

# Наука — виробництву

УДК 622.276.5

## МЕТОДИКА ПРОЕКТУВАННЯ ЕЛЕКТРОВІДЦЕНТРОВОНАСОСНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ НАФТОВИХ СВЕРДЛОВИН

<sup>1</sup>В.С. Бойко, <sup>2</sup>Л.М. Кеба

<sup>1</sup> ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727141, e-mail: public@nung.edu.ua

<sup>2</sup>ТзОВ “КОМПЛЕКТ – ЛІГА”, м. Полтава, вул. Зигіна, 29, офіс 407, тел. факс (0532) 611574, 612937, e-mail: klliga@poltava.velton.ua

Матеріали статті присвячені методиці проектування експлуатації нафтових свердловин електровідцентровонасосним способом з використанням кривих розподілу тиску вздовж стовбура свердловини і напірно-витратної характеристики насоса з урахуванням зміни властивостей нафти, нафтового газу і пластової води залежно від тиску і температури, а також зміни параметрів потоку в зоні розміщення насоса. Виконано коректування параметрів насоса щодо його зношеності і паспортної “водяної” характеристики, узгоджено напірно-витратну характеристику насоса з видобувними можливостями свердловини. Вибір насоса проводиться стосовно трьох різних глибин опускання його і трьох насосів за трьома скоректованими характеристиками. Методику складено за модульним принципом, що дає можливість замінити окремі модулі на пізніші досконаліші в міру їх розроблення або замінити використаний у роботі метод Поеттманна-Карпендера на інший. Розрахунки реалізовано в машинній програмі MathCad.

Ключові слова: свердловина, електровідцентровонасосний спосіб експлуатації, електровідцентровий насос.

Материалы статьи посвящены методике проектирования эксплуатации нефтяных скважин электроцентробежнонасосным способом с использованием кривых распределения давления вдоль ствола скважины и напорно-расходной характеристики насоса с учетом изменения свойств нефти, нефтяного газа и размещения насоса. Сделано корректирование параметров насоса относительно его изношенности и паспортной “водяной” характеристики, согласовано напорно-расходную характеристику насоса с добываемыми возможностями скважины. Предложено рассчитывать параметры потока непосредственно у входа в насос, изменяя глубину его спуска вдоль потока. Выбор насоса осуществляется применительно к трем разным глубинам спуска его и трех насосов с использованием трех скорректированных характеристик. Методику составлено в модульном виде, что позволяет заменить отдельные модули на дальнейшие более совершенные по мере их разработки или заменить использованный метод Поеттманна-Карпендера другим. Расчеты реализованы в машинной программе MathCad.

Ключевые слова: скважина, электроцентробежнонасосный способ эксплуатации, электроцентробежный насос.

*Designing methods of oil well exploitation by means of electric centrifugal pumps with the use of wellbore pressure distribution curves and pressure consumption characteristic of the pump used in our country are pounded. Changes in properties of oil, associated gas and deposit water which happen depending on pressure and temperature have been taken into account as well as changes in parameters of flow in the area, where the pump is located (contents of gas, gas separation, viscosity of the environment) and inside the pump (consumption and density of gas-fluid mixture, viscosity). Correction of the pump parameters according to the extent to which it has been worn out and its Watermark certification characteristic has been made. Pressure consumption characteristic of the pump has been adjusted to the oil production capacity. Adjustment of pump parameters as for its working-out and rating has been carried out, head and rate has been correlated with productive capacity of the well. The choice of the pump is made according to three different depths of its lowering and three other pumps according to three adjusted characteristics. The method has been developed in accordance with modular approach, which makes it possible do substitute separate modules with more advanced ones as they arise or to substitute Poettmann-Carpenter method used in the work with another one. The calculations were made with the help of MathCad machine program.*

Key words: well, electric centrifugal pump method, exploitation, electric centrifugal pump.

**Вступ**

Проблема забезпечення України власною нафтою як за рахунок повнішого вилучення із надр, так і шляхом ефективнішого видобування її на поверхню. Ефективність видобування визначається способом експлуатації свердловини. Електровідцентровонасосний спосіб експлуатації нафтових свердловин серед механізованих способів експлуатації є одним із найбільш ефективних і поширених способів в умовах середніх і великих дебітів як вертикальних, так і горизонтальних свердловин, котрі часто встановлюють на пізніх стадіях видобування нафти, що стає актуальним, особливо в даний час, на родовищах України [1]. Надійність і ефективність роботи електровідцентровонасосного устаткування (УЕВН), окрім інших відомих факторів, визначається відповідністю напірно-витратної характеристики електровідцентрового насоса (ЕВН) і видобувних можливостей свердловини, котра може бути забезпечена, в першу чергу, на стадії проектування [2], що пов'язано із правильним вибором насоса.

**Аналіз досліджень і публікацій**

У найпростішій фізично зрозумілій методиці, яку ми називаємо експрес-методикою, насос підбирається за умовою рівності дебіту свердловини по рідині і паспортного подавання насоса (умова нерозривності потоку) в області максимального коефіцієнта корисної дії (к.к.д.) насоса, а напір, який повинен створювати насос узгоджується із напірною характеристикою свердловини здебільшого зменшення кількості робочих коліс у насосі [1]. Під останньою розуміють залежність дебіту і напору, необхідного для піднімання рідини у стовбурі свердловини від глибини динамічного рівня рідини до гирла, причому підвищення в'язкості водонафтової емульсії і газліфтний ефект не враховуються або наближено оцінюються. Такий підхід спостерігаємо і в наступних точніших методиках, але паспортна характеристика насоса (залежності напору, к.к.д. і споживаної потужності від подавання), котра знята в стендових умовах на воді за даними усереднення результатів випробувань декількох насосів установочної групи, коректується щодо якості виготовлення насоса, відмінності в'язкості відпомповуваної рідини від в'язкості води, наявності в продукції свердловини вільного газу шляхом використання емпіричних формул чи графіків, введення поняття середньої інтегральної витрати газоводонафтової суміші, а умовна характеристика свердловини до певної міри наближена за окремими розрахунковими точками до кривої розподілу тиску вздовж стовбура свердловини [1, 2, 3]. Серед таких методик відомо методики П.Д. Ляпкина і Ю.А. Разутова; І.М. Муравйова, І.Т. Міщенко та ін.; В.С. Ліньова, А.А. Богданова та інш.; ОКБ БН [4,5]; Ю.А. Балакірова [6], які дають задовільну збіжність із практикою лише за умови, що основні параметри продукції (в'язкість, обводненість, газовий фактор) не виходять за межі, на які орієнтовано використання тої чи іншої методики. Методика

В.Н. Филлипова передбачає можливість адаптації розрахункової моделі за конкретних умов за даними багаторазового використання по багатьох свердловинах [4].

Сучасним підходом до проектування експлуатації нафтових свердловин будь-яким способом є використання кривих розподілу тиску вздовж стовбура свердловини [2]. Для проектування експлуатації свердловин електровідцентровими насосами існує ряд зарубіжних методик і програм підбору обладнання (наприклад, BRAT, AFTOGRAF, і ESP-Sub Pump), детальна інформація про які є комерційною таємницею, окрім методики П.Д. Ляпкина, описаної в роботі [4], котра не набула поширення.

Розрахунки в методиках виконуються або в цілому по насосу, або по окремих секціях ступенів, а в методи внесено ряд припущень і спрощень щодо ймовірної гідрогазодинамічної поведінки потоку.

**Виділення невирішених частин проблеми**

До певної міри на сучасному рівні досліджень гідрогазомеханіки висхідного потоку в насосі і в ліфтових трубах ураховано фазові перетворення та відповідність характеристик насоса і свердловини.

**Формулювання цілей роботи**

Розробити методику підбору насоса і проектування електровідцентровонасосної експлуатації нафтових свердловин.

**Висвітлення основного матеріалу**

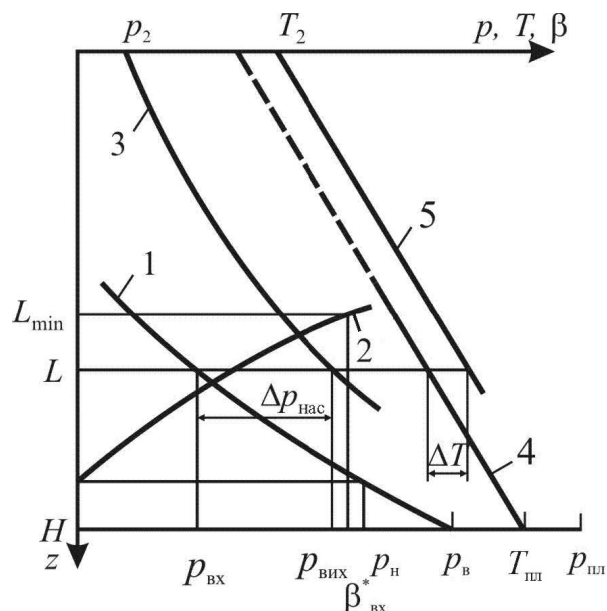
Насос на глибині, вибраній з урахуванням ускладнювальних чинників (наявність вільного газу, підвищена в'язкість суміші флюїдів, кривина чи зім'яття стовбура і т.д.), повинен створювати перепад тиску, рівний різниці тисків на виході і на вході в насос. Для урахування ускладнювальних чинників нами пропонується розраховувати параметри потоку безпосередньо на вході в насос, коли біжуча глибина опускання його змінюється вздовж цього потоку. Тиск на виході із насоса пропонується задавати орієнтовно за методом екстраполяції з наступним розрахунковим уточненням його за кривою розподілу тиску.

Вибір конкретного насоса і глибини його опускання проводиться за трьома значинами скоректованої середньозваженої об'ємної витрати продукції та "водяної" характеристики насоса і за залежностями в полі "напір-глибина" стосовно трьох вибраних глибин і трьох насосів. Розподіл тисків розраховано за методом Поеттманна-Карпентера, а всі розрахунки виконуються в машинній програмі MatCad.

Методику складено авторами з власної ініціативи за модульним принципом, що уможливило заміняти окремі модулі на інші залежно від вибраної методики розрахунку газогідродинічного потоку або на більш досконалі в міру їх розроблення. Методика знаходиться в авторів даної роботи.

Нижче описано алгоритм (зважаючи на великий обсяг) вперше розробленої нами вітчиз-

няної методики проектування електровідцентровонасосної експлуатації свердловин із використанням кривих розподілу тиску газоводонафтового потоку вздовж стовбура свердловини і скоректованої до термобаричних умов паспортної напірно-витратної характеристики електровідцентровонасосного насоса. Принцип графічного визначення глибини опускання ЕВН у свердловину і перепад тиску в насосі схематично зображено на рис. 1.



$z$  – вертикальна просторова координата;  
 $H$  – глибина свердловини;  
 $L_{\min}$  – мінімальна глибина опускання насоса, розрахована, наприклад за об'ємно-витратним газовмістом потоку  $\beta$  (лінія 2) на вході;  
 $L$  – вибрана глибина опускання насоса з урахуванням ускладнювальних чинників;  
 $p$  – розподіл тиску в експлуатаційній колоні (лінія 1) і в НКТ (лінія 3);  
 $T$  – розподіл температури (лінії 4 і 5 аналогічно тиску);  $p_{\text{вх}}, p_{\text{вих}}, p_2, p_n, p_v, p_{\text{пл}}, T_{\text{пл}}, T_2$  – відповідно тиски на виході в насос, на виході із насоса, буферний, насичення нафти газом, вибійний, пластовий і температури пласта, на буфері;  
 $\Delta p_{\text{нас}}$  – перепад тиску, який повинен створювати насос;  $\Delta T$  – приріст температури внаслідок роботи зануреного агрегата

**Рисунок 1 – Принцип графічного визначення глибини опускання ЕВН у свердловину і перепаду тиску в насосі в координатах  $z$ - $p$**

Алгоритм методики проектування експлуатації нафтових свердловин електровідцентровими насосами полягає в наступному:

1. Підготовка вхідних даних до розрахунку, які характеризують: а) свердловину (глибина і кривина стовбура, внутрішній діаметр і шорсткість труб експлуатаційної колони, пластова температура і геотермічний градієнт), режим її роботи (дебіт, обводненість продукції, вибійний і гирловий тиски); б) флюїди – нафту (густина, тиск насичення, газонасиченість), нафтовий газ (відносна густина, вміст метану і азоту) і пластову воду (концентрація розчинен-

них солей, тиск насичення, який, зазвичай, береться рівним тиску насичення пластової нафти газом).

Галузевий регламент передбачає при експериментальному дослідженні під час контактного і диференціального розгазування представницької глибинної проби нафти (або, як виняток рекомбінованої проби) визначення залежностей від біжучого тиску при пластовій і стандартній температурах газовмісту, об'ємного коефіцієнта, густини нафти, густини газу, динамічного коефіцієнта в'язкості нафти, температури насичення нафти парафіном. При проектуванні експлуатації свердловин розрахунки параметрів нафти доводиться розраховувати за різних термобаричних умов, то необхідні вхідні параметри розраховуємо або за фізично обґрунтованими законами, або за кореляційними формулами (на основі зв'язку між різними параметрами). Експериментальні дані слід використовувати для контролю, уточнення емпіричних коефіцієнтів у розрахункових формулах, отриманих шляхом узагальнення експериментальних даних щодо великої кількості різних нафт чи кореляції одних параметрів цих нафт відносно інших. Компонентний склад газу визначають експериментально, а за ним розраховуємо інші необхідні параметри (за емпіричними чи кореляційними формулами).

Експериментально визначають, здебільшого, густину пластової води за стандартних умов мінералізації, хімічного складу, а їх зміну від тиску і температури та інші необхідні параметри розраховуємо за емпіричними і кореляційними формулами. Такі формули для нафти, газу і води введено у тексті методики.

До вхідних даних відносимо ряд паспортних напірно-витратних характеристик ЕВН вибраного заводу-виробника (наприклад насосів типу УЕВН, Centrilift, Reda, УЕВНА).

2.1 Виділення розрахункових ділянок потоку в експлуатаційній колоні.

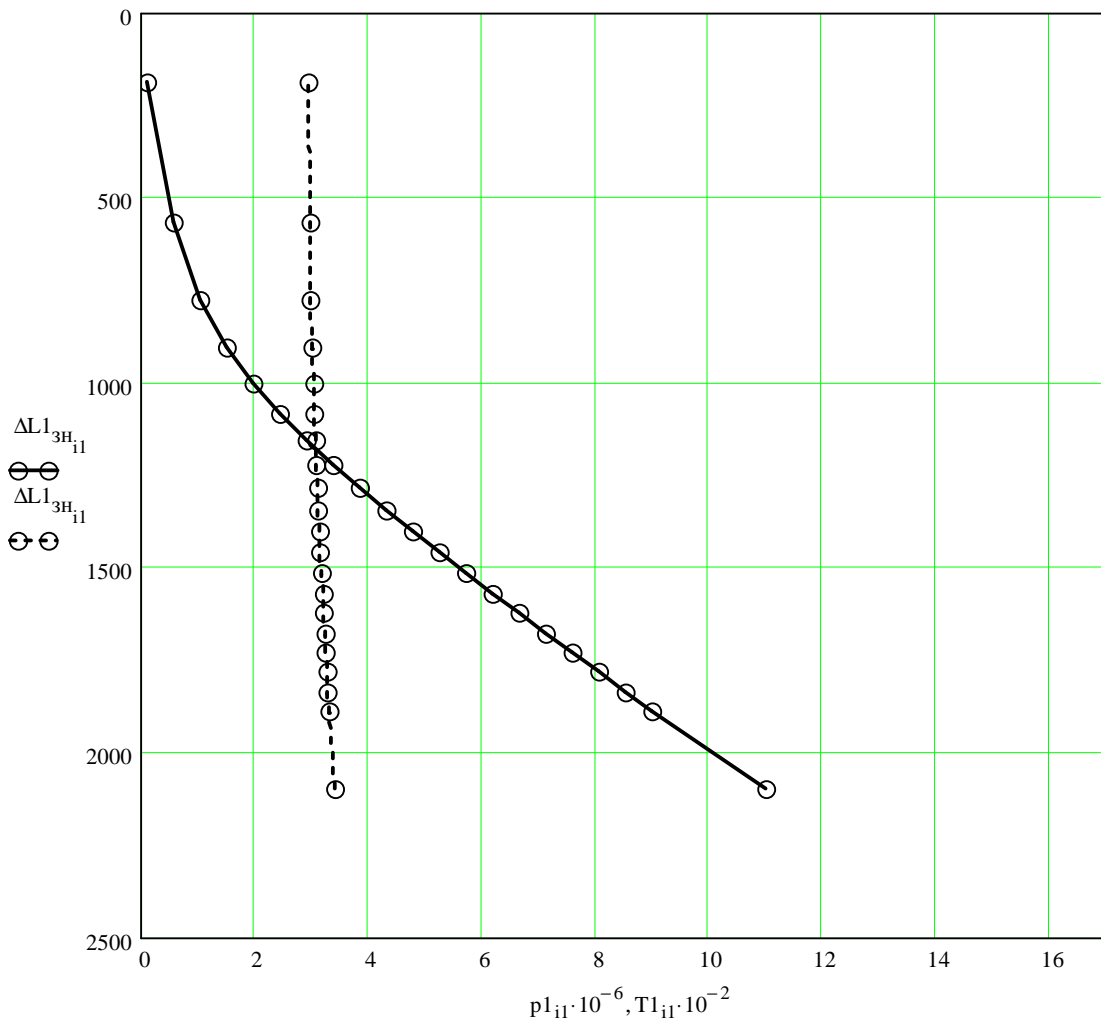
В інтервалі експлуатаційної колони свердловини від вибою до входу в електровідцентровий насос (ЕВН) може мати місце рух тільки рідини (нафти або водонафтової суміші), тільки газорідної (газонафтової або газоводонафтової) суміші або в нижній частині інтервалу – рух рідини, а в іншій, верхній, частині – газорідної суміші.

Інтервали руху рідинної і газорідної сумішей в експлуатаційній колоні розділяє межа з тиском  $p_{\text{грс}}$  початку виділення вільного газу із рідини (переважно із нафти). Початковий тиск газорідної суміші  $p_{\text{грс}}$  в електровідцентровонасосній свердловині вибираємо так:

– якщо вибійний тиск  $p_v < p_n$  тиск  $p_{\text{грс}} = p_v$  (свердловина з початком виділення газу в пласті);

– якщо  $p_v \geq p_{\text{грс}}$ , то  $p_{\text{грс}} = p_n$  (свердловина з початком виділення газу в її стовбурі), де  $p_v, p_n$  – вибійний тиск і тиск насичення нафти газом.

Розглядаємо другий, як більш загальний, випадок стосовно умов у свердловині, коли  $p_v > p_{\text{грс}}$ ,  $p_{\text{грс}} = p_n$ , а в продукції свердловини наявною є пластова вода.



**Рисунок 2 – Графіки розподілу тиску  $p$  і температури  $T$  водонафтового і газоводонафтового потоків вздовж експлуатаційної колони свердловини (за даними в розрахункових точках)**

Розрахунки розподілу тиску та інших параметрів виконуємо за принципом „знизу-вверх”.

2.2. Розрахунки параметрів у межах рідинного (водонафтового) потоку.

Тут спочатку виділяємо розрахункові кроки для тиску або від тиску  $p_b$  до  $p_n$  в експлуатаційній колоні (один крок чи ділянка), або від  $p_b$  до тиску  $p_6$  біля башмака НКТ (хвостовика) в експлуатаційній колоні і від тиску  $p_6$  до  $p_n$  в колоні НКТ (дві ділянки).

Відтак розраховуємо: а) температурні умови в експлуатаційній колоні; б) фізичні властивості газонасиченої нафти за відповідних термобаричних умов; в) фізичні властивості пластової води; г) витратні параметри водонафтового потоку; д) густину і динамічний коефіцієнт в'язкості водонафтової суміші; е) градієнти тиску і довжину ділянки руху водо нафтової суміші.

2.3 Розрахунки параметрів газоводонафтового потоку.

Спочатку визначаємо кількість розрахункових кроків, задаючи орієнтовний тиск на вході в насос, наприклад рівним  $0,1 \cdot 10^6 \text{ Па}$  і ви-

бираючи рівні інтервали зміни тиску, які повинні бути в межах 5-10% від очікуваного тиску  $p_{ГРС}$ .

Тоді розраховуємо в кожній розрахунковій точці вздовж потоку: а) температурні умови в експлуатаційній колоні; б) однократне розгазування проби пластової нафти; в) коефіцієнт стисливості вільного газу; г) параметри руху газорідинного потоку, градієнт тиску і довжини інтервалів колони.

За результатами розрахунків з метою контролю будуюмо графіки розподілу тиску і температури в експлуатаційній колоні (рис. 2).

3. Розрахунки параметрів потоку в експлуатаційній колоні свердловини в межах зони розміщення насоса, які визначають роботу електровідцентрового насоса, і попередній вибір обладнання.

У результаті розрахунків необхідно вибрати глибину опускання насоса, типорозмір зануреного агрегата і діаметр НКТ, визначити коефіцієнт сепарації газу на вході в насос, трубний газовий фактор і відкоригований тиск насичення нафти газом.

3.1. Обґрунтування визначальних параметрів і урахування ускладнювальних чинників.

Робота електровідцентрового насоса визначається газовмістом потоку на вході в насос, сепарацією вільного газу і в'язкістю середовища потоку.

Коефіцієнт сепарації газу залежить від газовмісту потоку на вході в насос і швидкості руху рідини в кільцевому зазорі між експлуатаційною колоною свердловини і вхідною сіткою зануреного агрегата. А чим глибше занурено насос у газорідинну суміш, тобто чим більшим є тиск на вході в насос, тим менший газовміст потоку. Якщо опустити насос до глибини, де тиск потоку дорівнює тиску насичення нафти газом (вільний газ у потоці тоді відсутній), коли вибійний тиск є вищим від нього, то шкідливий вплив газу на роботу насоса повністю буде відсутнім. Але при цьому зростають інші витрати і витрати, тому за такої конфліктної ситуації насос слід опускати на раціональну глибину. Цю глибину обґрунтовують або на основі досвіду експлуатації свердловин в умовах конкретного родовища (переважно, за значиною тиску на вході в насос), або розрахунковим шляхом. Можна вибирати декілька різних глибин опускання насоса, а для вибору раціональної глибини використати техніко-економічні показники.

Нами нижче пропонується побудувати розподіл основних визначальних параметрів вздовж газорідинного потоку в експлуатаційній колоні свердловини, а відтак за ними вибрати раціональну глибину опускання насоса. При цьому розуміється, що біжуча глибина опускання насоса змінюється вздовж цього потоку, тобто розраховуємо параметри потоку безпосередньо на вході в насос.

За такі визначальні параметри на підставі досягнутого рівня досліджень впливу газу на роботу насоса беремо витратний газовміст потоку, допустимий витратний газовміст, загальний коефіцієнт сепарації вільного газу, а також враховуємо оптимальний, допустимий і граничний тиски на вході в насос, допустиму температуру в зоні розміщення зануреного агрегата, нормований тиск у зоні розміщення агрегата, який не повинен перевищувати 25 МПа, і додаткові ускладнювальні чинники.

Додатковими ускладнювальними чинниками можуть бути: а) відкладання органічних (парафіну) і неорганічних (мінеральних солей) речовин у стовбурі свердловини; б) винесення із пласта у стовбур свердловини механічних домішок – природних, пов'язаних безпосередньо із руйнуванням породи нестійкого пласта-колектора (пластовий пісок), і штучних (матеріали, які використовуються при гідророзриві пласта, наприклад, пропант); в) викривлення чи зім'яття експлуатаційної колоні свердловини; г) наявність металевих пластирів чи летючок тощо.

3.2. Вибір зануреного агрегата (групи устаткування) і обладнання.

3.2.1. Вибір типорозміру зануреного агрегата.

Типорозмір характеризується зовнішнім діаметром  $d_c$  сітки на вході в насос і попереднім габаритним діаметром  $D_3$  зануреного агрегата з кабелем і вибирається в залежності від діаметра  $D_{екс}$  експлуатаційної колоні. Попередньо вибираємо обладнання типу УЕВН, для якого задаємо нормовану температуру в зоні розміщення електродвигуна  $T_{нн}$ .

3.2.2. Вибір діаметра НКТ.

Задаємо внутрішній діаметр НКТ  $d$ , залежно від дебіту  $Q_{рст}$  розгазованої рідини за стандартних умов, еквівалентну шорсткість внутрішньої поверхні НКТ  $\Delta_{нкт}$ .

3.3 Розрахунки попередніх визначальних параметрів в експлуатаційній колоні на біжучій глибині опускання насоса.

Тут розраховуємо фізичні властивості води, витратні параметри потоку, сепарацію газу біля входу в насос, трубне газове число (питому кількість вільного газу, що надходить у насос і далі в НКТ), скоректовану величину тиску насичення нафти газом  $p'_н$  (насос підвищує тиск, внаслідок чого вільний газ може повністю розчинитися в рідині) і приріст (стрибок) температури  $\Delta T$  потоку, зумовлений теплою, яка виділяється електродвигуном і насосом, оптимальний, допустимий і граничний тиск на вході в насос.

За результатами розрахунків будуюмо графіки розподілу тиску  $p_i$ , температури  $T_i$ , оптимального  $p'_{опт_i}$ , допустимого  $p'_{доп_i}$  і граничного

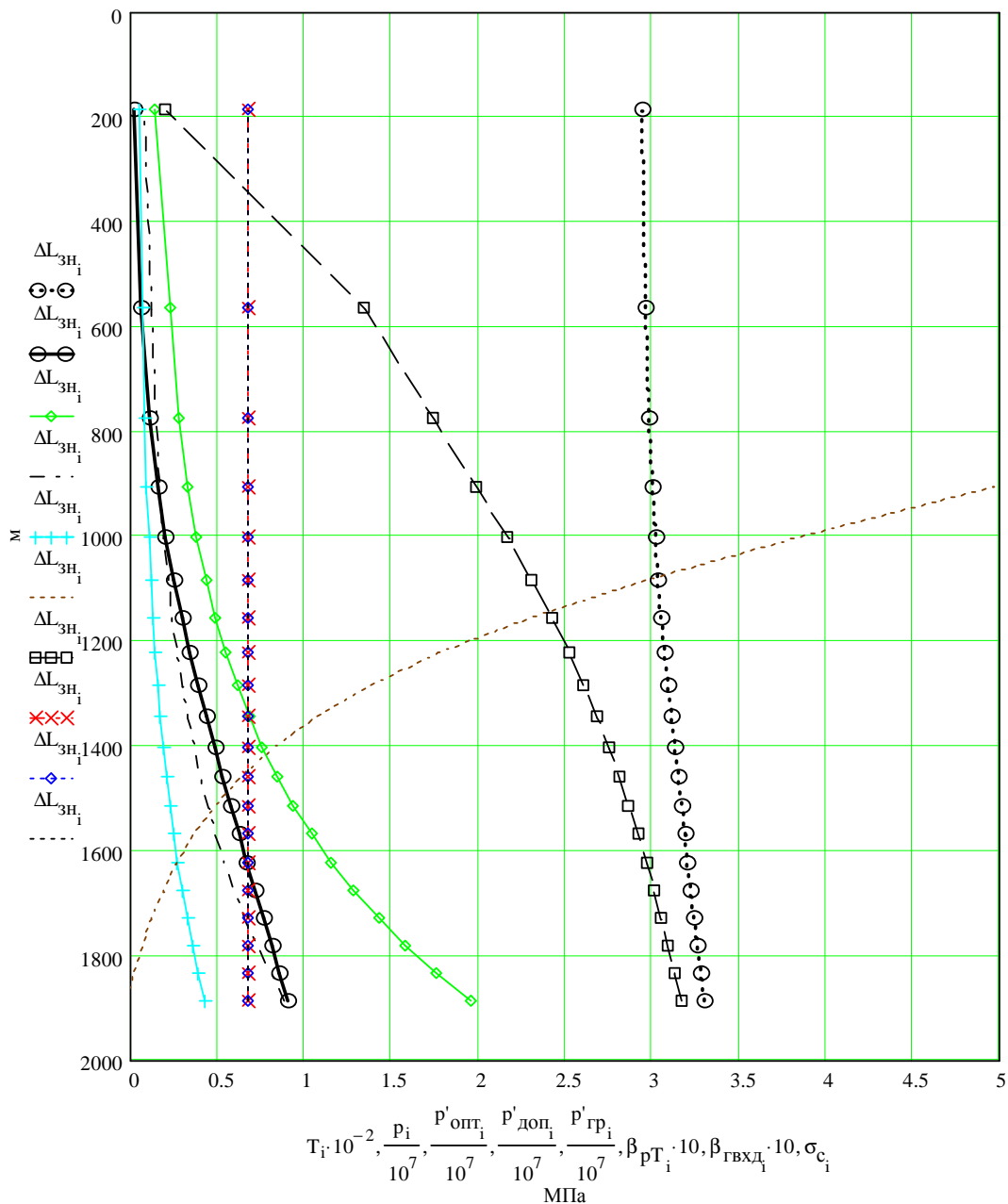
$p'_{гр_i}$  тисків, витратного газовмісту  $\beta_{рТi}$  допустимого газовмісту  $\beta_{рвix}$  та загального коефіцієнта сепарації газу  $\sigma_{ci}$  на глибинах можливого входу в електровідцентровий насос (рис. 3).

3.4. Вибір глибини опускання електровідцентрового насоса, розрахунки тиску, допустимої температури, витратного газовмісту, допустимого газовмісту, коефіцієнта сепарації на вході в насос.

При виборі глибини опускання насоса враховуємо наступне: витратний газовміст потоку  $\beta_{рТi}$  не повинен перевищувати допустимого витратного газовмісту, тобто при  $\beta_{рТi} = \beta_{рвix_i}$  маємо глибину  $L'_{н1}$ ; тиск на вході в насос не повинен перевищувати оптимального, допустимого чи граничного тисків, тобто маємо глибини відповідно  $L'_{н2}$ ,  $L'_{н3}$  і  $L'_{н4}$ ; допустима температура на вході в насос  $T_{нi}$  не повинна перевищувати нормованої температури  $T_{нн}$  в зоні розміщення електродвигуна (залежно від його виконання) для типу вибраного устаткування, тобто маємо глибину  $L'_{н5}$ ; тиск у зоні розміщення агрегата не повинен перевищувати нормований тиск  $p_{на}$ , тобто маємо глибину  $L'_{н6}$ .

Виходячи з цього, вибираємо три розрахункові глибини опускання насоса  $L_{н1}$ ;  $L_{н2}$ ;  $L_{н3}$  ( $i = 1, 2, 3$ ).

3.5. Визначення параметрів на вході в електровідцентровий насос.



**Рисунок 3 – Графіки розподілів тиску, температури та інших параметрів потоку вздовж експлуатаційної колони свердловини на глибинах можливого входу в електровідцентровий насос (за даними в розрахункових точках)**

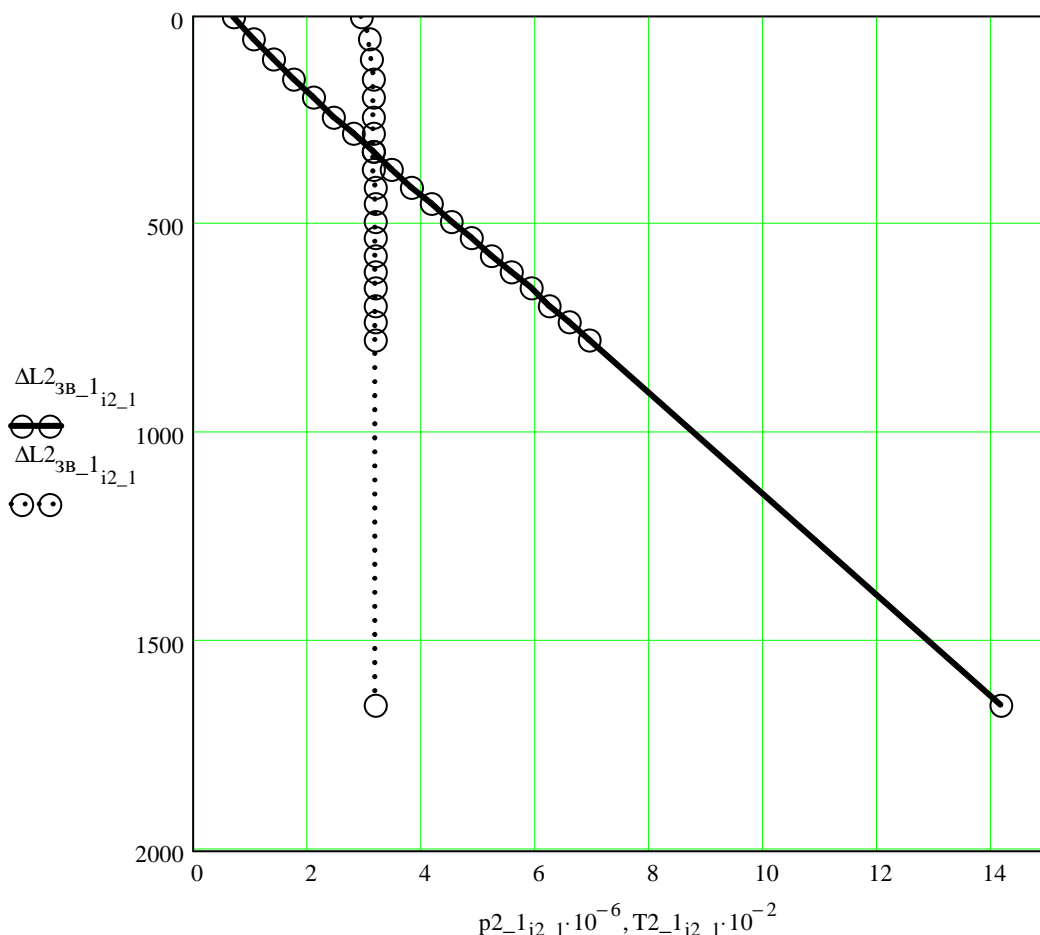
3.5.1. Розраховані параметри на вході в насос.

Із кривих розподілу параметрів маємо, що вибраним глибинам опускання електровідцентрового насоса (для цього проводимо горизонталь на графіку) відповідають: тиск на вході в насос  $p_{вх_i}$ ; газове число  $R_{вх_i}$ ; витратний газоміст  $\beta_{вх_i}$ ; температура потоку  $T_{вн_i}$ ; загальний коефіцієнт сепарації  $\sigma_{вх_i}$ .

Подальші розрахунки виконуємо відповідно для кожної вибраної глибини:  $i = 1, \dots, 3$ .

3.5.2. Розрахунки витратних параметрів потоку на вході в насос.

Тут визначаємо стосовно до трьох глибин для термобаричних умов  $p_i = p_{вх_i}$  і  $T_i = T_{вн_i}$  на вході в електровідцентровий насос: біжучий рівноважний тиск насичення нафти для температури  $T_i$ ; зведений до нормальних умов питомий об'єм виділеного газу  $V_{гв}$ ; залишкову газонасиченість нафти (питомий об'єм розчиненого газу) в процесі її розгазування  $V_{гр}$ ; залишкову газонасиченість нафти (питомий об'єм розчиненого газу) в процесі її розгазування; питомий об'єм виділеного газу; трубний газовий фактор  $\Gamma_{гр}$ ; відкоректований тиск насичення нафти газом, який відповідає трубному газовому фактору,  $p'_{тн}$ .



**Рисунок 4 – Графіки розподілів тиску  $p$  і температури  $T$  газоводонафтового та водонафтового потоків вздовж колони насосно-компресорних труб відносно до глибини  $L_{\text{НГ}}$**

4. Розрахунки розподілу тиску і температури газоводонафтового і водонафтового потоків у колоні НКТ.

Розрахунки виконуємо за принципом „зверху-вниз” від відомого гирлового тиску  $p_2$ .

Вздовж колони НКТ виділяємо дві зони руху:

а) газоводонафтового потоку між гирловим тиском  $p_r$  і новим (відкоректованим) тиском насичення нафти газом  $p'_{\text{ГН}}$  (вільний газ, що відповідає трубному газовому числу, розчиняється у нафті внаслідок підвищення тиску в електровідцентровому насосі);

б) водонафтового потоку між тиском  $p'_{\text{ГН}}$  і невідомим тиском  $p_{\text{вих}}$  на виході із електровідцентрового насоса (тиском у трубах  $p_{\text{тр}}$  над насосом).

За результатами розрахунків будемо криві розподілів тиску потоку в НКТ (рис. 4).

Спочатку за розрахунком газоводонафтового потоку знаходимо глибину  $L_{\text{трс}}$  рівня тиску насичення нафти газом  $p'_{\text{ГН}}$ .

За відомими глибинами початку виділення газу  $L_{\text{трс}}$  і опускання насоса  $L_{\text{н}}$  на підставі (методом екстраполяції) кривої розподілу тиску газоводонафтового потоку в НКТ пропонується

задавати орієнтовний тиск на виході із насоса  $p'_{\text{вих}}$ , а після розрахунку водонафтового потоку знаходити тиск на виході із насоса  $p_{\text{вих}}$ .

Розрахунки повторюємо для трьох вибраних глибин опускання насоса, яким відповідають різні відкоректовані тиски насичення нафти газом і газовмісти.

Розрахунки в межах газоводонафтового (верхня частина НКТ) і водонафтового (нижня частина НКТ) потоків виконуємо аналогічно описаному вище стосовно експлуатаційної колони.

Відтак будемо суміщені графіки розподілів тисків в експлуатаційній колоні та в НКТ, наприклад стосовно глибини  $L_{\text{НГ}}$  (рис. 5).

Знаходимо, що електровідцентровий насос повинен створювати перепад тиску за довжини НКТ (глибини опускання насоса)  $L_{\text{НГ}}$

$$\Delta p_{\text{НГ}} = p_{\text{вих1}} - p_{\text{вх1}} \quad (1)$$

Аналогічно виконуємо розрахунки відносно до інших вибраних глибин опускання насоса  $L_{\text{НГ}}$ .

Для вибору мінімальної глибини опускання насоса  $L_{\text{мін}}$  можна провести горизонталь, що відповідає такій значині витратного газомісту  $\beta(z)$ , за якого зривається подавання насоса через

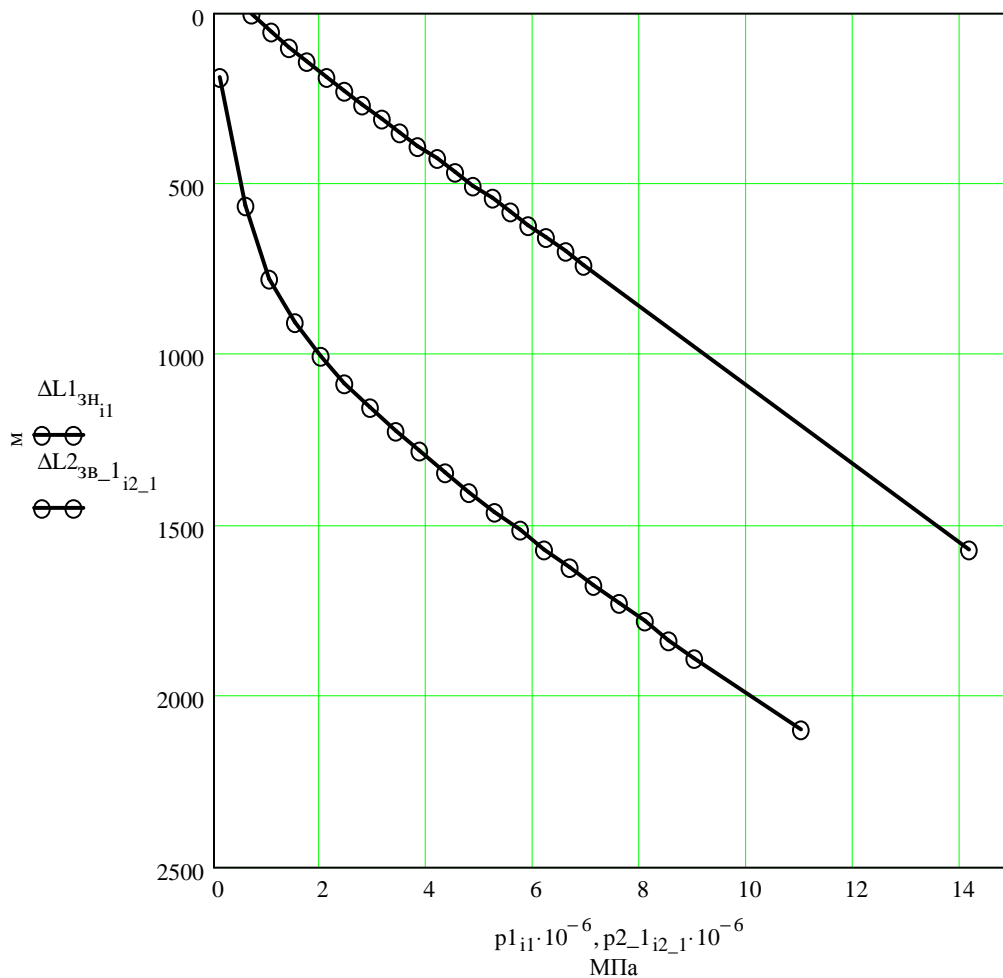


Рисунок 5 – Суміщені криві розподілів тисків  $p$  сумішей в експлуатаційній колоні та в НКТ

шкідливий вплив газу, тобто за критичного об'ємно-витратного газозмісту  $\beta_{\text{нх}}^* = 0,15-0,25$  (див. рис. 1). Поле між кривими 1 і 3 нижче  $L_{\text{мін}}$  визначає область можливих умов роботи ЕВН, і глибини його підвищення  $L$ .

Відтак із урахуванням витратного газозмісту  $\beta(z)$  потоку (лінія 2) і допустимої робочої температури насоса (лінія 5), точніше, електродвигуна, остаточно вибираємо глибину підвищення насоса  $L$ , в якій відповідають тиск на вході в насос  $p_{\text{вх}}$  і тиск на виході із нього  $p_{\text{вих}}$  (тиск у трубах).

Різниця тисків  $p_{\text{вих}}$  і  $p_{\text{вх}}$  між кривими 3 і 1 за глибини  $z = L$  визначає перепад тиску  $\Delta p_{\text{нас}} = p_{\text{вих}} - p_{\text{вх}}$ , який має створити насос.

Тоді необхідний напір насоса знаходимо так:

$$H = \frac{\Delta p_{\text{нас}}}{\rho_c g}$$

#### 5. Вибір електровідцентрового насоса.

Електровідцентровий насос вибираємо за середньоінтегральною витратою газорідної суміші, яка проходить через насос (середньоінтегральним подаванням насоса), і напором, що його повинен створити насос, в області максимального коефіцієнта корисної дії (в номінальній області роботи насоса).

З метою істотного спрощення розрахунків без значної втрати точності замість середньоінтегральної витрати газорідної суміші визначаємо середньозважену по тисках об'ємну витрату газорідної суміші.

Розрахунки виконуємо відносно до трьох тисків – тиску на вході  $p_{\text{вх}}$  в електровідцентровий насос, відкоригованого тиску насичення нафти газом  $p'_{\text{Тн}}$  (з урахуванням сепарації газу на вході в насос) і тиску на виході  $p_{\text{вих}}$  із насоса, а температуру наближено беремо рівною температурі в зоні розміщення насоса  $T_{\text{нн}}$  (з урахуванням температурного стрибка внаслідок тепловиділень під час роботи зануреного агрегата).

У насосі виділяємо дві розрахункові області руху суміші:

а) від тиску на вході  $p_{\text{вх}}$  в насос до тиску насичення  $p'_{\text{Тн}}$  – газоводонафтовий потік;

б) від тиску насичення  $p'_{\text{Тн}}$  до тиску на виході  $p_{\text{вих}}$  із насоса – водонафтовий потік.

Параметри потоку визначаємо за середніх термобаричних умов у кожній області.

Розрахунки повторюємо стосовно до трьох вибраних глибин опускання насоса.

#### 5.1. Попередній вибір параметрів насоса.

Тут розраховуємо: середню густину продукції  $\rho_{\text{рплн}}$ , яка рухається в міжлопатевих кана-



лах, при тиску насичення нафти газом і пластовій температурі; орієнтовний напір, який повинен створювати насос  $H_{ni}$ ; орієнтовну середньо-інтегральну витрату газорідної суміші через насос  $Q_c$ ; із ряду насосів вище прийнятої групи вибираємо орієнтовно конкретний насос ЕВН з його характеристикою, а відтак визначаємо коефіцієнти корисної дії вузлів зануреного агрегата.

5.2 Розрахунки параметрів потоку в межах газоводонафтової області в насосі (середні термобаричні умови, розгазування проби нафти, коефіцієнт стисливості вільного газу, параметри руху потоку), а відтак в межах водонафтової області (середні термобаричні умови, фізичні властивості нафти і води, витратні параметри потоку і параметри водонафтової суміші).

5.3 Розрахунки середньозважених по тисках параметрів потоку (густини, коефіцієнтів в'язкості, об'ємної витрати суміші) в насосі і напорі, який повинен створювати насос.

#### 5.4 Вибір насосів.

За знайденими трьома значинами середньозваженої об'ємної витрати продукції  $Q_{ci}$ , користуючись довідником вибираємо 1-2 типи насосів, які відповідають умові

$0,4 \leq \frac{Q_{ci}}{Q_{воп}} \leq 1,2$ , де  $Q_{ci}$  – будь-яка із значин середньозваженої витрати продукції;  $Q_{воп}$  – подавання насоса вибраного типу в оптимальному режимі при роботі на воді.

5.5. Коректування параметрів насоса. Тут визначаємо: коефіцієнт швидкохідності ступеня насоса  $n_s$  остаточно вибираємо глибину підвищення насоса  $L$ , якій відповідають тиск на вході в насос  $p_{вих}$  і  $p_{вх}$  між кривими 3 і 1 за глибини  $z = L$  визначає перепад тиску  $\Delta p_{наси} = p_{вих} - p_{вх}$ , який має створювати насос. Тоді необхідний напір насоса:

$$H_i = \frac{\Delta p_{наси}}{\rho_{ci} g} \quad (2)$$

де  $g$  – прискорення вільного падіння;  
 $\rho_c$  – густина суміші в НКТ,

$$\rho_{c1} = \frac{(p_{вих1} - p_{г})}{L_{н1} g}; \quad (3)$$

модифіковане число Рейнольдса потоку в каналах відцентрового електронасоса  $Re_{нi}$ ; коефіцієнти подавання і напорі відповідно для турбулентного і ламінарного режимів та беремо їх меншу значину  $K_{нQi}$ ; коефіцієнт корисної дії насоса  $K_{\eta i}$  відповідно для турбулентного і ламінарного режимів та беремо їх меншу значину; витрату прісної води при стандартній температурі  $Q_{Bi} = \frac{Q_{ci}}{K_{нQi}}$ ; відношення подавань

$\frac{Q_{Bi}}{Q_{воп}}$  (тип насоса, який не відповідає умові

$0,6 \leq \frac{Q_{Bi}}{Q_{воп}} \leq 1,2$  надалі не розглядається); напір  $H_{Bi} = \frac{H_{ni}}{K_{нQi}}$ , який створюється насосом

при відпомповуванні прісної води за стандартної температури, щоб забезпечити дебіт  $Q_{рст}$  при спуску насоса на глибини  $L_{н1}, L_{н2}, L_{н3}$ .

#### 5.6. Вибір глибини опускання насоса.

За знайденими трьома значинами  $Q_{ci}, H_i, Q_{Bi}$  та  $H_{Bi}$  будемо для одного насоса на полі напір-подавання ( $H-Q$ ) криву  $H_{Bj} - Q'_{Bj}$ , криву  $H_{ni} - Q_{ci}$  і криву  $H_{Bi} - Q_{Bi}$ .

Для цього із напірної характеристики вибраного насоса (довідникові дані) знімаємо ряд точок для перенесення даної характеристики  $H_{Bj} - Q'_{Bj}$  на цей рисунок.

За довідником можна вибирати й інші типорозміри насосів із розгляне них вище типів, криві  $H_B - Q_B$  яких нанесено на поле напір-подавання, перетинають криві відповідних типів насосів.

При цьому враховуємо наступне:

- крива  $H_B - Q_B$  насоса повинна бути скоректована з метою врахування зношеності насоса, а також відхилень розмірів і шорсткості стінок каналів його ступенів від номінальних шляхом зниження кривої  $H_B(Q_B)$  стандартної „водяної» характеристики насоса паралельно самій собі приблизно на 10-15% від номінальної значини напорі і відповідно зниження кривої к.к.д. насоса за незмінного положення кривої споживаної потужності;

- якщо скоректована крива  $H_B - Q_B$  насоса розміщується вище кривої  $H_n - Q_c$ , то зменшуємо число ступенів у насосі на  $\Delta z$  з таким розрахунком, щоб крива  $H_B - Q_B$  для насоса із  $(z - \Delta z)$  ступенями мала з кривою  $H - Q_c$  точку перетину. При побудові такої кривої  $H_B - Q_B$  користуємося співвідношенням:

$$H_{Bz} = H_{воп} \left( 1 - \frac{\Delta z_{н}}{z_{н}} \right), \quad (4)$$

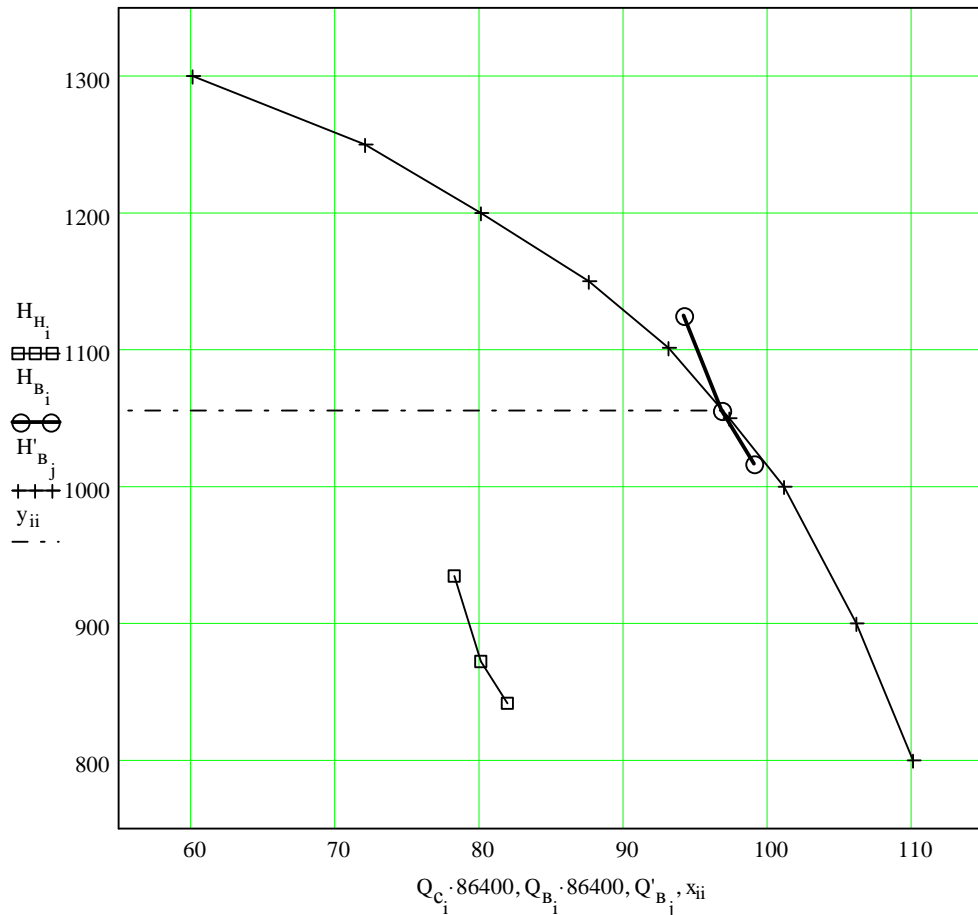
де  $H_{Bz}$  і  $H_{воп}$  – напори насоса з новим  $(z - \Delta z)$  і номінальним  $z_{н}$  числами ступенів за однакових подавань.

У нашому випадку для одного вибраного насоса криві  $H_B - Q_B$  і скоректована крива  $H_n - Q_c$  мають точку  $y_{ij}$  перетину, для якої знаходимо  $H_{во}$  і  $Q_{во}$  (рис. 6).

У полі „напір-глибина” за напорами  $H_i$  і напорами  $H_{Bi}$  будемо криву  $H-L$  і криву  $H_B-L$  (рис. 7).

Із точки  $H_{во}$  на осі напорі проводимо горизонталь до кривої  $H_B-L$ , точка перетину з якою дає відповідно шукану глибину опускання насоса (для цього проводимо вертикаль до осі глибини).

Із рисунка знаходимо глибину опускання насоса  $L_{н}$ .



**Рисунок 6 - Криві залежностей  $H'_{B_j} - Q'_{B_j}$  (напірна характеристика вибраного насоса),  $H_{H_i} - Q_{C_i}$  (залежність між напором і подаванням газорідинної суміші),  $H_{B_i} - Q_{B_i}$  (залежність між скоректованими напором і подаванням при роботі насоса на воді);  $y_{ii}$  - напір, який повинен створювати насос при роботі на воді для забезпечення заданого дебіту свердловини**

Аналогічні побудови можна робити і для насосів інших типів.

**5.7. Розрахунки к.к.д. насоса.**

Визначаємо к.к.д. насоса за формулою:

$$\eta = K_{\eta} K_{zn} \eta_v, \quad (5)$$

де  $K_{\eta}$  – коефіцієнт, який враховує в'язкість продукції (див. вище);

$K_{zn}$  – коефіцієнт, який враховує зниження к.к.д. насоса через його зношеність, а також через підвищену шорсткість і спотворення геометрії каналів його робочих коліс, рівний 0,85-0,9;

$\eta_v$  – к.к.д. насоса, який знімається з його характеристики і відповідає подаванню в точці  $Q'_{во}$  (довідникові дані).

За визначеним напором  $H$  і заданим дебітом  $Q$  можна вибрати наближено типорозмір ЕВН (аналогічно попередньому), а відтак розрахувати параметри його роботи з урахуванням діаметра експлуатаційної колони, наявності потоку газорідинної суміші в насосі, енергети-

чні показники роботи устаткування (потужність тощо).

У разі потреби можна задаватися іншими значинами розмірів насосно-компресорних труб ( $d, L$ ) і на основі економічних показників роботи вибирати найвигідніший варіант комплектації обладнання свердловини і режимних параметрів роботи.

Методику апробовано для розрахунку електровідцентровонасосних свердловин, може бути рекомендована користувачеві.

**Висновки**

Електровідцентровонасосний спосіб експлуатації свердловин для видобування нафти на поверхню серед механізованих способів є одним із найбільш високоєфективних і поширених способів. Ефективність роботи устаткування залежить в першу чергу від обґрунтованості вибору насоса. У розвиток відомих досліджень нами вперше розроблено вітчизняну ме-

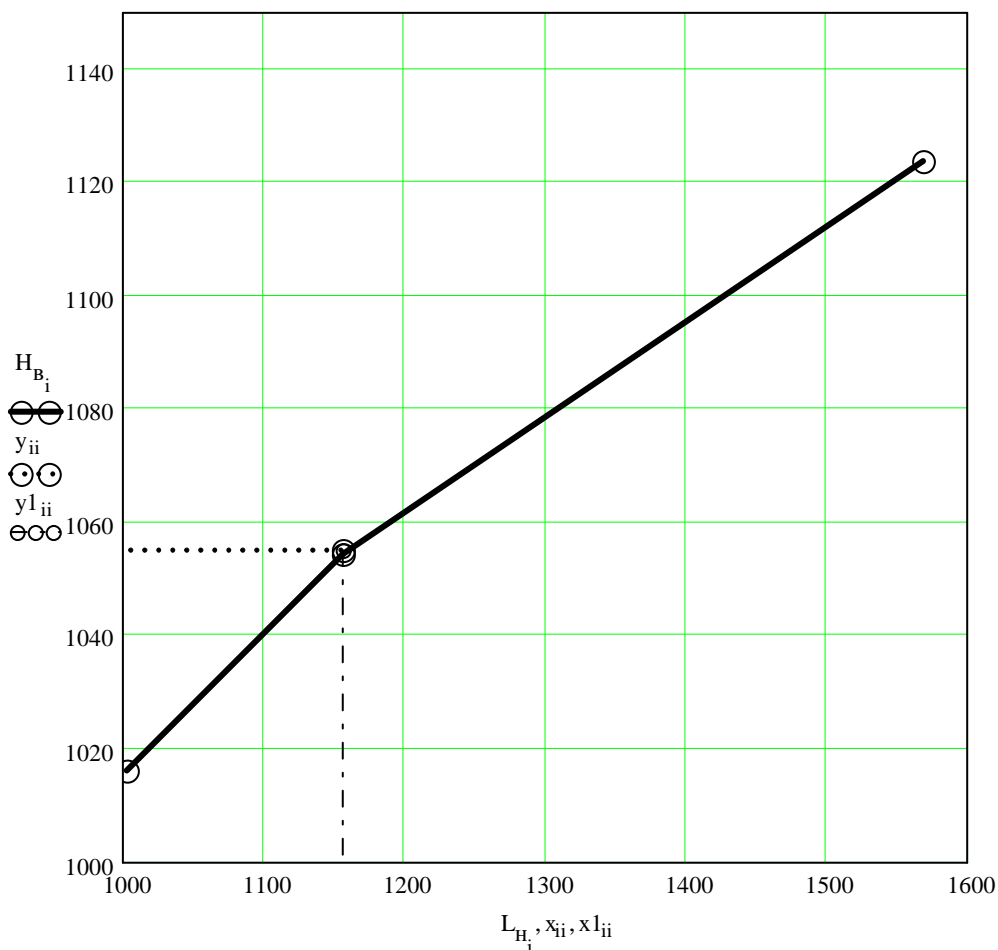


Рисунок 7 – Крива залежності напору від глибини опускання насоса  $L_{Hj}$  у свердловину для визначення необхідної глибини опускання насоса  $L_H$

тодику проектування електровідцентровонасочної експлуатації нафтових свердловин за модульним принципом з використанням кривих розподілу тиску вздовж стовбура свердловини і паспортної напірно-витратної характеристики насоса. Для урахування ускладнювальних чинників запропоновано розраховувати параметри потоку безпосередньо на вході в насос, коли біжуча можлива, розрахункова глибина опускання його змінюється вздовж цього потоку, а відтак вибирається три глибини опускання насоса і один-два типи насосів. За скоректованими параметрами насосів до умов у свердловині та знайденими значинами витрати і глибини у полі напір-глибина знаходимо шукану глибину опускання конкретного насоса. Методику апробовано по ряду свердловин і може бути рекомендована користувачеві.

### Література

1 Бойко В.С. Технологія видобування нафти: підручник / В.С. Бойко. – Івано-Франківськ: Нова Зоря, 2012. – 827с.  
 2 Бойко В.С. Проектування експлуатації нафтових свердловин: підручник / В.С. Бойко. – Івано-Франківськ: Нова Зоря, 2011. – 784

3 Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: учебное пособие. – Москва: ФГУП. Изд-во “Нефть и газ” РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 816 с.

4 Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти / Под ред. Ш.К. Гиматудинова. – Москва: Недра, 1983. – 455 с.

5 Казак А.С. Погружные бесштанговые насосы для добычи нефти / А.С. Казак, И.И. Росин, Л.Г. Чичеров. – Москва: Недра, 1973. – 232 с.

6 Зайцев Ю.В. Добыча нефти и газа / Ю.В. Зайцев, Ю.А. Балакиров. – Москва: Недра, 1981. – 384 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії 10.04.13

Рекомендована до друку професором **Тарком Я.Б.** (ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ) професором **Зезекалом І.Г.** (ГО «Спілка наукових та інженерно-технічних фахівців «Прометей», м. Полтава)