

# Актуальні питання нафтогазової галузі

УДК 622.276. 1/7

## ЧИННИКИ ФОРМУВАННЯ І ПРЕВЕНТИВНІ НАПРЯМКИ ЗМЕНШЕННЯ ОБСЯГІВ ЗАЛИШКОВОЇ НАФТИ В ПОКЛАДІ

*В.С. Бойко, І.М. Драган, Н.Я. Заливаха*

*ІФНТУНГ; Україна, 76019, Івано-Франківськ, Карпатська, 15,  
e-mail: re ngr@n u n g . e d u . u a*

*До залишкової нафти віднесено нафту, яка залишилася в покладі на момент завершення його розробки або залишиться після реалізації розробки за прийнятими проектними документами. На основі узагальнення попередніх здобутків створено нову класифікацію видів залишкової нафти з позицій можливості зменшення її обсягів та обґрунтовано і сформульовано превентивні напрямки недопущення втрат у вигляді залишкової нафти. Ураховано геологічні, технологічні, технічні та економічні чинники із виділенням основних факторів шляхом використання методів експертних оцінок і рейтингів. Розглянуто природні фізичні процеси, котрі можуть призводити до консолідації залишкової нафти, а, відтак, обґрунтовано першочергові напрямки зменшення втрат, зокрема по мєнілітовому покладу Долинського нафтового родовища на основі фактичних даних. Запропоновано ввести в процедуру проектування розробки передпроектний етап – «Дослідження і мінімізація впливу ускладнювальних чинників на величину обсягів залишкової нафти в покладі». Цим же раз порушено актуальну проблему можливості консолідації залишкової нафти й утворення вторинних нафтових покладів.*

*Ключові слова: підвищення коефіцієнта нафтовилучення, вторинні нафтові поклади.*

*К остаточной нефти отнесена нефть, оставшаяся в залежи к моменту завершения его разработки или после реализации разработки по принятым проектным документам. В результате обобщения предыдущих достижений создана новая классификация видов остаточной нефти с позиций возможности уменьшения ее объемов, обоснованы и сформулированы превентивные направления по недопущению энергетических потерь в виде остаточной нефти. Учтены геологические, технологические, технические и экономические факторы с выделением основных факторов путем использования методов экспертных оценок и рейтингов. Рассмотрены природные физические процессы, которые могут приводить к консолидации остаточной нефти, а затем обоснованы первоочередные направления уменьшения потерь, в том числе по менилитовым залежам Долинского нефтяного месторождения на основе фактических данных. Предлагается ввести в процедуру проектирования разработки передпроектный этап – «Исследования и минимизация влияния усложняющих факторов на величину объемов остаточной нефти в залежи». Этим еще раз поднята актуальная проблема возможности консолидации остаточной нефти и образования вторичных нефтяных залежей.*

*Ключевые слова: повышение коэффициента нефтеизвлечения, вторичные нефтяные залежи.*

*Residual oil can be referred as oil that remains in the reservoir at the time of its completion or the oil that is left after the implementation of development works according to the adopted project documents. A new classification of the residual oil with the possibility of reducing its volume was created on the basis of summarizing the previous achievements. Preventive measures of avoiding loss of residual oil were proved and reasonably formulated. Geological, technological, technical and economic factors highlighting the main factors using the methods of expert assessments and ratings were taken into account. The natural physical processes that can lead to the consolidation of residual oil were studied. Thus, the priority directions of loss reducing on Menilite deposit of Dolynskiy oil field on the basis of evidence were proved. The pre-design stage "Research and minimization of the impact of complicating factors on the amount of residual oil in the reservoir" was suggested to be included in the design process, which raised the ever burning problem of the possibility of residual oil consolidation and the formation of secondary oil deposits.*

*Key words: increase of oil recovery coefficient, secondary oil deposits.*

### **Вступ**

Протягом найближчих років, на думку експертів, людство відчуватиме тривогу від реальної загрози вичерпування природних ресурсів, зокрема нафти, видобуток якої не буде зростати відповідно від попиту.

В найближчі роки світ неминуче зіткнеться із проблемою дефіциту сирової нафти на фоні подальшого її споживання, незабезпеченості ресурсами за різними сценаріями і моделями прогнозу, особливо в раніше нафтовидобувних регіонах, у тому числі і в Україні [1].

Є підстави вважати, що назавжди закінчиться період бурхливого росту видобутку нафти і, мабуть, ніколи не повториться. У майбутньому, звичайно, доведеться перейти до енергетики, базованій на невикопних і відновлюваних джерелах енергії, до використання нафти тільки як хімічної сировини (для виробництва, наприклад, змащувальних матеріалів); питання полягає лише в тому, коли відбудеться цей перехід [2].

На думку експертів Національної розвідувальної ради США (National Intelligence Council, NIC) [3], впродовж п'ятнадцяти років мешканці всіх країн відчуватимуть тривогу від реальної загрози масштабної продовольчої кризи (харчі і вода), вичерпування природних ресурсів, очікування екологічних катастроф (потепління), старіння населення в розвинутих країнах (зміна демографічної карти світу), зростання міжнародного тероризму. Це може призвести до багатополарності світу (влада розосередиться між кількома найбільш впливовими країнами), зміщення багатства й економічного впливу із заходу на схід, нестачі енергоносіїв і продовольства, збільшення конфліктів за доступ до них та перерозподіл і т.д.

На міжнародному рівні питання ресурсів вийде на передній план. Виробництво (видобування) рідинних вуглеводнів поза межами ОПЕК (Організації країн-експортерів нафти) – тобто не із сирової нафти, газоконденсату чи нестандартних продуктів, таких як нафтоносні і бітумінозні піски, – не буде зростати пропорційно до попиту. Видобутки нафти і газу численними традиційними енерговиробниками (Ємен, Норвегія, Оман, Колумбія, Великобританія, Індонезія, Аргентина, Сирія, Єгипет, Перу, Туніс) вже знижуються. В інших країнах (Китай, Індія, Мексика) темпи виробництва вирівнялися; кількість країн, здатних розширювати виробництво, скоротиться; видобування нафти і газу зосередиться в політично і соціально нестабільних регіонах.

За прогнозами лише шість країн – Саудівська Аравія, Іран, Кувейт, Об'єднані Арабські Емірати, Ірак (можливо) та Росія – забезпечать 39% світового виробництва нафти. Провідні виробники будуть розташовані на Близькому Сході, де зосереджено приблизно дві третини світових запасів нафти. Очікується, що виробництво в країнах ОПЕК (спочатку це Іран, Ірак, Саудівська Аравія, Венесуела, а відтак ще і Катар, Індонезія, Лівія, Об'єднані Арабські Емірати, Алжир, Нігерія, Еквадор) Перської затоки

зросте на 43%, де основним (близько 50%) виробником буде Саудівська Аравія. Через великі запаси нафти і природного газу Росія та Іран є провідними країнами в енергетиці. За даними PFG Energy International практично однаково збільшувалося і збільшуватиметься споживання традиційних джерел енергії – вугілля, газу, нафти, ядерної енергії, гідроенергії, енергії біомаси.

Внаслідок цих та інших чинників у світі відбудеться фундаментальний перехід у сфері енергетики від нафти до природного газу (як найціннішого палива), вугілля («найбруднішого» палива) і до альтернативного палива.

Проте всі нові нинішні технології є недостатніми для повної заміни традиційних енергетичних структур у потрібних масштабах, нові технології ще можуть виявитися комерційно не вигідними, і до 2025 р. масово не поширяться (для цього потрібно щонайменше 25 років) [2].

На наш погляд, тут актуалізується ще й новий напрям забезпечення людства нафтою, який в доступній літературі ще ніким в такому аспекті не обговорювався, – це видобування залишкової нафти. До залишкової нафти відносимо нафту, яка залишилась у покладі на момент завершення його розробки або залишиться внаслідок реалізації розробки за прийнятими затвердженими проектними документами. Якщо коефіцієнт нафтовилучення взяти на рівні приблизно 40% (він незначно коливається в ту чи іншу сторону), то людство має ще щонайменше 60% нафти від початкових її запасів. Проблема полягає в тому, як її видобути.

### **Аналіз сучасних досліджень**

В історичному аспекті склалося так, що видобування нафти (експлуатація, розробка нафтових родовищ) здійснюється в режимі на виснаження (первинне видобування, або (за термінологією в США) primary production), пізніше з підтриманням пластового тиску шляхом запомповування води або газу високого тиску (вторинне видобування або secondary production), а відтак з підвищенням нафтовилучення за рахунок застосування теплових методів (запомповування пари, внутрішньопластового горіння), змішуваного витіснення нафти (запомповування CO<sub>2</sub> та інших газів, розчинників), полімерного заводнення і т.д. (третинне видобування або tertiary production) [2]. Вторинні і третинні методи щораз частіше називають методами підвищення нафтовилучення (enhanced oil recovery) для позначення всього комплексу технологій і методів, котрі застосовуються для підвищення нафтовилучення понад ту величину, що отримується при відбиранні нафти із пластів у режимі тільки на виснаження, а останнім часом їх застосовують від самого початку розробки родовища (особливо заводнення) в ускладнених умовах. У нашій літературі заводнення розглядається, здебільшого, як основний (первинний) метод розробки родовищ, а інші методи відносяться до методів підвищення нафтовилучення.

Відповідно до цього вивчалися причини, які могли призводити до залишення нафти в покладі. Це, зокрема, невтриманість і переривчастість пласта [4,5], лінзоподібне і літологічно-виклиноване залягання порід, тектонічна і тріщинувата порушеність порід [6], фізико-хімічні процеси в пластах [7], розміщення свердловин і технологічні особливості систем розробки нафтових покладів [8] тощо.

Відомо, що сучасні нафтові родовища утворилися переважно в результаті акумуляції в пастках нафти, яка мігрувала із зон вуглеводнеутворення, (відповідно до теорій органічного, неорганічного і осадово-неорганічного походження нафти). Звідси можна припустити, що після закінчення процесу розробки нафтового родовища розсіяна нафта у вироблених покладах буде консолідуватися і знову акумулюватися у своїх пастках, утворюючи вторинні нафтові поклади [4]. На таку можливість вперше обґрунтовано вказали М.А. Єременко, С.П. Максимов (1970 р.) [9] і О.П. Крилов (1974 р.) [10]. Розходяться тільки думки щодо строків такого переформування відроблених покладів у природному процесі – від років або десятків років до декількох мільйонів років (геологічний вік) [11].

Виділено також основні види залишкової нафти в покладах з позиції накопичених обсягів [4, 7, 11].

#### Виділення невіршених частин загальної проблеми

Проблема зменшення обсягів залишкової нафти в покладах практично залишилась невіршеною щодо формулювання в першу чергу превентивних напрямків.

#### Формулювання цілей статті

Метою даної роботи є узагальнення на сучасному етапі результатів попередніх здобутків, створення нової класифікації видів залишкової нафти з позицій можливості зменшення її обсягів і формулювання нових превентивних напрямків недопущення втрат у вигляді залишкової нафти.

#### Висвітлення основного матеріалу

Впродовж всієї історії видобування нафти науковці і практики задумувалися над питанням «Як видобути щонайбільше нафти із нафтонасиченого пласта?» На сьогодні маємо безліч різних емпіричних правил, пропозицій, науково і експериментально обґрунтованих теорій та положень. Ми не ставимо собі за мету їх тут згадати, проаналізувати, бо це й неможливо (для цього потрібний текстовий обсяг величезної монографії), тому аналіз виконаємо за групами параметрів і кінцевих ефектів.

Враховуючи фізичну суть процесу витіснення нафти і реальний рух рідини до системи свердловини, коефіцієнт нафтовилучення  $\eta$  на напірних режимах за пропозицією О.П. Крилова (1955 р.) здебільшого почали подавати як добуток коефіцієнтів витіснення нафти з пласта  $\eta_v$  і охоплення пласта розробкою  $\eta_o$  [2]:

$$\eta = \eta_v \cdot \eta_o. \quad (1)$$

Під коефіцієнтом витіснення  $\eta_v$  розуміють відношення об'єму нафти, який витіснений з області пласта, зайнятої робочим (витіснювальним) агентом, до початкового вмісту нафти в цій області, залученій до розробки. Коефіцієнт витіснення залежить переважно від кратності промивання, відношення коефіцієнтів в'язкості нафти і в'язкості робочого агента, коефіцієнта проникності, статистичного розподілу пор за розмірами і характеру змочуваності порід пласта. У гідрофільних високопроникних пористих середовищах за малої в'язкості нафти, коефіцієнт витіснення нафти водою може сягати 0,8-0,9. У малопроникних, частково гідрофобізованих середовищах за підвищеної в'язкості нафти він становить 0,5-0,65, а в гідрофобних пластах – не більше 0,25-0,4. Водночас у випадку витіснення нафти газом високого тиску, вуглекислим газом чи міцелярним розчином, тобто у випадку усунення істотного впливу капілярних сил, коефіцієнт витіснення сягає 0,95-0,98.

Коефіцієнт витіснення нафти, наприклад водою, за усталеною традицією лабораторної практики визначається експериментальним шляхом із умови, що об'єм пропомпованої води через керн становить 5-6 ефективних (динамічних, із урахуванням коефіцієнтів залишкової нафто- і водонасиченості) порових об'ємів керна (так звана кратність промивання керна). Відомо, що водонасиченість вздовж шляху витіснення зменшується, а, значить, кратність промивання є невисокою [12].

За таких умов доцільно встановлювати кореляційні залежності для коефіцієнта витіснення  $\eta_v$  від флюїдних параметрів (співвідношення коефіцієнтів в'язкостей нафти і витіснювальних агентів, співвідношення густин, поверхневого натягу, коефіцієнта проникності, капілярного тиску, термобаричних умов та ін.).

Під коефіцієнтом охоплення  $\eta_o$  розуміють відношення об'єму породи, охопленої витісненням, до всього об'єму нафтовмісної породи. Він характеризує втрати нафти: а) по товщині і площі пласта в зонах стягування рядів видобувних свердловин та розрізаючих рядів нагнітальних свердловин; б) в неохоплених дренаванням і заводненням зонах; в) у малопроникних включеннях (шарах, лінзах, пропластках); г) в застійних зонах, які контактують безпосередньо з обводненими шарами і зонами або відокремлені від них непроникними лінзами і шарами. У дуже розчленованих пластах залишкова нафтонасиченість, яка може сягати 20-80%, він істотно залежить від розміщення свердловин, умов розкриття пластів у них, діяння на відокремлені лінзи і пропластки, співвідношення коефіцієнтів в'язкостей нафти і води та ін.

В.М. Щелкачов обґрунтував формулу і показав, що чим більше свердловин на покладі (менша питома площа), тим більший коефіцієнт охоплення, а, значить, і коефіцієнт нафтовилучення [2].

Прикладів із практики, які підтверджують цю залежність, є дуже багато [13]. Але універ-

сальної залежності між коефіцієнтом нафтовилучення і густотою сітки свердловин немає. Кореляційний аналіз також не покращив стану через невисокі коефіцієнти кореляції.

При цьому на увагу заслуговує побудова залежностей коефіцієнта нафтовилучення від питомих запасів нафти, які припадають на одну свердловину. По-перше, показник питомих запасів ураховує, певною мірою, тривимірний (об'ємний) характер розподілу запасів у пласті. По-друге, він відображає і такі важливі параметри, як товщину пласта, коефіцієнти пористості, нафтонасиченості тощо. Водночас, питомі геологічні запаси містять чимало інформації і про питомі видобувні запаси нафти, які припадають на одну свердловину. Саме цей показник відіграє важливу роль при встановленні необхідної кількості свердловин, густоти сітки свердловин і рівнів (темпів) відбору нафти.

У цьому аспекті цікавими можуть бути результати експертного аналізу факторів, які визначають ефективність розробки нафтових родовищ і, перш за все, величину кінцевого коефіцієнта нафтовилучення (за публікацією А.Х. Мірзаджанзаде і Ч.А. Султанова) [2]. Аналіз проводив Г.А. Шейдаєв на основі опублікованих після 1965 р. робіт (понад 90) авторів із різних країн з питань вивчення механізму нафтовилучення. Виявлено близько 60 параметрів, які охоплюють всі основні умови розробки, котрі об'єднано в 11 груп природних і технологічних факторів розробки:

- 1) режим пласта;
- 2) колекторські властивості порід;
- 3) неоднорідність пласта;
- 4) умови залягання нафти;
- 5) властивості пластових рідин;
- 6) термодинамічні умови в пласті;
- 7) сітка свердловин;
- 8) темп відбору рідини;
- 9) об'єм води, що пройшла через пласт;
- 10) термін розробки;
- 11) капілярні сили в пласті.

Для аналізу використано методи експертних оцінок, які дають змогу виявити колективну думку спеціалістів (за їх літературними даними). Отримано дуже малу узгодженість результатів (коефіцієнт конкордації рівний 0,1), тобто відсутність спільної думки про переважачий вплив певного фактора. Не вдалось виявити переважачого впливу окремо за роботами вчених із різних регіонів (Москва, Татарстан, Башкортостан, Азербайджан, Чечено-Інгушетія).

Відтак виділено 4 фактори, які найчастіше згадувалися в роботах. За ступенем впливу (лінгвістична і числова оцінка) вони розподілились так: 1) коефіцієнт проникності (значний вплив, числова значина 0,85); 2) в'язкість пластових рідин (істотний, 0,66); 3) темп відбору (істотний, 0,65); 4) густота сітки свердловин (помітний, 0,56), тобто найбільш важливим виявився вплив проникності.

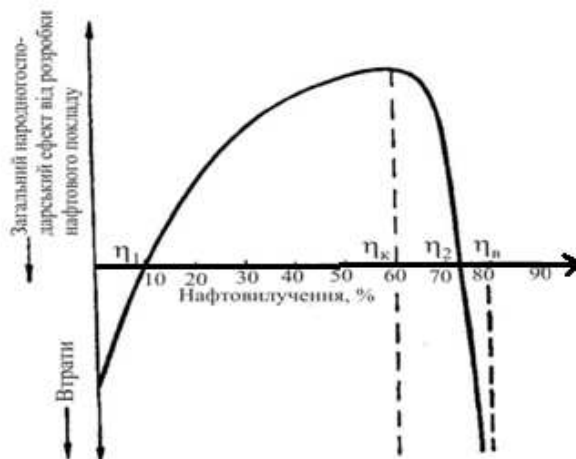
На завершальній стадії інформацію оброблено з використанням коефіцієнтів А. Ело (т. зв. рейтингів), які прийняті для оцінки ква-

ліфікації шахістів. Найбільш впливовими на коефіцієнт нафтовилучення за рейтингом виявилися технологічні параметри розробки і природні характеристики пластової системи: 1) густота сітки свердловин (рейтинг 1270); 2) коефіцієнт в'язкості рідини (1251); 3) темп відбору рідини (1200); 4) коефіцієнт проникності (1182) [2].

Отже, згідно з існуючими на даний час уявленнями, густота сітки свердловин і темп відбору рідини із об'єктів є найбільш важливими технологічними (тобто керованими нами) параметрами розробки.

Але в даний час, не залежно від підходів до визначення коефіцієнта нафтовилучення, керуються засадами, що коефіцієнт нафтовилучення залежить не тільки від розглянутих фізико-геологічних і технологічних факторів, але і від економічних умов. Якщо навіть деяка технологія дає змогу досягнути значно вищого коефіцієнта нафтовилучення, ніж існуюча, воно може бути не вигідним із економічних причин.

Зміну накопиченого прибутку від розробки нафтового родовища в залежності від досягнутого коефіцієнта вилучення по родовищу (т. зв. крива ефекту) показано на рис. 1.



**Рисунок 1 – Зміна загального народногосподарського ефекту від розробки нафтового покладу залежно від досягнутого коефіцієнта нафтовилучення із пласта при водонапірному режимі**

Прибуток (або інакше чистий грошовий потік, дохід, народно-господарський ефект) визначається з урахуванням фактора часу (за формулою складних процентів) і зводиться (дисконтується) здебільшого до початку розробки родовища. Спочатку крива ефекту лежить у від'ємній частині діаграми.

Початкова точка (точка перетину з віссю ординат) вказує на грошові витрати, пов'язані із капітальними вкладеннями на розбудовування і промислову облаштування родовища до початку його розробки.

Відтак у міру видобування нафти із покладу крива ефекту монотонно зростає і при деякій значині коефіцієнта нафтовилучення  $\eta_1$  переходить у додатну частину діаграми, тобто настає

повна компенсація інвестицій, пов'язаних із початковими капітальними вкладеннями, внаслідок ефекту від видобутої нафти, і родовище починає давати чистий прибуток.

З часом швидкість зростання прибутку поступово сповільнюється. Це відбувається через те, що знижується поточний рівень обсягів видобутку нафти у зв'язку із зростанням обводненості продукції, із переведенням свердловин на механізований спосіб експлуатації, із виконанням водоізоляційних робіт, із збільшенням витрат, пов'язаних із підготовкою обводненої нафти та отриманням товарної продукції, із бурінням резервних свердловин та свердловин-дублерів і т.д.

При коефіцієнті нафтовилучення  $\eta_k$  крива ефекту сягає екстремальної (максимальної) точки, якій, очевидно, відповідає кінцевий коефіцієнт нафтовилучення, сумарний прибуток – максимальної значини, а поточний прибуток від видобутку 1 т нафти дорівнює нулю, обводненість продукції в цей момент сягає до граничної (рентабельної) обводненості, собівартість нафти рівна граничній. Родовище слід виводити із розробки. Родовище слід виводити із розробки. При проектуванні це означає припинити розробку родовища (припинити розрахунки).

Встановити момент зупинки конкретного родовища, яке фактично розробляється, дуже важко. Це зумовлено тим, що поточна собівартість і обводненість щомісячно коливаються в значних межах (через зупинки і пуски свердловин, виконання ремонтних робіт і т. ін.), середня обводненість є дуже високою і майже незмінною (кожному відсотку зміни обводненості відповідають великі обсяги видобутку нафти), а економічні показники по окремому родовищу в структурі підприємства за наявності інших родовищ невідомі (не передбачені в існуючій звітності).

Якщо і після досягнення кінцевого коефіцієнта нафтовилучення  $\eta_k$  продовжувати розробку покладу, то значина коефіцієнта нафтовилучення буде і надалі зростати, але загальний накопичений прибуток від розробки родовища буде зменшуватися, і при коефіцієнті нафтовилучення  $\eta_2$  знову стане рівним нулю. Це є наслідком того, що видобування кожної додаткової тонни нафти понад кінцевий коефіцієнт нафтовилучення  $\eta_k$  є збитковим.

Якщо і далі продовжувати таку збиткову розробку покладу, то значина коефіцієнта нафтовилучення  $\eta$  буде асимптотично наближатися до значини коефіцієнта витіснення  $\eta_v$ , а це означає, що коефіцієнт охоплення  $\eta_0 \rightarrow 1$ .

Таким чином, нафта між точками  $\eta_k$  і  $\eta_v$  фізично може бути видобута при водонапірному режимі, а цьому перешкоджають економічні причини. Нафта, що знаходиться правіше точки  $\eta_v$ , фізично не може бути вилучена із пласта при водонапірному режимі. Коефіцієнт  $\eta_v$  досягається за рахунок пропомповування через пласт великої кількості води, а на це потрібно дуже великі кошти. Але в певній мірі частково її можна вилучити із пласта, застосовуючи інші фізичні принципи (наприклад, з використанням

активних домішок). Тобто всі заходи з підвищення кінцевого нафтовилучення повинні, з економічної точки зору, перемістити точку максимуму прибутку вправо, але не опускаючи її значно вниз, інакше окремі заходи будуть збитковими. Найвищий ефект від підвищення нафтовилучення досягається тоді, коли приріст видобутку настає незабаром після здійснення додаткових капітальних вкладень. Підвищення чистого дисконтованого прибутку від розробки родовища може бути досягнуто внаслідок скорочення строку розробки родовища (зменшуються експлуатаційні витрати) і зміни динаміки видобутку нафти в часі так, щоб якомога більша кількість нафти була видобута в найближчі роки (впливає фактор часу на капітальні вкладення, тобто дисконтування).

А тоді, знаючи  $\eta$ , за формулою при відомому коефіцієнті  $\eta_v$  знаходимо коефіцієнт охоплення  $\eta_0$ .

Якщо  $\eta_0$  виявляється надто меншим одиниці, то резерви в підвищенні  $\eta$  полягають в ущільнювальному бурінні додаткових свердловин, у бурінні горизонтальних свердловин і бокових горизонтальних стовбурів, у застосуванні потоковідхилювальних технологій, в розбурюванні периферійних зон, у розукрупненні експлуатаційних об'єктів і т.д. При цьому коефіцієнт  $\eta_v$  знаходиться як середньозважена величина за "запасами" окремих елементів 3D гідродинамічної моделі.

Аналогічно, якщо коефіцієнт  $\eta_v$  набагато менший від одиниці, то це вказує на потребу розглядати використання іншого витіснювального агента.

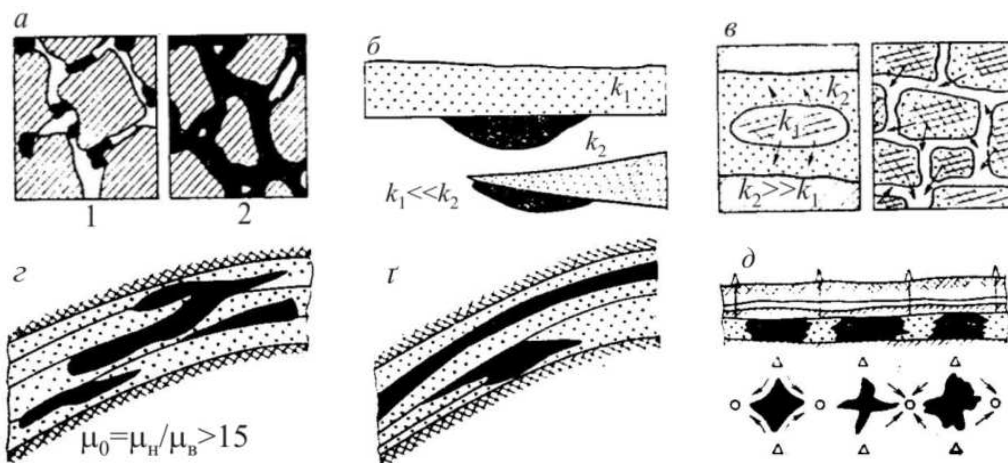
Частими є випадки, коли необхідно вживати заходів із підвищення як  $\eta_v$ , так і  $\eta_0$ .

Залишкова нафта у вироблених (відпрацьованих) покладах в основному знаходиться в такому стані, що довилучення її звичайними способами розробки неможливе [2].

Особливістю залягання залишкової нафти є її переривчастість, яка проявляється на різних рівнях масштабності, починаючи від рівня окремих пор (защемлена нафта) і закінчується рівнем окремих ділянок покладу (цілики залишкової нафти). Друга особлива риса залишкової нафти полягає у відмінності її фізичних властивостей від фізичних властивостей природної (первинної) нафти. При розробці покладу внаслідок взаємодії запомпуюваної і пластової вод із природною нафтою і пластомколектором відбуваються різні зміни природних властивостей нафти і пласта: адсорбція вуглеводнів на поверхні пор, формування плівок нафти, зміна природної змочуваності і природної структури пор із утворенням техногенно-блокових і тупикових зон.

Нафтонасиченість промитих ділянок визначається структурою порового простору, поверхневими властивостями скелета, міжфазним натягом, градієнтом тиску і в'язкістю витіснювальної рідини.

Форма і розподіл залишкових запасів нафти формуються комплексом природних і штучних (технологічних) факторів, які визначають і



*а* – розсіяна нафта в гідрофільній (1) і гідрофобній (2) породах; *б* – скупчення капілярно-втримуваної нафти на межі зон із різною проникністю ( $k_1$  і  $k_2$ ); *в* – цілики нафти в малопроникних лінзах (зліва) і в блоках тріщинувато-пористих колекторів (справа); *г* – цілики високов'язкої нафти, котрі утворилися внаслідок нерівномірності переміщення фронту витіснення, яка може виникати через неоднорідність пласта або нестійкість витіснення (в'язкісна або гравітаційна нестійкість) за відношення  $\mu_o > 15$  коефіцієнтів в'язкості нафти  $\mu_n$  і води  $\mu_w$ ; *д* – нафта в невірובлених малопроникних прошарках і лінзах; *д* – великі цілики, що утворилися між видобувними свердловинами внаслідок стягування фронтів витіснення (невірובлені зони).

**Рисунок 2 – Виділення залишкової нафти у вироблених покладах (за М.Л. Сургучовим та ін.)**

коефіцієнт нафтовилучення, а саме: в'язкість нафти, властивості колектора (в першу чергу проникність), початковий стан нафти і газу, режим розробки покладу і густота сітки свердловин.

Вивченню виділених форм і стану залишкової нафти залежно від умов її утворення присвячено дуже мало робіт [4]. М.Л. Сургучев із співавторами [7] подає графічне виділення залишкової нафти (рис. 2).

А. Останньою із таких робіт є, мабуть, підручник [2], базуючись на результатах якого нами запропоновано *нову класифікацію залишкової нафти з позиції можливості її видобування в даний час*.

Виділяємо умовно (розуміючи умовність всіх поділів подібного виду) наступні *три групи розподілу (скупчень) залишкової нафти*.

1. *Практично втрачена залишкова нафта в надрах після завершення розробки покладу.*

1.1. Розсіяна нафта, яка знаходиться у вигляді окремих крапель (як дисперсна фаза) у порах гідрофільної породи і плівок (плівкова нафта) на зернах скелета гідрофобної породи. Ця нафта повністю оточена витіснювальною фазою (водою, газом та ін.), а розміри частинок її зіставимі із розмірами порових каналів.

Насиченість пласта такою нафтою є меншою від граничної насиченості (коефіцієнт фазової проникності для нафти рівний нулю), а в промитих водою зонах знаходиться в межах 0,15-0,20. Але у випадку прояву режиму розчиненого газу залишкова нафтонасиченість може сягати величини 0,7 за коефіцієнта відносної проникності для нафти, рівного або близького до нуля.

Розсіяну нафту в останньому випадку звичайно називають залишковою або капілярно-

втримуваною (капілярно-защемленою). Максимальні розміри таких скупчень (глобул і ганглій) можуть сягати 100-200 мкм і навіть декількох міліметрів. Глобули на відміну від плівкової нафти не контактують із скелетом пористого середовища. Розсіяна нафта являє собою фон, на якому виділяються крупніші цілики залишкової нафти.

1.2. Капілярно-втримувана нафта, яка утворюється внаслідок значної неоднорідності пласта. Окрім розсіяної нафти сюди відносять окремі цілики, які зумовлені капілярними кінцевими ефектами на границі зон із різною проникністю. Нагадаємо, що дія кінцевого ефекту виражається в порушенні неперервності насиченості на виході із керна при витісненні одної фази іншою або на контакті двох середовищ із різними коефіцієнтами проникності.

Причина появи таких скупчень капілярно-втримуваної нафти полягає в тому, що для виходу змочуючої фази із пористого середовища у вільний простір (при лабораторному визначенні фазової проникності за керном) або із дрібних пор у великі необхідно побороти капілярний тиск, який сягає значної величини при малій насиченості змочуючою фазою. У зв'язку із цим відбувається накопичення змочуючої витіснювальної фази неподалік переходу із менш проникних зон у більш проникні. Подолання капілярного тиску необхідне і в протилежному випадку до переміщення незмочуючої рідини (або газу) із високопроникного середовища в малопроникне.

Кінцеві ефекти викликають утворення стрибків насиченості на границях зон різної проникності. Оскільки капілярний тиск залишається неперервним при переході через границю, то, як це впливає із виду кривих залеж-

ності капілярного тиску від насиченості (через відому функцію насиченості – функцію Леверетта, котра пов'язана із коефіцієнтом проникності), у менш проникному середовищі повинна бути вищою насиченість змочуючою фазою. Накопичення нафти відбувається в малопроникній зоні гідрофобної породи і у високопроникних зонах гідрофільної породи. Такі скупчення нафти є нерухомими тільки в тому фільтраційному потоці, при якому вони утворилися (фазово-рухома нафта), а при зміні напрямку потоку вони стають рухомими. Характерні розміри таких скупчень можуть становити від десятків сантиметрів до декількох метрів при нафтонасиченості всередині них, близькій до початкової.

2. *Можливо втрачена залишкова нафта в надрах.* Вона може бути практично втраченою після припинення розробки покладу за існуючими на сьогодні проектами, а якщо будуть широко (в економічно розумних межах при існуючих цінах на нафту) застосовуватися методи регулювання розробки і підвищення нафтовилучення [3], то людство може скористатися цією нафтою.

Цілики невилученої нафти в тих об'ємах пласта, де процес нафтовилучення відбувається значно повільніше, ніж в основному об'ємі колектора, тобто в малопроникних включеннях (лінзах) і в блоках (матрицях) тріщинувато-пористого середовища. Такі цілики можуть бути різних розмірів і характеризуватися різною нафтонасиченістю. Так, наприклад, гідродинамічне витіснення нафти водою із тріщин відбувається порівняно швидко (пояснюється великою проникністю тріщин) на фоні дуже повільного капілярного просочування блоків водою і витіснення нафти із них. А тоді на момент практично повного обводнення видобувних свердловин (припинення експлуатації) у блоках залишається ще багато нафти.

2.2. Цілики нафти, утворення яких викликано неповнотою охоплення заводненням порівняно однорідного колектора за рахунок в'язкісної або гравітаційної нестійкості переміщення фронту витіснення високов'язкої нафти (утворення язиків і в деяких випадках конусів обводнення) або проникнісною неоднорідністю колектора. Такі цілики можуть мати стрічкоподібний характер, велику протяжність за напрямом витіснення (десятки і сотні метрів) і невелику ширину чи товщину (десятки сантиметрів, метри).

Так, за експериментальними даними інституту СибНІИП коефіцієнт витіснення істотно залежить від коефіцієнта проникності, тому в шаруватонеоднорідних пластах спостерігається різна повнота витіснення [2], причому залежність коефіцієнта витіснення виположується на рівні 0,65-0,75 при високих значинах коефіцієнта проникності (залежно від покладів).

3. *Залишкова нафта, котра отримана як результат неефективної реалізації сучасних технологій розробки нафтових родовищ і яка повинна бути видобута до завершення розробки родовища.*

3.1. Цілики залишкової нафти в невироблених малопроникних прошарках і лінзах, а також у зонах пониженого градієнта тиску і прояву початкового градієнта тиску при фільтрації нафти або зумовлені недостатньою тривалістю витіснення. Ці скупчення можуть мати дуже великі розміри, а іноді являти собою цілі невироблені пропластки або ділянки.

3.2. Великі цілики нафти, окремі пласти чи зони, які або неохоплені розробкою внаслідок дуже рідкої сітки свердловин, або залишилися поблизу зон виклинування пласта чи тектонічних порушень (у "тіні" таких своєрідних фільтраційних бар'єрів), у так званих тупикових зонах. Їх розміри в плані можуть бути співрозмірні із відстанями між свердловинами і пов'язані із розміщенням свердловин і системою розробки.

**Б.** На сформовані скупчення і цілики нафти після припинення розробки покладу діють різні природні фізичні процеси, як такі, що й під час розробки, так і деякі повільніші, котрі є неістотними на короткому періоді активної розробки. Найважливішими серед них є такі процеси, що можуть призводити до консолідації залишкової нафти.

*Гравітаційно-капілярна сегрегація.* Це є найбільш ефективний природний процес, котрий веде до консолідації залишкової нафти в підвищених частинах покладу (точніше пастки). У цьому процесі основними є архімедова (гравітаційна) сила і поверхневі сили, причому останні можуть сприяти і протидіяти сегрегації (розділенню по фазах).

Необхідно виокремлювати два етапи сегрегації: а) спливання залишкової нафти до покрівлі пласта; б) подальше переміщення утворених скупчень нафти угору вздовж покрівлі до куполу покладу або екрану, тобто до тої чи іншої пастки, із формуванням вторинного покладу.

Як показують оцінкові розрахунки, тривалість першого етапу при товщині пласта до 25 м, коефіцієнті проникності 0,5 мкм<sup>2</sup> і коефіцієнті в'язкості нафти до 50 мПа·с не перевищує тривалості розробки (не більше 10-15 років), але може затягуватися на десятки і сотні років у залежності від проникності і товщини пласта, в'язкості нафти та розподілу нафтонасиченості.

Тривалість другого етапу переміщення ціликів до куполу у слабкопохилих пластах, товщина яких є малою порівняно з їх горизонтальною протяжністю, на 2-4 порядки більша, ніж першого етапу, тобто становить декілька сотень років. Тому наприкінці розробки покладу вся залишкова нафта, котра могла спливати, вже знаходиться біля покрівлі. Якщо поклад розбитий на окремі цілики (скупчення другої групи), то не слід розраховувати на їх зближення в латеральному напрямку тільки за рахунок гравітаційних і капілярних сил за час розробки.

Капілярні сили, які діють на краплі розсіяної нафти (перша група), є дуже великими порівняно з гравітаційними чи гідродинамічними, тому зазвичай вважається, що розсіяна нафта практично нерухома (відношення капілярних сил до гідродинамічних сил оцінюється величиною 10<sup>6</sup>). Але слід врахувати, що розсіяна

нафта перейшла в такий стан у результаті витіснення її водою і тому знаходиться, немов би “на грані рухомості”, тобто легко розбивається на окремі краплі, які відтак коалесцюють. Ця обставина може слугувати основою для оптимістичних оцінок пошуку методів із штучного прискорення акумулюючих процесів.

*Процеси капілярного просочування.* Вони можуть сприяти довилучанню нафти із малопроникних зон і перенесенню її в більш проникні зони пласта після закінчення активної розробки. Згідно із розрахунковими оцінками, характерний час просочування при розмірах блоків близько 1 м становить від декількох місяців до десятків років і пропорційний квадрату розміру блока. Швидкість процесів просочування становить  $10^{-2}$ - $10^{-5}$  см<sup>2</sup>/с.

*Фільтраційні процеси, пов’язані із природним напором пластових вод.* Ці процеси певною мірою можуть призвести до переміщення великих ціликів нафти і в залежності від їх напрямку призводити або до концентрування, або до розсіювання нафти. Але переміщення в помітній кількості втримуваної в окремих порях або плівкової розсіяної нафти при природному русі пластових вод, мабуть, неможливе. Швидкість фільтрації підземних вод поблизу родовищ є невеликою, суттєвій від 0,001 до 1 м на рік, що значно менше від швидкості фільтрації в ході розробки. Тому ці процеси, звичайно, дуже повільні.

*Процеси пружного перерозподілу тиску після припинення розробки.* Швидкість цих процесів характеризується коефіцієнтом п’єзопровідності, рівним 0,01-1 м<sup>2</sup>/с. Процеси поширюються на відстанях  $10^3$ - $10^5$  м, а тому характерний час відновлення тиску може змінюватися від місяців до десятків і навіть сотень років.

Роль перерозподілу тиску здебільшого полягає у відновленні фазової рівноваги (розчиненні газу в нафті), в результаті чого підвищується нафтонасиченість виснажених зон, що призводить до зміщення контактів і, таким чином, до прискорення консолідації залишкової нафти.

*Процеси відновлення температури пласта.* Охолодження пласта внаслідок розробки (нагнітання холодної води) поширюється на відстані по вертикалі, котрі рівні товщині пласта (1-100 м). Коефіцієнт температуропровідності насичених гірських порід становить близько  $10^{-6}$  м<sup>2</sup>/с. Тому характерний час відновлення температури після припинення розробки за рахунок природного теплового потоку становить від одиниць до сотень років. Відновлення пластової температури, без сумніву, прискорює консолідацію залишкової нафти за рахунок зменшення в’язкості і відновлення фазової рівноваги.

*Дифузійні процеси.* Дифузійні процеси в продуктивному пласті контролюють встановлення фазової і хімічної рівноваги. Коефіцієнт дифузії в рідинах має величину  $10^{-8}$ - $10^{-10}$  м<sup>2</sup>/с, і за час у десятки і сотні років дифузійне масоперенесення може поширитися на відстань не більше 1-10 м. Тому в ході переформування покладу дифузія, мабуть, відіграє незначну роль.

Дифузійні процеси в покришках і глинистих прошарках призводять до руйнування покладів і розсіювання нафти та газу, але лише за час геологічного порядку.

*Осмотичне перетікання води через глинисті прошарки.* Цей процес є мало вивченим, але за наявними даними через глинисті прошарки, які мають властивості напівпроникних перетинків, відбувається доволі інтенсивне перетікання води із пропластків із прісною водою в пропластки, насичені солоною водою. Цей процес також може впливати на переміщення залишкової нафти.

*Тектонічний рух земної кори.* Тектонічний рух, переміщення, пов’язані із землетрусами, та інші нерегулярні процеси (наприклад, зміна напруженого стану через заміну легшої нафти на важчу воду при реалізації процесу заводнення) можуть викликати деяке переміщення як води, так і нафти, здійснити істотний вплив на створення шляхів міграції.

Таким чином, природні процеси, які відбуваються у вироблених покладах після припинення їх активної розробки, є дуже повільними, а іноді можуть проходити паралельно із процесами розсіювання, за винятком окремих випадків, не можуть у прийнятні строки забезпечити консолідацію залишкових об’ємів нафти і переформування їх у вторинний поклад, придатний для розробки. Але з підвищенням ціни на нафту частина залишкової нафти може бути видобута із застосуванням третинних методів.

**В.** Для прискорення процесів переформування недовилучених запасів у пласті, їх консолідації та акумуляції потрібно вишукувати нові методи, якими, зокрема, можуть бути: а) вібродіяння, яке сприяє коалесценції нафти; б) мікробіологічне діяння, що пов’язане із запомповуванням у пласт деяких анаеробних бактерій, котрі споживають вуглеводні і переводять частину нафти в газоподібний стан або знімають поверхневий натяг на границі фаз; в) запомповування в пласт на тривалий час різних речовин фізико-хімічного діяння і т.д.

Звідси випливає, що видобути сьогодні залишену нафту в надрах після припинення розробки покладу незалежно від її обсягів технологічно неможливо, насамперед, через відсутність розроблених ефективних методів як видобування, так і інтенсифікації переформування та акумуляції її в нові поклади. Інакше такі роботи з видобування нагадуватимуть промивання робітниками кубометрів піску водою для отримання шматочка золота, але продукти праці тут не зіставимі.

На підставі цього вперше пропонуємо ввести в процедуру проектування розробки нафтового родовища додатковий передпроектний етап – «Дослідження і мінімізація впливу ускладнювальних чинників на величину обсягів залишкової нафти в покладі», на відміну від післяпроектного дослідження щодо можливості коефіцієнта нафтовилучення в рамках уже запроєктованої системи розробки покладу. Такий етап буде доцільним при складанні і проекту



(схеми) дослідно-промислової розробки родовища.

Для виконання такого дослідження рекомендуємо вибрати одну або декілька характерних ділянок родовища і стосовно до них виконати аналіз. Такі дослідження є можливими тільки при комп'ютерному моделюванні з використанням числових (оцифрованих) геологічних і гідродинамічних (математичних) моделей пластової системи.

Г. Дослідження доцільно проводити в напрямках, які можуть забезпечити найбільше зменшення обсягів залишкової нафти в родовищі, а, отже, найбільше підвищення кінцевого коефіцієнта нафтовилучення. Аналізуючи сказане вище першочерговим напрямком можуть бути:

1. Залежно від фізико-хімічних властивостей пластової системи гірських порід колектора (капілярність, змочуваність, структура пустотного простору) і пластових рідин (поверхнева активність, в'язкість, густина, тощо) слід підібрати тип і властивості витіснювального агента (вода в різних станах, водні розчини активних домішок, збагачений газ, розчинники, міцелярні розчини, тощо).

Нафтовий газ, газ газової шапки, збагачений газ, природний вуглеводневий газ, вуглеводневі розчинники – це вуглеводні, а тому розглядаємо їх як проміжні витіснювальні агенти і їх необхідно також відбирати із покладу, а ще й залишкову нафту.

2. Вперше і категорично рекомендуємо не допускати розробки покладу при режимі розчиненого газу як при режимі на виснаження (в т.ч. і пружному режимі з переходом у режим розчиненого газу), оскільки після завершення такої розробки в покладі залишається щонайменше 70-80% нафти, до того ще й дегазованої і з підвищеною в'язкістю.

3. Належна підготовка свердловин до експлуатації із забезпеченням 100%-них профілів припливу нафти із усіх нафтонасичених інтервалів відповідно до їх фільтраційно-ємнісних властивостей і поглинання витіснювального агента (без урахування можливого перетікання між пластами).

4. Оптимізація розміщення свердловин на покладі дає змогу урахувати інтерференцію свердловин в умовах зональної і пошарової (об'ємної) неоднорідності порід, виклинування і літологічне заміщення колекторів, наявність лінз і напівлінз, тектонічну розчленованість і ступінь гідродинамічного взаємозв'язку між окремими блоками, вплив густоти сітки свердловин та системи розробки на нафтовилучення і т.д. Сюди відноситься найбільша кількість дискусійних питань, які вимагають розв'язування оптимізаційних задач за певним критерієм.

Прямого методу розв'язування такої задачі стосовно до розробки покладу не існує. Тому доводиться розглядати різні варіанти процесу розробки з перебором параметрів, які впливають на процес, і вибрати найкращий за поставленою метою (раціональний варіант).

Аналітичний розв'язок задачі охоплює близько 50 параметрів і факторів, із яких близько 20 параметрів описують геолого-фізичну характеристику покладу, близько 10 параметрів належать гідродинамічній системі розробки покладу, майже 10 параметрів характеризують технологію видобування нафти і більше 10 – економіку процесу. Якщо по кожному із 50 параметрів взяти хоч би по 3 значини (а цього дуже мало!), то загальна кількість розв'язків при повному переборі буде  $3^{50} \approx 10^{24}$ , а якщо припустити, що всі параметри взаємно незалежні, то кількість розв'язків буде  $3 \cdot 50 = 150$ . Раціональний варіант розробки родовища залежить приблизно від 10 параметрів, а тоді маємо відповідно  $3^{10} \approx 10^5$  і  $3 \cdot 10 = 30$  розв'язків. Але і це дуже багато. Тому частину постійних, нерегульованих параметрів інструментально вимірюють і розраховують, а відтак просто враховують при розрахунках (наприклад, усі геолого-фізичні параметри), частиною – апріорно задаються, але задаються на підставі набутого досвіду проектування та реалізації розробки багатьох родовищ і результатів наукових досліджень впливу цих параметрів на процес розробки; деякі фактори визначаються об'єктивно існуючими умовами і технічними засобами. Всілякі обмеження і умови виражаються у вигляді технічного завдання на проектування.

Коефіцієнт охоплення витісненням характеризує втрати нафти в пласті в умовах заданої системи розробки через переривчасту його будову. Він залежить як від переривчастості пласта, так і від щільності сітки свердловин.

За промисловими даними взаємовплив на менілітовому покладі Долинського родовища спостерігається при відстанях до 120-200 м між свердловинами, а при відстанях, що перевищують 240 м, вплив відсутній. Це потрібно знати для встановлення оптимальної відстані від існуючих свердловин до додатково намічених для буріння.

При врахуванні неоднорідності продуктивного пласта збільшується раціональне співвідношення видобувних і нагнітальних свердловин, доцільно застосовувати схеми площового впливу зі збільшеним початковим їх співвідношенням. Це підвищує стійкість процесу розробки нафтового покладу, оскільки з часом за рахунок переведення в нагнітальні деякої частини обводнених видобувних свердловин показник співвідношення буде зменшуватися:

Нами запропоновано виконати оптимізацію кількості видобувних свердловин за фактичними даними розробки покладу, яка полягає у наступному:

1) за відомими річними відборами з нафтового покладу, рідини розраховують накопичені відбори відповідно нафти і рідини (з початку розробки);

2) за характеристиками витіснення (береться декілька методик) розраховуються дреновані (видобувні) запаси нафти, що відповідають певним фіксованим моментам часу розробки; важливо вибрати такі методики з урахування відомих обмежень, які дозволяли би

проводити прогнозування видобувних запасів для всіх вибраних моментів часу (вони задаються);

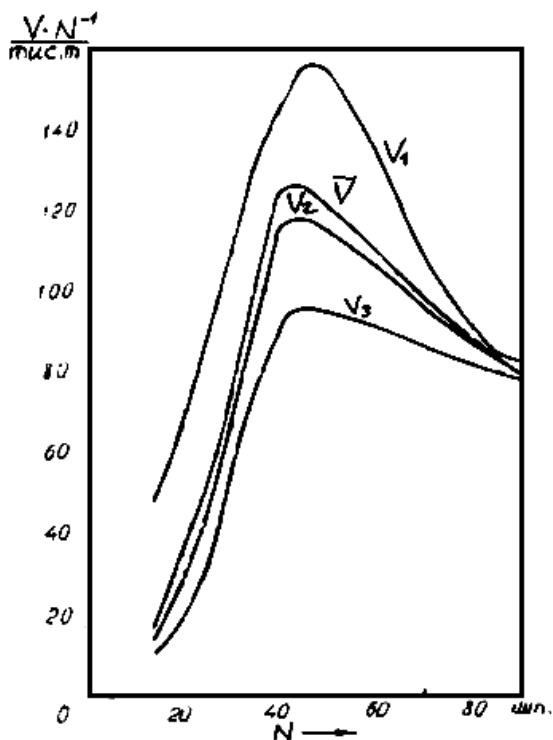
3) у задані фіксовані моменти часу знаходять кількість видобувних свердловин (за промисловими даними);

4) будують графік залежності дренажних запасів нафти від кількості видобувних свердловин на покладі;

5) знаходять питомі дренажні запаси нафти (з розрахунку на одну свердловину) і аналізуються.

Таку оптимізацію кількості видобувних свердловин нами проведено на прикладі менілітового покладу Долинського родовища. Вхідну інформацію (річні відбори нафти, рідини; річну кількість видобувних свердловин) взято з графіків перебігу показників розробки.

Для побудови графіків залежності дренажних запасів нафти від кількості видобувних свердловин використано характеристики витіснення за методиками Б.Ф. Сазонова, А.М. Пірвердяна, Г.С. Камбарова. Відтак розраховано поліномно згладжені значення кількості видобувних свердловин у часі. Потім знайдено питомі дренажні запаси нафти і побудовано графік (рисунок 3). Оптимальна кількість свердловин становить 40-50.



$V_1$  – запаси за методикою Сазонова Б.Ф.;  
 $V_2$  – запаси за методикою Пірвердяна А.М.;  
 $V_3$  – запаси за методикою Камбарова Г.С.;  
 $\bar{V}$  – середні за трьома методиками запаси

**Рисунок 3 – Зміна питомих дренажних запасів нафти  $V \cdot N^{-1}$  залежно від кількості видобувних свердловин  $N$**

За даними формулами побудовано графіки зміни питомих дренажних запасів нафти (за

кожним із трьох методів і середні) залежно від кількості видобувних свердловин (див. рис. 3).

5. Темп розробки нафтового покладу є одним із найбільш важливих технологічних параметрів, котрі впливають на коефіцієнт нафтовилучення, хоч однозначної думки про вплив темпу розробки родовища на ефективність вилучення нафти не існує. Сучасна розробка нафтових родовищ із високим темпом базується на концепції незалежності коефіцієнта нафтовилучення від темпу розробки. На темп розробки найсильніший вплив виявляють: а) схема розміщення і густота сітки свердловин, об'єкти розробки; б) перепади тиску між нагнітальними і видобувними свердловинами (априорі задаються при проектуванні); в) порядок буріння свердловин на об'єктах; г) темп освоєння родовища. Ці питання потребують передпроектного дослідження.

6. Виділення експлуатаційних об'єктів теж залишається невирішеним і дискусійним питанням, хоч воно має геологічне, технологічне і екологічне обґрунтування, а його передпроектне дослідження ще й уможливило вибір системи розробки багатопластового родовища.

7. У ході звичайного заводнення внаслідок в'язкісної нестійкості процесу витіснення утворюються цілики нафти, обійдені водою, у малопроникних шарах, зонах або блоках. При усталеному процесі витіснення вода обходить частково ізольовані ділянки, мало проникні шари і витіснення нафти із них відбувається із запізненням, в основному за рахунок капілярного просочування. Мала швидкість капілярного просочування і низька проникність не заводнених шарів призводить до недостатнього охоплення покладу процесом заводнення.

При витісненні нафти водою нафтонасиченість вздовж напрямку витіснення зменшується.

Отже, заводнений поклад являє собою чергування обводнених і нафтонасичених шарів та зон, причому в обводнених шарах із зменшенням водонасиченості (відповідно із збільшенням нафтонасиченості) вздовж напрямку витіснення.

Після перенесення фронту нагнітання в пласті за методами зміни напрямків фільтраційних потоків створюються змінні за величиною і напрямом градієнти гідродинамічного тиску, в результаті чого запомпована вода входить у застійні малопроникні зони, велика вісь яких тепер перетинається з лініями течії, і витісняє з них нафту в зони інтенсивного руху води. Об'єм води нагнітання вздовж фронту доцільно розподілити пропорційно зміні залишкової нафтонасиченості (відповідно зміні водонасиченості); чим більша нафтонасиченість, тим більший об'єм води слід подавати.

При періодичному створенні неусталених станів, тобто почергово змінних за величиною і напрямом градієнтів гідродинамічного тиску, в покладі виникають умови для надходження запомпованої води в застійні нафтонасичені малопроникні зони і шари та переміщення із них нафти в зони активного дренавання.

## Висновки

Цілеспрямоване використання пластових пружних сил сприяє повнішому охопленню заводненням гідродинамічно взаємопов'язаних ділянок неоднорідного пласта.

Метод передбачає латеральне витіснення нафти. Доцільним (залежно від товщини пласта) може бути латерально-вертикальне витіснення (у трактуванні С.Н. Закірова) шляхом поєднання горизонтальних (або псевдогоризонтальних) свердловин із вертикальними.

8. Застосування горизонтальних свердловин розглядаємо доцільним для видобування нафти із застійних зон в області стягувальних рядів видобувних свердловин (чи і рядів нагнітальних свердловин), в області «тіней» (див. вище) і в деяких уже названих випадках.

9. Ефективним також розглядаємо циклічне (нестационарне) відбирання (витіснення) нафти за різними схемами, коли поєднуються дії пружних, гравітаційних і капілярних сил (пружно-капілярно-циклічне діяння), створюється міжшарове перетікання.

10. У випадку ускладнення геологічної будови покладу тріщинуватістю, кавернозністю і тектонічними порушеннями ефективним є (підтверджене практикою) створення дисперсними матеріалами потোকеровувальних бар'єрів у міжсвердловинних зонах пласта, що дає змогу повністю чи частково виключити високопроникні тріщини з процесу фільтрації (за науковим напрямом, сформульованим В.С. Бойком).

11. Заслужує на окрему увагу метод (за Е.Б. Чекалюком) нагнітання в пласт як витіснювального агента і терморозчинника (зокрема перегрітої водяної пари в інтервалі температури 100-310 °С і тисків від атмосферного до 22 МПа).

12. Обґрунтованим є двостадійне розбурювання спочатку різних сіток свердловин і з подальшим вибірковою бурінням резервних свердловин, що уможливує урахувати неоднорідність, переривчастість і розчленованість пластів, встановити оптимальну густоту сітки і систему розміщення свердловин (за найвищим коефіцієнтом нафтовилучення при високому прибутку) з однозначним вирішенням питання щодо моменту початку заводнення нафтового покладу (чи іншого режиму витіснення).

13. Важливу роль відіграє вибір тисків на вибоях нагнітальних (щоб не допустити розкриття тріщин, відтікання води за контур нафтоносності) і видобувних свердловин (щоб забезпечити високі дебіти при застосуванні ефективних способів експлуатації, не допустити нерационального зниження тиску нижче від тиску насичення нафти газом).

14. Не менш важливу роль відіграє дискусійне питання припинення заводнення (чи іншого режиму витіснення) та відключення обводнених свердловин, розміщених у різних частинах покладу.

Деякі сформульовані положення можуть викликати певну дискусію, але ми в дискусію не вступаємо, оскільки вважаємо їх не дискусійними, а предметом дослідження на передпроектному етапі.

У даний час поряд з існуванням традиційних напрямків актуалізується ще й новий напрям забезпечення людства нафтою – видобування залишкової нафти, до якої відносимо нафту, яка залишилася в покладі на момент завершення його розробки або залишається внаслідок реалізації його розробки за прийнятими проектними документами. На основі узагальнення результатів попередніх здобутків створено нову класифікацію видів залишкової нафти з позиції можливості зменшення її обсягів, сформульовано нові превентивні напрямки недопущення втрат у вигляді залишкової нафти. Природні процеси, які відбуваються у вироблених покладах після припинення їх активної розробки (гравітаційно-капілярна сегрегація; капілярне просочування; фільтраційні процеси, пов'язані із природним напором пластових вод; пружний перерозподіл тиску, відновлення температури пласта; дифузія; осмос; тектонічний рух земної кори) є дуже повільними і не можуть в розумні строки забезпечити консолідацію залишкових запасів нафти і переформувати їх у вторинний поклад, придатний для розробки. На підставі цього вперше запропоновано ввести в процедуру проектування розробки нафтового родовища передпроектний етап – «Дослідження і мінімізація впливу ускладнювальних чинників на величину обсягів залишкової нафти в покладі». Сформульовано 14 першочергових напрямків, які можуть забезпечити найбільше зменшення обсягів залишкової нафти в родовищі, а отже, найбільше підвищення кінцевого коефіцієнта нафтовилучення.

Подальші роботи пов'язуються із лабораторними і промисловими дослідженнями та комп'ютерним моделюванням впливу цих чинників.

## Література

- 1 Гришаненко В.П. Наукові основи вдосконалення систем розробки родовищ нафти і газу / В.П. Гришаненко, Ю.О. Зарубін, В.М. Дорошенко та інш.: Монографія. – Київ: ДП «Науканафтогаз України», 2014. – 456 с.
- 2 Бойко В.С. Технологія розробки нафтових родовищ: підручник / В.С. Бойко. – Івано-Франківськ: Нова Зоря, 2011. – 502 с.
- 3 Борисов Ю.П. Влияние неоднородности пласта на разработку нефтяных месторождений: монография / Ю.П. Борисов, В.А. Воинов, З.К. Рябинина. – Москва: Недра, 1970. – 288 с.
- 4 Миронов Т.П. Нефтеотдача неоднородных пластов при заводнении: монография / Т.П. Миронов, В.С. Орлов. – Москва: Недра, 1997. – 272 с.
- 5 Пилатовский В.П. Основы гидромеханики тонкого пласта: монография / В.П. Пилатовский. – Москва: Недра, 1956. – 318 с.
- 6 Сургучов М.Л. Физико-химические микропроцессы в нефтеносных пластах: монография / М.Л. Сургучов, Ю.В. Желтов, Я.М. Симкин. – Москва: Недра, 1984. – 216 с.

7 Гиматудинов Ш.К. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Проектирование разработки: Монография / Ш.К. Гиматудинов, Ю.П. Борисов, М.Д. Розенберг и др. – Москва: Недра, 1983. – 463 с.

8 Еременко Н.А. Основные проблемы и пути научно-технического прогресса в геологии нефти и газа. Вопросы теории и практики нефтегазовой геологии / Н.А. Еременко, С.П. Максимов // Труды ВНИГНИ. – 1970. – Вып. 96.

9 Крылов А.П. О некоторых вопросах проблемы нефтеотдачи в связи с ее обсуждением / А.П. Крылов // Нефтяное хозяйство. – 1974. – № 8.

10 Еременко Н.А. Извлечение нефти из выработанных залежей после их переформирования. Обзор, характеризующий развитие отдельных отраслей народного хозяйства и их научно-технические достижения для распространения за рубежом / Н.А. Еременко, Ю.В. Желтов, В.М. Рыжик и др. – Москва: ВНИИОЭНГ, 1976. – 60 с. – Сер. Нефтепромысловое дело.

11 Бойко В.С. Підземна гідрогазомеханіка: підручник / В.С. Бойко, Р.В. Бойко. – Львів: Апріорі, 2007. – 452 с.

12 Смук Ю.М. Оптимальная плотность сетки скважин для низкопроницаемых коллекторов Предкарпатья/ Ю.М. Смук, И.И. Музычко, М.И. Бучковская // Нефтяное хозяйство. – 1990. – №3. – С.45-49.

13 Mousli N.A. The influence of vertical fractures intercepting active and observation wells on interference tests / N.A. Mousli, Raghavan R., H. Cinco-Ley, V.F Samaniego // Soc. Petrol. Eng. Journal. 1982. V.22. No 6. – P. 933-944.

14 Economides M.I. Reservoir stimulation Englewood Cliffs / M.I Economides, K.G.Nolte : Prentice Hall. 1989. – 300 p.

*Стаття надійшла до редакційної колегії*

*08.09.16*

*Рекомендована до друку професором **Тарком Я.Б.***

*(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)*

*професором **Світлицьким В.М.***

*(ТОВ «Нафтогазовий центр», м. Київ)*