини пласта визначається за рівнянням

$$\beta = \frac{2}{R_k^2 - r_c^2} \int_{r_c}^{R_k} \beta(q, \mu) r dr$$

де  $R_k$  і  $r_c$  — радіуси контуру живлення та свердловини;  $q$  — дебіт свердловини.

При моделюванні на двошаровому пласті встановлено, що за рахунок неоднорідності пласта за проникністю зниження коефіцієнту витиснення може досягти десятки відсотків. Цікавий також зв'язок зниження коефіцієнту витиснення нафти в неоднорідному пласті в залежності від співвідношенням товщин високопроникного інтервалу. Значним він стає при досягненні товщина високопроникного прошарку 10% і більше від загальної товщини пласта.

Як показали теоретичні оцінки, при проведенні кислотної дії на ПЗП внаслідок переважного проникнення кислотного розчину у високо проникний шар пласта, його неоднорідність збільшується в 1,3–1,6 разів. Зі збільшенням дебіту свердловини результат може бути оцінений, як позитивний, однак, така дія на привибійну зону неоднорідного пласта приведе до зниження коефіцієнту нафтовилучення в зоні дронування свердловиною на 2-3%, і це зниження буде тим більше, чим вища початкова неоднорідність, та чим меншу товщину має високопроникний прошарок. Проведення гідравлічних розривів пласта (ГРП) у високопродуктивних прошарках, може привести до збільшення неоднорідності пласта в три і більше разів, що зумовить зменшення кінцевого коефіцієнту нафтовилучення в зоні дронування свердловини на 5% і більше.

Отже, з метою підвищення кінцевого коефіцієнта нафтовилучення, очевидна доцільність проведення направлених методів дії на привибійну зону малопроникних шарів. Вивчення направленої дії на ПЗП на двошаровій моделі пласта за вищенаведених умов показує, що при збільшенні проникності низькопроникних шарів в 1,5–2 рази при частці малопроникного шару в загальній товщині пласта більше 0,4, коефіцієнт нафтовилучення в зоні дронування свердловини може збільшитись на 2–2,5%. Аналогічні висновки отримані і при моделюванні впливу дії водообмежувальних робіт на коефіцієнт витиснення нафти водою. У зв'язку з тим, що в першу чергу обводнюються високопроникні шари продуктивного пласта, дія водообмежувальних робіт направлена на зменшення їх проникності, що, в свою чергу, зумовлює зменшення неоднорідності продуктивного пласта і збільшення коефіцієнту витиснення з низькопроникних шарів. Чим більша різниця в проникностях між високопроникним обводненим і малопроникним нафтонасиченим шарах, та чим більша частка високопроникного шару в загальній товщині пласта, тим більший можливий потенційний приріст коефіцієнта витиснення, який при якісному виконанні водообмежувальних робіт може сягати більше 10%.

Дослідження характеристик витиснення Долинського та Глинсько-Розбишівського нафтових родовищ на основі промислових даних (сугтєве покращення характеристик витиснення при дії ПЗП водообмежувальними технологіями і погіршення при некерованій дії на ПЗП кислотними розчинами та ГРП) підтверджують теоретичні дослідження автора.

**Третій розділ** присвячений розробці технологічних та технічних засобів направленої дії на ПЗП в багатшарових продуктивних інтервалах.

Багатовекторність та велика кількість розроблених методів направленої дії спонукала дослідників до їх систематизації та класифікації. На основі проведених досліджень технологічних, технічних, фізико-хімічних та інших механізмів направленості дії нами запропоновано всі методи направленої дії розділити на дві групи спрямовані та селективні, з диференціацією в середині груп за технологічними, технічними, фізико-хімічними та іншими механізмами направленості.

До групи спрямованих віднесено методи, направленість яких досягається технічно та технологічно спрямованою дією на задані інтервали пласта з відокремленням шарів продуктивного розрізу, що не підлягають дії на ПЗП.

До групи селективних методів віднесено методи дії на ПЗП, направленість яких досягається, головним чином фізико-хімічними властивостями реагентів та насичуючих пласти флюїдів, використанням не однакових фільтраційних характеристик шарів, характеристик їх насичення, фазових та капілярних ефектів.

Дослідження спрямованих методів дозволили сформулювати етапність та основні принципи системного підходу в їх реалізації. Перший етап, на якому формується можливість ефективного використання спрямованих методів дії на ПЗП - це проектування конструкцій вибою свердловин, що розкривають багат шаровий продуктивний інтервал, з використанням заколонних пакеруючих пристроїв, циркуляційних клапанів, посадочних гнізд та інших конструкційних елементів, які б забезпечили спрямовану дію та експлуатацію окремих шарів продуктивного розрізу.

Другим етапом, що забезпечує успішність спрямованої дії, є етап вторинного розкриття продуктивного розрізу. Найбільш ефективними для розкриття багат шарових пластів є гідропісчаноструминні технології, які повинні реалізовуватись за принципом послідовного пошарового розкриття від шарів з найнижчими до шарів найвищими фільтраційно-ємнісними характеристиками та наступною спрямованою дією на привибійну зону відкритих пластів.

Нами розроблено технологію та методику проектування процесу газогідропісчаноструменевої перфорації з використанням газоподібного азоту, яка дозволяє збільшити глибину і об'єм виробленого каналу та проводити вторинне розкриття пластів за рівноважних умов або при депресії на пласт.

Наступним етапом використання методів спрямованої дії на ПЗП є етап експлуатації свердловин. На цьому етапі найскладніше забезпечити спрямованість дії, оскільки процеси необхідно проектувати відповідно до існуючої конструкції вибою свердловини, розкритого вторинним розкриттям продуктивного інтервалу та технічного стану свердловини. Основний принцип, на якому побудовані процеси спрямованої дії на ПЗП на цьому етапі, це відмежування з допомогою технологічних чи технічних засобів шарів розкритого продуктивного інтервалу від шару, на ПЗП якого проектується спрямована дія. Відмежування шарів в продуктивному інтервалі здебільшого забезпечується різними пакеруючими пристроями, але в свердловинах з пошкодженими експлуатаційними колоними, стикозварними колонами та у свердловинах з великою кривизною стволів їх використання ускладнено. Виконані теоретичні та експериментальні дослідження дозволили нам для таких умов розробити ряд технологій та рецептур пакерів із псевдопластичних рідин. Суть технології пакерування в'язкопластичними рідинами полягає в закачуванні у встановлений інтервал міжтрубного простору рідини, яка через певний час у процесі реакції поліконденсації утворює в'язкопружне тіло, що здатне

витримувати значні перепади тиску, забезпечивши розмежування розкритих шарів продуктивного розрізу для спрямованої дії на ПЗП запланованого прошарку. Експериментальними дослідженнями підібрано суміші, до складу яких входять гідролізований поліакрилонітрил (ГПАН), сечовиноформальдегідні смоли (СФС), формалін, соляна кислота, хлорид амонію. В залежності від часу поліконденсації суміші, температури, при якій відбувається поліконденсація, міцнісних характеристик в'язкопружного тіла, компоненти суміші змінюються в межах: ГПАН - 52–55%; СФС - 18–20%; формалін - 10–13%; соляна кислота 10%-концентрації - 7–17%; хлористий амоній 20%-й розчин - 8–9%. Процес поліконденсації таких сумішей при температурі 20°C починається через 10–15 годин, а при температурі 60°C - через 4–6 годин. Утворене в'язкопружне тіло в процесі поліконденсації досягає напруження зсуву від 800 до 1400 кг/м<sup>2</sup>, і може зберігати свої структурно-механічні властивості при навантаженні 0,7 $\tau_0$  протягом 3–4 годин, а при навантаженні 0,5 $\tau_0$  - 24–30 годин. Таких структурно-механічних властивостей цілком достатньо для проведення спрямованої дії на ПЗП кислотними розчинами, гідравлічними розривами та іншими методами. Більшість розроблених технологічних засобів та рецептур по розмежуванню шарів розкритого продуктивного інтервалу для спрямованої дії з використанням псевдопластичних рідин пройшли промислове випробування та використання на родовищах НГВУ "Долина нафтогаз" та "Полтаванафтогаз".

Найбільш широко для селективної дії з використанням фазових проникностей на нафтових і газових родовищах застосовували дію на ПЗП метиловим спиртом для селективної дії на нафтонасичений шар кислотним розчином за наявності в продуктивному розрізі обводнених шарів, нами розроблена технологія, що зменшує фазову проникність кислотного розчину в обводнені шари. Технологія полягає в попередньому насиченні обводненого шару нафтою з максимальним зниженням його водонасиченості, для чого перед нагнітанням в ПЗП кислотного розчину в нього закачують нафту по черзі з водопоглиначем (метиловим спиртом або диетиленгліколем). Реалізація методу на родовищах НГВУ "Полтаванафтогаз" підтвердила високу ефективність селективної дії з використанням ефекту фазових проникностей в різнонасичених шарах розкритого продуктивного розрізу.

При переведенні нафтовидобувних свердловин у нагнітальні при нагнітанні води часто виникають проблеми з забезпеченням приймальності нафтонасичених шарів (Анастасіївське, Орів-Уличинське родовища). Для таких умов нами розроблено технологію освоєння під закачку води нафтонасичених шарів, в основу якої покладено явище капілярного просочування, що призводить до зміни фазової проникності для води у нафтонасичений шар. Метод успішно використаний на Анастасіївському родовищі НГВУ "Охтирканафтогаз".

Ще відчутніше проявляють себе ефекти зміни фазових проникностей при розробці газових і газоконденсатних родовищ. Так газонасичені пласти верхньовізейських,

намюрських нижньокарбонових відкладів родовищ ДДЗ мають низькі фільтраційно-смісні характеристики (пористість 4–12%, проникність  $0,5\text{--}140 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>), та значну макро і мікро неоднорідність, що значно ускладнює їх розробку, і, особливо, охоплення витисненням по розрізу пласта. В цих умовах для збільшення коефіцієнта охоплення розробкою по товщині газонасиченого пласта можливе використання методів селективної дії на низькопроникні шари пласта. Але закачати в такі шари кислотний розчин при тисках, що не перевищують тиск гідророзриву пласта, неможливо, що зумовлено низькою їх фазовою проникністю для водної фази. Для таких умов нами розроблена і випробувана у свердловинах Суходолівського газоконденсатного родовища НГВУ “Полтаванафтогаз” селективна кислотна дія на ПЗП низькопроникних шарів з використанням ефекту капілярного просочування. Суть технології у тому, що після стабілізації тиску на гирлі свердловини у неї закачують 2 – 3 порції кислотного розчину, який опускається на вибій під власною вагою. Після цього свердловина залишається під тиском, а кислотний розчин проникає в газонасичені прошарки за рахунок капілярного просочування. Опосередковано це фіксується зниженням тиску на гирлі свердловини до статичного. Після цього закачується друга і наступні порції кислотного розчину. В якості першої і наступних порцій, крім останньої, використовується 5–10% водний розчин соляної кислоти в метиловому спирті з добавкою 0,5% ПАР ТЕАС – М і 0,5% лимонної кислоти. В останню порцію кислотного розчину додатково додається 1–1,5% плавикової кислоти. Об’єм порцій кислотного розчину не повинен перевищувати об’єму експлуатаційної колони в зоні від нижніх отворів інтервалів перфорації і на 50–100 м вище верхніх отворів перфорації.

Значно вищою керованістю володіють селективні методи дії на ПЗП, при реалізації яких регулювання фільтраційних опорів у різнопроникних шарах досягається використанням високов’язких рідин, або високов’язких рідин з інертними, нафто або водорозчинними наповнювачами. Нами проведені теоретичні дослідження глибини проникнення в’язких розчинів в різнопроникні шари двошарової моделі привибійної зони пласта. Отримано залежності глибини проникнення високов’язкого розчину в різнопроникні шари, та витрати рідини в окремий шар, з яких випливає, що загущення розчину сприяє збільшенню глибини його проникнення у мало проникний шар. Проведені також дослідження селективних методів дії на ПЗП з використанням високов’язких рідин з наповнювачами, в тому числі крейдою. Розроблено технологію, що забезпечує якісну очистку тимчасово блокованих шарів. Суть технології полягає в закачуванні перед крейдяною суспензією у високопроникні шари соляно-кислотного розчину і нафто-кислотної емульсії. Соляно-кислотний розчин, закачаний перед газокислотною емульсією, нейтралізує карбонати у високопроникному шарі, чим упереджує нейтралізацію кислотного розчину, що виділяється із нафтокислотної емульсії. При цьому початок розшарування нафтокислотної емульсії повинно відбуватись після закінчення селективної дії на ПЗП низькопроникних шарів.



Аміяном В.А., Васильєвою Н.П., Комісаровим А.І. та іншими вченими розроблено ряд технологій і рецептур пінних систем і газорідних сумішей, що широко використовуються при селективній дії на ПЗП. До основних переваг цих процесів слід віднести повне відновлення фільтраційно-емісійних характеристик тимчасово заблокованих шарів в результаті саморуйнування пінних і газорідних систем в процесі експлуатації свердловини.

Проведені нами дослідження технологічних особливостей виконання селективних методів дії на ПЗП в обводнених газонасичених розрізах та властивостей газорідних систем з великим вмістом газової фази, дали можливість розробити ряд патентно захищених технологій, що впроваджені на газоконденсатних родовищах ННУ “Полтаванафтогаз”, і показали високу технологічну і економічну ефективність.

Поточний стан розробки нафтових родовищ України при середній обводненості, що сягає 80% обумовлює широке використання водообмежувальних технологій, які за своїм технологічним призначенням не можуть бути не селективними. В зв'язку з великою кількістю розроблених водообмежувальних технологій нами запропоновано об'єднати їх як одну з найбільших груп селективних методів дії на багатошарові пласти.

Виходячи з промислового досвіду до властивостей водообмежувальних композицій сформульовані умови, яким найбільше задовільняють композиції на основі полімерів і розроблена водообмежувальна композиція “РПОЛ”, до складу, якої входять ПАА, рідке скло і оцтова кислота при наступних співвідношеннях (в мас. %): ПАА - 0,25–1,0; оцтова кислота - 4,0 6,0; рідке скло 13,0 23,0; решта - прісна вода. Для встановлення раціональних співвідношень складових композиції “РПОЛ” щодо забезпечення необхідних структурно-механічних характеристик і індуктивного періоду за методикою планування експерименту отримано відповідні рівняння регресії. При обводненні тріщинних шарів в продуктивному розрізі і необхідності дії на ПЗП нафтонасичених шарів нами розроблено технологію з використанням водообмежувальної композиції на основі ПАА та наступною дією на ПЗП нафтонасичених шарів солянокислотним розчином.

Важливим напрямком комплексної селективної дії на багатошарові пласти є створення водообмежувальних екранів значних розмірів у випадках утворення конусів обводнення або відсутності надійного гідродинамічного розмежування обводнених та нафтонасичених шарів. Дослідження існуючих технологій та промислових умов їх використання дозволило нам розробити технологію створення водообмежувального екрану та методику проектування процесу у обводненому шарі на принципі його різної міцності в залежності від розподілу градієнту тиску в зоні дронування свердловини. Промислові випробування процесу створення водообмежувального екрану проведені на свердловині №198 Глипсько-Розбишівського родовища ННУ “Полтаванафтогаз”. Під час проведення роботи свердловина експлуатувалася газліфтним способом з дебітом нафти 5,1 т/добу, рідини 90,6 т/добу, з обводненістю продукції 94,3%. У свердловину

послідовно закачали чотири об'єми різних водообмежувальних композицій з структурно-механічними властивостями відповідно до градієнтів тиску в зонах їх закачки. Перший водообмежувальний об'єм, закачаний в обсязі 75 м<sup>3</sup> 0,5% поліакриламід, наступні об'єми - 7,0 м<sup>3</sup> 15% поліакриламід далі- 10 м<sup>3</sup> 1,5% ПАА з 500 кг асфальтосмолистого гранульованого пом'якшувача і останній об'єм - 1,8 м<sup>3</sup> цементного розчину. Після освоєння і запуску свердловини в роботу її дебіт склав по нафті – 11 т/добу, по рідині – 29,3 т/добу, обводненість продукції становила 62,2%. Промислові виробництва підтвердили, що для одержання високої технологічної ефективності за визначених умов, міцнісні властивості водообмежувальних екранів повинні бути вищими від градієнтів тиску в зоні дренування свердловин.

Заслужують на увагу, як селективні методи з високим рівнем селективності, віброхвильові методи дії на ПЗП. Слід віднести до основних пріоритетів віброхвильової дії на ПЗП, можливість дії на закальматовані розкриті перфорацією шари продуктивного розрізу. Інші відомі методи дії на ПЗП можуть бути реалізовані лише щодо шарів, які при максимальних тисках мають необхідну мінімальну приймальність. Механізми явищ віброхвильової дії на паст, привибійну зону пласта, стовбур свердловини, флюїди, що насичують пласт, процеси фільтрації в поровому середовищі непружними і пружними коливаннями висвітлено в працях І.М. Ахметова, Е.А. Гадієва, В.П. Дибленка, А.Х. Мірзалджанзаде, А.В. Михайлюка, В.Н. Ніколаєвського, Е.М. Сімкіна, М.Л. Сургучова, Р.С. Яремійчука та інших вчених. Оскільки теоретичні та експериментальні дослідження віброхвильової дії на сьогодні достатньо глибоко опрацьовані, основні дослідження вчених та виробничників направлені на розробку та вдосконалення генеруючих пристроїв та технологій їх використання.

Нами розроблено гирловий генератор, який дозволяє генерувати хвилі з регулюванням частоти коливань. Даний генератор проходить промислові випробування на родовищах ВАТ “Укрнафта”. На 01.12.2002р. проведено 7 свердловинооперацій по Долинському та Чечвинському родовищах НГВУ “Долинанафтогаз” та на 2 свердловинах Ново-Григорівського родовища НГВУ “Полтаванафтогаз”. По всіх свердловинах отримано збільшення в 1,5 і більше разів коефіцієнта приймальності. По свердловинах 1 Чечва та 751 Долина по результатах термометрії встановлено збільшення профілю продуктивності на 30% і 25% відповідно.

Нами також поглиблено представлення хвильової дії на молекулярному рівні. Вперше розроблено методу проектування та використання гирлових та свердловинних молекулярно-хвильових генераторів, в тому числі генераторів синергезуючої та постійної дії, які проходять стендові та промислові випробування. Теоретичні дослідження механізмів розглянутих направлених методів дії на ПЗП дозволили поглибити їх розуміння та розробити ряд процесів спрямованої та селективної дії, промислові впровадження яких підтверджують їх значний вплив на зменшення неоднорідності продуктивного розрізу багат шарового пласта і їх широке використання в процесах

розробки родовищ вуглеводнів може стати потужним інструментом збільшення кінцевого коефіцієнта вуглеводневилучення.

**В четвертому розділі** на основі проведених досліджень в попередніх розділах і з використанням елементів системного аналізу розроблено функціональну систему забезпечення видобутку нафти і газу в Україні з формуванням цільових функцій різних рівнів з визначенням цільового рівня методів дії на привибійну зону пласта. При ринкових механізмах впливу державного регулювання на видобувну галузь, відсутнє адміністративне встановлення рівня видобутку, останній визначається інтересами видобувного підприємства. За таких умов економічним критерієм оцінки системи розробки покладу виступає максимальний дисконтований прибуток  $P_0$ , як функцію показників, що характеризують систему розробки родовища  $\alpha_i$ , та інших цінних показників  $\beta_j$ , що характеризують умови реалізації системи розробки і не залежать від неї. Тоді загальний видобуток з родовища буде залежати від цих же показників

$$Q = \int_0^T q(\tau) \cdot d\tau$$

Якщо система розробки родовища, а відповідно і показники, що її характеризують, не будуть змінюватися в часі від зовнішніх умов, то змінними залишаються лише показники розробки  $\alpha_i$ . Тоді система цільових функцій може бути записана у вигляді

$$\max\{Pd[\alpha_i \cdot \beta_j]\} \Rightarrow \{\alpha_i\}, \max\{Q[\alpha_i \cdot \beta_j]\} \Rightarrow \{\alpha_i\}, \quad i = \overline{1, n}, \quad j = \overline{1, m}$$

На деякі показники системи розробки можуть накладатися обмеження типу

$$\max(\alpha_i) \leq \alpha_i^{\max}, \quad i = \overline{1, m}$$

Обмеження можуть мати і нелінійний характер, наприклад, такого типу

$$F[\alpha_i, \beta_j] < f(\alpha_i)$$

Наявність декількох цільових функцій в задачі оптимізації системи розробки родовищ вимагає в подальшому введення системи експертної оцінки. Очевидно, що технології інтенсифікації видобутку нафти і газу є елементами системи розробки або підсистемами, тому їх вибір та обсяги використання повинні бути визначені, виходячи з вимог до системи розробки родовища.

Формально, підсистеми можуть мати і мають свої локальні цільові функції, але спрямовані на виконання глобальних цілей системи і виявляються внаслідок декомпозиції глобальної цілі підсистеми. На цій основі розроблено алгоритми та принципи побудови процесів дії на привибійну зону пластів при освоєнні свердловин після буріння та в процесі їх експлуатації. Обґрунтовані обмеження для використання методів дії на привибійну зону пластів в залежності від геологопромислових умов.

Отже, при проектуванні методів дії на ПЗП в процесі освоєння свердловин та їх експлуатації необхідно використовувати процеси, що не збільшують неоднорідність продуктивного інтервалу. При розкритті перфорацією в продуктивному інтервалі двох і

більше нафтонасичених шарів необхідно використовувати лише направлені методи дії на ПЗП, причому послідовно від менш проникних до більш проникних шарів.

В основу проектування методів дії на ПЗП у процесі розробки родовища покладена направлена або упорядкована дія на ПЗП у цілому по об'єкту розробки (поклад, ділянка, блок, родовище) через експлуатаційні свердловини, що забезпечить ефективне управління динамікою і напрямками фільтраційних потоків пластових флюїдів та підвищить не лише поточні обсяги видобутку нафти і газу, але і кінцевий коефіцієнт їх вилучення з покладів. Нами розроблено алгоритм для побудови процесу регулювання фільтраційними потоками пластових флюїдів в об'єкті розробки упорядкованою дією на привибійну зону пласта. Для проектування цього процесу необхідно:

- провести аналіз стану розробки родовища, визначивши основні напрямки підвищення вилучення вуглеводнів;
- розробити варіанти дії на привибійну зону пластів, що можуть забезпечити зміну динаміки і напрямку фільтраційних потоків пластових флюїдів для підвищення вилучення вуглеводнів;
- спрогнозувати та оцінити ефективність кожного з варіантів розробки;
- вибрати раціональний варіант, виходячи з його технологічної та економічної ефективності і можливості його реалізації;
- запроєктувати технології дії по об'єкту розробки у цілому та забезпечити моніторинг їх впровадження та результатів виконаних робіт.

Враховуючи етапи розробки родовища та геолого-технічної інформації, проектування процесу регулювання фільтраційними потоками пластових флюїдів в об'єкті розробки містить:

- побудову геологічної моделі об'єкта розробки;
- діагностику геологічної моделі (аналіз геологічних досліджень та ретроспективної інформації щодо динаміки продуктивності, обводненості, працюючих продуктивних інтервалів по кожній свердловині);
- побудову гідродинамічної моделі об'єкта розробки, власне карти розподілу поточної нафтонасиченості по кожному шару продуктивного розрізу з виділенням напрямків та динаміки фільтраційних потоків, що дозволяє прогнозувати динаміку зміни нафтонасиченості в залежності від зміни параметрів привибійної зони пласта та величини відбору рідини;
- обґрунтування методів дії на ПЗП через конкретні свердловини, в тому числі водообмежуючих технологій;
- розробку технологічної схеми регулювання фільтраційними потоками пластових флюїдів та заходів по її здійсненню.

В основі проектування процесів направленої та упорядкованої дії на ПЗП у цілому по об'єкту розробки лежить поточний розподіл вуглеводнів у покладі. Для отримання цієї інформації використовуються геологічні і гідродинамічні моделі покладу. На даний час

для вирішення цих задач найбільш потужними є пакети програм “Landmark”, “PGS-Tigris”, “More”, “Paradigm - Geophysics”, “ЦГЭ” (Москва), “Slumberger”.

Нами розроблено програмний пакт “ГОРИЗОНТ – 3D” для геолого-математичного моделювання складно-побудованих багат шарових систем, діагностики поточних запасів нафти і газу, відтворення динаміки процесів розробки покладів, оптимізації проектування технологій підвищення нафтовилучення родовищ з використанням упорядкованої дії на ПЗП у цілому по об’єкту розробки.

Для побудови тривимірних геологічних моделей нафтогазоносних систем в програмному пакеті “ГОРИЗОНТ – 3D” використовується алгоритм під назвою GRID – 2. Складність в побудові геологічної моделі зумовлена тим, що практично кожний експлуатаційний об’єкт характеризується відмінними від інших особливостями геологічної будови, просторовою неоднорідністю колекторів і різною об’ємною концентрацією початкових балансових, видобувних, поточних і залишкових запасів вуглеводнів. Це зумовлює складності у створенні геологічних моделей об’єктів розробки, їх уніфікацію та розробку ефективних та рентабельних технологій підвищення вуглеводневилучення.

Сучасний досвід розробки родовищ показує, що суттєве підвищення вуглеводневилучення складно побудованих покладів повинно базуватись на принципово нових наукових підходах до вивчення геолого-фізичних особливостей будови продуктивних розрізів та технологій їх промислової розробки. На сьогодні найбільш перспективним напрямком наукових пошуків по цій проблемі є створення детермінованих геологічних моделей, оскільки такі моделі забезпечують максимальне відтворення реальних геолого-фізичних умов залягання вуглеводнів в природних покладах. Цінність таких моделей полягає ще і в тому, що при математичному моделюванні процесу розробки нафтового покладу, загальний його об’єм розбивається на певну кількість локальних об’ємів, найбільш однорідних за геолого-фізичними і технологічними показниками, які мають відмінні від суміжних локальних об’ємів, нафтовилучення властивості. Такі шарові геологічні моделі найбільш повно відтворюють складний характер взаємовпливу великої кількості геологічних, фізичних і технологічних факторів на процес розробки покладу, тобто, з їх допомогою можна реалізувати сучасний системний підхід в дослідженні нафтогазонасиченого об’єкту.

З нашого погляду, адекватна геологічна модель покладу – це сукупність детермінованих геологічних і геометричних параметрів і факторів, властивих саме цьому конкретному покладу, розрахованих на основі наявного запасу вхідних даних по ньому, які дають можливість найбільш точно, без буріння додаткових свердловин, оцінювати початкові балансові і поточні залишкові запаси вуглеводнів на будь-якій стадії експлуатації родовища, а також давати достовірні прогностичні оцінки обсягів видобутку при його розробці, оптимізувавши по техніко-економічних показниках технологічні варіанти по забезпеченню максимальної вуглеводневилучення. Адекватна геологічна модель

принципово не може бути побудована лише на основі вирішення статичної задачі геометризації покладу, як це робиться більшістю авторів, її необхідно будувати методом ітераційного наближення в сукупності з вирішенням задачі моделювання динаміки розробки покладу з наступним співставленням розрахункових і фактичних даних.

Важливим моментом при використанні геологічних моделей є точність побудови об'ємних карт-моделей оцінки запасів нафти в покладі, тобто адекватності відображення ними реальних запасів покладу. Нами розглянуто наступну структуру глобальної похибки оцінки запасів по покладу і джерела походження її складових:

- методологічна похибка сплайн-апроксимації. Не зважаючи на спосіб моделювання криволінійних поверхонь натуральними сплайнами, що відповідають фізичній суті об'єкта, в результаті чисельних досліджень на текстових задачах встановлено, що саме похибка сплайн-апроксимації вносить переважну частку в структуру глобальної похибки. Особливо це вагомо для складно-побудованих колекторів з кількістю продуктивних прошарків від 10 і більше;

- стохастична похибка, є другою за величиною складовою глобальної похибки і викликана нерівномірністю пробурених свердловин. Як показали дослідження на натурному об'єкті, в окремих випадках ця складова може перевищувати складову похибки сплайн-апроксимації. Це стосується моделювання покладів з відносно простою структурою колектора (до п'яти продуктивних прошарків), але з суттєвою нерівномірністю густини пробурених свердловин;

- третьюю за величиною складовою глобальної похибки, є спосіб вертикальної табуляції значень щільності запасів нафти в продуктивних прошарках по опорних точках (свердловинах). Дослідженням вертикальної табуляції продуктивних прошарків з кількістю точок в межах від трьох до десяти, встановлено оптимальне для алгоритму GRID – 2 значення рівне п'яти точкам. Нами було досліджено ще ряд стохастичних складових глобальної похибки, однак їх сумарна величина в кожному тестовому моделюванні не виходила за межі п'яти відсотків. Ці складові глобальної похибки не будуть істотно впливати на точність алгоритму GRID – 2.

Таким чином, проведена оцінка точності геологічного моделювання запасів на основі алгоритму GRID – 2 свідчить про те, що GRID-моделі належать до класу достатньо тонких методів моделювання диференціації запасів вуглеводнів в покладах з неоднорідними колекторами. GRID моделі і кількісно і якісно відображають фізичний зміст модельного об'єкта нафтового покладу, блоку, ділянки, родовища.

Гідродинамічне моделювання процесів розробки є заключним етапом створення імітаційної моделі родовища. На якій в наступному проводиться прогнозування них або інших технологічних рішень по підвищенні коефіцієнта вилучення нафти упорядкованою дією на привибійну зону пластів у цілому по об'єкту розробки.

В розробленому нами програмному комплексі “ГОРИЗОНТ – 3D” вхідні дані про геологічну модель родовища вводяться відповідно до способу дискретизації об'єму

покладу, прийнятого, виходячи з подальшого чисельного рішення гідродинамічної задачі. Програма дозволяє задавати як рівномірну, так і не рівномірну сітку дискретизації по будь-якій з координат, а це, в свою чергу, дозволяє задавати області згущення сітки в тих локальних зонах покладу, у яких точність моделювання повинна бути підвищена. Ї програмі передбачена можливість описувати потрібні властивості блоку функціонально для цілого ряду блоків, або окремого горизонтального чи вертикального шарів дискретизації. Для цього потрібно задати глибину залягання блоку, який приймається за початковий, і функціональну або табличну залежність координат інших блоків відносно нього. При побудові динамічної моделі великого за розмірами і неоднорідного по своїй структурі покладу важливою є можливість задавати його окремі зони або ділянки з відмінними від інших геолого-фізичними властивостями породи і PVT параметрами флюїдів. При цьому задається таблиця насиченостей кожної з фаз, а також значень відносних проникностей системи газ-нафта і капілярних тисків в системі нафта-вода і газ-нафта.

Задача тримірної трифазної ізотермічної фільтрації розв'язується на базі рівнянь збереження маси для кожної з трьох фаз та закону багатofазної фільтрації Дарсі із залежностями фазової проникності від насиченості. Чисельно для розв'язку вихідні диференціальні рівняння апроксимуються системою лінійних рівнянь на рівномірній або не рівномірній сітках. Пошук рішення проводиться, як повністю не явним, так і явним – неявним (не явним по тисках, і явним по насиченостях) методами за вибором дослідника.

Таким чином розроблений нами програмний комплекс є прикладним програмним продуктом для моделювання геометрії щільності запасів вуглеводнів в об'ємі покладу і відтворення показників історії розробки покладу для отримання прогнозних показників раціональних варіантів його подальшої розробки. Програмний комплекс "ГОРИЗОНТ – 3D" створювався з цільовою орієнтацією на пошук шляхів підвищення вуглеводневицугнення упорядкованою дією на ПЗП у цілому по об'єкту розробки із складною геометрією колекторів, в яких передбачається наявність значної кількості залишкових запасів вуглеводнів.

Геологічна і гідродинамічна моделі покладу є вихідною інформаційною базою для управління процесом розробки родовища, динамікою і напрямками фільтраційних потоків пластових флюїдів. Процес регулювання фільтраційними потоками пластових флюїдів розділяється на два технологічні напрямки:

- по дренованих і слабо дренованих ділянках об'єкту розробки, регулювання фільтраційними потоками пластових флюїдів в них забезпечується упорядкованою дією на привибійну зону пластів у цілому по об'єкту розробки через експлуатаційні свердловини;

- по не дренованих ділянках об'єкту розробки (лінзи, тупікові зони), регулювання фільтраційними потоками пластових флюїдів у них забезпечується бурінням додаткових свердловин, чи горизонтальних відводів з існуючих.

Вибравши два, три варіанти регулювання процесу розробки покладу, вводять дані в гідродинамічну модель і розраховують технологічні і економічні показники процесу подальшої розробки покладу. Варіант, що забезпечує найкращі технологічні показники розробки родовища по підвищенні коефіцієнта вилучення вуглеводнів при найменших витратах приймається до реалізації.

**У п'ятому розділі** приведені результати промислового впровадження розроблених принципів та засобів направленої та упорядкованої дії на ПЗП у цілому по об'єкті розробки. На родовищах ВАТ «Укрнафта» впроваджено 16 процесів направленої дії на привибійну зону пласта. Проведено 143 свердловинно-операції на 75 свердловинах. Проведені процеси забезпечили додатковий видобуток 154,072 тис.т нафти та 320,299 млн.м<sup>3</sup> газу при успішності 86%. Додатковий видобуток на одну свердловинну операцію склав 1077 т. нафти та 2,2 млн.м<sup>3</sup> газу, що значно вище (більше як у два рази) ніж середня ефективність методів дії на ПЗП по ВАТ «Укрнафта». Така висока технологічна ефективність розроблених процесів підтверджує правильність механізмів, конструктивних та технологічних рішень, отриманих на основі проведених теоретичних та експериментальних досліджень покладених в основу розробки процесів направленої дії. Також промисловим досвідом підтверджено значно вищу успішність методів направленої дії на ПЗП у порівнянні із традиційними методами та можливість їх використання, як для збільшення поточних обсягів видобутку нафти і газу, так кінцевого коефіцієнта вилучення вуглеводнів.

По першому блоці вигодсько-бистрицького покладу Долинського нафтового родовища, згідно розроблених у четвертому розділі алгоритму та програмного комплексу «ГОРИЗОНТ – 3D», розроблено технологічну схему підвищення коефіцієнта вилучення нафти регулюванням динаміки та напрямку фільтраційних потоків пластових флюїдів упорядкованою дією на привибійну зону пластів у цілому по покладу.

Побудовано геологічну і гідродинамічну моделі, які дали можливість визначити поточний розподіл запасів нафти у покладі, розробити, оцінити та вибрати раціональний варіант його подальшої розробки з метою підвищення коефіцієнта вилучення нафти (рис.1).

Проведено аналіз та оцінку технологічних показників роботи експлуатаційних свердловин, вплив процесу заводнення на роботу експлуатаційних свердловин, ефективності проведених методів дії на ПЗП у свердловинах першої ділянки вигодсько-бистрицького блоку.

Вибрано раціональний варіант упорядкованої дії на ПЗП у цілому по покладу, що передбачав проведення направленої кислотної дії на ПЗП у свердловинах №№ 222, 230, 225, 315, 344, 354, 355, 802, термохімічну дію у свердловинах №325 та №228, гідравлічний розрив пласта у свердловинах №№241, 264, 350, 353, 708, 716, у свердловині №240 виконати повторну перфوراцію у інтервалі 2734 – 2744 м, у свердловині №311 розбурити



цементний міст продуктивного інтервалу до глибини 2660 м. Додатково розкрити інтервал перфорацією 2901 – 2919 м у свердловині №823.

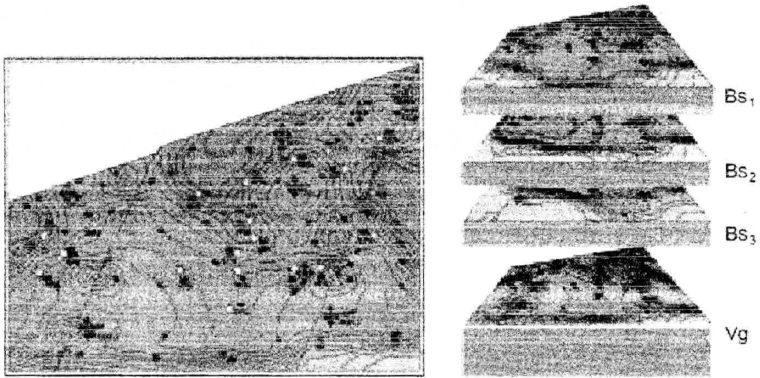


Рис. 1. Фрагмент карт розподілу поточної нафтонасиченості у цілому по вигодсько-бистрицького покладу та по пачках Бистрицьких відкладів.

Реалізація цього варіанту забезпечила додатковий видобуток нафти і газу на 1.01.2001 року 19899 т. і 4212,8 тис. м<sup>3</sup> відповідно та 712 тис. грн. чистого доходу. На рис. 2 приведено показники розробки по першій ділянці вигодсько-бистрицького покладу Долинського нафтового родовища до і після впровадження упорядкованої дії на ПЗП у цілому по покладу, а характеристика витиснення по першому блоці вигодсько-бистрицького покладу Долинського нафтового родовища підтверджує збільшення коефіцієнта витиснення та відповідно збільшення коефіцієнту нафтовилучення після реалізації упорядкованої дії на ПЗП.

Всього технологічна ефективність від впровадження розроблених засобів направленої та упорядкованої умовно-одночасної дії на ПЗП склала додатково видобутих 173971 т. нафти з газовим конденсатом та 324510 тис. м<sup>3</sup> газу.

Таким чином, промислове випробування процесу регулювання процесу розробки першої ділянки вигодсько-бистрицького покладу Долинського нафтового родовища упорядкованою умовно одночасною дією на ПЗП експлуатаційних свердловин у цілому по покладу, підтвердили правильність розроблених принципів і засобів отриманих на основі виконаних нами досліджень та покладених в основу розроблених процесів інтенсифікації видобутку нафти і газу.

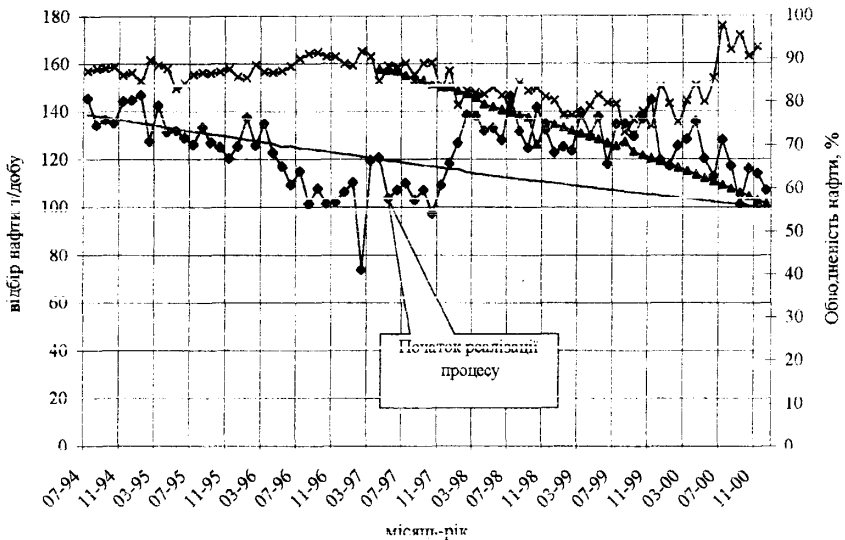


Рис. 2. Результати впровадження упорядкованої умовно-одночасної дії на ПЗП по першій ділянці вигодсько-бистрицького покладу Долинського нафтового родовища

- Фактичний відбір нафти т/добу
- ▲— Прогнозний відбір нафти т/добу
- Прогнозний відбір нафти т/добу (В №4)
- ×— Обводненість %

## ВИСНОВКИ ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ

В дисертаційній роботі науково обґрунтовані і розроблені принципи і засоби підвищення вуглеводневилучення із складно побудованих високо неоднорідних багатощарових покладів нафти і газу направленою та упорядкованою дією на привибійну зону пласта у цілому по об'єкту розробки.

Основні наукові і практичні результати, висновки і рекомендації, одержані при виконанні теоретичних, експериментальних і промислових досліджень зводяться до наступного.

1. Аналіз запасів нафти і газу України та розробки нафтових родовищ ВАТ "Укрнафта" показав, що ресурсна база видобутку вуглеводнів постійно погіршується, і на 1.01.2001р. більше 69% запасів відносяться до категорії важковидобувних, поточний коефіцієнт нафтовилучення по яких складає до 0,1, а річний темп відбору нафти від видобувних запасів у межах одного відсотка. Встановлено, що на сьогодні найбільш ефективне і технологічно доступне використання гідродинамічних методів підвищення нафтовилучення із складно побудованих багатощарових високо неоднорідних покладів регулюванням динаміки і напрямків фільтраційних потоків пластових флюїдів дією на

привибійну зону пластів та у короткий термін може забезпечити підвищення як поточних обсягів видобутку вуглеводнів так і коефіцієнта вилучення

2. Аналізом ефективності методів дії на привибійну зону пластів та методів підвищення нафтовилучення встановлено, що вони є потужним інструментом підвищення кінцевого коефіцієнту вуглеводневилучення, особливо, при розробці покладів з важковидобувними запасами.

3. На підставі проведених комплексних досліджень чинників, що знижують фільтраційно-ємнісну характеристику привибійної зони пласта розроблені рекомендації, заходи та технології щодо:

- первинного розкриття багат шарових продуктивних інтервалів бурінням;
- криплення продуктивних інтервалів,
- вторинного розкриття перфорацією та упередження забруднення

привибійної зони пластів у процесі нагнітання води.

4. Дослідження поверхневої активності порового простору та капілярного просочування різними рідинами порід колекторів дали можливість обґрунтовано сформулювати вимоги до рідин та технологій на етапі первинного, вторинного розкриття продуктивних горизонтів та експлуатації свердловин з метою зменшення негативного впливу вторинних капілярних ефектів на фільтраційно - ємнісну характеристику привибійної зони пластів.

5. Дослідженнями встановлено, що не керована безсистемна дія на привибійну зону багат шарових високо неоднорідних пластів значно збільшує неоднорідність продуктивного інтервалу, провокує прогресуюче обводнення свердловин, призводить до утворення нафтових ціликів, що у кінцевому результаті призводить до зменшення коефіцієнта нафтовилучення. Вперше проведені дослідження на багат шарових моделях пласта впливу зміни фільтраційної характеристики привибійної зони шарів на коефіцієнт витиснення нафти водою і встановлено :

- при частці високопроникного шару 20% і більше від загальної товщини пласта вплив на коефіцієнт витиснення стає значним, особливо, коли проникність цього шару на порядок вища від середньої проникності пласта;

- збільшення проникності високопроникного шару у 5 разів в двошаровій моделі пласта приводить до зменшення коефіцієнта витиснення нафти водою в зоні дренавання свердловини до 10%;

- збільшення проникності малопроникного прошарку у 5 разів при його долі 0,4 від товщини пласта може збільшити коефіцієнт витиснення нафти водою з пласта у зоні впливу свердловини до 4%;

- до 10% збільшується коефіцієнт витиснення нафти водою двошарового пласта у зоні впливу свердловини при ізоляції високо проникного шару, доля якого у пласті складає 40 і більше відсотків.

6. Запропоновано класифікацію направлених методів дії на привибійну зону багатощарових пластів.

7. З використанням досліджень властивостей в'язкопластичних рідин, газорідинописчаних сумішей, високов'язких рідин, газорідинних систем, дослідженням поверхневих і капілярних явищ, віброхвильової та молекулярнохвильової дії розроблено 27 і впроваджено у виробництво 11 патенто захищених технологій направленої дії на привибійну зону багатощарових пластів.

8. Досліджені можливості розширення водообмежувальних технологій по створенні водообмежувальних бар'єрів, на основі поліакриламід, запропоновано методику визначення основних параметрів водообмежувальних складів та розроблено 3 патенто захищених технології.

9. На основі виконаних теоретичних і промислових досліджень та використання елементів системного аналізу розроблено:

- алгоритм побудови процесів дії на ПЗП при освоєнні свердловин після буріння та у процесі їх експлуатації, з об'єднанням обмежень, в залежності від геолого-промислових і термобаричних умов залягання продуктивних інтервалів та конструкції свердловини;

- алгоритм побудови процесу регулювання розробки родовища зміною динаміки та напрямків фільтраційних потоків пластових флюїдів для збільшення коефіцієнта нафтовилучення упорядкованою дією на привибійну зону пласта у цілому по об'єкту розробки.

10. Для реалізації принципів і заходів упорядкованої дії на привибійну зону пластів проведені теоретичні та експериментальні дослідження і розроблено програмний комплекс „ГОРИЗОНТ-3D” для геологічного моделювання покладів та гідродинаміки процесу їх розробки. Програмний комплекс „ГОРИЗОНТ-3D” підтримує процес моделювання розробки покладу в режимах тривимірної трифазової фільтрації пластових флюїдів при постійних співвідношеннях не змішуваних фаз, фізико-хімічні властивості яких залежать лише від пластового тиску.

11. На першій ділянці вигодсько-бистрицького покладу Долинського нафтового родовища реалізовано всі елементи розробленого алгоритму підвищення коефіцієнта нафтовилучення зміною динаміки та напрямків фільтраційних потоків пластових флюїдів упорядкованою дією на ПЗП у цілому по першій ділянці вигодсько-бистрицького покладу. Вибрано і реалізовано один із розглянутих чотирьох варіантів підвищення коефіцієнту нафтовилучення покладу. За період з 1997 по 2001 роки проведено на свердловинах покладу 19 процесів дії на ПЗП. При успішності 89% додатково видобуто 19899 т. нафти та 4212,8 тис. м. газу, одержано чистого доходу 712 тис. грн.

12. Розроблені принципи і засоби по підвищенню коефіцієнта нафтовилучення нафтових родовищ направленою та упорядкованою дією на ПЗП у цілому по об'єкту розробки використовуються при проектуванні технологічних схем підвищення

коефіцієнта нафтовилучення по Луквинському, Бубнівському, Артюхівському, родовищах та другій ділянці вигодсько-бистрицького покладу Долинського нафтового родовища.

### ОСНОВНІ ПУБЛІКАЦІЇ ПО РОБОТІ

1. Єгер Д.О. Упорядковане використання методів дії на привибійну зону пластів у процесах нафтогазовидобутку. - К.: Техніка, 2003.-162 с.
2. Єгер Д.О., Рыбчий І.Й. Вплив стану фільтраційної характеристики привибійної зони багатшарових пластів на ефективність розробки нафтових і газових родовищ. - Л.: Ліга-Прес, 2003.- 116 с.
3. Довідник з нафтової справи / Під загальною редакцією В.С. Бойка, Р.М. Кондрата, Р.С. Яремійчука. – Львів, 1996. –С. 452-456.
4. Єгер Д.О. Підвищення ефективності направлених методів інтенсифікації видобутку нафти і газу. - Л.: Ліга-Прес, 2003.- 168 с.
5. Кичигин А.Ф., Єгер Д.А. Канонические ансамбли в процессах интенсификации добычи нефти. - К.: Техніка, 2002.-181с.
6. Єгер Д.О., Дорошенко В.М. Проблеми розробки родовищ з важковидобувними запасами //Енергетика : економіка, технології, екологія. - НТУУ КПІ.-2002.- № 2.- С.31-34.
7. Єгер Д.А., Рыбчак Е.В. Влияние условий вскрытия пласта на освоение скважин //Нефтяная и газовая промышленность. - 1985. - №2.- С.29-30.
8. Єгер Д.О. Вплив якості розкриття продуктивного інтервалу бурінням на продуктивність свердловин //Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ.- Івано-Франківськ: ІФНТУНГ.- 2003.- №2.- С.121-123.
9. Єгер Д.О., Тачинський М.Є., Каралаш М.В., Вітрик С.В. Досвід буріння свердловин з використанням доліт компанії “Х’юз Крістенсен” на родовищах ВАТ“Укрнафта” //Нафтова і газова промисловість. – 1997.- № 6.- С.20-26.
10. Горський В.Ф., Шевчук Ю.Ф., Єгер Д.О., Тачинський М.Є., Шигаєв С.І., Плахетко І.В., Пазяк М.М. Полегшений тампонажний цемент //Нафтова і газова промисловість. – 1996.- №1.- С.41-43.
11. Єгер Д.О., Бойчук І.Я., Бульбас В.М., Гречко Б.Ю., Черниш І.Г., Ільчишина С.В., Гончарик В.П., Івасишин М.Д., Івасишин М.В. Розробка технологічних схем обробки підтоварної води з метою її очищення від нафтопродуктів //Нафтова і газова промисловість. – 1996. - № 1. - С.29-31.
12. Черниш І.Г., Ільчишина С.В., Єгер Д.О., Гончарик В.П., Лісовий Г.А., Бульбас В.М. Модифіковані везикулісті сорбенти нафтопродуктів на основі гірничо-збагачувального виробництва //Нафтова і газова промисловість. – 1996. - № 2.- С.32-33.
13. Ільчишина С.В., Черниш І.Г., Івасишин М.Ф., Єгер Д.О. Використання гідрофільно-гідрофобних сорбентів на основі мінеральних волокон та терморозширеного

графіту для очищення підварної води //Нафтова і газова промисловість. - 1997. - № 3.- С.26–27.

14. Зарубін Ю.О., Єгер Д.О., Дорошенко В.М. Задачі та можливості методів інтенсифікації видобутку та підвищення нафтовіддачі родовищ вуглеводнів //Экотехнология и ресурсосбережение. – Киев: Институт газа НАН Украины.- 2001.- С.15–18.

15. Єгер Д.О., Зарубін Ю.О., Дорошенко В.М., Бондарук В.Ю. Вплив робіт по інтенсифікації видобутку нафти та обмеженню припливу пластових вод на нафтовіддачу пласта //Нафтова і газова промисловість.- 1996.-№ 3. - С.32-36.

16. Єгер Д.О. Принципи регулювання розробки родовищ методом упорядкованої умовно-одночасної дії на привибійну зону пласта //Экотехнология и ресурсосбережение.- Киев: Институт газа НАН Украины. – 2001.- С.19-25.

17. Єгер Д.О., Гунька Н.Н. Методи регулювання сумісної розробки шаруватонеоднорідних пластів //Праці науково-практичної конф. - Івано-Франківськ – 1996. – С.32.

18. Єгер Д.О., Дорошенко В.М., Зарубін Ю.О., Бондарук В.Ю. Перспективи системної дії на привибійну зону пласта //Проблеми і перспективи науково-технічного прогресу АТ “Укрнафта” в умовах ринку.- Івано-Франківськ: КЦ “Західний кур’єр”.- 1996. – С.195–196.

19. Кондрат Р.М., Єгер Д.О., Смолівик Л.В. Енергоощадні технології видобутку залишкових запасів вуглеводнів з частково виснажених родовищ природних газів //Матеріали 2 наук.-техн. конф. -Львів. - 1997. - С.58.

20. Єгер Д.О. Направлені методи дії на ПЗП як інструмент підвищення вуглеводневилучення //Нафтова і газова промисловість. – 2003.- № 2.- С.41-42.

21. Качмар Ю.Д., Єгер Д.А., Любомирова Е.Г., Костур І.Н. Разобичение ствола скважин поликонденсирующейся псевдопластической жидкостью //Нефтепромысловое дело.-М.: ВНИИОЭНГ.- 1982. – Вып.14.- С.19–36.

22. Єгер Д.О. Особливості обробки низькопроникних газонасичених пластів кислотними розчинами //Тези доповідей і повідомлень науково-практичної конференції „Стан, проблеми і перспективи розвитку нафто-газового комплексу Західного регіону України”. – Львів: УНГА.- 1995. – С.86.

23. Єгер Д.О. Про рух високов’язких рідин у різнопроникних шарах //Нафта і газ України. - Київ. – 2002. – С.151–153.

24. Єгер Д.О. Використання високов’язких рідин для спрямованої дії на привибійну зону багатошарових пластів //Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ.- Івано-Франківськ. ІФНТУНГ– 2003.- №1.- С.61–63.

25. Єгер Д.О., Дорошенко В.М. Розвиток технологій водообмежувальних робіт на полімерній основі //Нафта і газ України.- Івано-Франківськ.- 2000.- С.255.

26. Єгер Д.О. Цільові функції інтенсифікації видобутку в системі розробки родовищ нафти і газу //Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу.- 2003. - № 1.- С 28 -- 30.

27. Єгер Д.А. Принципы регулирования вытеснения нефти упорядоченными действиями на призабойную зону пластов //Pozyskiwanie paliw węglowodorowych ze zrodlel krajowych – innowacje i osiagniecia. – Krakow.- 2002. - P.549–552.

28. Єгер Д.О., Ковальчук М.Р., Григоренко В.В., Ковальчук Н.О. “ГОРИЗОНТ-3D”. Геолого-математичне моделювання на персональних комп’ютерах об’ємного розподілу запасів вуглеводнів у покладах за класами колекторів //Матеріали 5-ї Міжнародної конференції “Нафта і газ України 98”.- Полтава.- Том 2. –1998. - С.53.

29. Григоренко В.В., Єгер Д.О., Ковальчук М.Р., Ковальчук Н.О. Моделювання гідродинамічної задачі фільтрації флюїдів з допомогою програмного комплексу “Горизонт-3D” для відтворення історії розробки нафтових і газових родовищ з метою прогнозування і оптимізації їх нафто- і газовіддачі в процесі дорозробки //Матеріали 6-ї Міжнародної науково-технічної конференції “Нафта і газ України”.- Івано-Франківськ: УНГА. - 2000. - Том 2.- С.162–163.

30. Єгер Д.О. Дорошенко В.М., Зарубін Ю.О., Бондарук В.Ю. Підвищення нафтовіддачі регульванням фільтраційними потоками шляхом дії на привибійну зону пласта //Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ.- Івано-Франківськ: ІФДТУНГ. - 1998.- №35. - С.84–88.

31. Способ выделения промышленно-продуктивных коллекторов: А.с. 523578 СССР, МПК G01V5/00 /О.Н. Кись, Ю.Д. Качмар, Д.А. Єгер, Н.М. Свихнушин, В.Е. Якив, М.Н. Сорока, Я.Н. Драбина. - № 2116590/25; Заявлено 18.03.75.

32. Тампонажный раствор: А.с. 730954 СССР, МПК E21B 33/138 /Ю.Д. Качмар, Е.Г. Любомирова, Н.А. Николаенко, Д.А. Єгер.- № 2586623 /22-03; Заявлено 02.03.78; Оpubл. 30.04.80, Бюл. № 16.

33. Способ разобщения межтрубного пространства скважины: А.с. 861553 СССР, МПК E21B33/12 /Ю.Д. Качмар, Д.А. Єгер, И.Н. Костур, Е.Г. Любомирова, В.А. Шокалюк, А.Б. Меркурьев. - № 2876607/22-03; Заявлено 27.12.79; Оpubл. 07.09.81, Бюл. № 33.

34. Состав для разобщения межтрубного пространства :А.с. 861555 СССР, МПК E21B33/138 /Ю.Д. Качмар, Д.А. Єгер, М.В. Дылевой, Н.М. Ватаманюк.- № 2180963/22-03; Заявлено 13.10.75; Оpubл. 07.09.81, Бюл. № 33.

35. Способ кислотной обработки обводненного пласта:А.с.1078977СССР, МПК E21B43/27 /А.М. Гнатюк, Д.А. Єгер, О.Н. Кись, И.И. Музычко, Н.А. Николаенко, В.Я. Онищенко, Л.В. Преснякова.- №3482892/22 – 03; Заявлено 12.09.84.

36. Способ кислотной обработки нефтенасыщенного пласта: А.с. 1229548 СССР, МПК E21B43/27 /Д.А. Єгер, Ф.С. Семикашев, В.П. Заяц, Н.Н. Лилак. - № 3790129; Заявлено 15.09.84.

37. Пат. 20550А Україна, Е21В43/27 /Спосіб селективної обробки газових свердловин /Д.О. Єгер, А.М. Садов, К.І. Козак, А.Г. Кукуєв, М.А. Солодкий, Е.А. Грушко, М.І. Рудий. – Заявлено 15.02.91; Опубл. 15.07.97, Бюл. № 1.

38. Способ обработки призабойной зоны пласта: А.с. 966231 СССР, МПК Е21В43/27/ А.М. Гнатюк, В.П. Козак, О.Н. Кись, Д.А. Егер.- № 2971371/22-03; Заявлено 12.08.80; Опубл. 15.10.82, Бюл. № 38.

39. Способ обработки призабойной зоны пласта: А.с. 1677278 СССР, МПК Е21В43/27 /Д.А. Егер, О.Н. Кись, К.И. Коза, Н.А. Солодкий, Е.А. Грушко.- №44869924/03;- Заявлено 29.06.88; Опубл. 15.09.91, Бюл. № 34.

40. Способ газокислотной обработки призабойной зоны пласта: А.с. 1001721 СССР, МПК Е21В43/27 /А.М. Гнатюк, В.П. Козак, Д.А. Егер, О.Н. Кись, Е.С. Сухан, Ю.В. Гузар, Ф.С. Семикашев.- № 3275616/22-03; Заявлено 10.04.81.

41. Пат. 28934А Україна, МПК Е21В33/138. Гелеутворююча композиція “РПОЛ” для ізоляції пластових вод в свердловинах /В.М. Дорошенко, Д.О. Єгер, А.В. Саранов, В.С. Гаркот, І.А. Пилипещ, В.Г. Касянчук, М.А. Столяров.- № 97115437; Заявлено 12.11.1997; Опубл. 16.10.2000.

42. Способ восстановления герметичности обсадной колонны: А.с. 1624127 СССР, МПК Е21В33/13 /Д.А. Егер, О.Н. Кись, А.М. Садов, В.А. Андрусив.- № 4667087; Заявлено 23.02.89; Опубл. 30.0 1.91, Бюл.№ 4.

43. Пат. 28209А Україна, МПК Е21В43/22. Спосіб ізоляції припливу пластових вод у свердловину /В.М. Дорошенко, Д.О. Єгер, В.А. Пестриняк, І.А. Пилипещ, В.Г. Касянчук, М.А. Столяров, Я.В. Соломчак.- № 95073461; Заявлено 24.07.1995; Опубл. 16.10.2000.

44. Пат. 4606 Україна, МПК Е21В33/13. Спосіб створення гідроізолюючого екрану в пласті. /Д.О. Єгер, О.М. Кись, В.С. Бойко, І.М. Купер.- Заявлено 20.07.1993; Опубл. 26.12.1994, Бюл. № 7.

45. Пат. №29560 Україна, МПК Е21В43/25. Спосіб обробки привибійної зони продуктивного пласта та пристрій для його здійснення /Д.О. Єгер, А.В. Корзун, Н.Н. Лилак, В.І. Шубін.- Опубл. 15.11.2000, Бюл. № 8.

46. Пат. №1071 Україна, МПК Е21В28/00. Пристрій для обробки продуктивного шару /В.М. Архипенко, Д.О. Єгер, М.М. Лилак, та інші.- Опубл 15.10.2001, Бюл. № 9.

47. Пат. №140 Україна, МПК Е21В43/25. Пристрій для відновлення продуктивності нафтових свердловин /А.Ф. Кічигін, В.М. Слідченко, Д.О. Єгер, О.Н. Терентьев, В.М. Бульбас, М.М. Лилак.- №95125211/К; Заявлено 11.12.95; Опубл. 30.04.98, Бюл. № 2.

48. Пат. №2107814 Российская федерация, МПК Е21В43/25. Способ импульсного воздействия на продуктивный пласт и устройство для его осуществления /А.Ф. Кичигин, Д.А. Егер, В.Н. Бульбас, и др.; Опубл. 27.03.98, Бюл. № 9.



## АНОТАЦІЯ

Егер Д.О. Принципи та засоби підвищення вуглеводневилучення покладів упорядкованою дією на привибійну зону пласта. – Рукопис.

Дисертація на здобуття наукового ступеня доктора технічних наук за спеціальністю 05.15.06 — Розробка нафтових та газових родовищ. — Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Івано-Франківськ, 2003.

Дисертація присвячена вивченню проблеми збільшення вуглеводневилучення складно побудованих багатощарових покладів та розробки принципів і засобів по підвищенню вуглеводневилучення покладів упорядкованою дією на привибійну зону пластів у цілому по об'єкті розробки.

На основі проведених теоретичних, експериментальних та промислових досліджень виявлені основні закономірності впливу фільтраційної характеристики окремих шарів багатощарового пласта на коефіцієнт витиснення нафти водою у зоні впливу свердловини. Встановлені закономірності, використані для розробки ряду патенто захищених технологічних процесів направленої дії на привибійну зону багатощарових пластів, що знайшли широке застосування на родовищах ВАТ "Укрнафта".

Вперше розроблено алгоритм, принципи та засоби підвищення коефіцієнта нафтовилучення покладів зміною динаміки та напрямків фільтраційних потоків пластових флюїдів упорядкованою дією на привибійну зону пласта, у цілому по об'єкту розробки. Процес реалізовано на Долинському нафтовому родовищі і отримано високий технологічний і економічний результат.

Ключові слова: коефіцієнт витиснення, привибійна зона пласта, упорядкована дія, поклад, коефіцієнт нафтовилучення, фільтраційна характеристика.

## АННОТАЦИЯ

Егер Д.А. Принципы и методы увеличения углеводородоотдачи залежей упорядоченным воздействием на призабойную зону пласта. – Рукопись.

Диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук по специальности 05.15.06 — Разработка нефтяных и газовых месторождений. — Ивано-Франковский национальный технический университет нефти и газа, Ивано-Франковск, 2003.

Диссертация посвящена изучению проблемы увеличения углеводородоотдачи сложнопостроенных многослойных залежей и разработке принципов и методов по увеличению коэффициента нефтеотдачи направленным и упорядоченным условно-одновременным воздействием на призабойную зону пластов, в целом по объекту разработки. Проведенные теоретические, экспериментальные и промышленные исследования впервые позволили установить закономерности влияния изменения фильтрационной характеристики отдельных пропластков многослойной залежи на

коэффициент вытеснения нефти водой в зоне влияния скважины. Увеличение проницаемости в 5 раз одного из пластов двухпластовой модели приводит к снижению нефтеотдачи модели на 10%, до 10% может увеличиться нефтеотдача двухпластовой модели в зоне влияния скважины при изоляции высокопроницаемого пласта, если его доля в общей толщине залежи составляет 40 и более процентов.

Исследованиями установлено, что неуправляемое воздействие на призабойную зону многопластового продуктивного разреза одновременно с текущим увеличением продуктивности скважин приводит к снижению коэффициента нефтеотдачи залежи и, зачастую, содействуют прогрессирующему обводнению скважин.

На основании результатов изучения и исследования свойств высоковязких жидкостей, газожидкостных смесей, вязко-пластических жидкостей, поверхностных и капиллярных явлений, виброволнового и молекулярно-волнового воздействия разработано ряд патентозащищенных технологий направленного воздействия на призабойную зону многопластовых месторождений, которые успешно используются на месторождениях ОАО «Укрнефть».

Впервые разработан алгоритм, принципы и методы увеличения коэффициента нефтеотдачи сложнопостроенных многопластовых залежей упорядоченным воздействием на призабойную зону пластов по всему объекту разработки.

Разработан программный комплекс ГОРИЗОНТ 3D для построения геологических и гидродинамических моделей сложнопостроенных многопластовых залежей, который поддерживает процесс моделирования, процесс разработки залежи в режимах трехмерной трехфазной фильтрации флюидов при постоянных соотношениях несмешивающихся фаз, физико-химические свойства которых зависят только от пластового давления. Моделирование может использоваться для водонапорных режимов, заводнения, газонапорного режима и режима растворенного газа.

Процесс реализован на Долинском нефтяном месторождении, реализованы все элементы разработанного алгоритма. Получено высокую технологическую и экономическую эффективность, высокую сходимость прогнозных и фактических показателей доразработки выгодско-быстрицкой залежи Долинского месторождения.

Ключевые слова: коэффициент вытеснения, призабойная зона пласта, залежь, геологическая модель, гидродинамическая модель, фильтрационная характеристика.

## ANNOTATION

Yeger D.A. Development of principles and methods of improved petroleum recovery of fields with directional influence to a borehole zone of a place.-Manuscript.

The thesis for a Doctor of Technical Sciences Degree in the field of Development of oil and gas deposits (05.15.06), Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, Ivano-Frankivsk, 2003.

The Dissertation is devoted to investigate the problem of increasing hydrocarbon recovery hard-built multilayer fields and development of principles and methods of control of process of recovery with semi-same time influence on a borehole zone of a places. In result of theoretical, experimental and industry researches recognized main regularities of influence on the waterflooding displacement coefficient by changing filtration characteristic of separate stage of multilayer place in the well's influence zone. Recognized regularities used to develop a strait of patent-protected technological processes of directed influence on the borehole zone of multilayer strata that have found wide use on the petroleum fields of OOA "Ukrnafta". At first time developed the algorithm of principles and methods of control work out of fields according to stream's of filtration dynamic and direction in the semi-same time influence on the borehole zone to increase the coefficient of hydro-carbon recovery. Process is realized on the Dolynske petroleum field and received high technological and economical result.

Key words: a displacement coefficient , the borehole zone, field, geological model, hydrodynamic model, characteristic of filtration.



as283