

Дослідження та методи аналізу

УДК 622.276.5

МЕТОД І МЕТОДИКА РОЗРАХУНКУ ВИБІЙНОГО ТИСКУ У ДІЮЧИХ ФОНТАННИХ СВЕРДЛОВИНАХ З УСКЛАДНЕНИМИ УМОВАМИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ

В.С. Бойко, Б.М. Міщук

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

Найдешевшим і найраціональнішим за умов оптимальної реалізації є фонтанний спосіб видобування нафти, який базується на використанні природної пластової енергії. Одним із основних параметрів, котрі визначають спільну тривалу роботу нафтового покладу й експлуатацію свердловини в їх взаємозв'язку, є вибійний тиск.

Безпосереднє інструментальне вимірювання тиску на вибої свердловини є найточнішим методом його визначення, однак через певні обмеження не у всіх випадках цей метод можна застосувати.

Відомо два види фонтанування і відповідні їм три типи фонтанних свердловин (за співвідношеннями тиску насичення нафти газом, вибійного та гирлового тисків).

Автори виділяють ще й четвертий тип фонтанних свердловин з особливим характером зміни газового фактора.

На сьогодні недостатньо вирішеним залишилось питання розрахунку вибійного тиску у свердловинах другого і третього типів та невирішеним – четвертого типу.

На основі виконаного аналізу відомих методів розрахунку вибійного тиску у фонтанних свердловинах різних типів обґрунтовано й розроблено метод розрахунку вибійного тиску у свердловинах з газліфтним фонтануванням, а також практичну методику таких розрахунків з використанням основних положень сучасної теорії висхідних газоводонафтових потоків з використанням найбільш поширеного методу Поет-тманна-Карпентера з авторськими уточненнями.

Особливістю методики є наявність уточненого кореляційного коефіцієнта та використання формули для розрахунку об'ємного коефіцієнта нафти із попереднім визначенням приросту об'єму нафти за рахунок одиничної зміни температурного коефіцієнта об'ємного розширення розгазованої нафти за стандартного тиску для нафт, густина яких є меншою 780 кг/м^3 , тобто авторами розширено діапазон визначення об'ємного коефіцієнта для нафт перехідного типу, притаманних глибоко зануреним покладам.

Ключові слова: глибоко занурені нафтові поклади, розрахунок вибійного тиску у фонтанних свердловинах.

Самым дешевым и рациональным в условиях оптимальной реализации является фонтанный способ добычи нефти, который основан на использовании естественной пластовой энергии. Одним из основных параметров, определяющих общую длительную работу нефтяной залежи и эксплуатацию скважины в их взаимосвязи, является забойное давление.

Непосредственное инструментальное измерение давления на забое скважины является точным методом его определения, однако вследствие определенных ограничений не во всех случаях этот метод можно применить.

Известны два вида фонтанирования и соответствующие им три типа фонтанных скважин (при разных соотношениях давления насыщения нефти газом, забойного и устьевого давлений).

Авторы выделяют еще и четвертый тип фонтанных скважин с особым характером изменения газового фактора.

На сегодня в недостаточной степени решенным остался вопрос расчета забойного давления в скважинах второго и третьего типов и нерешенным – четвертого типа.

По результатам анализа известных методов расчета забойного давления в фонтанных скважинах различных типов обоснованы и разработаны метод расчета забойного давления в скважинах с газлифтным фонтанированием и практическая методика таких расчетов с использованием основных положений

современной теории восходящих газодонефтяных потоков с использованием наиболее распространенного метода Поеттманна-Карпендера с авторскими уточнениями.

Особенностью методики является введение уточненного корреляционного коэффициента и использования формулы для расчета объемного коэффициента нефти с предварительным определением прироста объема нефти за счет единичного изменения температурного коэффициента объемного расширения розгазированной нефти при стандартном давлении для нефтей плотностью меньше 780 кг/м^3 . Таким образом авторами расширен диапазон определения объемного коэффициента для нефтей переходного типа, свойственных глубоко погруженным залежам.

Ключевые слова: глубоко погружены нефтяные залежи, расчет забойного давления в фонтанных скважинах

The article deals with the general long-term operation of both the oil deposit and flowing well. The oil flow production method that is based on usage of solely formation energy is the cheapest and efficient under the conditions of its maximum implementation. The bottom-hole pressure is one of the main parameters that determine the general long-term operation of the oil deposit and well. Direct instrumental pressure measurement on the well bottom-hole is an accurate method for its determination. However, due to certain constraints, though not in all cases, this method can be applied. There are known two types of flowing and corresponding three types of flowing wells in different ratios between the pressure of oil saturation with gas and bottom-hole and wellhead pressures. The authors also distinguish the fourth type of flowing wells with the special nature of the gas-oil ratio change. At present, the issue of the bottom-hole pressure calculation in the wells of the second and third types remains not sufficiently resolved and the issue of the fourth type wells is completely unresolved. Based on the analysis results of the known methods for the bottom-hole pressure calculation in flowing wells of different types, there was proved and developed the method for the bottom hole pressure calculation in the wells with the gaslift well operation method and practical methodology of such calculations using the main provisions of the modern theory of upward oil, gas, and water flows with the help of the most common Poettmann-Carpenter method with the authors' improvements. The peculiarity of the methodology consists in the introduction of the improved correlation coefficient and usage of the formula for calculation of the oil volume ratio with the preliminary determination of the oil volume gain due to a unit change of the temperature coefficient of the degassed oil volumetric expansion at standard pressure for oils and density that is less than 780 kg/m^3 . Thus, the determination range of the volume coefficient for the transient type oils that are inherent of the deeply occurring deposits was expanded.

Keywords: deeply occurring deposits, bottom-hole pressure calculation in flowing wells.

Вступ. Потреба України в нафті не покривається її власним видобутком. Академік НАН України С.І. Крижанівський одним із основних напрямків енергетичної і політичної незалежності нашої держави вказав освоєння ресурсів вуглеводнів, у т.ч. і нафти, на великих глибинах ДДЗ і Карпатського регіону [1]. Є всі підстави вважати, що нафтові свердловини тут фонтануватимуть. І ще нашою на сьогодні певний фонд діючих фонтанних свердловин.

Фонтанний спосіб видобування нафти базується на використанні тільки природної пластової енергії, а, значить, за умов оптимальної його реалізації він є найдешевшим і найраціональнішим [2]. Для створення таких умов необхідно знати параметри, котрі визначають роботу нафтового покладу й експлуатацію свердловини [3]. Одним із таких параметрів є вибійний тиск, який ув'язує спільну тривалу узгоджену роботу покладу і свердловини [2].

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень і публікацій. Існують два методи встановлення вибійного тиску у фонтанних свердловинах: 1) безпосереднє інструментальне вимірювання; 2) розрахунок за параметрами середовища у свердловині [2]. Найточнішим методом визначення тиску на вибої свердловини є його безпосереднє інструментальне вимірювання, у т.ч. і з використанням глибинних давачів тиску, розміщених в колоні насосно-компресорних труб (НКТ), як наприклад, за даними світової практики в газових свердловинах, котрі подібні за принципом роботи. Вітчизняні нафтові свердловини не обладнані давачами тиску, а інструментальне вимірювання

вибійного тиску, тобто в діючих свердловинах, може бути технічно важко здійснити. Це зумовлено ускладненими умовами їх експлуатації, зокрема через: а) наявність свердловинного клапана-відсікача для запобігання відкритого фонтанування; б) малу глибину спуску насосно-компресорних труб (гранична глибина опускання вітчизняних насосно-компресорних труб у залежності від діаметра та групи міцності матеріалу труб становить 1780-5500 м); в) відсутність попередньо встановленого розширення (лійки) на кінці колони таких труб; г) недостатню міцність прийнятої обсадної колони за наявності високого внутрішнього тиску газу на гирлі чи на вибої (внутрішній тиск на межі текучості матеріалу залежно від діаметра, товщини стінки труби і групи міцності матеріалу коливається від 37,1 до 105,8 МПа); г) обмежену глибину обслуговування устаткування для дослідження свердловин (4000-7000м); д) наявність сторонніх предметів у ліфтових трубах чи на вибої; е) наявність встановленого пакера в затрубному просторі; є) обмежений робочий тиск фонтанної арматури (14-140 МПа залежить від конструктивних і міцнісних ознак) і т.д. Деяких з умов можна уникнути проведенням ремонту, однак в ряді випадків глушіння свердловин перед ремонтом неприпустимо.

Розрахунок вибійного тиску у фонтанній свердловині можна виконувати або стосовно каналу ліфтових труб, або стосовно затрубного простору.

Для визначення вибійного В. А. Архангельський [5] і К. В. Віноградов у роботі [5], яку виконав за консультативної допомоги А. Х. Мірзаджанзаде, воліли розглядати сверд-

ловину як лабораторію, а К. В. Віноградов на основі розв'язування диференціального рівняння руху газорідинної суміші з урахуванням ковзання газу і перенасичення нафти запропонував розв'язок, який за його ж словами “грозоміздкий, у зв'язку з чим цей метод розрахунку вибірного тиску не буде мати практичної цінності”... (ст. 108, переклад авторів). Стосовно свердловин з вибірним тиском, меншим тиску насичення, він звів задачу до вибору діаметра ліфтових труб із коефіцієнтом визначення швидкості для рівноважних умов.

В. С. Бойко [2] розрізняє вслід за В. І. Щуровим [6] три види фонтанування (артезіанське і два газліфтних) і відтак виділяє з методичних позицій, відповідно, три типи фонтанних свердловин за співвідношеннями тиску насичення нафти газом і вибірного та гирлового тисків. Другому типу відповідає газліфтне фонтанування з початком виділення газу у стовбурі свердловини, а третьому – газліфтне фонтанування з початком виділення газу в привибірній зоні пласта. Це уможливило чітко сформулювати методи розрахунку вибірного тиску у таких фонтанних свердловинах і методики проектування їх експлуатації.

Ми виділяємо, ще й четвертий тип фонтанних свердловин з особливим характером зміни газового фактора в часі, що визначається режимом роботи покладу.

Третій тип свердловин притаманний режимом роботи покладів розчиненого газу, газонапірного і витіснення газованої нафти (суміш газонасиченої нафти і вільного газу) водою чи водним розчином активних домішок, а четвертий – режиму розчиненого газу.

Виділення невирішених раніше частин загальної проблеми. Невирішеним питанням залишився розрахунок вибірного тиску у свердловинах другого, третього і четвертого типів при названих вище ускладненнях.

Формування цілей статті. Метою даної статті є створення методу і методики розрахунку вибірного тиску у свердловинах, в яких газ у вільному стані надходить разом із нафтою із покладу, на основі застосування сучасних положень теорії висхідних газорідинних потоків.

Висвітлення основного матеріалу. Вибірний тиск у фонтанних свердловинах перших трьох типів можна розрахувати за одним із трьох методів [3]:

1) за гирловим тиском p_2 ;

2) за затрубним тиском нафти $p_{затр}$ (свердловини першого типу – артезіанське фонтанування без виділення вільного газу);

3) за затрубним тиском газу і динамічним рівнем рідини (свердловини другого і третього типів – газліфтне фонтанування).

Найбільш універсальним є перший метод розрахунку за гирловим тиском p_2 . Його можна використовувати для всіх чотирьох типів фонтанних свердловин, у т. ч. й у випадках наявності пакера в затрубному просторі, розміщення

башмака ліфтових труб на будь-якій висоті відносно вибою. Знаючи гирловий тиск, а також дебіт свердловини, газовий фактор і обводненість продукції, властивості рідин (нафти, води) і газу, пластову температуру, діаметр і довжину ліфтових труб, глибину свердловини і діаметр експлуатаційної колони (дані із паспорта свердловини) за експрес-методикою розрахунку руху газорідинної суміші в трубах із використанням наближених формул О.П. Крилова можна розрахувати вибірний тиск [3].

Розрахувати вибірний тиск за відомим затрубним тиском нафти можна тільки стосовно свердловин 1-го типу, використовуючи основну формулу гідростатики. У затрубному просторі маємо нерухому нафту, а в експлуатаційній колоні нижче від башмака НКТ до вибою можна знехтувати втратами тиску на гідравлічний опір (через їх малу величину). Густина нафти і рідини в експлуатаційній колоні можна брати як середньоарифметичні величини із густин на гирлі і вибої (за відповідних термобаричних умов) із урахуванням обводненості продукції [3].

Під час розрахунку вибірного тиску за затрубним тиском газу і динамічним рівнем рідини (у свердловинах 2-го типу) тиск газу над рівнем рідини у свердловині розраховують за барометричною формулою, але для цього треба знати величину висоти динамічного рівня.

У свердловинах 2-го типу положення динамічного рівня можна визначити ехолотом або хвилеміром, як і при штангово-насосній експлуатації свердловин. Тиск стовпа газу розраховують за відомою барометричною формулою [7]. Тиск стовпа нафти в затрубному просторі (між рівнем рідини і башмаком НКТ) і стовпа рідини в експлуатаційній колоні (нижче від башмака НКТ з урахуванням обводненості продукції) розраховують як гідростатичний тиск і додають до тиску газу над рівнем рідини. Якщо у свердловинах 2-го типу башмак НКТ знаходиться вище від глибини рівня тиску насичення нафти газом, то в затрубному просторі буде міститися тільки газ, а в експлуатаційній колоні треба урахувати наявність газорідинної суміші.

Подібні перерахунки доводиться виконувати і при вимірюванні вибірного тиску свердловинними манометрами, коли глибини вибою та точки вимірювання тиску не співпадають.

Інколи в затрубному просторі може бути можливим рух газу (наприклад, внаслідок відбирання газу із затрубного простору з певних причин чи перетікання газу із затрубного простору в НКТ через негерметичність різьбових з'єднань НКТ), тоді слід урахувати наявність стовпа газорідинної суміші в затрубному просторі.

У таких розрахунках нехтують втратами тиску на тертя і відносним рухом води в нафті на ділянці вибій - башмак НКТ, що призводить до зменшення розрахункового вибірного тиску порівняно із фактичним. На вибої обводненої свердловини може відбуватися накопичення води на вибої і барботажа нафти (разом із газом) через такий стовп води, а це призводить до об-

важнення потоку (до зростання фактичного вибірного тиску), що теж не враховано при визначенні вибірного тиску.

Таким чином, вибірний тиск у випадку опущених НКТ до вибою у свердловинах третього типу можна розрахувати за барометричною формулою тиску газу, а у свердловинах першого типу – за формулою гідростатичного тиску рідини. В усіх інших випадках оцінка вибірного тиску p_b за величиною тиску біля башмака p_1 і втратою тиску в експлуатаційній колоні від башмака до вибою не є надійною.

У свердловинах 3-го типу ліфтові труби мають бути опущені практично до верхніх отворів перфорації (до покрівлі продуктивного пласта) [3]. У цьому випадку розрахунковий тиск газу можна прийняти за вибірний тиск. Якщо у свердловинах 3-го типу башмак ліфтових труб знаходиться вище покрівлі продуктивного пласта, то слід до тиску газу над рівнем рідини додати гідростатичний тиск газорідинної суміші між вибоєм (серединою інтервалу перфорації) і башмаком ліфтових (насосно-компресорних) труб, знехтувавши втратами тиску на гідравлічний опір газорідинному потокові в експлуатаційній колоні і розрахувавши густину газорідинної суміші за наближеною формулою О. П. Крилова.

У свердловинах четвертого типу газ надходить з усього пласта (розгазування нафти відбувається одночасно в усьому пласті, тиск на вибої свердловини є меншим поточного тиску насичення нафти газом і, відповідно, поточного пластового тиску, газовий фактор є змінним у часі і визначається режимом роботи покладу). Методика розрахунку вибірного тиску за параметрами роботи свердловини нам не відома.

Звідси пропонуємо вибірний тиск у свердловинах другого, третього і четвертого типів розраховувати за гирловим тиском під час русі газоводонафтової суміші в ліфтових трубах (у насосно-компресорних трубах та в експлуатаційній колоні) на основі однієї із моделей гомогенного чи роздільного (з урахуванням тільки ковзання газу або додатково і з виділенням структурних форм) руху, розроблених у сучасній теорії висхідних газоводонафтових потоків [2]. Якщо відсутні названі вище перешкоди в затрубному просторі, то слід тиск на вибої з метою перевірки точності отриманих результатів розрахувати за трубним тиском нерухомого стовпа газу і тиском біля башмака НКТ під час руху газоводонафтової суміші в експлуатаційній колоні (нижче башмака НКТ). Хоч у свердловинах третього і четвертого типів рекомендується опускати НКТ до вибою, щоб уникнути технологічних ускладнень в експлуатації (пульсації потоку, випадання на вибої пластового піску тощо).

Якщо у свердловину на певну глибину опущено дво- чи триступінчасту колону НКТ, але башмак нижньої колони не доходить до вибою, то розрахунок втрат тиску слід виконувати по чергово для кожного діаметра ліфтових труб та експлуатаційної колони.

На основі методу розроблено конкретну методику розрахунку вибірного тиску за гирловим тиском газоводонафтової суміші, в основу якого покладено частіше застосовуваний і доволі точний метод Поеттманна-Карпендера (гомогенна модель) [2] і з уточненим розрахунком кореляційного коефіцієнта (похибка не перевищує $\pm 4,5\%$) [2]. При потребі блок цього методу можна замінити іншим.

Доповнена методика розрахунку параметрів потоку газорідинної суміші у фонтанних свердловинах третього і четвертого типів зводиться до наступного.

Для розрахунку треба знати, насамперед, гирловий і затрубний тиски, тиск насичення і газовміст пластової нафти, а також дані про свердловину як споруду, про властивості продукції.

1 Підготовка вхідних даних.

1.1 Дані про свердловину і режим роботи:

H – глибина свердловини, м;

α_z – zenітний кут нахилу стовбура свердловини від вертикалі, градус;

$D_{\text{екс}}$ – внутрішній діаметр експлуатаційної колони, м;

$T_{\text{пл}}$ – пластова температура, К;

Γ_T – геотермічний градієнт, К/м;

$Q_{\text{р ст}}$ – дебіт свердловини по рідині за стандартних умов, м³/с;

n_b – об'ємна обводненість продукції;

p_g – гирловий тиск, Па;

L – глибина опускання колони НКТ, м;

d – внутрішній діаметр колони НКТ, м.

1.2 Дані про фізичні властивості розгазованої нафти, нафтового газу і пластової води:

$\rho_{\text{н р}}$ – густина розгазованої нафти за стандартних умов, кг/м³;

ρ_b – густина води, кг/м³,

p_n – тиск насичення нафти газом за пластової температури, Па;

Γ – газонасиченість (газовміст) пластової нафти (пластовий газовий фактор), зведена до нормальних умов, м³/м³;

G_o – експлуатаційний газовий фактор, зведений до нормальних умов, м³/м³;

$\rho_{\text{го}}$ – густина газу однократного розгазування нафти за нормальних умов, кг/м³;

$\bar{\rho}_{\text{го}}$ – відносна (до повітря) густина газу;

u_m – молярна частка метану в газі однократного розгазування;

u_a – молярна частка азоту в газі однократного розгазування;

$\rho_{\text{в ст}}$ – густина пластової води за стандартних умов, кг/м³;

$\rho_{\text{г ст}}$ – густина газу за стандартних умов, кг/м³.

1.3 Довідникові дані:

$p_0 = 101325$ Па – тиск за нормальних і стандартних умов;

$T_0 = 273,15$ К – температура за нормальних умов;

$T_{\text{ст}} = 293,15$ К – температура за стандартних умов;

$g = 9,81$ м²/с – прискорення вільного падіння.

2 Визначення кількості розрахункових кроків для тиску газорідного потоку.

Розрахунки розподілу тиску виконуються за принципом “зверху вниз”.

Для визначення кількості розрахункових кроків для тиску розбиваємо загальний діапазон зміни тиску (від тиску на гирлі свердловини p_{Γ} до тиску на вибої, а точніше, до початкового тиску $p_{\Gamma C}$ на ділянці руху газорідного потоку) на рівні інтервали Δp_i , які орієнтовно повинні бути в межах 5-10% від очікуваного тиску $p_{\Gamma C}$ на ділянці колони піднімальних труб, де рухається газорідина суміш.

Тиск $p_{\Gamma C}$ вибираємо так:

якщо $p_{\text{в}} < p_{\text{н}}$, то $p_{\Gamma C} = p_{\text{в}}$ (наприклад, фонтанна свердловина третього чи четвертого типу з початком виділення газу в пласті);

якщо $p_{\text{в}} \geq p_{\text{н}}$, то $p_{\Gamma C} = p_{\text{н}}$ (наприклад, фонтанна свердловина другого типу з початком виділення газу у стовбурі свердловини).

Задаємо $\Delta p_i = (0,05 \div 0,1) p_{\Gamma C}$.

Кількість розрахункових кроків (інтервалів) по тиску визначаємо за формулою:

$$N_k = \frac{p_{\Gamma C} - p_{\Gamma}}{\Delta p_i}, \quad (1)$$

при цьому N_k заокруглюємо до цілого числа і знаходимо із (1) уточнений інтервал тиску Δp_i .

Відповідно послідовний ряд значин тисків, які задаються в точках (перерізах) піднімальної колони труб, що розміщені нижче від гирла свердловини (нижче від гирлового тиску p_i), буде таким:

$$p_i = p_{\Gamma} + \sum_{i=1}^{N_k} \Delta p_i, \quad (2)$$

а загальна кількість тисків, які задаються.

$$n_k = N_k + 1. \quad (3)$$

Подальші розрахунки здійснюємо для всіх $i = 0; 1; 2; 3; \dots; N_k$, причому за $i = 0$ тиск $p_i = p_{\Gamma}$ або $p_i = p_{\Gamma C}$.

3 Розрахунки температурних умов у свердловині.

3.1 Розраховуємо термодинамічний градієнт потоку, який залежить від дебіту свердловини і внутрішнього діаметра піднімальних труб, а зокрема тут, для прикладу, від внутрішнього діаметра НКТ (у загальному випадку – змінні величини), за формулою, К/м (припускаємо, що рух ГРС відбувається в НКТ) [2]:

$$\Gamma_{\Pi} = \frac{0,0034 + 0,79 \Gamma_{\Gamma}}{10 Q_{\text{р ст}} / 20d^{2,67}}. \quad (3)$$

3.2 Визначаємо температуру на гирлі свердловини за формулою, К:

$$T_{\Gamma} = T_{\text{пл}} - \Gamma_{\Pi} H. \quad (4)$$

3.3 Визначаємо температуру потоку T_i , яка відповідає знайденим тискам p_i , за інтерполяційною формулою:

$$T_i = T_{\Gamma} + (T_{\text{пл}} - T_{\Gamma}) \frac{p_i - p_{\Gamma}}{p_{\text{в}} - p_{\Gamma}}. \quad (5)$$

4 Розрахунки однократного розгазування проби пластової нафти.

У результаті розрахунків необхідно отримати питомий об'єм виділеного (вільного) газу і об'ємний коефіцієнт нафти за знайдених тисків p_i і відповідних їм температур T_i .

4.1 Розраховуємо біжучий рівноважний тиск насичення нафти газом у стовбурі свердловини для температури T_i за формулою, Па [2]:

$$p_{\text{н}i} = p_{\text{н}} - \frac{10^6 (T_{\text{пл}} - T_i)}{9,157 + \frac{701,8}{\Gamma(y_{\text{м}} - 0,8y_{\text{а}})}}. \quad (6)$$

4.2 Розраховуємо зведений до нормальних умов питомий об'єм виділеного газу $V_{\Gamma, \text{в}}$, м³/т у такій послідовності:

$$R(p_i) = \frac{1 + \lg(10^{-6} p_i)}{1 + \lg(10^{-6} p_{i, \text{с}})} - 1; \quad (7)$$

$$m(T_i) = 1 + 0,029(T_i - 293)(10^{-3} \rho_{\text{нр}} \bar{\rho}_{\Gamma \text{го}} - 0,7966); \quad (8)$$

$$D(T_i) = 10^{-3} \rho_{\text{нр}} \bar{\rho}_{\Gamma \text{го}} [4,5 - 0,00305(T_i - 293)] - 4,785; \quad (9)$$

$$V_{\Gamma \text{в}}(p_i, T_i) = \Gamma R(p_i) m(T_i) \times [D(T_i)(1 + R(p_i)) - 1]. \quad (10)$$

4.3 Розраховуємо залишкову газонасиченість нафти (питомий об'єм розчиненого газу $V_{\Gamma, \text{р}}$) в процесі її розгазування, м/т за формулою:

$$V_{\Gamma, \text{р}}(p_i, T_i) = \Gamma m(T_i) - V_{\Gamma \text{в}}(p_i, T_i). \quad (11)$$

4.4 Розраховуємо відносну густину виділеного газу $\bar{\rho}_{\Gamma \text{в}}$ в такій послідовності:

$$\alpha(T_i) = 1 + 0,0054(T_i - 293); \quad (12)$$

$$u = 10^{-3} \rho_{\text{н}} \rho_{\Gamma} - 186; \quad (13)$$

$$\bar{\rho}_{\Gamma \text{в}}(p_i, T_i) = \alpha(T_i) \times [\bar{\rho}_{\Gamma \text{го}} - 0,0036(1 + R(p_i))(105,7 + uR(p_i))]. \quad (14)$$

4.5 Розраховуємо відносну густину розчиненого газу $\bar{\rho}_{\Gamma \text{р}}$, який залишається в нафті за заданих умов її розгазування, за формулою:

$$\bar{\rho}_{\Gamma \text{р}}(p_i, T_i) = \left\{ \Gamma (\alpha(T_i) m(T_i) \bar{\rho}_{\Gamma \text{го}} - \frac{\rho_{\Gamma \text{в}}(p_i, T_i) V_{\Gamma \text{в}}(p_i, T_i)}{\Gamma}) \right\} \left\{ V_{\Gamma \text{р}}(p_i, T_i) \right\}^{-1}. \quad (15)$$

4.6 Розраховуємо об'ємний коефіцієнт нафти $b_{\text{н}}(p_i, T_i)$, попередньо визначивши приріст об'єму нафти за рахунок одиначної зміни її газонасиченості $\lambda(p_i, T_i)$ і температурний коефіцієнт об'ємного розширення розгазованої нафти $\alpha_{\text{н}}$, К⁻¹ за стандартного тиску:

$$\lambda(p_i, T_i) = \frac{10^{-3} [4,3 - 3,54 \cdot 10^{-3} \rho_{\text{нр}} + 1,033 \bar{\rho}_{\Gamma \text{р}}(p_i, T_i)]}{\alpha(T_i)} + 5,581 \cdot 10^{-6} \rho_{\text{нр}} (1 - 1,61 \cdot 10^{-6} \rho_{\text{нр}} V_{\Gamma \text{р}}(p_i, T_i)) \times V_{\Gamma \text{р}}(p_i, T_i) / V_{\Gamma \text{в}}(p_i, T_i); \quad (16)$$

$$\alpha_H = \begin{cases} 10^{-3}(5,083 - 2,638 \cdot 10^{-3} \rho_{\text{нр}}), & \text{якщо } 360 < \rho_{\text{нр}} \leq 460; \\ 10^{-3}(4,583 - 2,638 \cdot 10^{-3} \rho_{\text{нр}}), & \text{якщо } 460 < \rho_{\text{нр}} \leq 560; \\ 10^{-3}(4,083 - 2,638 \cdot 10^{-3} \rho_{\text{нр}}), & \text{якщо } 560 < \rho_{\text{нр}} \leq 660; \\ 10^{-3}(3,583 - 2,638 \cdot 10^{-3} \rho_{\text{нр}}), & \text{якщо } 660 < \rho_{\text{нр}} \leq 780; \\ 10^{-3}(3,083 - 2,638 \cdot 10^{-3} \rho_{\text{нр}}), & \text{якщо } 780 < \rho_{\text{нр}} \leq 860; \\ 10^{-3}(2,513 - 1,975 \cdot 10^{-3} \rho_{\text{нр}}), & \text{якщо } 860 < \rho_{\text{нр}} \leq 960; \end{cases} \quad (17)$$

$$b_H(p_i, T_i) = 1 + 1,0733 \cdot 10^{-3} \frac{\rho_{\text{нр}} V_{\text{гр}}(p_i, T_i) \lambda(p_i, T_i)}{m(T_i)} + \alpha_H (T - 293) - 6,5 \cdot 10^{-10} p_i. \quad (18)$$

5 Розрахунки коефіцієнта стисливості вільного газу.

5.1 Визначаємо відносну (до повітря) густину суміші газів (окрім азоту):

$$\bar{\rho}_{\text{Гс}} = \frac{\bar{\rho}_{\text{Го}} - 0,97 y_a}{1 - y_a}. \quad (19)$$

5.2 Визначаємо зведені тиск і температуру суміші вуглеводневих і невеликої (до 5%) кількості неуглеводневих (без азоту) газів за формулами (якщо газ іншого складу, беруть інші відповідні формули [5]):

$$p_{\text{зв}i} = \frac{p_i}{10^5 (46,9 - 2,06 \bar{\rho}_{\text{Гс}}^2)}; \quad (20)$$

$$T_{\text{зв}i} = \frac{T_i}{97 + 172 \bar{\rho}_{\text{Гс}}}. \quad (21)$$

5.3 Визначаємо коефіцієнт стисливості вуглеводневої складової газу (для умов тиску 0 - 20 МПа і температура 273 - 355 К) за формулами (за інших термобаричних умов беруть аналогічно відповідні їм інші формули):

за $0 \leq p_{\text{зв}i} \leq 3,8$ і $1,17 \leq T_{\text{зв}i} \leq 2,0$

$$z_B(p_i, T_i) = 1 - p_{\text{зв}i} \left[\frac{0,18}{(T_{\text{зв}i} - 0,73) - 0,135} \right] + \frac{0,016 p_{\text{зв}i}^{3,45}}{T_{\text{зв}i}^{6,1}}; \quad (22)$$

за $0 \leq p_{\text{зв}i} \leq 1,45$ і $1,05 \leq T_{\text{зв}i} < 1,17$

$$z_B(p_i, T_i) = 1 - 0,23 p_{\text{зв}i} - (1,88 - 1,6 T_{\text{зв}i}) p_{\text{зв}i}^2; \quad (23)$$

за $1,45 \leq p_{\text{зв}i} \leq 4,0$ і $1,05 \leq T_{\text{зв}i} \leq 1,17$

$$z_B(p_i, T_i) = 0,13 p_{\text{зв}i} + (6,05 T_{\text{зв}i} - 6,25) T_{\text{зв}i} / p_{\text{зв}i}^2. \quad (24)$$

5.4 Визначаємо коефіцієнт стисливості азоту (для умов тиску 0 - 20 МПа і температура 280 - 380 К):

$$z_a(p_i, T_i) = 1 + 0,564 \cdot 10^{-10} (T_i - 273)^{3,71} \times \left(10^{-6} p_i \right)^{\frac{14,7}{\sqrt{T_i - 273}}}. \quad (25)$$

5.5 Визначаємо коефіцієнт стисливості вільного газу:

$$z_{\text{Г}}(p_i, T_i) = z_B(p_i, T_i)(1 - y_a) + z_a(p_i, T_i)y_a. \quad (26)$$

6 Розрахунки параметрів руху газорідного потоку, градієнтів тиску в колоні труб і довжин інтервалів колони (це блок розрахунків, який відображає безпосередньо метод Поеттманна-Карпентера, уточнений нами).

6.1 Визначаємо питомий об'єм газоводонафтової суміші за заданих термобаричних умов (p_i, T_i) потоку, який віднесений до одиниці об'єму розгазованої нафти, $\text{м}^3/\text{м}^3$:

$$V_c(p_i, T_i) = \frac{b_H(p_i, T_i) + [V_{\text{ГВ}}(p_i, T_i) z_{\text{Г}}(p_i, T_i) p_0 T_i]}{(p_i T_0)} + \frac{n_B}{(1 - n_B)}. \quad (27)$$

6.2 Визначаємо питому масу газоводонафтової суміші, віднесена до одиниці об'єму розгазованої нафти за стандартних умов, $\text{кг}/\text{м}^3$:

$$M_c = \rho_{\text{нр}} + \rho_{\text{Го}} \Gamma + \rho_{\text{вст}} n_B / (1 - n_B). \quad (28)$$

6.3 Визначаємо ідеальну густину газоводонафтової суміші (без урахування впливу відносної швидкості фаз), $\text{кг}/\text{м}^3$:

$$\rho_{\text{сi}}(p_i, T_i) = M_c / V_c(p_i, T_i). \quad (29)$$

6.4 Кореляційний коефіцієнт λ_K визначається за емпіричною формулою, отриманою на основі промислових досліджень на свердловинах багатьох родовищ, у залежності від критеріїв Кутателадзе Ku , Фруда Fr_c і Рейнольдса Re_c :

ρ_p – густина рідини $\text{кг}/\text{м}^3$,

$$\rho_p = \rho_{\text{нр}}(1 - n_B) + \rho_{\text{в}} n_B; \quad (30)$$

$\rho_{\text{нр}}$ – густина нафти, $\text{кг}/\text{м}^3$,

n_B – об'ємна обводненість продукції,

$\rho_{\text{в}}$ – густина води, $\text{кг}/\text{м}^3$;

$\rho_{\text{Г}}$ – густина газу за певних термобаричних (температура T_3 і тиск p_3) умов, $\text{кг}/\text{м}^3$,

$$\rho_{\text{Г}}(p_i, T_i) = \rho_{\text{Г.ст}} \frac{p_i T_{\text{ст}}}{z p_0 T_i} \quad (31)$$

$\rho_{\text{Г.ст}}$ – густина газу за стандартних умов, $\text{кг}/\text{м}^3$,

z – коефіцієнт стисливості газу при тиску p_3 і температурі T_3 ;

$T_{\text{ст}}$ – температура за стандартних умов, К,

p_0 – за нормальних і стандартних умов, Па;

$Q_{\text{н}}$ – об'ємна витрата нафти, $\text{м}^3/\text{с}$,

$$Q_H(p_i, T_i) = Q_{н.р.} b_H(p_i, T_i) \quad (32)$$

$Q_{н.р.}$ – дебіт розгазованої рідини, м³/с ,

Q_B – об'ємна витрата води, м³/с ,

$V_i(p_i, T_i)$ – об'ємна витрата газу, м³/с ,

$$V_i(p_i, T_i) = (V_{гв} + R_{0зап}) \frac{Q_{н.р.} z_{г} p_0 T_i}{86400 T_0 p_i} \quad (33)$$

$V_{гв}$ – експериментальні дані визначення питомого об'єму газу, що виділився; питома витрата запомповуваного газу $R_{0зап}$;

\tilde{p}_i – середня значина тиску для i -того кроку, МПа;

\tilde{T}_i – середня значина температури для i -того кроку , К ;

f – площа прохідного поперечного перерізу труби, м²;

g – прискорення вільного падіння, м/с²;

d – внутрішній діаметр труби, м;

$w_c(p_i, T_i)$ – об'ємна швидкість суміші, м/с;

$$w_c(p_i, T_i) = \frac{Q_B + Q_H(p_i, T_i) + V_i(p_i, T_i)}{f} \quad (34)$$

Fr_c – критерій Фруда суміші,

$$Fr_c = \frac{(w_c(p_i, T_i))^2}{gd} \quad (35)$$

$\sigma_{нр}(p_i, T_i)$ – поверхневий натяг газонасиченої нафти на межі з виділеним газом у розрахункових термобаричних умовах за формулою П.Д. Ляпкина, Н/м,

$$\sigma_{нр}(p_i, T_i) = \frac{1}{10^{1.58+0.05 \cdot 10^{-6} p_i}} - 72 \cdot 10^{-6} (T_i - 305); \quad (36)$$

We – критерій Вебера

$$We = \frac{\sigma_{нр}(p_i, T_i)}{(\rho_p - \rho_r)(w_c(p_i, T_i))^2 d} \quad (37)$$

Re_c – критерій Рейнольдса суміші,

$$Re_c = \frac{w_c(p_i, T_i) d \rho_p}{\mu_p} \quad (38)$$

μ_p – динамічний коефіцієнт в'язкості рідини, Па·с;

Ku – критерій Кутателадзе,

$$Ku = \sqrt{\frac{\rho_p}{\rho_p - \rho_r} \frac{Fr_c}{We}} \quad (39)$$

об'ємний газовміст потоку $\beta(p_i, T_i)$,

$$\beta(p_i, T_i) = \frac{V_i(p_i, T_i)}{Q_H + V_i(p_i, T_i)} = 0,9; \quad (40)$$

кореляційний коефіцієнт λ_k [2]:

$$\lambda_k(p_i, T_i) = \frac{1 + 0,13Ku}{1 + 1,13Ku} \frac{\rho_p - \rho_r}{\rho_p} \frac{2\beta(p_i, T_i)}{Fr_c} + 0,11 \left(\frac{68}{Re_c} + 2 \frac{\Delta_{ш}}{d} \right)^{0,25} \quad (41)$$

$\Delta_{ш}$ – еквівалентна шорсткість внутрішньої поверхні труби, м/

6.5 Визначаємо повний градієнт тиску (сума градієнта тиску стовпа газорідинної суміші і градієнта втрат тиску на гідравлічний опір) у точках із розрахованими тисками, меншими від тиску насичення p_H , Па/м:

$$\left(\frac{dp}{dz} \right)_i = \rho_{ci}(p_i, T_i) g \cos \alpha_3 + 10^6 \frac{\lambda_k(p_i, T_i) Q_{рст}^2 \cdot 86400^2 (1 - n_B)^2 M_c^2}{2,3024 \cdot 10^{15} \rho_{ci}(p_i, T_i) d^5} \quad (42)$$

6.6 Визначаємо обернену величину $(dz/dp)_i$, м/Па:

$$\left(\frac{dz}{dp} \right)_i = \left(\frac{dp}{dz} \right)_i^{-1} \quad (43)$$

6.7 Визначаємо довжину [м] всього інтервалу колони труб, де рухається газорідинна суміш, за формулою трапецій:

$$i = 1 \quad \Delta L_{грс i} = 0;$$

$$i = 2 \quad \Delta L_{грс i} = \frac{p_{грс} - p_r}{N_k} \frac{(dz/dp)_1 + (dz/dp)_2}{2};$$

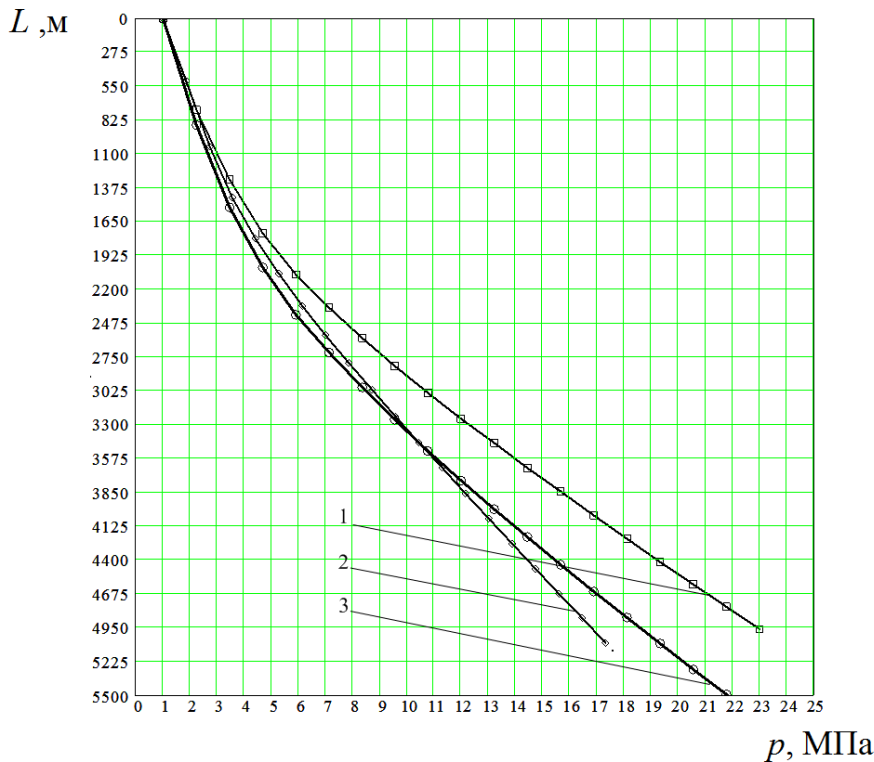
$$i = 3, \dots, n_k$$

$$\Delta L_{грс} = \frac{p_{грс} - p_r}{N_k} \left\{ \frac{1}{2} \left[\left(\frac{dz}{dp} \right)_1 + \left(\frac{dz}{dp} \right)_i \right] + \left(\frac{dz}{dp} \right)_2 + \left(\frac{dz}{dp} \right)_3 + \dots + \left(\frac{dz}{dp} \right)_{i-1} \right\} \quad (44)$$

6.8 За результатами розрахунків будемо профіль тиску $p(z)$, звідки знаходимо глибину, на якій із нафти розпочинається виділення газу.

Як приклад, виконано розрахунок стосовно одної із свердловин нафтового родовища із опущеною до вибою двоступінчастою колоною НКТ. Вхідні дані для розрахунку наступні: $H = L = 5500$ м; $\alpha_3 = 0$ градусів; $D_{екс} = 0,147$ м; $T_{пл} = 400$ К; $\Gamma_T = 0,023$ К/м; $Q_{рст} = 5,144 \cdot 10^{-3}$ м³/с; $n_B = 0$; $p_r = 1 \cdot 10^6$ Па; $L_1 = 2400$ м, $L_2 = 3100$ м; $d_1 = 0,073$ м та $d_2 = 0,062$ м. Дані про фізичні властивості розгазованої нафти, нафтового газу і пластової води: $\rho_{нр} = 450$ кг/м³; $\rho_B = 1010$ кг/м³; $p_{нас} = p_{пл} = 59 \cdot 10^6$ Па; $\Gamma = 800$ м³/м³; $G_0 = 2100$ м³/м³; $\rho_{го} = 0,72$ кг/м³; $\bar{\rho}_{го} = 0,557$; $\gamma_M = 0,813$; $\gamma_a = 0,0088$; $\rho_{вст} = 1010$ кг/м³. Довідникові дані: $p_0 = 101325$ Па; $T_0 = 273,15$ К; $T_{ст} = 293,15$ К; $g = 9,81$ м²/с. У випадку розрахунку за методикою Сахарова-Воловодова-Мохова і Поеттманна-Карпендера взято густину нафти $\rho_{нр} = 850$ кг/м³, оскільки використання цих методик передбачає наявність нафт, густина яких знаходиться і межах від 780 кг/м³ до 960 кг/м³.

Знаючи тиск на вибої (21,77 МПа) за відомого дебіту, можна розрахувати коефіцієнт продуктивності, а для свердловин четвертого типу – зміну його в часі відповідно до зміни газового фактора.



Методи: 1 – Сахарова-Воловодова-Мохова, 2 – Поеттманна-Карпентера,
3 – доповнений і уточнений авторами

Рисунок 1 – Розрахунок зміни тиску p з глибиною L за різними методами

Висновки

На основі виконаного аналізу відомих методів розрахунку вибійного тиску у фонтанних свердловинах різних типів обґрунтовано й розроблено метод розрахунку вибійного тиску у свердловинах другого, третього та четвертого типів і практичну методику таких розрахунків з використанням найбільш поширеного методу Поеттманна-Карпентера і уточненим розрахунком кореляційного коефіцієнта (похибка не перевищує 4,5%). Подальшу роботу слід пов'язувати з використанням інших методів розрахунків із даними інструментальних вимірювань з метою вибору прийнятного методу для умов конкретного родовища.

Особливістю методики також є те, що в ній, на відміну від класичного методу Поеттманна-Карпентера, використано формули для розрахунку об'ємного коефіцієнта нафти із попереднім визначення приросту об'єму нафти за рахунок одиничної зміни температурного коефіцієнта об'ємного розширення розгазованої нафти α_n, K^{-1} за стандартного тиску для нафт, густина яких є меншою за 780 кг/м^3 , тобто авторами розширено діапазон визначення об'ємного коефіцієнта для нафт перехідного типу, що є властивими для глибоко занурених покладів.

Література

2 Бойко В.С. Проектування експлуатації нафтових свердловин: підручник / В.С. Бойко. – Івано-Франківськ: Нова Зоря, 2011. – 784 с.

3 Бойко В.С. Технологія видобування нафти: підручник. – Івано-Франківськ: Нова Зоря, 2011. – 827 с.

4 Архангельский В.А. Взаимодействие пласта и скважины при движении газированной нефти // Труды совещания по развитию научно-исследовательских работ в области вторичных методов добычи нефти. – Изд. АН Азерб. ССР, 1953.

5 Виноградов К.В. Движение газонефтяной смеси в фонтанных скважинах. – М.: Недра, 1964. – 138 с.

6 Щуров В.И. Технология и техника добычи нефти: учебник для вузов – М.: Недра, 1983 – 510 с., М.: Альянс, 2005. – 510 с

7 Довідник з нафтогазової справи / За ред. В.С. Бойка, Р.М. Кондрата, Р.С. Яремійчука. – Київ–Львів, 1996. – 620 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії
02.11.15

Рекомендована до друку
професором **Тарком Я.Б.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором **Зезекалом І.Г.**
(ТОВ «НАДРАСПЕЦТЕХНОЛОГІЯ»,
м. Полтава)

1 http://paralleli.if.ua/news/54436.html?utm_medium=facebook&utm_source=twitterfeed