

## СИСТЕМИ РОЗРОБКИ НАФТОВИХ РОДОВИЩ ІЗ ПІДТРИМУВАННЯМ ПЛАСТОВОГО ТИСКУ

Л.Б. Мороз

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42195,  
e-mail: public@nuing.edu.ua

Розглянуто принципи підтримування пластового тиску різними методами заводнення, зокрема площовим заводненням. Описано технологію площового заводнення та принципи 4-х, 5-ти, 7-ми та 9-ти точкових систем площового заводнення.

Звернено увагу на переваги та недоліки існуючих систем площового заводнення. На основі аналізу технологічних і техніко-економічних показників різних систем заводнення робимо висновок про те, що поклади нафти середнього карбону доцільно розробляти із застосуванням площової системи заводнення.

При площових системах заводнення особливо ефективним слід вважати застосування методу мічених речовин – індикаторів, коли кожна видобувна свердловина оточена нагнітальними. Поява води у видобувній свердловині в цьому випадку може бути пов'язана з її надходженням від будь-якої з сусідніх нагнітальних свердловин.

В разі запомповування розчину ПАР доцільно здійснювати заводнення досить щільною сіткою свердловин. Застосування ПАР при багаторядній системі заводнення в пластах зі складною неоднорідною будовою колекторів характеризується відносно невисокою техніко-економічною ефективністю.

Найбільше охоплення пласта досягається при площовій системі заводнення. У результаті цього отримується функція розподілу лінз за розмірами, які використовувалися для визначення кількісної залежності нафтовіддачі, від щільності сітки свердловин.

Ключові слова: заводнення, об'єм, система, розробка, нафта, пласт.

Рассмотрен принцип поддержания пластового давления различными методами заводнения, в частности площадным заводнением. Описана технология площадного заводнения и принципы 4-х, 5-ти, 7-ми и 9-ти точечных систем площадных заводнений.

Обращается внимание на преимущества и недостатки существующих систем площадных заводнения. На основе анализа технологических и технико-экономических показателей различных систем заводнения делаем вывод о том, что запасы нефти среднего карбона целесообразно разрабатывать с применением площадных системы заводнения.

При площадных системах заводнения особенно эффективным следует считать применение метода меченых веществ – индикаторов, когда каждая добывающая скважина окружена нагнетательными. Появление воды в добывающей скважине, в этом случае, может быть связано с ее подходом от любой из соседних нагнетательных скважин.

В случае запомповування розчину ПАВ целесообразно осуществлять заводнения достаточно плотной сеткой скважин. Применение ПАВ при многорядной системе заводнения в пластах со сложной неоднородной строению коллекторов характеризуется относительно невысокой технико-экономической эффективностью.

Наибольший охват пласта достигается при площадных системе заводнения. В результате этого получаем функцию распределения лінз по размерам, которые использовались для определения количественной зависимости нефтеотдачи от плотности сетки скважин.

Ключевые слова: заводнения, объем, система, разработка, нефть, пласт.

The principles of maintaining reservoir pressure by different methods of water-flooding operation, including dispersed injection water-flooding system are considered. The technology dispersed injection water-flooding system and principles 4, 5, 7 and 9-spot dispersed injection systems are described.

Attention is paid to the advantages and disadvantages of existing dispersed injection water-flooding system. Based on the analysis of technical and techno-economic performance of different water-flooding it may be concluded that the oil fields of the middle carboniferous shall be developed using dispersed injection water-flooding system.

When dispersed injection water-flooding system should be considered particularly effective use of the method of labeled substances - indicators - when each is surrounded by producing wells injection. The appearance of water in production wells in this case can be attributed to its approach from any of the neighboring injection wells.

If injection surfactant solution of surfactant water flooding is advisable to rather dense grid of holes. Application of surfactant solution in the system of water-flooding in multi-layers with complex inhomogeneous structure of the reservoir has a relatively low technical and economic efficiency.

Most coverage is achieved with the reservoir system dispersed injection water-flooding system. As a result, the obtained distribution function elements in size were used to determine the quantity of oil, depending on the density of the grid holes.

Key words: water-flooding, volume, system, development, oil, deposit.

### Вступ

Природні режими залягання покладів нафти недовговічні. Процес зниження пластового тиску пришвидшується в міру нарощування

відборів рідин з пласта. І тоді, навіть за надійного зв'язку покладів нафти з контуром живленням його активним впливом на поклад, неминуче починається виснаження пластовій ене-

ргії. Це супроводжується зниженням динамічних рівнів рідини в свердловинах і, отже, зменшенням відборів. При організації підтримування пластового тиску (ППТ) найскладнішим з теоретичних завдань є досягнення максимального витіснення нафти з пласта при ефективному контролі і регулюванні процесу. У цьому слід враховувати, що вода відрізняється своїми фізико-хімічними характеристиками: щільністю, в'язкістю, коефіцієнтом поверхового натягу. Чим більша різниця між показниками, тим складніше іде процес витіснення. Механізм витіснення нафти з пористого середовища не можна представляти простим поршневым витісненням. Тут має місце і змішування агентів, і розрив струменя нафти, і фільтрація по капілярах і тріщинах, й застійні і тупикові зони. Коефіцієнт нафтовіддачі родовища, до максимальної величини якого має прагнути технолог, залежить від усіх вищезгаданих чинників. Отримані знання на сьогоднішній день дозволяють оцінити вплив кожного із них. Значне місце у ефективності процесу ППТ займає розміщення свердловин на родовищі. Вони визначають картину заводнення, яке поділяється на кілька видів. Підтримування пластового тиску почало застосовуватись в Україні спочатку під назвою законтурного заводнення. Нині воно є вторинним способом видобутку нафти, а неодмінною умовою раціональної розробки покладів від перших днів закладається у проекти розробки та складається на багатьох родовищах країни [1].

#### Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень при водонапірному режимі.

При водонапірному режимі фільтрація нафти відбувається під дією тиску крайових або законтурних вод, що мають регулярне живлення з поверхні за рахунок талих або дощових вод або за рахунок безперервного закачування води через систему нагнітальних свердловин.

Умова існування водонапірного режиму:

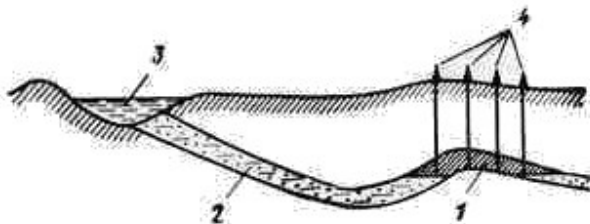
$$P_{пл} > P_{нас},$$

де  $P_{пл}$  - середній пластовий тиск,

$P_{нас}$  - тиск насичення.

За цієї умови вільного газу в пласті немає, і фільтрується тільки нафта або нафта з водою.

Проникний шар 2 (рисунок 1) забезпечує гідродинамічний зв'язок області відбору нафти 1 з областю живлення 3, яким може служити природна воляма - русло річки. В результаті



1- нафта; 2- проникний шар;  
3 - область живлення; 4- свердловина

Рисунок 1 – Схема геологічних умов існування природного водонапірного режиму

процесів складкоутворення пористий і проникний пласти можуть отримати вихід на денну поверхню в районі, наприклад, річкового русла 3, з якого відбувається безперервне підживлення пласта водою при відборі нафти через свердловину 4. Пласт-колектор повинен мати достатню проникність на всьому шляху від покладу до місць поглинання поверхневих вод. Це і обумовлює активність законтурної води.

При водонапірному режимі видобуток нафти супроводжується її заміщенням законтурною водою або водою, яка запоповується, що пояснює досить стабільні у часі дебіти свердловин, пластовий тиск і газовий фактор [1, 2, 3].

На відміну від природного водонапірного режиму, при штучному безперервному тиску води, який витісняє нафту, створюють її запоповуванням з поверхні через систему нагнітальних свердловин.

Ефективність водонапірного режиму залежить від розмірів водонапірної системи, колекторських властивостей пласта, флюїдів, що насичують його, і різниці глибини залягання продуктивних пластів і висотою виходу їх на поверхню. Ширина водонапірної системи при ефективному водонапірному режимі, як правило, складає 15-25 км, а проникність колектора повинна бути не менше 1 мкм<sup>2</sup>. Коефіцієнт нафтовилучення пласта при активному водонапірному режимі може досягти значення 0,5-0,65. Інтенсивність прояву даного режиму залежить не тільки від природних чинників, але і від темпу відбору рідини з пласта. Досвід розробки родовищ показує, що природні умови режиму можуть зберігатися при річному відборі рідини близько 5-6% від геологічних запасів нафти, залучених до розробки. Ця цифра середня і залежить, як від колекторських властивостей пласта, так і від властивостей флюїдів, що його насичують [1].

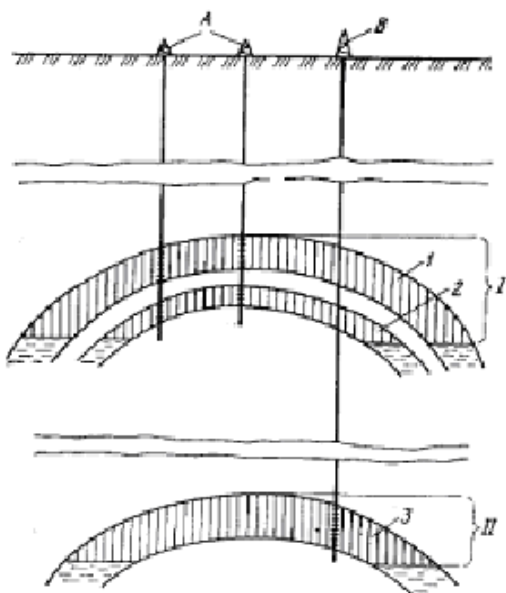
Невирішена проблематика полягає в тому, що об'єкти розробки потрібно розглядати не уособлено, а в комплексі, як систему, оскільки при такому об'єднанні потрібно менше свердловин для розробки родовища в цілому.

Метою досліджень є об'єднання в один об'єкт розробки якомога більшого числа пластів і узагальнення основних параметрів, якими характеризується даний об'єкт.

Об'єкт розробки містить промислові запаси вуглеводнів, вилучення яких з надр здійснюється за допомогою певної групи свердловин. В об'єкт розробки може бути включений один, кілька або всі пласти родовища. Основні особливості об'єкта розробки - наявність в ньому промислових запасів нафти.

Це родовище містить три пласта, що відрізняються товщиною, областями поширення насичуючих їх вуглеводнів і фізичними властивостями. В таблиці 1 наведено основні властивості пластів 1, 2 і 3, що залягають в межах родовища.

Можна стверджувати, що на даному родовищі доцільно виділити два об'єкта розробки, об'єднавши пласти 1 і 2 в один об'єкт розробки



1, 2, 3 – пласти; I, II – об’єкти розробки  
**Рисунок 2 – Розріз багатопластового нафтового родовища**

**Таблиця 1 – Властивості пластів**

Геолого-фізичні властивості	Пласт		
	1	2	3
Видобувні запаси нафти, млн. т	200	50	70
Товщина пласта, м	10	5	15
Проникність, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	100	150	500
В’язкість нафти $10^{-3}$ Па·с	50	60	3

(об’єкт I), а пласт 3 розробляти як окремий об’єкт (об’єкт II). Включення пластів 1 і 2 в один об’єкт обумовлено тим, що вони мають близькі значення проникності і в’язкості нафти і знаходяться на невеликій відстані один від одного по вертикалі. До того ж, запаси нафти в пласті 2 порівняно невеликі. Пласт 3 хоча і має менші порівняно з пластом 1 видобувні запаси нафти, але містить малов’язку нафту і є високопроникним. Отже, свердловини, які відкривають цей пласт, будуть високопродуктивними.

Крім того, якщо пласт 3, що містить малов’язку нафту, можна розробляти з застосуванням звичайного заводнення, то при розробці пластів 1 і 2, що характеризуються високов’язкою нафтою, доведеться від початку розробки застосовувати іншу технологію, наприклад витіснення нафти паром, розчинами поліакриламідом (загущувач води) або за допомогою внутрішньопластового горіння. Водночас слід враховувати, що, незважаючи на істотне розходження параметрів пластів 1, 2 і 3, остаточне рішення про виділення об’єктів розробки приймають на основі аналізу технологічних і техніко-економічних показників різних варіантів об’єднання пластів в об’єкти розробки. Об’єкти розробки іноді поділяють на такі види: самостійний, тобто розробляється в даний час, і поворотний, тобто той, який буде розроблятися

свердловинами, які експлуатують в цей період інший об’єкт.

Проблематика об’єднання в один об’єкт якомога більшого числа пластів на перший погляд завжди представляється вигідним. Однак надмірне об’єднання пластів в один об’єкт може призвести до істотних втрат у нафтовіддачі і в кінцевому випадку до погіршення техніко-економічних показників.

Можна вказати чотири основних параметри, якими характеризують ту або іншу систему розробки.

1. Параметр щільності сітки свердловин  $S_c$ , рівний площі нафтоносності, що припадає на одну свердловину, незалежно від того, є свердловина видобувною чи нагнітальною. Якщо площа нафтоносності родовища дорівнює  $S$  а число свердловин на родовищі  $n$ , то

$$S_c = S/n \quad (1)$$

Розмірність  $[S_c] = \text{м}^2/\text{св}$ . У ряді випадків використовують параметр  $S_{св}$ , рівний площі нафтоносності, що припадає на одну видобувну свердловину.

2. Параметр А. П. Крилова  $N_{кр}$ , рівний відношенню видобутих запасів нафти  $N_k$  загального числа свердловин на родовищі:

$$N_{кр} = N/n \quad (2)$$

Розмірність параметра  $[N_{кр}] = \text{т}/\text{св}$ .

3. Параметр  $\omega$ , рівний відношенню числа нагнітальних свердловин  $n_n$  до числа видобувних свердловин  $n_e$ :

$$\omega = n_n / n_e \quad (3)$$

Параметр  $\omega$  безрозмірний.

4. Параметр  $\omega_p$ , рівний відношенню числа резервних свердловин, які буряться додатково до основного фонду свердловин на родовищі до загального числа свердловин.

Резервні свердловини бурять з метою залучення в розробку частин пласта, неохоплених розробкою в результаті виявлення в процесі експлуатаційного буріння невідомих раніше особливостей геологічної будови цього шару, а також фізичних властивостей нафти. Якщо число свердловин основного фонду на родовищі становить  $n$ , а число резервних свердловин  $n_p$ , то

$$\omega_p = n_p/n \quad (4)$$

Параметр  $\omega_p$  безрозмірний. [2]

Підтримування пластового тиску запомповування води, крім підвищення нафтовіддачі забезпечує інтенсифікацію процесу розробки. Це обумовлюється наближенням зони підвищеного тиску, створюваного за рахунок запомповування води через водонагнітальні свердловини, до видобувних свердловин.

Для прийняття рішення про проведення ППТ запомповуванням води на конкретному покладі нафти послідовно опрацьовують такі питання:

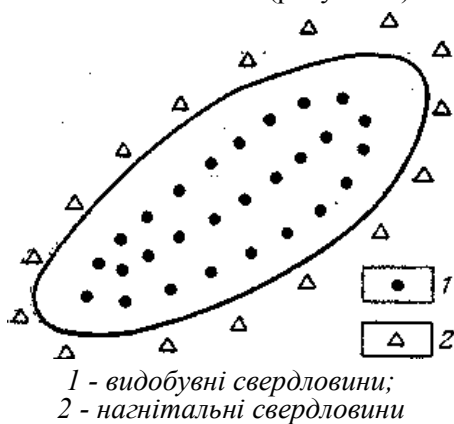
- визначають місце розташування водонагнітальних свердловин;
- визначають сумарний об’єм води, що запомповується;

- розраховують число водонагнітальних свердловин;
- встановлюють основні вимоги до води, що запомповується.

Розташування водонагнітальних свердловин визначається в основному особливостями геологічної будови покладу нафти. Завдання зводиться до того, щоб підібрати таке розташування водонагнітальних свердловин, при якому забезпечується найбільш ефективний зв'язок між зонами запомповування води та зонами відбору з рівномірним витіснення нафти водою.

В залежності від розташування водонагнітальних свердловин в даний час в практиці розробки нафтових родовищ знайшли застосування наступні системи заводнення [3].

**Законтурне заводнення** застосовують для розробки покладів з невеликими запасами нафти. Свердловини розташовують в законтурній водоносній частині пласта (рисунок 3).



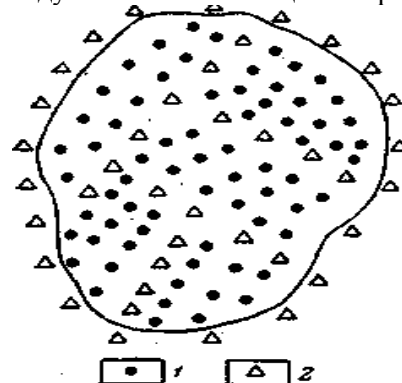
**Рисунок 3 – Принципова схема законтурного заводнення**

Застосування законтурної системи розробки можливо тоді, коли водонафтовий контакт при перепадах тиску може переміщатися. Практикою розробки нафтових родовищ виявлено випадки, коли безпосередньо біля поверхні поклад нафти відокремлений продуктами окислення нафти (асфальтени, смоли, парафін та інші) або продуктами життєдіяльності бактерій. Крім того, проектування і реалізація цієї системи вимагає детального вивчення законтурної частини пласта. Іноді характеристики законтурної частини пласта, пористості, проникності істотно відрізняються від характеристик центральної частини пласта.

**Приконтурне заводнення** застосовують тоді, коли поганий гідродинамічний зв'язок на-

фтової зони пласта із законтурною областю. Ряд нагнітальних свердловин в цьому випадку розміщується у водонафтовій зоні або біля внутрішнього контуру нафтоносності.

**Внутрішньоконтурне заводнення** застосовують в основному при розробці нафтових покладів з дуже великими площовими розмірами.



**Рисунок 5 – Схема розміщення свердловин при внутрішньоконтурному заводненні**

Для великих покладів нафти законтурне заводнення недостатньо ефективно, так як при ньому найбільш ефективно працює тільки 3-4 ряди нафтовидобувних свердловин, розташованих ближче до водонагнітальних.

Розчленування нафтоносної площі на кілька площ шляхом внутрішньоконтурного заводнення дозволяє ввести всю нафтоносну площу в ефективну розробку. Для повноцінного розрізання нафтоносної площі нагнітальні свердловини розташовують рядами. При запомповуванні в них води по лініях рядів нагнітальних свердловин утворюється зона підвищеного тиску, яка перешкоджає перетокам нафти з однієї площі в іншу. В міру запомповування потоки води, що сформувалися навколо кожної нагнітальної свердловини, збільшуються в розмірах і, нарешті, зливаються, утворюючи єдиний фронт води, просування якого можна регулювати так само, як і при законтурному заводненні. З метою прискорення утворення єдиного фронту води по лінії ряду нагнітальних свердловин, освоєння свердловин під запомповування в ряді здійснюють "через одну". У проміжках проектні водонагнітальні свердловини вводять в експлуатацію як нафтовидобувні, здійснюючи в них форсований відбір. У міру появи у "проміжних" свердловинах запомповуваної води, вони переводяться під запомповування води.



1 – контур нафтоносності; 2 – експлуатаційні свердловини; 3 – нагнітальні законтурні свердловини

**Рисунок 4 – Наочна схема законтурного заводнення**

Видобувні свердловини розташовують рядами паралельно рядам водонагнітальних свердловин. Відстань між рядами нафтовидобувних свердловин і між свердловинами в ряду вибирають, ґрунтуючись на гідродинамічних розрахунках, з урахуванням особливостей геологічної будови та фізичної характеристики колекторів на даній розроблюваній площі.

Розробку кожної площі можна здійснювати за своєю системою розміщення видобувних свердловин з максимальним урахуванням геологічної характеристики площі.

Велика перевага цієї системи - можливість починати розробку з будь-якої площі і, зокрема, вводити в розробку в першу чергу площі з кращими геолого-експлуатаційними характеристиками, найбільшою щільністю запасів з високими дебітами свердловин.

Різновид системи внутрішньоконтурного заводнення - блокові системи розробки.

Блокові системи розробки знаходять застосування на родовищах витягнутої форми з розташуванням рядів водонагнітальних свердловин частіше в поперечному напрямку. Принципова відмінність блокових систем розробки від системи внутрішньоконтурного заводнення полягає в тому, що блокові системи передбачають відмову від законтурного заводнення.

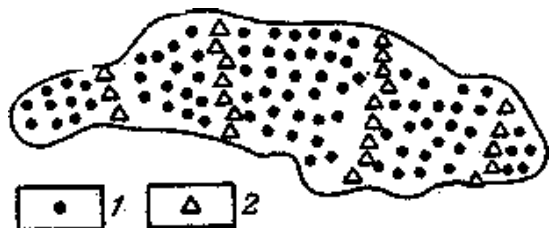


Рисунок 6 – Принципова схема розробки пласта при використанні блокових систем

Як видно зі схеми, ряди водонагнітальних свердловин розрізають єдиний поклад на окремі ділянки (блоки) розробки.

Перевага блокових систем полягає в наступному.

1. Відмова від розташування водонагнітальних свердловин в законтурній зоні виключає ризик буріння свердловин в слабовивченій на стадії розвідки родовища частині пласта.

2. Більш повно використовується прояв природних сил гідродинамічної області законтурної частини пласта.

3. Істотно скорочується площа, що підлягає облаштуванню об'єктами підтримування пластового тиску.

4. Спрощується обслуговування системи підтримування пластового тиску (свердловини, кушові насосні станції тощо).

5. Компактне, близьке розташування видобувних і водонагнітальних свердловин дозволяє оперативно вирішувати питання регулювання розробки перерозподілом запомповування води по рядах і відбору рідини в нафтовидобувних свердловинах.

Заводнення пластів при розташуванні водонагнітальних свердловин в осі складки отримало найменування осьове заводнення.

Всі переваги блокових систем розробки характерні і при "осьовому заводненні".

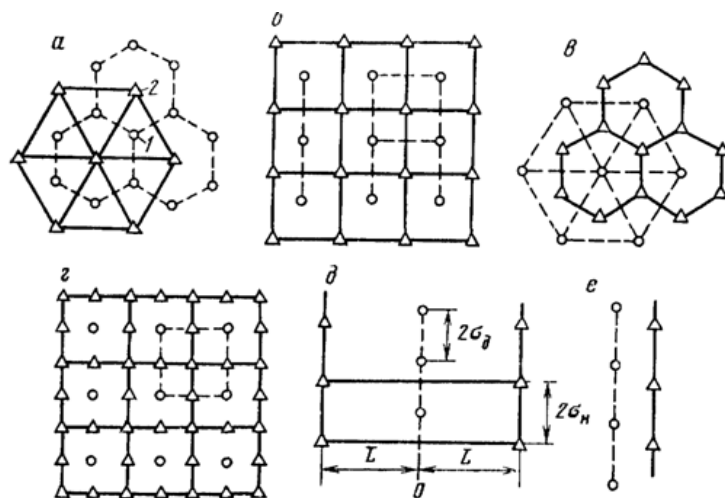
**Площове заводнення** застосовують при розробці пластів з дуже низькою проникністю.

При цій системі видобувні і нагнітальні свердловини розміщуються за правильними схемами чотирьох-, п'яти-, семи- і дев'ятиточкових систем.

На рисунку 7 показані основні схеми площового заводнення. Схеми відрізняються не тільки розташуванням свердловин, але й співвідношенням між кількістю видобувних і нагнітальних свердловин.

Так, у чотириточковій системі співвідношення між нафтовидобувними і нагнітальними свердловинами 2:1, при п'ятиточковій системі - 1:1, при семиточковій системі - 1:2, при дев'ятиточковій системі - 1:3.

Лінійна система - це однорядна система блокового заводнення, причому свердловини розміщують не одну проти одної, а в шаховому порядку. Відношення нагнітальних і видобувних свердловин становить 1:1.



а - чотирьохточкова; б - п'ятиточкова; в - семиточкова; г - дев'ятиточкова; д, е - лінійні; 1 - видобувні свердловини; 2 - нагнітальні свердловини

Рисунок 7 - Основні схеми площового заводнення

Таким чином, найбільш інтенсивними серед розглянутих є семи- і дев'ятиточкові системи.

Великий вплив на ефективність площового заводнення здійснює однорідність пласта і величина запасів нафти, що припадає на одну свердловину, а також глибина залягання об'єкта розробки.

В умовах неоднорідного пласта як по довжині, так і по площі відбуваються передчасні прориви води до видобувних свердловин по більш проникній частини пласта, що сильно знижує видобуток нафти за безводний період і підвищує водонафтовий фактор, тому площове заводнення бажано застосовувати при розробці більш однорідних пластів [3].

Проведення експериментів із застосуванням площових систем заводнення обумовлено бажанням швидкого виявлення результатів ефективності впроваджуваних заходів підвищення нафтовіддачі.

Цю умову задовольняє більшість площових систем заводнення, в них можна виділити прямокутний елемент самостійної розробки.

В разі закачування розчину ПАР доцільно здійснювати заводнення досить щільною сіткою свердловин. Застосування ПАР при багаторядній системі заводнення в пластах зі складною неоднорідною будовою колекторів характеризується відносно невисокою техніко-економічною ефективністю [4].

При великій гідропровідності поклади поряд з однорядними блоковими і площовими системами заводнення можуть бути використані багаторядні блокові системи - трирядна і рідше п'ятирядна. Комірчасті системи не можуть бути рекомендовані до впровадження через їх низьку ефективність.

З цією метою може бути використана інверсія площової системи заводнення.

Найбільше охоплення пласта і сіткою свердловин досягається при площовій системі заводнення. У результаті цього отримується функція розподілу лінз за розмірами, які використовувалися для визначення кількісної залежності нафтовіддачі від щільності сітки свердловин.

При площових системах заводнення особливо ефективним слід вважати застосування методу мічених речовин - індикаторів - коли кожна видобувна свердловина оточена нагнітальними. Поява води у видобувній свердловині, в цьому випадку, може бути пов'язано з її підходом від будь-якої з сусідніх нагнітальних свердловин.

Необхідно відзначити, що в заключній стадії експлуатації нафтового покладу, який розробляється при площовій системі заводнення, також можлива зміна фільтраційних потоків рідини. З цією метою частина експлуатаційних свердловин переводять під запомпсування (при продовженні або припиненні запомпсування води в нагнітальні свердловини) і таким чином створюють умови для більш повного вироблення пласта у менш промитих водою зонах. Наприклад, поклади, що розробляється по п'ятиточковій схемі площового заводнення, після

переведення під запомпсування води половини експлуатаційних свердловин починають розробляти по дев'ятиточковій системі заводнення з експлуатаційною свердловиною у центрі осерединку. У цьому випадку на одну експлуатаційну припадає три нагнітальні свердловини.

Очевидними є переваги рівномірних сіток на завершальній стадії розробки родовищ, з переходом на площові системи заводнення покладу.

При розробці малопродуктивних пластів, що характеризуються високою неоднорідністю, доцільне застосування з самого початку процесу розробки площових систем заводнення в поєднанні з гнучкими сітками свердловин. Застосування рівномірних сіток при цьому дає можливість створити серії взаємопов'язаних, різних по інтенсивності дії, варіантів розміщення видобувних і нагнітальних свердловин, які послідовно і логічно переходять один в інший.

Застосування таких систем для покладів, які характеризуються складною геологічною будовою, дозволяє здійснювати раціональне розбурювання родовищ і гнучко маніпулювати щільністю сітки свердловин в залежності від характеристики окремих ділянок колекторів.

Техніко-економічні та гідродинамічні розрахунки показують, що найбільш висока нафтовіддача при сприятливих економічних показниках забезпечується при проектуванні найбільш інтенсивних однорядних, блокових і площових систем заводнення.

Площове заводнення, як показано дослідженнями, особливо ефективно застосовувати при розробці малопроникних і переривчастих пластів. Площові системи заводнення приблизно в 2 рази інтенсивніші п'ятирядної системи.

Отже, при одному і тому ж темпі розбурювання покладу застосування площової системи забезпечує темп видобутку п'ятирядної системи значно меншим числом пробурених свердловин.

Для п'ятиточкової площинної системи заводнення був досліджений процес зміни кінцевої нафтовіддачі тріщинуватості-кавернозного пласта при застосуванні загушення і встановлено, що вода особливо впливає на охоплення тріщинуватості-кавернозного пласта при заводненні. У такому пласті при п'ятирядній системі вода в першому ряду експлуатаційних свердловин з'явиться після того, як буде відібрано 30 - 40% видобутих запасів нафти. При площинній системі заводнення до появи води з пласта вдається відібрати 60 - 70% запасів нафти.

Експериментально досліджено зміну кінцевої нафтовіддачі при різних розмірах об'ємівки і концентрації ПАР. За результатами досліджень видно, що при об'ємах запомпваної об'ємівки більше 0,3 об'єму пустот величина кінцевої нафтовіддачі збільшуються незначно. Із збільшенням коефіцієнта проникності колекторів покладів собівартість видобутої нафти при трирядних і особливо п'ятирядних системах і значеннях проникності 0,14 - 0,8 Д різко знижується. Така ж картина спостерігається і для площових систем заводнення. Причому в цьому

інтервалі інтенсивні системи заводнення забезпечують меншу собівартість видобутку нафти, а при дев'ятиточковій системі собівартість мінімальна. Це свідчить про те, що надмірна інтенсифікація видобування нафти (з темпом відбору більше 20%) має наслідок погіршення техніко-економічних показників розробки нафтового родовища. Із збільшенням темпу розробки до 20%, поряд зі скороченням основного терміну розробки до 6 - 10 років, різко зростає обводненість продукції, збільшуються об'єми відібраної рідини і запомпованої води.

Лабораторні і промислові експерименти по поліпшенню нафтовіддачі при заводнення шляхом додавання в запомповану воду невеликої кількості полімерів показали, що при цьому різко підвищується в'язкість води. Очевидно, цей метод буде ефективний при площовій системі заводнення.

Існує й інша точка зору на проблему вибору систем розробки, виражена в доповіді В.М. Юдіна, В.Є. Лещенко, М.Л. Сургучева та ін. на Всесоюзній нараді в м. Бугульмі в 1982 р. Вона полягає в тому, що в умовах неоднорідних пластів при недостатньому знанні особливостей їх будови і через швидке обводнення видобувних свердловин застосування площових систем на перших етапах розробки небажано. Родовища рекомендується розбурювати блоковими лінійними системами, які у міру вивчення особливостей будови покладів легко трансформуються в більш жорсткі однорядні і площові системи заводнення.

При цьому коефіцієнт дренажування не змінюється в часі, а залишається практично постійним при незмінній системі розробки і умовах експлуатації. Збільшення коефіцієнта дренажування пластів в цих умовах вимагає насамперед зміни системи розробки і не тільки ущільнення сітки свердловин, але і переходу на площову систему заводнення, погодившись з розмірами лінз і зонами заміщення колекторів. Моделюванням у ВНДІ показано, що площові системи заводнення при високій розчленованості зазначених пластів можуть збільшувати коефіцієнт дренажування в 1,3-2 рази порівняно з п'ятирядною блоковою системою, залежно від щільності сітки свердловин, причому застосування площових систем заводнення замість багаторядних в більшій мірі підвищує дренажування лінзовидних, розчленованих, переривчастих пластів, ніж просто ущільнення сітки свердловин.

### Висновки

Попередньо відзначалося, що як з технологічної, так і з техніко-економічної точок зору наближення запомповування до зони відбору істотно підвищує ефективність систем свердловин. Враховуючи цю обставину, в проектах і технологічних схемах для малопродуктивних крайових площ, починаючи з 1965 р., як правило, рекомендують застосування площових систем заводнення, за інтенсивністю близьких до семиточкових і дев'ятиточкових [5].

На основі аналізу технологічних і техніко-економічних показників різних систем заводнення приходять до висновку про те, що поклади нафти середнього карбону доцільно розробляти із застосуванням площової системи заводнення.

При розрахунку системи підтримання пластового тиску (ППТ) основним принципом є принцип рівності відборів і запомповування рідини з пласта. При законтурному заводненні після визначення дебіту видобувних свердловин можна приступити до розрахунку кількості нагнітальних свердловин, яка буде залежати від середньої продуктивності нагнітальних свердловин і можливої репресії на пласт. При розрахунку системи ППТ при площовій системі заводнення розрахунки ведуться одночасно для свердловин і для групи комірок свердловин. При цьому коефіцієнт дренажування не змінюється в часі, а залишається практично постійним при незмінній системі розробки і умовах експлуатації. Збільшення коефіцієнта дренажування пластів в цих умовах вимагає, насамперед, зміни системи розробки і не тільки ущільнення сітки свердловин, але і переходу на площові системи заводнення, погодившись з розмірами лінз і зонами заміщення колекторів. Таким чином, уривчастість пластів може сприяти різкому зниженню технологічних показників в залежності від системи розробки. З цієї точки зору, для пластів такого типу більш краща площова система заводнення; для найбільш просто складених - лінійна багаторядна [5].

Перспективою подальших досліджень є промислова перевірка запропонованих рекомендацій вибору типу площових систем заводнення залежно від конкретних умов розробки нафтових родовищ.

### Література

- 1 <http://userdocs.ru/medicina/19231/index.html?page=3>
- 2 Акульшин О. И. Прогнозирование разработки нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1988. – 240 с.
- 3 Бойко В. С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ: Підручник. – 3-є доповнене видання. – К.: "Реал-Принт", 2004 – 695 с.
- 4 Разработка нефтяных месторождений с применением поверхностно-активных веществ. [Г.А. Бабалян, Б.И.Леби, А.Б.Гумасян, Э.МХалимов]. – М.: Недра, 1983. – 216 с.
- 5 Жданов С.А. Системная технология воздействия на пласт / Жданов С.А., Крянов Д.Ю., Петраков А.М. // Нефтяное хозяйство. – 2006. – №5. – С. 84-86.

Стаття надійшла до редакційної колегії  
16.09.14

Рекомендована до друку  
професором **Кондратом Р.М.**  
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)  
канд. техн. наук **Рудим С.М.**  
(відділ нафтовіддачі та інтенсифікації  
видобутку нафти НДПІ ПАТ «Укрнафта»,  
м. Івано-Франківськ)