ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ ДЕРЖАВНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
НАФТИ І ГАЗУ

На правах рукопису

УДК 622.276.4

СМОЛОВИК ЛІАНА РОМАНІВНА

ДОСЛІДЖЕННЯ І ВДОСКОНАЛЕННЯ ТЕПЛОВИХ МЕТОДІВ ПІДВИЩЕННЯ ПРОДУКТИВНОСТІ НАФТОВИХ СВЕРДЛОВИН В РІЗНИХ ГЕОЛОГО-ПРОМИСЛОВИХ УМОВАХ

05.15.06 - Розробка та експлуатація нафтових і газових родовищ

АВТОРЕФЕРАТ

дисертації на здобуття наукового ступеня

кандидата технічних наук

Івано-Франківськ

1996

Дисертацією є рукопис

Робота виконана в Івано-Франківському державному технічному університеті нафти і газу

Науковий керівник - доктор технічних наук, професор **Зарубін Юрій Олександрович**

Офіційні опоненти - доктор технічних наук, професор **Яремійчук Роман Семенович**

кандидат технічних наук, с.н.с. **Пеленичка Лев Григорович**

Провідна організація - **Український державний геологорозвідувальний інститут** (м. Львів)

Захист відбудеться 20 лютого 1997 р. о 10 годині на засіданні спеціалізованої вченої ради Д 09.02.05 в Івано-Франківському державному технічному університеті нафти і газу (284018, Івано- Франківськ, вул. Карпатська,15)

Відгуки на автореферат у двох примірниках, завірені печаткою, просимо надсилати на адресу: 284018, Івано-Франківськ , вул. Карпатська, 15, вченому секретарю ради Д 09.02.05.

З дисертацією можна ознайомитися у бібліотеці Івано- Франківського державного технічного університету нафти і газу (м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15).

Автореферат розісланий 17 січня 1997 р.

Вчений секретар спеціалізованої вченої ради, д.т.н., проф. Векерик В.І.

ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА РОБОТИ

Актуальність теми. В умовах гострого дефіциту вуглеводневої сировини важлива роль у поліпшенні паливно-енергетичного балансу України відводиться важковидобувним джерелам вуглеводнів. До них, зокрема, відносяться важкі високов'язкі нафти. За даними Національної програми "Нафта і газ України до 2010 року" геологічні ресурси важких нафт в надрах нашої держави складають близько 94,438 млн.т.

Запаси важких нафт пов'язані як з окремими родовищами, так і з пластами та облямівками на газоконденсатних родовищах. Важкі нафти характеризуються високою в'язкістю та наявністю асфальтеносмолопарафінових компонентів, що призводить до значних втрат тиску по шляху руху нафти з пласта до промислових нафтозбірних установок, неповного охоплення продуктивних відкладів розробкою з утворенням застійних зон та інтенсивного відкладання твердих вуглеводнів у привибійній зоні пласта (ПЗП), насосно-компресорних трубах (НКТ) і промислових комунікаціях. Ряд покладів важких нафт підстилається підошовною водою, що істотно ускладнює процес експлуатації свердловин внаслідок конусоутворення. Вказані фактори зумовлюють невисокі поточні рівні видобутку нафти і низькі коефіцієнти кінцевого нафтовилучення.

Аналіз відомих методів підвищення коефіцієнту нафтовилучення показує, що стосовно до родовищ з важкими високов'язкими нафтами найбільш ефективними є теплові методи. Однак, відомі методики розрахунку процесу теплової дії на пласт, ПЗП і стовбур свердловин вимагають вдосконалення, так як містять громіздкі вирази, складні інтегральні перетворення і мають ряд допущень і наближень, які значно спрощують процес.

Для використання теплових методів в умовах водоплаваючих покладів принциповим є динаміка конусоутворення. Незважаючи на багаточисленні дослідження, окремі сторони процесу конусоутворення вивчені недостатньо, ряд запропонованих теоретичних розв'язків є

наближеними, дають значну похибку і не розкривають характеру процесу підйому конуса підошовної води.

Потребують вдосконалення технології теплової дії на пласт, ПЗП, стовбур свердловин і підвищення вуглеводневилучення водоплаваючих покладів.

Тому актуальним є проведення додаткових досліджень з метою вдосконалення розрахункових методик і технологій підвищення коефіцієнту нафтовилучення покладів важких високов`язких нафт.

Мета наукового дослідження.

Вдосконалення методик розрахунку і технологій підвищення нафтовилучення покладів важких високов`язких нафт тепловими методами.

Основні завдання наукового дослідження.

1. Розробка математичної моделі циклічного внутрішньопластового горіння (ВГ), вивчення основних закономірностей процесу та оцінка його ефективності.

2. Вдосконалення методик розрахунку і технологій теплової дії на привибійну зону пласта із застосуванням рідинного теплоносія і вибійного нагрівника, вибір оптимальних параметрів процесу.

3. Вдосконалення методик розрахунку і технологій теплової дії на стовбур свердловини.

4. Вдосконалення методик розрахунку процесу конусоутворення на водоплаваючих нафтових і газових покладах, розробка технологій підвищення коефіцієнту вуглеводневилучення.

Методи дослідження. Поставлені задачі вирішувались на основі теоретичних досліджень з використанням методів математичної фізики, теорії катастроф та планування експерименту.

Наукова новизна дослідження.

1. Розроблена математична модель циклічного внутрішньопластового горіння і запропоновано чисельний алгоритм її реалізації.

2. Доведено технологічну ефективність циклічного внутрішньопластового горіння, проведено оцінку впливу на процес ВГ різних факторів.

3. Вдосконалено математичні моделі та схеми розрахунку методів теплової дії на ПЗП та стовбур свердловин з використанням рідинних (вода, конденсат) та газоподібних теплоносіїв. Отримано формулу для розрахунку температури на стінці вибою свердловини при тепловій дії на ПЗП із застосуванням вибійного нагрівника. Доведено ефективність застосування в ролі теплоносія газорідинної суміші. Обгрунтовано використання вибійного електронагрівника разом з нагнітанням у затрубний простір свердловини теплоносія.

4. Обгрунтовано монотонний характер поведінки конуса підошовної води і встановлено межі області його існування. Одержано нові аналітичні залежності, що описують динаміку конусоутворення. Запропоновано нові технології активної дії на конус води.

Практична цінність дослідження.

1. Запропоновано та обгрунтовано технологію циклічного внутрішньопластового горіння, доказано її ефективність.

2. Вдосконалено технології теплової дії на ПЗП із застосуванням рідинного теплоносія та електронагрівника, теплової дії на стовбур свердловин нагрітими рідиною, газом і газорідинною сумішшю і поєднання їх дії з прогрівом електронагрівниками.

3. Запропоновано технології підвищення вуглеводневилучення з водоплаваючих покладів.

Методики розрахунків технологічних параметрів теплових методів апробовано стосовно до умов Коханівського нафтового (св. № 21) , Яблунівського (св. № 68) і Бабченського нафтогазоконденсатних родовищ (св. № 3).

Основні положення дисертації, що виносяться на захист.

1. Ідея застосування циклічного внутрішньопластового горіння на родовищах високов'язких нафт з рідкою сіткою розміщення свердловин. Математична модель і технологія циклічного внутрішньопластового горіння.

2. Вдосконалені методики розрахунку і технології теплової дії на ПЗП і стовбур свердловин за рахунок використання рідинних , газоподібних і газорідинних теплоносіїв, вибійних електронагрівників та їх поєднання.

3. Обгрунтування монотонного характеру підйому конуса підошовної води ; нові аналітичні залежності для розрахунку граничних безводних дебітів нафти (газу), тривалості безводного періоду експлуатації свердловин та висоти підйому конуса підошовної води; нові технології активної дії на конус води.

Особистий внесок дисертанта в розробку наукових результатів. Математичні моделі і технології теплової дії на пласт, ПЗП і стовбур свердловини та технології підвищення вуглеводневилучення з водоплаваючих покладів розроблено особисто автором. Постановка задач по темі дисертації належить науковому керівнику д.т.н., професору Ю.О.Зарубіну.

Рівень реалізації та впровадження наукових розробок. Результати дисертаційної роботи використано при виконанні госпдоговірної тематики за №№ Г-13-5/92, Д-19-5/95, Г- 27/94, Г-28/94, Г-207/93 в науково-дослідному інституті нафтогазових технологій Івано-Франківського державного технічного університету нафти і газу, а також використовуються в навчальному процесі (лекції, курсове і дипломне проектування) при вивченні профілюючих дисциплін студентами спеціальності 7.09.03.07 - розробка та експлуатація нафтових і газових родовищ.

Апробація роботи. Основні положення дисертаційної роботи доповідалися на наступних конференціях і семінарах: на міжнародній науково-практичній конференції "Проблеми і шляхи енергозабезпечення України" (7-10 грудня, 1993р.); на науково-практичній конференції "Нафта і газ України" (м.Київ, 17-19травня, 1994р.); на науково-технічних конференціях професорсько-викладацького складу Івано-Франківського державного технічного університету нафти і газу (м.Івано-Франківськ, 1994, 1995, 1996рр.); на науково-практичній конференції

"Стан, проблеми і перспективи розвитку нафтогазового комплексу Західного регіону України" (м.Львів, 28-30 березня 1995р.); на науково-практичній конференції " Проблеми науково-технічного прогресу АТ "Укрнафта" в умовах ринку " (м. Івано-Франківськ, 27-29 вересня 1995р.); на науково-практичній конференції "Нафта і газ України" (14-16 травня, 1996р.).

Матеріали за темою дисертації доповідалися також при захисті звітів про науково-дослідні роботи в ІФДТУНГ (1993-1995рр.) і АТ "Укрнафта".

Публікації результатів наукових досліджень. За результатами досліджень, які викладені в дисертації, опубліковано 21 роботу, з них 10 робіт без співавторства.

Структура і обсяг дисертаційної роботи. Дисертація складається з вступу, п'яти розділів, загальних висновків, списку використаної літератури з 188 найменувань на 20 сторінках. Зміст роботи викладено на 189 сторінках машинописного тексту, робота включає 35 рисунків і 15 таблиць.

Автор виносить подяку своєму науковому керівнику д.т.н., професору Ю.О. Зарубіну за допомогу і корисні поради, а також колективу кафедри розробки та експлуатації нафтових і газових родовищ за підтримку, надання консультацій та створення сприятливих умов для виконання роботи.

ОСНОВНИЙ ЗМІСТ РОБОТИ

У вступі обгрунтовано актуальність досліджуваної проблеми, наведено основні напрямки наукових досліджень і подано коротку характеристику роботи.

Перша глава присвячена огляду досліджень в області видобутку важких високов'язких нафт.

Аналіз літературних матеріалів і промислових даних з розробки та експлуатації родовищ з важкими високов'язкими нафтами показує, що основні ускладнення в процесі видобутку нафти пов'язані, в основному, з її фізико - хімічними властивостями. Важкі високов'язкі нафти малорухливі, фільтрація їх в пласті переважно характеризується наявністю початкового градієнта тиску, при русі нафти в пористому середовищі, стовбурі свердловин і викидних лініях мають місце значні втрати тиску, видобуток нафти супроводжується інтенсивним парафіно-відкладенням у привибійній зоні пласта, насосно-компресорних трубах і промислових комунікаціях, при зупинках свердловин можливе застигання нафти у стовбурі і викидних лініях.

Через аномальні фізико-хімічні властивості нафти розробка родовищ важких нафт традиційними методами малоефективна. Тому актуальним є створення нових технологій розробки родовищ та експлуатації свердловин, які забезпечили б досягнення високих коефіцієнтів нафтовилучення. Серед відомих методів підвищення коефіцієнту нафтовилучення стосовно до родовищ важких високов'язких нафт найбільш ефективними є теплові методи. До них відносяться методи теплової дії на пласт (проведення внутрішньопластового горіння, нагнітання в пласт нагрітої води, пари та інших теплоносіїв, застосування комбінованої дії теплом і хімічними реагентами); методи локальної дії на привибійну зону пласта (циклічне нагнітання в привибійну зону пари, нагрітої рідини і періодичний чи постійний електропрогрів); методи теплової дії на стовбур свердловини (застосування вибійних і постовбурних нагрівників, нагнітання у свердловину різних теплоносіїв).

Значний внесок у розробку теплових методів підвищення коефіцієнту нафтовилучення і продуктивності свердловин зробили А.А. Абасов, Н.А. Авдонін, І.Д. Амелін, О.І. Акульшин, М.А. Багіров, Ж. Бурже, Н.К. Байбаков, В.С. Бойко, Г.Г. Вахітов, Готфрід, А.Р. Гарушев, К.К. Дубровай, В.М. Дорошенко, Ю.В. Желтов, Ю.П. Желтов, Ю.О.Зарубін, М.Комбарну, Г.А. Ловер'є, Г.Є. Малофеєв, А.Х.Мірзаджанзаде, А.Ю. Наміот, І.І. Непримеров, К.А. Оганов, М.А.Пудовкін, Ю.М. Просьолков, Л.Г.Пеленичка, Л.І. Рубінштейн, Г.Д. Савенков, М.Л. Сургучов, Е.М. Сімкін, А.І.Сергеев, П. Суріо, Л.А.Толстов, І.А. Чарний, Е.Б. Чекалюк, А.Б. Шейнман, Р.С. Яремійчук та інші дослідники. Ними розроблено теоретичні основи теплових методів, технології теплових обробок свердловин і проведено успішні випробування.

Однак, відомі методики розрахунку процесу теплової дії на пласт, привибійну зону і стовбур свердловини мають ряд допущень і наближень (приймається усередненою температура по пласту і стовбуру свердловин, постійною в часі температура на вибої при нагнітанні теплоносія і дії вибійним нагрівником, не враховується зміна параметрів теплоносія від температури і теплообмін між теплоносієм і газорідинною сумішшю в насосно-компресорних трубах при нагнітанні теплоносія по затрубному простору і т.д.). Не в повному об'ємі проведено дослідження впливу окремих факторів (характеристик теплоносія, пористого середовища і нафти, глибини свердловини та інших) на ефективність теплової дії на привибійну зону і стовбур свердловини.

Наведене обгрунтовує необхідність проведення додаткових досліджень із вдосконалення методик розрахунку і технологій видобутку важких високов'язких нафт тепловою дією на пласт, ПЗП і стовбур свердловин.

В другій главі досліджується можливість проведення внутрішньопластового горіння в циклічному режимі.

Серед методів теплової дії на пласт найбільш ефективним є внутрішньопластове горіння (ВГ).

Традиційні технологічні схеми ВГ передбачають закачку окислювача в нагнітальні свердловини і витіснення нафти з пласта до видобувних свердловин. Здійснення такої технології вимагає густої сітки розміщення свердловин на площі нафтоносності. При відносно рідкій сітці свердловин, яка характерна для більшості родовищ України, підтримання горіння на значній відстані від нагнітальної свердловини вимагає таких витрат повітря, а відповідно і тисків нагнітання, що виходять за межі технічних можливостей.

В цьому випадку для збільшення продуктивності свердловин та коефіцієнту нафтовилучення рекомендується проводити ВГ у циклічному режимі. Суть його полягає в нагнітанні окислювача в окрему свердловину протягом певного періоду часу з наступним відбором нафти з цієї ж свердловини, після чого проводять повторну закачку окислювача в неї.

Відомо ряд математичних моделей розрахунку процесу ВГ, зокрема, з врахуванням кінетики окислення нафти (Готфрід), обмеженості зони хімічної реакції (МІНХ і ГП), впливу перериву в подачі повітря на хід процесу ВГ (М.А.Багіров) та інші. Ці розрахункові схеми базуються в основному на однотемпературній моделі теплообміну в пористому середовищі. Тому вони не повно описують температурне поле пласта. Для оцінки ефективності циклічного ВГ та обгрунтування його технологічних характеристик нами проведено математичне моделювання процесу.

Вперше запропонована нами математична модель циклічного ВГ описується системою з вісьми рівнянь з вісьмома невідомими і включає зокрема:

- рівняння лінійного конвективного теплопереносу в пористому середовищі з врахуванням теплопровідності фаз і міжфазного теплообміну;

- рівняння використання нафтового палива;

- рівняння неперервності потоків рідини та газу;

Для знаходження швидкостей реакції окислення і горіння нафти використовується відоме рівняння Арреніуса, а для знаходження швидкостей фільтрації фаз у пористому середовищі - закон Дарсі .

Описану систему диференціальних рівнянь разом з відповідними початковими і граничними умовами апроксимовано системою кінцево-різницевих рівнянь. Побудовано алгоритм і програму розв'язку на ЕОМ. При моделюванні процесу циклічного ВГ вперше враховано теплообмін між теплоносієм і скелетом пористого середовища на основі двотемпературної моделі. Сама математична модель розроблена з акцентом на температурну обстановку в пласті і ті явища, що пов'язані із зростанням температури.

Описана система рівнянь використовується і при розрахунку процесу відбору флюїда з пласта. При цьому темп нагнітання окислювача замінюється дебітом нафти.

Для визначення основних показників технологічної ефективності процесу циклічного ВГ здійснено чисельний експеримент на основі запропонованої математичної моделі з використанням теорії планування експериментів. Експеримент реалізовано за типом, що базується на методі ортогональних латинських квадратів. Розрахунки проведено з використанням даних для умов гіпотетичного покладу . Вперше одержано регресійні залежності сумарного видобутку нафти і тривалості роботи свердловини на підвищеному дебіті від темпу і тривалості нагнітання окислювача, частки кисню в потоці і початкової паливонасиченості. Вони дають змогу оцінити вплив визначальних параметрів на характеристики процесу циклічного ВГ і встановити їх оптимальні значення. Згідно з результатами розрахунків, сумарний видобуток

нафти і тривалість роботи свердловини на підвищеному дебіті зростають із збільшенням частки кисню в потоці, часу й об'єму нагнітання окислювача. Із збільшенням темпу нагнітання окислювача вказані параметри зростають, досягають максимуму, після чого зменшуються.

Апробацію запропонованої математичної моделі циклічного ВГ проведено для реальних умов св. N21 Коханівського родовища. Аналіз результатів розрахунків показує, що фронт горіння рухається досить повільно і за 30 діб прогріву досягає 250 м. Аналогічно повільно відбувається остигання пласта в процесі відбору нафти (за 300 діб роботи після 30 діб здійснення ВГ радіус прогріву зменшується до 25 м). Підтримання протягом тривалого періоду часу експлуатації свердловини високої вибійної температури запобігає парафіновідкладенню в НКТ. Важливо, що тривалість роботи свердловини з підвищеним дебітом значно перевищує тривалість самого процесу горіння. Це пояснюється характерною особливістю теплопереносу в пористому середовищі: теплові фронти переміщуються з швидкостями в декілька разів меншими швидкостей фільтрації. Результати обчислень показують, що оптимальними для умов даної свердловини є: цикл нагнітання окислювача 30 діб з темпом 60 тис. $м^3$/доб і відповідно цикл відбору 318 діб, за які додатково видобувається 1148 т нафти, а сумарний видобуток нафти становить 3160 т (рис.2.1).

Моделювання наступних циклів процесу супроводжуватиметься зміною насиченостей пористого середовища окремими фазами: зростатиме газонасиченість і відповідно зменшуватиметься нафтонасиченість пласта. Тому з кожним наступним циклом зменшуватиметься інтенсивність видобутку, а отже й ефективність від застосування ВГ.

Таким чином, математичне моделювання процесу циклічного ВГ стосовно до умов Коханівського нафтового родовища показало правильність теоретичних положень, покладених в основу моделі, і свідчить про технічну можливість і технологічну ефективність застосу-

вання циклічного ВГ для підвищення нафтовилучення з пластів на родовищах важких високов'язких нафт з рідкою сіткою свердловин.

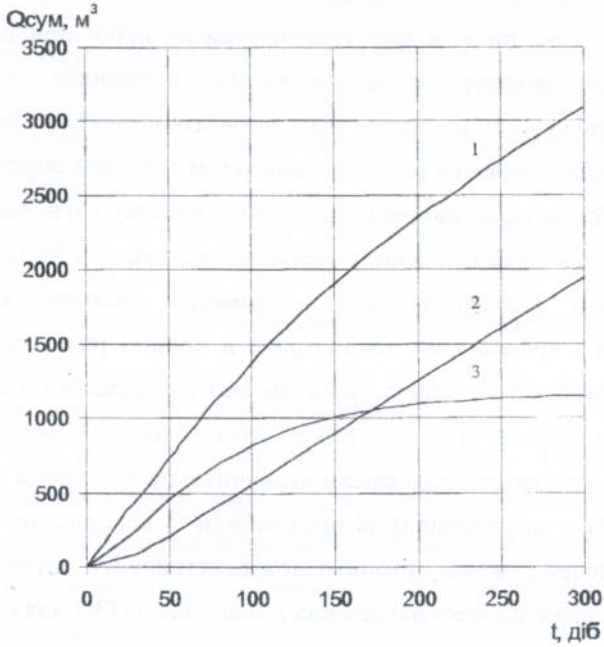

Рисунок 2.1. - Зміна в часі сумарного (1, 2) і додаткового видобутку нафти (3) при здійсненні циклічного ВГ протягом 30 діб з темпом нагнітання повітря 60 тис.м^3 /доб (1, 3) і при відсутності теплової дії на зону дренування свердловини (2).

Третя глава присвячена дослідженню теплової дії на ПЗП.

В роботі розглянуто методи дії рідинним теплоносієм на ПЗП і електропрогрів ПЗП у зупиненій свердловині, що найбільш часто застосовуються на практиці.

На сьогодні відомо ряд технологій і математичних моделей процесу теплової дії на ПЗП. Зокрема, аналітичні дослідження дії рідинним теплоносієм на пласт і привибійну зону висвітлено в роботах Г.А.Ловер'є, Е.Б.Чекалюка, Г.Є.Малофєєва, Л.І.Рубінштейна,

М.А.Пудовкіна та інших. Однак, відомі розрахункові схеми є дещо спрощеними, приймається усередненою температура в ПЗП і стовбурі свердловини, постійною в часі температура на вибої при нагнітанні теплоносія, не враховується зміна параметрів теплоносія і пластового флюїда від тиску і температури. Тому проведено додаткові дослідження з метою вдосконалення розрахункових схем теплових обробок ПЗП.

Розроблена нами математична модель процесу нагнітання рідинного теплоносія в ПЗП, в основу якої покладено відому формулу А.Ю. Наміота, включає залежність параметрів теплоносія від тиску і температури і враховує всі тепловтрати в процесі руху теплоносія в НКТ і безпосередньо в пласті. Вона дає змогу отримати розподіл температури по довжині НКТ для різних початкових температур і темпів нагнітання теплоносія і тим самим визначити, за яких умов можливий прогрів ПЗП у свердловинах різної глибини. З використанням запропонованої розрахункової методики можна встановити оптимальні значення параметрів процесу нагнітання теплоносія в ПЗП для свердловин з різною геолого-промисловою характеристикою для розплавлення асфальтеносмолопарафінових речовин.

Аналіз результатів досліджень показує, що приріст у часі вибійної температури тим більший, чим вища початкова температура і більший темп нагнітання теплоносія. Однакової температури на стінці вибою свердловини можна досягнути нагнітанням великих об'ємів теплоносія при низьких початкових температурах чи менших об'ємів при більших температурах. Наприклад, вибійна температура 83,12 - 83,2^{0}С для свердловини глибиною 2200 м забезпечується нагнітанням 90 м^3/доб гарячої води з початковою температурою 100^{0}С чи 30 м^3/доб з початковою температурою 150^{0}С.

Нагнітання великих об'ємів води може ускладнити процес подальшого освоєння свердловини. Тому потрібно вибирати такі параметри процесу теплової обробки привибійної зони пласта, при яких об'єм закачаної води буде мінімальним. Одночасно необхідно врахо-

вувати можливість нагріву води до високої температури, термостійкість конструкції свердловини, техніко-економічну сторону проблеми і необхідну температуру обробки привибійної зони пласта, зокрема температури насичення нафти парафіном і плавлення парафіну.

Для більшої ефективності процесу запропоновано заповнювати затрубний простір свердловини речовиною з низьким коефіцієнтом теплопровідності, наприклад, газом.

Для розрахунку поширення тепла в пласті при нагнітанні гарячої води використано модель лінійного конвективного теплопереносу в пористому середовищі з врахуванням теплопровідності фаз і міжфазного теплообміну.

Аналіз результатів досліджень показує, що радіус зони теплового впливу (зони, в якій температура більша пластової) зростає в часі із збільшенням початкової температури і темпу нагнітання теплоносія. Так, для свердловини глибиною 2200 м і пластовою температурою 62,8 ^{0}C при глибині (радіусу) прогріву 3 м оптимальними можна вважати темп нагнітання теплоносія 30 м^3/доб протягом 10 діб (загальний об'єм рідини, що нагнітається в пласт становить 300 м^3) чи 150 м^3/доб протягом 48 год. (300 м^3) при початковій температурі нагнітання теплоносія 150 ^{0}C і заповненні затрубного простору газом , а при заповненні затрубного простору нафтою - з тими ж витратами і за той же час при початковій температурі 300 ^{0}C.

Запропонована методика розрахунку, на відміну від відомих, що виходять з умови однофазності потоку, розглядає реальний пласт як багатофазну систему (скелет, пластовий флюїд, теплоносій) і враховує теплообмін між продуктивним пластом і оточуючими породами. Вперше запропоновані залежності розподілу температури теплоносія і скелету пористого середовища по пласту одержано з двотемпературної моделі двофазного теплообміну.

З метою очистки порових каналів від асфальтеносмолопарафінових відкладів і зменшення в'язкості нафти на практиці застосовується

прогрів ПЗП вибійним нагрівником. Відомі розрахункові методики процесу електропрогріву, які запропоновані А.Б.Шейнманом, Г.Є.Малофєєвим, А.І.Сєргеєвим, Є.М. Сімкіним та іншими, виходять з постійної в часі температури на стінці вибою свердловини, нехтують теплообміном з оточуючими породами і впливом останнього на дебіт свердловини, а також не враховують, що на тепловий потік, напрямлений в глибину пласта, накладається конвективний тепловий потік пластової рідини, що поступає з пласта і чинить охолодження.

Розроблена нами математична модель враховує зміну в часі температури на стінці вибою свердловини та залежність параметрів пласта і флюїда від температури. Вперше отримано наступну залежність для зміни в часі температури на стінці вибою свердловини у вигляді:

$$t_c = t_{пл} + \frac{N\tau}{2\pi h_{пл} \cdot [C_{ск}\rho_{ск}(1-m) + C_н \rho_н m] J(\tau)}$$

де $J(\tau) = \int_{r_c}^{r(\tau)} \exp\left[-A(F_0)\frac{\bar{r}-1}{\sqrt{F_0}} \right] r dr$.

$$A(F_0) = 0{,}85 + 0{,}27 \cdot \sqrt[4]{F_0}, \qquad \text{при} \quad 0{,}001 \le F_0 \le 100$$

$$\bar{r} = \frac{r(\tau)}{r_c}$$

де $t_{пл}$ - початкова (пластова) температура; N - потужність електронагрівника; τ - час прогріву привибійної зони пласта; $C_{ск}, \rho_{ск}$ - відповідно теплоємність і густина скелету породи; $C_н$, $\rho_н$ - відповідно теплоємність і густина нафти; $h_{пл}$ - товщина пласта; m - коефіцієнт відкритої пористості; F_0 - безрозмірний час теплової дії; $\bar{r}$ - безрозмірний радіус теплової дії; $r(\tau)$ - радіус присвердловинної зони; r - радіус свердловини.

Для дослідження впливу електропрогріву ПЗП на видобувні характеристики свердловин використано двотемпературну модель теплообміну між пластовим флюїдом і скелетом породи. На базі розробле-

ної математичної моделі проведено комплекс досліджень з вивчення впливу різних параметрів процесу на видобувні характеристики свердловин. Найбільш істотний вплив на дебіт свердловини мають густини нафти і скелету пласта та коефіцієнт відкритої пористості, значно менший - теплоємність пласта і флюїда. Це дає змогу підібрати оптимальні значення параметрів теплової дії на ПЗП з метою досягнення найбільшої ефективності процесу.

В четвертій главі розглядається дія тепловим полем на стовбур свердловини.

Вивченню температурного поля в стовбурі свердловин і оточуючих гірських породах присвячено роботи А.Ю. Наміота, І.І. Непримерова, М.А.Пудовкіна, Ю.М. Просьолкова та інших. Однак у відомих розрахункових методиках включаються допоміжні усталені коефіцієнти, що робить їх малозручними для практичного використання, і нехтується зміною параметрів теплоносія від тиску і температури. З метою вдосконалення існуючих розрахункових схем проведено додаткові дослідження теплової дії на стовбур видобувних свердловин.

Нами запропоновано вдосконалену розрахункову схему нагнітання рідинного (вода, конденсат) та газоподібного теплоносія в затрубний простір видобувних свердловин, яка враховує зміну параметрів теплоносія від тиску і температури і процес теплообміну між теплоносієм в затрубному просторі і сумішшю пластового флюїду і теплоносія в НКТ. З використанням її проведено розрахунки для різних значень глибин свердловини, витрат і початкових температур теплоносія, фізико-хімічних властивостей і дебіту нафти.

Аналіз результатів досліджень показує, що найбільш ефективним теплоносієм є вода. При її нагнітанні у порівнянні з іншими теплоносіями досягається вища температура суміші (нафти і теплоносія) на гирлі і по всій довжині НКТ, що запобігає парафіновідкладенню в стовбурі експлуатаційної свердловини. Однак, при нагнітанні води зменшується дебіт нафти у порівнянні з початковим значенням, що

пов'язано із значними втратами тиску при русі водонафтової суміші по НКТ і відповідно ростом вибійного тиску при тому ж значенні тиску на гирлі свердловини. При нагнітанні нагрітого конденсату в затрубний простір досягаються менші значення температури суміші в ліфтових трубах і на гирлі свердловини, ніж для води, що пояснюється меншою теплоємністю конденсату, і відповідно звужується інтервал глибин, де можна очікувати ефект від прогріву. Однак, при збільшенні витрати конденсату зростає дебіт нафти, при чому тим більше, чим більша глибина свердловини, що пов'язано із зменшенням в'язкості нафти внаслідок розчинення в ній конденсату.

Для порівняння проведено розрахунки нагнітання холодного конденсату (20 ^{0}C) в затрубний простір, які показали, що при цьому досягаються практично ті ж значення дебіту нафти, як і при нагнітанні нагрітого конденсату. Тобто конденсат є ефективним понижувачем в'язкості нафти в основному за рахунок її розчинення.

При нагнітанні в затрубний простір нагрітого газу вплив його на температуру суміші на гирлі свердловини спостерігається при витратах газу понад 10 - 20 тис. м^3/доб при початкових температурах нагрітого газу 150 - 350 ^{0}C . Температура газу практично не впливає на дебіт свердловини (глибина прогріву в НКТ змінюється в межах 20 - 320 м). Однак, при нагнітанні газу досягаються більші дебіти нафти, ніж при нагнітанні нагрітих води і конденсату. Це пояснюється тим, що при нагнітанні газу істотно зменшується густина газорідинної суміші в НКТ.

Аналіз результатів розрахунків показує, що доцільним є спільне нагнітання в затрубний простір декількох робочих агентів, зокрема газоконденсатної суміші, з метою поєднання їх позитивних характеристик. При цьому спостерігається подвійний ефект: пониження в'язкості нафти за рахунок конденсату і пониження густини нафти за рахунок газу, що призводить до зростання температури на гирлі і дебіту нафти.

Використання газоконденсатної суміші в ролі теплоносія запропоновано вперше.

Іншим напрямком теплової дії на стовбур свердловин є застосування вибійних електронагрівників. Аналіз розрахункових даних показує, що вибійні нагрівники сприяють збільшенню температури в окремих точках колони НКТ і на гирлі свердловини. Одночасно зростає дебіт нафти. Ефект від застосування вибійного нагрівника тим вищий, чим менша глибина свердловини і більший дебіт нафти та потужність нагрівника. Результати проведених досліджень показують, що вибійні нагрівники можна застосовувати тільки в неглибоких свердловинах і при певних значеннях дебіту нафти. В глибоких свердловинах слід поєднувати вибійні нагрівники з нагнітанням у затрубний простір теплоносія.

Нами розроблено схему розрахунку нагнітання рідинного і газоподібного теплоносія в затрубний простір видобувної свердловини в поєднанні з прогрівом вибійним електронагрівником. Згідно з результатами досліджень, при такому поєднанні отримуються значно вищі значення температури суміші на гирлі і дебіту нафти, ніж при нагнітанні тільки теплоносія чи дії лише нагрівником.

Одним з варіантів реалізації розглянутої технологічної схеми теплової дії на газорідинний потік в НКТ є застосування вибійних нагрівників з подачею теплоносія не на вибій свердловини, а тільки в ту точку НКТ вище башмака труб, де стає відсутнім або значно зменшується ефект від дії вибійного нагрівника. Це дає змогу зменшити втрати тиску на тертя при русі газорідинного потоку та одночасно підвищити температуру в трубах за рахунок попередження охолодження газорідинного потоку в нижній частині труб із-за його теплообміну з конденсатом, газом чи водою, які поступово охолоджуються при русі з гирла до вибою по затрубному простору.

Розроблені схеми теплової дії на стовбур видобувних свердловин апробовано для реальних умов св. N68 Яблунівського і N3 Бабченсько-

го нафтогазоконденсатних родовищ, результати свідчать про їх ефективність. Аналіз результатів розрахунків показує, що для св. N68 оптимальними є: нагнітання гарячої води з витратою 15 $м^3$/доб і нагрітого конденсату з витратою 180 $м^3$/доб при температурі нагнітання 200 ^{0}С. При вказаних витратах і початкових температурах теплоносія досягається оптимальна температура нагріву суміші в НКТ, яка згідно з результатами лабораторних досліджень проби нафти з св. N68 Яблунівського родовища складає 50 - 53 ^{0}С. Для св. N3 Бабченського родовища оптимальним є нагнітання в затрубний простір свердловини газоконденсатної суміші з дебітом газу 3,21 тис. $м^3$/доб та об'ємним вмістом конденсату в пластовій рідині 30% при температурі нагнітання 20 ^{0}С. В результаті впровадження цієї технології св. N3 Бабченського родовища введено в роботу з простою.

П'ята глава роботи присвячена проблемі конусоутворення при експлуатації водоплаваючих покладів важкої нафти.

Проведений аналіз робіт в області конусоутворення показує, що на даний час виконано значну кількість теоретичних й експериментальних досліджень, пов'язаних з формуванням конусів у пористих середовищах, визначенням граничних дебітів свердловин і депресій на пласт та вивченням впливу процесу конусоутворення на значення коефіцієнтів нафтогазоконденсатовилучення. Цій проблемі присвячені роботи З.С. Алієва, Р.А. Аллахвердієвої, Ю.С. Абрамова, А.Л. Брудно, Д. Вікова, А.П. Власенко, В.Н. Данилова, С.Н. Закірова, І.С. Закірова, Н.Ф. Іванова, А.А. Кісіля, Ю.П. Коротаєва, А.К. Курбанова, Б.Б. Лапука, Н.С. Піскунова, Ю.І. Стклянiна, В.А.Стрєжнєва, Б.Є. Сомова, Г.С.Салехова, Б.П.Садчикова, А.П.Толкова, Ф.А.Требіна, І.А.Чарного, В.Н. Щелкачова та інших вчених.

Однак через велику складність задачі окремі сторони процесу конусоутворення на сьогодні вивчено недостатньо, ряд відомих теоретичних розв'язків є наближеними і можуть давати значну похибку. З деяких питань конусоутворення різними авторами зроблено проти-

лежні висновки. Цим і зумовлюється необхідність подальших досліджень цієї проблеми.

Нами проведено дослідження з метою встановити, як проходить підйом конуса підошовної води - катастрофічно чи еволюційно. Для цього досліджено характер поведінки конуса підошовної води, спираючись на основні положення прикладної теорії катастроф. Застосування механізму теорії катастроф зводиться до дослідження поведінки деякої потенціальної функції, що описує систему n - рівнянь, які характеризують певний процес, зокрема динаміку переміщення конуса підошовної води. Для дослідження цього процесу розроблено математичну модель з врахуванням поршневого характеру витіснення нафти (газу) водою.

Отримано наступне диференціальне рівняння, що описує динаміку переміщення вершини конуса підошовної води:

$$\frac{dh}{dt} = \frac{-\Delta\rho g(-\frac{\Delta P}{\Delta\rho g} + \frac{\rho_н}{\Delta\rho} H + h)}{m\varepsilon(h + \frac{\mu_н}{\varepsilon\kappa_н} H)} \qquad (5.1)$$

де $\Delta\rho = \rho_в - \rho_н$; $\varepsilon = \frac{\mu_в}{\kappa_в} - \frac{\mu_н}{\kappa_н}$

де h - висота підйому конуса води, t - час підйому конуса води, W - сумарна швидкість фільтрації флюїдів, $W_н, W_в$ - швидкість фільтрації відповідно нафти і води, m_0 - коефіцієнт відкритої пористості; $\kappa_н, \kappa_в$ - коефіцієнти фазової проникності відповідно для нафти і води, $\mu_н, \mu_в$ - коефіцієнт динамічної в'язкості відповідно нафти і води, $\rho_н, \rho_в$ - густина відповідно нафти і води; H -товщина пласта; ΔP - перепад тиску вздовж лінії течії .

Ввівши безрозмірні параметри і використавши основні принципи теорії катастроф, в роботі обгрунтовано монотонний характер підйому

конуса підошовної води і межі області його існування залежно від характеристик продуктивних порід і пластових флюїдів.

З диференціального рівняння (5.1) отримано аналітичні вирази для висоти підйому конуса підошовної води, тривалості безводного періоду експлуатації свердловини і гранично допустимої депресії на пласт.

Співставлено результати розрахунків тривалостей періоду безводної експлуатації свердловин, одержаних за запропонованою залежністю і за методикою А.П. Тєлкова, з фактичним часом обводнення свердловин Туймазинського родовища (табл. 5.1).

Таблиця 5.1 Співставлення розрахункового і фактичного часу обводнення свердловин Туймазинського нафтового родовища.

№№ свердловини	Горизонт	Товщина пласта,м	Ступінь розкриття пласта	Відстань від вибою свердловини до початкового положення ВНК, м	Час безводної експлуатації свердловин, доби			Співвідношення розрахункового і фактичного часу підйому конуса води	
					За формулою (5.22)	За залежністю А.П.Тєлкова	Фактичний	За формулою (5.22)	За залежністю А.П.Тєлкова
306	Д-II	20,0	0,47	10,6	245	326	204	1,2	1,598
636	Д-I	5,4	0,61	2,106	82	85	80	1,025	1,062
662	Д-II	6,0	0,50	3	642	670	630	1,019	1,063
1182	Д-I	13,0	0,54	5,98	312	446	218	1,43	2,046
1267	Д-I	5,8	0,48	3,016	50	55	47	1,064	1,17
1268	Д-I	9,4	0,66	3,196	76	83	72	1,055	1,153
1283	Д-II	12,0	0,17	9,96	206	290	156	1,32	1,859

Час переміщення вершини конуса від початкового положення на задану висоту, одержаний за запропонованою залежністю, виявився у всіх випадках ближчим до фактичного часу прориву води, ніж за формулою А.П. Тєлкова.

Цю залежність можна також застосувати для умов газового покладу. Нами проведено порівняльні розрахунки гранично допустимої депресії на пласт, одержаної за запропонованою залежністю і за формулами І.А. Чарного, Б.Б. Лапука і З.С. Алієва, з фактичною депресією, при якій підошовна вода проривається на вибій свердловини

(родовище Газлі). Одержане значення гранично допустимої депресії за запропонованою залежністю є найбільш близьким до фактичної депресії.

Слід зазначити, що підйом конуса підошовної води в нафтовому покладі проходить значно швидше, ніж в газовому. Це пов'язано безпосередньо з фізичними властивостями газу (густиною, в'язкістю) та їх залежностями від тиску і температури.

З використанням одержаної залежності (5.1) оцінено вплив на динаміку конусоутворення в нафтових (газових) покладах з підошовною водою характеристик продуктивних порід і пластових флюїдів, співвідношення фазових проникностей для нафти (газу) і води, величини розкриття пласта та умов відбору флюїда.

Аналогічно моделі поршневого витіснення нафти (газу) водою розроблено математичну модель динаміки переміщення конуса підошовної води, виходячи з непоршневої схеми витіснення з використанням відносних проникностей, розрахованих за схемою Баклі - Леверетта.

Результати проведених досліджень свідчать про більш швидкий прорив підошовної води в нафтоносну зону при непоршневому витісненні нафти водою за рахунок істотного впливу співвідношення фазових проникностей для нафти і води на динаміку підйому конуса підошовної води у порівнянні з поршневим витісненням, що необхідно враховувати при проведенні практичних розрахунків. Згідно з розрахунковими даними, із зменшенням фазової проникності для води сповільнюється переміщення конуса підошовної води.

Розроблену методику розширено також на водоплаваючі газові поклади. Одним з методів впливу на динаміку підйому конуса підошовної води при експлуатації свердловин на водоплаваючих газових покладах є гідрофобізація пласта, а також нагнітання з поверхні через свердловину нижче водогазового контакту різного типу агентів, які зменшують фазову проникність пористого середовища для води. В ро-

боті запропоновано три технологічні схеми підвищення вуглеводневилучення водоплаваючих газових покладів: активна дія на конус води (для його осідання) шляхом циклічного нагнітання в зупинену свердловину водного розчину поверхнево-активної речовини і газу; спільний відбір газу і води; проведення внутрішньосвердловинної сепарації газу і води із зворотним скиданням води у водоносний пласт. Наведені технології інтенсифікації роботи газових свердловин в пластах з підошовною водою можуть бути рекомендовані для практичного застосування.

ОСНОВНІ ВИСНОВКИ

В дисертаційній роботі вдосконалено відомі і розроблено нові методики розрахунків і технології теплової дії на пласт, привибійну зону і стовбур свердловин стосовно до інтенсифікації видобутку важких високов'язких нафт в різних геолого-промислових умовах, в тому числі при наявності підошовної води.

Основні наукові і практичні результати, висновки і рекомендації, одержані при виконанні досліджень, зводяться до наступного:

1. Показано технологічну доцільність і технічну можливість застосування циклічного внутрішньопластового горіння на родовищах важких високов'язких нафт з рідкою сіткою розміщення свердловин. Розроблено математичну модель циклічного ВГ і запропоновано чисельний алгоритм її реалізації. Для умов гіпотетичного покладу досліджено вплив різних факторів на ефективність процесу циклічного ВГ з використанням теорії планування експерименту.

2. Вдосконалено математичну модель розрахунку процесу нагнітання рідинного теплоносія у ПЗП з врахуванням впливу параметрів теплоносія і зміни його фізико-хімічних властивостей від температури на ефективність прогріву ПЗП. Розроблена методика дає змогу підібрати

оптимальні параметри рідини (води, конденсату) для свердловин різної глибини з метою розплавлення відкладів парафіну в ПЗП.

3. Вдосконалено методику розрахунку параметрів процесу теплової обробки привибійної зони пласта вибійними нагрівниками з врахуванням впливу різних факторів на показники процесу. Вперше отримано фор-мулу для знаходження температури на стінці вибою свердловини при тепловій дії на ПЗП за допомогою вибійного нагрівника.

4. Вдосконалено методики розрахунку параметрів процесу нагнітання в затрубний простір свердловин нагрітих рідини, газу і газорідинної суміші, які зручні для інженерних розрахунків, вільні від допущень і наближень, що раніше приймались, і дають змогу встановити області застосування різних теплоносіїв та оптимальні значення параметрів теплової дії на газорідинний потік у стовбурі свердловин.

5. Вдосконалено методику розрахунку теплової дії на газорідинний потік у стовбурі свердловин з використанням вибійних електронагрівників, вперше запропоновано методику розрахунку спільної дії на газорідинний потік в насосно-компресорних трубах вибійними нагрівниками і теплоносієм; встановлено оптимальні області їх застосування.

6. Встановлено межі області існування конуса підошовної води залежно від депресії на пласт, рухомості флюїдів та їх густин з використанням методів теорії катастроф й аналітично доказано, що в пластах з підошовною водою має місце монотонний (еволюційний) підйом конуса води і виключається можливість його стрибкоподібної поведінки.

7. Отримано нові аналітичні залежності для визначення висоти підйому конуса підошовної води у покладі важкої нафти, гранично допустимої депресії на пласт і тривалості безводного періоду експлуатації свердловин; з їх використанням вперше в повному обсязі оцінено вплив на динаміку конусоутворення характеристик продуктивних порід і пластових флюїдів, досліджено динаміку підйому конуса в нафтовому покладі з врахуванням непоршневого характеру витіснення нафти во-

дою; розширено методику на газовий поклад; запропоновано три технологічні схеми підвищення вуглеводневилучення водоплаваючих газових покладів.

8. Розроблені математичні моделі теплових методів апробовано для умов св. № 21 Коханівського нафтового, св. № 68 Яблунівського і св. № 3 Бабченського нафтогазоконденсатних родовищ.

9. Результати досліджень можна застосовувати при проектуванні і впровадженні теплових методів підвищення продуктивності свердловин на родовищах важких високов'язких нафт.

ОСНОВНІ ПУБЛІКАЦІЇ ПО РОБОТІ

1. Смоловик Л.Р. Про динаміку переміщення вершини конуса підошовної води в нафтових покладах // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. Серія: Розробка нафтових і газових родовищ: Держ. міжвід. наук.-техн. зб.- Вип.31.-Івано-Франківськ: ІФДТУНГ, 1994. - С. 35-40.

2. Смоловик Л.Р. Застосування непоршневої схеми для отримання аналітичного розв'язку задачі двофазного витіснення нафти водою// Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. Серія: Розробка нафтових і газових родовищ: Держ. міжвід. наук.-техн. зб.- Вип.31.- Івано-Франківськ: ІФДТУНГ, 1994. - С. 47-52.

3. Смоловик Л.Р., Зарубін Ю.О. Інтенсифікація розробки нафтових родовищ шляхом проведення внутрішньопластового горіння в циклічному режимі // Нафтова і газова промисловість.- 1995.- N3.- С. 22-24.

4. Очистка привибійної зони свердловин на газоконденсатних родовищах і підземних газосховищах від води і рідких вуглеводнів/ Р.М.Кондрат, Ю.В.Марчук, А.С. Павлюк, Л.Р. Смоловик // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. Серія: Розробка нафтових і газових родовищ: Держ. міжвід. наук.-техн. зб.- Вип.31.- Івано-Франківськ: ІФДТУНГ, 1994. - С. 53-58.

5. Залучення в розробку нафтових облямівок і пластів з високов'язкими нафтами / С.Н. Закіров, Ю.О. Зарубін, Р.М. Кондрат, Л.Р. Смоловик, , Є.І. Лискевич// В зб. статей: Міжн. наук.- практ. конф. "Проблеми і шляхи енергозабезпечення України" (7-10 грудня 1993р.) - Івано-Франківськ,1995.- С. 38-45.

6. Смоловик Л.Р. Про динаміку переміщеня вершини конуса підошовної води // Тези наук.-техн. конф. проф.-виклад. складу інст. нафти і газу.- Івано-Франківськ, 1994.- 1-а частина.- С. 78-79.

7. Смоловик Л.Р. Про можливість використання теплової дії на привибійну зону пласта при експлуатації нафтових облямівок // Тези наук.-техн. конф. проф.-виклад. складу інст. нафти і газу. - Івано-Франківськ, 1994.- 1-а частина.- С. 80.

8. Кондрат Р.М., Марчук Ю.В., Смоловик Л.Р. Підвищення продуктивності видобувних свердловин на газових і газоконденсатних родовищах в умовах обводнення і ретроградної конденсації вуглеводневої суміші // Збірник доповідей наук.-практ. конф. " Нафта і газ України " (17-19 травня 1994р. Київ). - Львів: УНГА, 1995.- С. 201-204.

9. Кондрат Р.М., Павлюк А.С., Смоловик Л.Р. Застосування теплових методів, органічних розчинників і ПАР для інтенсифікації видобутку важких високов'язких нафт // Стан, проблеми і перспективи розвитку нафтогазового комплексу Західного регіону України : Тези доповідей і повідомлень наук.-практ. конф.(Львів, 28-30 березня 1995р.), - Львів, 1995.- С. 83-84.

10. Смоловик Л.Р. , Зарубін Ю.О. Циклічне внутрішньопластове горіння як метод збільшення нафтовилучення // Стан, проблеми і перспективи розвитку нафтогазового комплексу Західного регіону України : Тези доповідей і повідомлень наук.-практ. конф. (Львів, 28-30 березня 1995р.), - Львів, 1995.- С. 102.

11. Смоловик Л.Р. Про можливість застосування циклічного внутрішньопластового горіння для інтенсифікації розробки родовищ з високов'язкими нафтами // Тези наук.-техн. конф. проф.-виклад. складу ун-

ту нафти і газу.- 1-а частина.- Івано-Франківськ: ІФДТУНГ, НДІ НГТ, 1995.- С. 64.

12. Смоловик Л.Р. Математична модель циклічного внутрішньопластового горіння // Тези наук.-техн. конф. проф.-виклад. складу ун-ту. нафти і газу.- 1 -а частина.- Івано-Франківськ: ІФДТУНГ, НДІ НГТ, 1995.- С. 65.

13. Смоловик Л.Р. Дослідження утворення конуса підошовної води при експлуатації водоплаваючих нафтових і газових покладів // Проблеми і перспективи науково-технічного прогресу АТ " Укрнафта " в умовах ринку: Матеріали наук.-практ.конф. (Івано-Франківськ, 27-29 вересня 1995р.), - Івано-Франківськ, 1996.- С. 21.

14. Аналітичні дослідження застосування теплових методів для підвищення продуктивності свердловин з високов'язкими нафтами / Ю.О. Зарубін, Р.М. Кондрат, Л.Р. Смоловик, В.Ю. Боднарук // Проблеми і перспективи науково-технічного прогресу АТ " Укрнафта " в умовах ринку: Матеріали наук.-практ.конф. (Івано-Франківськ, 27-29 вересня 1995р.), - Івано-Франківськ, 1996.- С.177.

15. Кондрат Р.М., Павлюк А.С., Смоловик Л.Р. Інтенсифікація роботи свердловин з високов'язкими нафтами застосуванням теплових і фізико-хімічних методів // Проблеми і перспективи науково-технічного прогресу АТ " Укрнафта " в умовах ринку: Матеріали наук.-практ.конф. (Івано-Франківськ, 27-29 вересня 1995р.), - Івано-Франківськ, 1996.- С.176.

16. Зарубін Ю.О., Кондрат Р.М., Смоловик Л.Р. Оптимізація роботи нафтових і газових свердловин на покладах з підошовною водою // Матеріали наук.-практ. конф. " Нафта і газ України - 96" (Харків, 14-16 травня 1996р.). - Харків: УНГА.- 1996.- Том 2.- С. 79.

17. Смоловик Л.Р. Дослідження теплових обробок привибійних зон пласта в нафтових свердловинах з високов'язкими нафтами// Матеріали наук.-практ. конф. " Нафта і газ України - 96" (Харків, 14-16 травня 1996р.). - Харків: УНГА.- 1996.- Том 2.- С. 94.

18. Кондрат Р.М., Смоловик Л.Р. Обгрунтування раціональних параметрів теплової дії на стовбур нафтових свердловин з високов'язкими нафтами // Матеріали наук.-практ. конф. " Нафта і газ України - 96" (Харків, 14-16 травня 1996р.). - Харків: УНГА.- 1996.- Том 2.- С. 93.

19. Кондрат Р.М., Смоловик Л.Р. Вдосконалення технологій теплової, фізико-хімічної і газогідродинамічної дії на стовбур свердловин з високов'язкими нафтами з метою інтенсифікації їх розробки // Тези наук.-практ. конф. проф.-виклад. складу ун-ту нафти і газу. - Івано-Франківськ: ІФДТУНГ, НДІ НГТ, 1996.- С. 22-23.

20. Смоловик Л.Р. Математичне моделювання процесу нагнітання рідинного теплоносія в привибійну зону пласта // Тези наук.-практ. конф. проф.-виклад. складу ун-ту нафти і газу. - Івано-Франківськ: ІФДТУНГ, НДІ НГТ, 1996.- С. 26.

21. Смоловик Л.Р. Застосування теорії катастроф для дослідження фізичної суті процесу конусоутворення при розробці водоплаваючих нафтових і газових покладів// Тези наук.-практ. конф. проф.-виклад. складу ун-ту нафти і газу. - Івано-Франківськ: ІФДТУНГ, НДІ НГТ, 1996.- С. 27.

Смоловик Л.Р. Исследование и усовершенствование тепловых методов повышения продуктивности нефтяных скважин в различных геолого-промысловых условиях.

Диссертация в виде рукописи на соискание ученой степени кандидата технических наук по специальности 05.15.06 - Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, Ивано-Франковский государственный технический университет нефти и газа, Ивано-Франковск, 1997.

Защищается 21 научная работа, которые содержат теоретические исследования в области применения тепловых методов интенсификации добычи высоковязкой нефти. Предложены математическая модель и технология циклического внутрипластового горения. Усовершенствованы расчетные методики теплового воздействия на призабойную зону пласта и ствол скважин. Получены новые аналитические зависимости для оценки динамики конусообразования в пластах с подошвенной водой. Предложены новые технологии активного воздействия на конус воды.

Smolovik L.R. Investigation and improvement of thermal methods of oil well productivity under different geologo-industrial conditions.

The thesis for the candidate of technical science degree in speciality 05.15.06. Elaboration and exploitation of oil and gas deposits. Ivano-Frankivsk State Technical University Oil an Gas. Ivano-Frankivsk, 1997.

21 scientific works including theoretical investigations in the sphere of application to thermal methods of intensification of hightough oil recovery are defended. Mathematical model and technology of cyclical in-fitu combusion are present. Calculated methods of thermal drive upon bottom hole zone and well bore were improved. New analytic dependences for receiving rating of cone-shaped dynamics in the beds with bottom water were received. New technologies of active influence upon water cone are suggested.

Ключові слова: привибійна зона пласта, стовбур свердловин, теплова дія, внутрішньопластове горіння, теплоносій, електронагрівник, конус підошовної води, гранична депресія на пласт.

Підписано до друку 10.01.97 Формат паперу 60×84 1/16
Друк. аркушів 2.0 Тираж 100 Зам. 370
Відруковано на різографі

ДОП Івано-Франківського державного технічного університету нафти і газу
284018, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15