

МЕТОДИКА ВСТАНОВЛЕННЯ НАФТОВОЇ ОБЛЯМІВКИ НА ПОЧАТКОВІЙ СТАДІЇ РОЗРОБКИ

Г.В. Татарин

НДПІ ВАТ "Укрнафта", 76019, м. Івано-Франківськ, Пн. бульвар ім. О. Пушкіна, 2,
тел. (03422) 43190, e-mail: hwesna@mail.ru

Подается анализ зміни властивостей вуглеводнів в процесі розробки нафтової облямівки. Для нафтогазового і нафтового покладу розглянуто фазові діаграми в координатах "тиск-температура". Даються рекомендації до методів раціональної розробки розглянутих покладів.

Ключові слова: нафтова облямівка, моделювання процесу, глибинна проба, фазова діаграма, крива відновлення пластового тиску.

Представлен анализ изменения свойств углеводородов при разработке нефтяной кромки. Для нефтегазовой и нефтяной залежей рассматриваются фазовые диаграммы в координатах "давление-температура". Даются рекомендации к методам рациональной разработки рассмотренных залежей.

Ключевые слова: нефтяная кромка, моделирование процесса, глубинная проба, фазовая диаграмма, кривая возобновления пластового давления.

There have been given the analysis of change carbohydrates properties in process of development oil rim. There have been given the cases of plotting phase diagrams in coordinate P-T for oil and gas and only oil deposit. There have been given guidelines as research for methods of efficient exploitation of examine deposit.

Keywords: oil rim, process modeling, subsurface sample, phase plot, crooked renewals of seam pressure.

Для нафтовидобувних підприємств України вирішення проблеми раціональної розробки конкретних нафтогазових покладів із нафтовою облямівкою є важливим чинником у забезпеченні держави якомога більшою часткою власно видобутої вуглеводневої сировини. Часто через несвочасне виявлення облямівки чи нерациональне проектування технології розробки нафтогазового покладу, в процесі видобування вуглеводнів утворюється так звана "розмазана" нафтова облямівка, нафта з якої практично не вилучається з покладу.

У даній роботі обґрунтовано та розроблено новий методичний підхід більш достовірного встановлення типу покладу за початковими відібраними пробами нафти на прикладі Західно-Рибальського нафтогазоконденсатного родовища (НГКР) і Бугруватівського нафтового родовища.

На стадії дослідно-промислової розробки родовища за результатами аналізів фізико-хімічних властивостей флюїдів і на основі термодинамічного дослідження пластової суміші роблять висновок про тип покладу і, відповідно, про наявність чи відсутність нафтової облямівки. Від цього залежить прийняття рішення в проектному документі щодо технології розробки цього покладу, яке, в свою чергу, визначає систему розробки покладу на початковій стадії та, відповідно, досягнення максимально можливих коефіцієнтів вуглеводневилучення без шкоди для надр. Існують різні методи прогнозування нафтової облямівки за однією або декількома ознаками, які характеризують склад пластової суміші [1]. З дедалі ширшим впровадженням моделювання процесу розробки родовищ з нафтовою облямівкою за допомогою програмного забезпечення постає питання щодо

визначення основних закономірних відмінностей фазових діаграм для нафтогазових покладів і чисто нафтових покладів.

У даній роботі обґрунтовано та розроблено новий методичний підхід для встановлення типу покладу за пробами нафти, відібраними на початковому етапі введення родовища в промислову розробку, на прикладі Західно-Рибальського НГКР і Бугруватівського нафтового родовища.

У свердловині 189Р Західно-Рибальського НГКР за результатами оброблення даних промислово-геофізичних досліджень виділено нафтонасичені інтервали від 4278,5 до 4282 м горизонту В-21. У ході випробування в перфорованому інтервалі від 4275 до 4282 м отримано промисловий приплив нафти дебітом 44 т/д і газу – 6,27 тис. м³/д. Згідно з проведеними розрахунками за методикою інституту ВНИИнефть [1] поклад охарактеризовано як газоконденсатний: $7 < \Phi_1 = 11,816 < 450$, де Φ_1 – критерій, що є сумою відношень мольних концентрацій вуглеводнів $C_1 \dots C_{5+}$ у складі пластової суміші. За результатами досліджень пластової нафти вміст смол тут не перевищує 4%; критерій, що є відношенням об'ємних концентрацій етану до пропану та відношенням виходу об'ємних фракцій рідини під час її розгонки за Енглерам в межах температур 100-150 і 150-200°C, становлять відповідно $\Phi_2 = 1,5$ і $\Phi_3 = 0,768 < 1,3$, а це вказує, що на початку розробки покладу цією свердловиною видобували нафту. За вмістом супутніх вуглеводневих газів на основі коефіцієнтів Я.Д. Савіна $p = 0,606$ та $p_1 = 0,283$, які є меншими за 1, поклад характеризується як газоконденсатний з нафтовою облямівкою. Наявність нафтової облямівки також підтверджується прориванням газу в свердловині 189Р під час розробки.

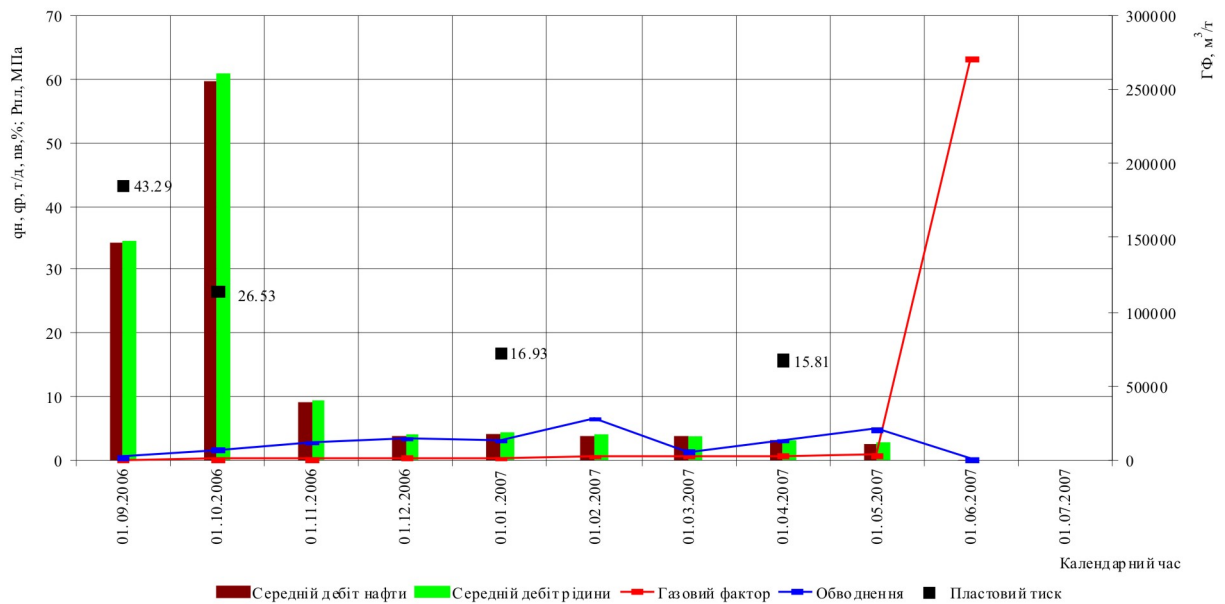


Рисунок 1 – Зміна у часі параметрів роботи нафтової свердловини 189Р (горизонт В-21)

Оскільки склад нафти і газу відноситься до параметрів, які можуть змінюватись в межах одного і того ж покладу, тому під час їх використання слід застосовувати методи класифікації, які є найбільш чутливими до змін цих параметрів у межах покладу. Як додатковий для підтвердження наведеної методики можна рекомендувати метод рангової класифікації. Даний метод полягає у попередньому визначенні інформативності кожного з параметрів. Вона може бути оцінена за коефіцієнтом кореляції між розглядуваною ознакою, наприклад, складом нафти і газу, і досліджуваним показником (у випадку нафтової об'ємівки – відношення об'єму нафтової частини до газової). З курсу математичної статистики відомо, що чим вищий коефіцієнт кореляції, тим більша інформативність ознаки.

Пошукову свердловину 189Р введено в експлуатацію з 14.08.2006 р. як нафтову з горизонту В-21 згідно з планом дослідно-промислової експлуатації. Початковий дебіт безводної нафти q_n ($q_p = q_n$) на штуцері діаметром 5 мм за пластового тиску 43,6 МПа дорівнював 34,2 т/д, газовий фактор (ГФ) становив 338 м³/т. Наступного місяця середньодобовий дебіт нафти на штуцері діаметром 6 мм становив 13,3 т/д, 4 мм – 4,6 т/д і за три дні експлуатації на штуцері діаметром 5 мм піднявся до 172,9 т/д. Обводненість продукції n_b зросла до 8%, пластовий тиск $P_{пл}$ знизився нижче тиску насичення нафти газом (28,5 МПа) і дорівнював 26,6 МПа (заміряно 01.10.2006 р.), за рахунок чого ГФ піднявся до 1600 м³/т (рис. 1). У середині січня 2007 р. пластовий тиск дорівнював 17,0 МПа. З січня до травня 2007 р. свердловина працювала з дебітом нафти на рівні 2-4 т/д зі зростанням ГФ до 3500 м³/т через активний прояв режиму розчиненого газу і за незмінного ступеня обводнення. В травні дебіт нафти дорівнював

0,04 т/д, ГФ піднявся до 270436 м³/т за рахунок прориву газу з газової шапки і з червня 2007 р. свердловина знаходилась в бездії. Пластовий тиск, виміряний у свердловині 189Р наприкінці травня 2007 р., становив 11,3 МПа. Цікавим є той факт, що на початку розробки нафтогазового покладу свердловина працювала з незначним дебітом по газу і в процесі збільшення ГФ вона вже працювала як газова.

У процесі розробки густина та кінематичний коефіцієнт в'язкості нафти з свердловини 189Р Західно-Рибальського родовища зменшувались, що свідчить про вплив газу на фізико-хімічні властивості нафти, тобто на перерозподіл фаз і збільшення вмісту газу у газорідній суміші. У свердловинах, які розробляли нафтові поклади (свердловина 183Р Західно-Рибальського та свердловини Бугруватівського родовищ), навпаки, ці параметри в часі збільшувались. До початку експлуатації в результаті відбирання проби з продуктивного інтервалу горизонту В-21 зі свердловини 189Р в червні 2006 р. значна густини нафти в поверхневих умовах дорівнювала 862 кг/м³.

З введенням в експлуатацію свердловини з горизонту В-21 вона зменшилась до 816 кг/м³ і у вересні 2006 р. вже становила 801 кг/м³. Для порівняння: за п'ять місяців експлуатації свердловиною 183Р нафтового покладу горизонту В-17 густина нафти збільшилась з 820 до 831 кг/м³. У випадку низькопродуктивної свердловини 185Р в процесі експлуатації її на горизонті В-14 за шість років і три місяці значина густини збільшилась з 880 до 886 кг/м³.

Таким чином, на початку розробки нафтогазового покладу свердловиною 189Р в результаті деякого зниження тиску на газонафтовому контакті внаслідок відбирання нафти почалось збільшення об'єму вільного газу газової шапки і витіснення ним нафти. Відтак відбувається

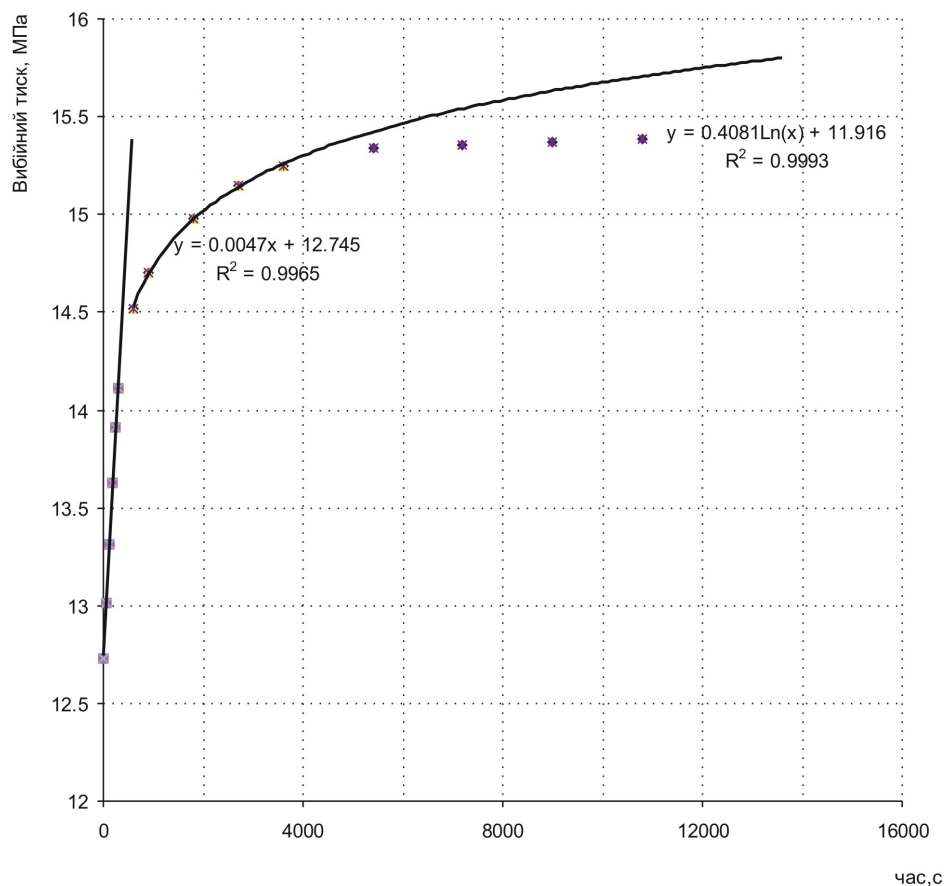


Рисунок 2 – КВТ свердловини 189 Західно-Рибальського НГКР

виділення розчиненого газу (внаслідок падіння пластового тиску нижче тиску насичення нафти газом) і нафта рухається пластом за рахунок енергії його розширення. Частина газу сегрегує в підвищені зони і поповнює газову шапку.

Вплив газу простежується і під час оброблення результатів гідродинамічних досліджень на неусталених режимах. На початковому етапі кривої відновлення тиску (КВТ) (рис. 2) спостерігається швидке відновлення вибійного тиску протягом 5 хвилин (майже вертикальний характер прямої), а в подальшому характер відновлення вибійного тиску наближається до логарифмічного закону. Це можна пояснити меншими силами в'язкого тертя на початковому етапі за рахунок вмісту газу.

Зіставлення фазових діаграм, отриманих за методикою [2], для глибинних проб пластової нафти, які відібрано з нафтової облямівки (рис. 3), і чисто нафтового покладу (рис. 4), вказує на такі основні закономірності:

- лінія точок кипіння відповідає розгазованій нафті (без вмісту газу), лінія точок роси – газу (нафті, насиченій газом на 100%), лінії від 10% до 90% – лінії з об'ємною часткою газоподібної речовини порівняно з рідиною від 10% до 90%, які зміщуються зліва направо;

- стан пластової системи взято за пластової температури (112°C для свердловини 189Р Західно-Рибальського НГКР і 105°C для свердло-

вини 49 Бугруватівського нафтового родовища). Криві зліва від цієї температури (об'ємні частки від 80% до 90%) вказують на рідинний стан – нелетка нафта (невеликий газоміст і велика густина, понад 20% фізико-хімічного складу припадає на гептани). Криві точок з об'ємним вмістом від 50% до 75% вказують на летку нафти і після 90% – на газоподібний стан суміші;

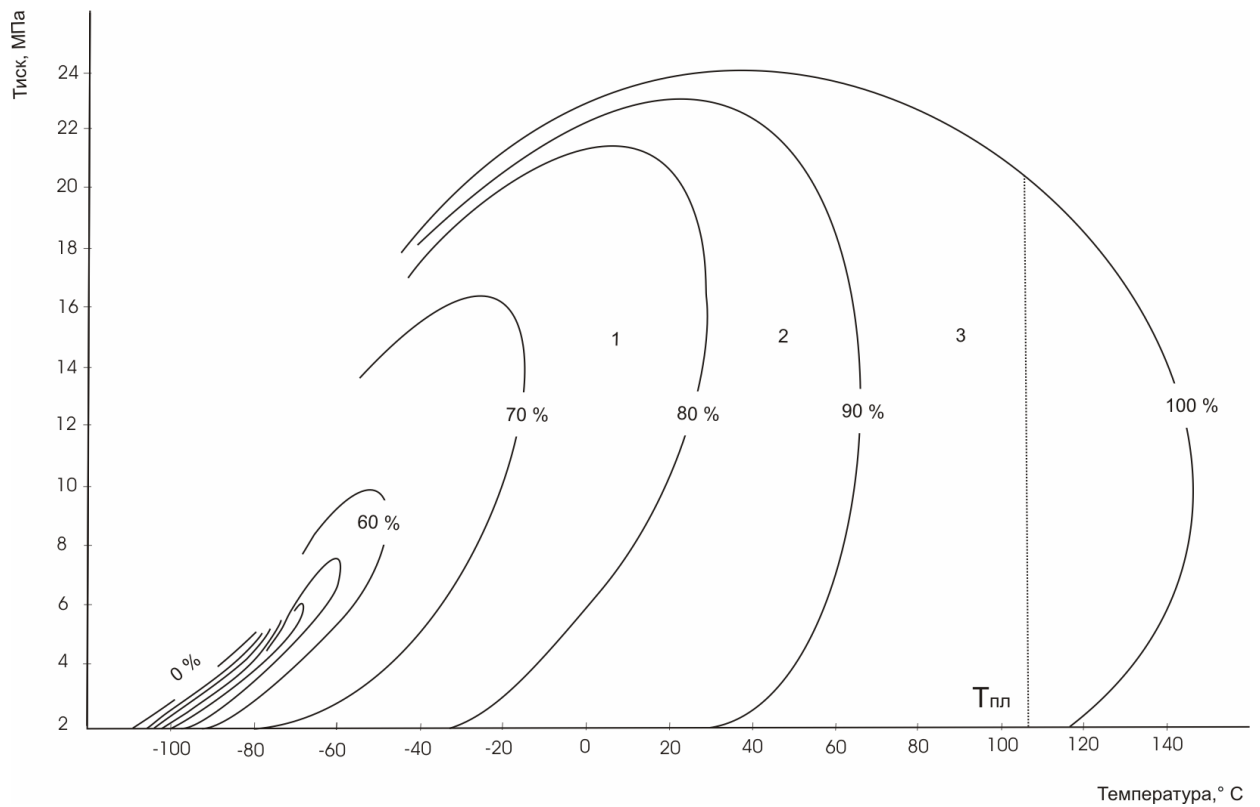
- насиченість нафти газом визначаємо умовно провівши лінію тиску насичення (28,5 МПа). Нафта за умов вище тиску насичення є недонасиченою, від 20% до 40% – насиченою і нижче – перенасиченою;

- для нафт нафтових облямівок характерним є велика кількість кривих об'ємного вмісту (до 90%), розташованих до відмітки пластової температури, в той час як для нафтових покладів – лише до 20%;

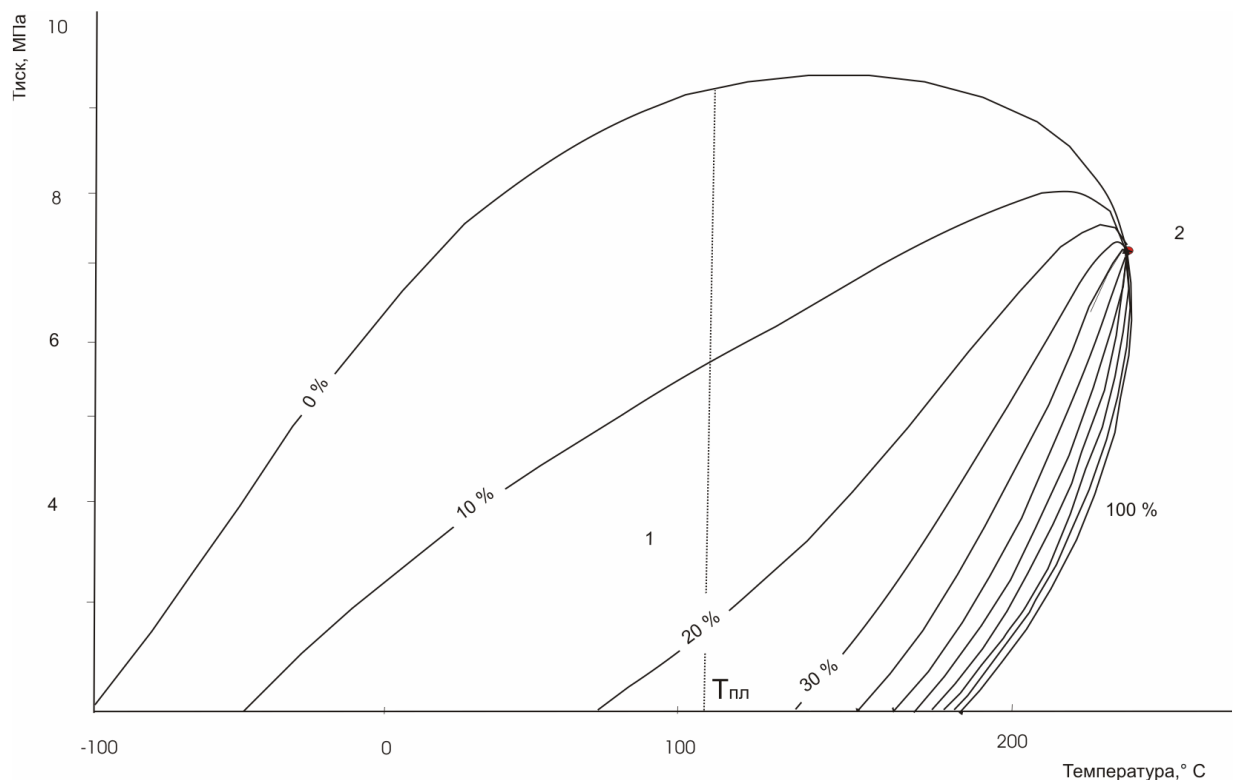
- для нафтових покладів пластові тиски фазових діаграм є вдвічі нижчими за нафтогазові поклади;

- менший інтервал температур для нафтових покладів зустрічається ближче до газонасиченого стану, для нафтогазових – до рідинного стану.

Основні рекомендації щодо встановлення раціональної розробки нафтогазових покладів на основі виявлених закономірностей полягають в наступному:



1 – нелетка нафта; 2– летка нафта; 3 – газоконденсатна суміш
Рисунок 3 – Фазова діаграма пластової нафти нафтової об'лямівки (свердловина 189Р Західно-Рибальського НГКР)



1 – насичена нафта, 2 – критична точка
Рисунок 4 – Фазова діаграма пластової нафти нафтового покладу (свердловина 49 Бугруватівського нафтового родовища)

у процесі розробки нафтогазових покладів початковий прогноз щодо складу пластової системи слід зробити за допомогою статистичних методів (коефіцієнти), бажано за кількома методами; для глибинної проби необхідно побудувати фазову діаграму Р-Т [3] і порівнювати її з іншими пробами, відібраними в межах покладу. Після цього визначити критичний тиск і температуру пластової суміші [4] та вжити заходи з регулювання розробки з метою раціонального вилучення вуглеводнів до проривання газової шапки;

важливим є початкове оброблення гідродинамічних досліджень, оскільки на результати подальших досліджень суттєвий вплив матиме вільний газ;

за тиску і температури, які встановлюються в пластовій системі, можна спрогнозувати час проривання газової шапки [5]. Основними методами регулювання розробки є недопущення зниження пластового тиску (ППТ, відсутність форсованих відборів), регулювання фільтраційних потоків (почергова чи одночасна експлуатація покладів в цілому) та дослідження пластових систем відібраних проб. Серед методів регулювання розробки нафтогазового покладу, який експлуатується свердловиною 189Р, на Західно-Рибальському НГКР в рамках застосованої системи розробки родовища оптимальними є такі: зміна технологічних режимів роботи свердловини – періодична зміна відборів. Оскільки після проривання газової шапки свердловина 189Р перебуває у бездії, то важливим є залишити її в такому стані до проведення геофізичних досліджень з метою визначення характеру припливу вуглеводнів. Можна припустити, що в пластах відбулась зміна насиченостей нафтою і газом. І лише після встановлення коефіцієнтів залишкової вуглеводненасиченості та тривалого простою свердловини, можна пускати свердловину 189Р в роботу. В процесі розробки нафтових родовищ при видобутку супутнього газу можна спостерігати в міру зниження пластового тиску явище припинення видобутку з пласта нафти - свердловина дає чистий газ. Причиною може виявитися зниження насиченості до малої величини, тому фазова проникність для нафти перетворюється на нуль. У результаті нафта, яка залишається в пласті, не рухається.

Оскільки пластовий тиск у покладі впав більш як на 50 % від початкового значення, то з метою недопущення подальшого економічно необґрунтованого його зниження застосовним є також метод регулювання фільтраційних потоків. В умовах даного покладу можна розглянути можливість експлуатації свердловиною 189Р горизонтів В-20 та В-21 одночасно чи почергово. Слід зауважити, що вказані горизонти на родовищі гідродинамічно зв'язані. В межах нафтогазонасичених пластів блоку, який експлуатувався свердловиною 189Р на горизонті В-21, горизонт В-20 ще не розроблявся.

Ефективним третім, на думку автора, способом регулювання розробки вказаного покладу є збільшення коефіцієнта експлуатації свердловини 189Р у випадку позитивного застосування перших двох способів.

Методів регулювання розробки нафтогазового покладу зі зміною системи розробки родовища, зокрема підтримання пластового тиску (ППТ) шляхом буріння однієї чи двох нагнітальних свердловин, автором не розглядалось через економічну недоцільність їх буріння. Також не рекомендовано заходів щодо створення бар'єрів між нафтовою облямівкою і газовою шапкою з метою їх почергової експлуатації: спочатку відібрати всю нафту, а згодом розробляти газову шапку з причини некупності цих витрат.

Таким чином, узагальнюючи встановлені закономірності, основні засади раціональної розробки нафтогазових покладів полягають у тому, що на початку відбору нафти відрізнити поклади з нафтовою облямівкою від чисто нафтових можливо лише за умов математичного оброблення результатів фізико-хімічного складу відібраних проб, зокрема, інформативними можуть бути фазові діаграми, і тільки після року, півтора розробки за зменшенням в'язкості, густини та наступним обробленням КВТ можна точно вказати на нафтогазові поклади з нафтовою облямівкою.

Література

- 1 Закономерности распределения свойств и состава пластовых смесей нефтяных, газоконденсатных и газовых месторождений: методическое руководство / [составл. ВНИИнефть]. – М.: Недра, 1975. – 12 с.
- 2 Брусилковский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа / А.И. Брусилковский. – М.: "Грааль", 2002. – 575 с. – ISBN 5946880314.
- 3 Степанова Г.С. Фазовые превращение в месторождениях нефти и газа / Г.С. Степанова. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина; Недра, 1983. – 192 с. – ISBN 5-7246-0373-Х.
- 4 Намиот А.Ю. Фазовые равновесия в добыче нефти / А.О. Намиот. – М.: Недра, 1976. – 183 с.
- 5 Движение углеводородных смесей в пористой среде. [В.Н. Николаевский, Э.А. Боднарев, М.И. Миркин, Г.С. Степанова, В.П. Терзи]. – М.: Недра, 1968. – 192 с.

*Стаття постуила в редакційну колегію
26.06.09
Рекомендована до друку професором
В. С. Бойком*