

*Н. Г. ШЕВЧЕНКО, О. Л. ШУДРИК, Н. М. ФАТЄЄВА, О. М. ФАТЄЄВ, В. А. ПОНОМАРЬОВ*

### **ПРОГНОЗУВАННЯ РЕЖИМУ РОБОТИ БАГАТОСТУПЕНЕВОГО ВІДЦЕНТРОВОГО НАСОСУ ПРИ РЕАЛЬНИХ УМОВАХ ЕКСПЛУАТАЦІЇ НАФТОГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН**

У реальних умовах експлуатації нафтогазових свердловин продукцією заглибних насосів є суміш пластової нафти, води та газу – газорідина суміш. Проведено інформаційний огляд роботи заглибних відцентрових насосів на реальні умови експлуатації. Розглянута математична модель сумісної роботи пласта, свердловини та заглибного насоса. Для прогнозування режиму роботи насоса у нафтовій свердловині були розглянуті наступні задачі: визначення фізичних характеристик газорідинної суміші при відповідних термодинамічних умовах; розподіл тиску по свердловині від вибою до гирла та й у насосно-компресорних трубах; визначення оптимальної глибини установки насоса з урахуванням вхідного об'ємного вмісту газу; перерахунок енергетичних характеристик електропровідного відцентрового насоса на пластові умови експлуатації; визначення режиму сумісної роботи свердловини та електропровідного відцентрового насоса за фактичними даними роботи свердловини. За допомогою інтегрованого середовища розробки вільного програмного забезпечення Lazarus створено автономні модулі з графічним інтерфейсом. Вихідні дані можна ввести вручну або імпортувати із зовнішнього текстового файлу. Результати розрахунків представлені у вигляді графіків, а також є можливість вивести в файли для подальшого їх аналізу. Проведено адаптацію програмних модулів для умов експлуатації свердловин НГВУ «Охтирканафтогаз». Проведена оцінка впливу глибини установки насоса на режим роботи насоса та його енергетичні параметри. У роботі удосконалена математична модель визначення енергетичних характеристик багатоступеневого відцентрового насоса. Рух нафтогазової суміші у багатоступеному насосі характеризується безперервним зростанням тиску й температури, зміною дійсної об'ємної фази газу, в'язкості, щільності уздовж насоса. У зв'язку із цим, для розрахунків енергетичних характеристик багатоступеневого насоса необхідно дотримуватися перерахування гідродинамічних параметрів потоку кожної ступені вздовж насоса. Прийнято, що процес розчинення газу аналогічний процесу розгазування. Проведено дослідження трьох варіантів компоновки ступенів заглибного відцентрового насоса, що дозволило отримати підвищення енергетичних показників насоса.

**Ключові слова:** свердловина, насос відцентровий, ступінь насоса, газорідина суміш, вільний та розчинений газ, об'ємна фаза, тиск насичення, густина, в'язкість, напір, коефіцієнт корисної дії.

*Н. Г. ШЕВЧЕНКО, А. Л. ШУДРИК, Н. Н. ФАТЕЄВА, А. Н. ФАТЕЄВ, В. А. ПОНОМАРЕВ*

### **ПРОГНОЗИРОВАНИЕ РЕЖИМА РАБОТЫ МНОГОСТУПЕНЧАТОГО ЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА ПРИ РЕАЛЬНЫХ УСЛОВИЯХ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН**

В реальных условиях эксплуатации нефтегазовых скважин продукцией погружных насосов является смесь пластовой нефти, воды и газа – газожидкостная смесь. Проведен информационный обзор работы погружных центробежных насосов на реальные условия эксплуатации. Рассмотрена математическая модель совместной работы пласта, скважины и погружного насоса. Для прогнозирования режима работы насоса в нефтяной скважине были рассмотрены следующие задачи: определение физических характеристик газожидкостной смеси при соответствующих термодинамических условиях; распределение давления по скважине от забоя до устья и в насосно-компресорных трубах; определения оптимальной глубины установки насоса с учетом входящего объемного содержания газа; перерасчет энергетических характеристик электропроводного центробежного насоса на пластовые условия эксплуатации; определение режима совместной работы скважины и электропроводного центробежного насоса по фактическим данным работы скважины. С помощью интегрированной среды разработки свободного программного обеспечения Lazarus созданы автономные модули с графическим интерфейсом. Выходные данные можно ввести вручную или импортировать из внешнего текстового файла. Результаты расчетов представлены в виде графиков, а также есть возможность вывести в файлы для дальнейшего их анализа. Проведено адаптацию программных модулей для условий эксплуатации скважин НГДУ «Ахтырканафтогаз». Проведена оценка влияния глубины установки насоса на режим работы насоса и его энергетические характеристики. В работе усовершенствована математическая модель определения энергетических характеристик энергетических характеристик многоступенчатого центробежного насоса. Движение нефтегазовой смеси в многоступенчатом насосе характеризуется непрерывным ростом давления и температуры, изменением действительной объемной фазы газа, вязкости, плотности вдоль насоса. В связи с этим, для расчетов энергетических характеристик многоступенчатого насоса необходимо соблюдать перечисления гидродинамических параметров потока каждой степени вдоль насоса. Принято, что процесс растворения газа аналогичен процессу разгазирования. Проведено исследование трех вариантов компоновки степеней погружного центробежного насоса, что позволило получить повышение энергетических показателей насоса.

**Ключевые слова:** скважина, насос центробежный, степень насоса, газожидкостная смесь, свободный и растворенный газ, объемная фаза, давление насыщения, плотности, вязкости, напор, коэффициент полезного действия.

*N. SHEVCHENKO, O. SHUDRYK, N. FATIEIEVA, O. FATYEYEV, V. PONOMAROV*

### **FORECASTING THE OPERATING MODE OF A MULTI-STAGE CENTRIFUGAL PUMP UNDER REAL OPERATION CONDITIONS OF OIL AND GAS WELLS**

In real conditions of operation of oil and gas wells, the products of submersible pumps are a mixture of reservoir oil, water and gas – gas-liquid mixture. An informational review of the operation of submersible centrifugal pumps for real operating conditions. The mathematical model of joint operation of the reservoir, well and submersible pump is considered. To predict the mode of operation of the pump in the oil well, the following tasks were considered: determination of the physical characteristics of the gas-liquid mixture under appropriate thermodynamic conditions; pressure distribution along the well from the bottom to the mouth and in the tubing; determination of the optimal installation depth of the pump taking into account the inlet volume content of gas; recalculation of energy characteristics of electrically conductive centrifugal pump on reservoir operating conditions; determination of the mode of joint operation of the well and electrically conductive centrifugal pump according to the actual data of the well operation. With the help of the integrated development environment of the free Lazarus software, autonomous modules with a graphical interface have been created. The output can be entered manually or imported from an external text file. The results of calculations are presented in the form of graphs, and it is also possible to output to files for further analysis. Adaptation of software modules for operating conditions of wells of NGVU "Okhtyrkanaftogaz" is carried out. The influence of the pump installation depth on the pump operation mode and its energy parameters was evaluated.

© Н. Г. Шевченко, О. Л. Шудрик, Н. М. Фатеева, О. М. Фатеев, В. А. Пономарьов, 2020

The mathematical model of determination of energy characteristics of energy characteristics of multistage centrifugal pump is improved in the work. The movement of the oil and gas mixture in a multistage pump is characterized by a continuous increase in pressure and temperature, a change in the actual volumetric phase of the gas, viscosity, density along the pump. In this regard, to calculate the energy performance of a multistage pump, it is necessary to follow the enumeration of the hydrodynamic parameters of the flow of each stage along the pump. It is accepted that the process of gas dissolution is similar to the degassing process. A study of three variants of the layout of the stages of the submersible centrifugal pump, which allowed to obtain an increase in the energy performance of the pump.

**Keywords:** well, centrifugal pump, pump stage, gas-liquid mixture, free and dissolved gas, volume phase, saturation pressure, density, viscosity, pressure, efficiency.

**Вступ.** На сучасному етапі розвитку нафтогазової промисловості при видобутку нафти однією з основних проблем є підвищення загальної рентабельності і надійності експлуатації насосного обладнання при збереженні його високих енергетичних якостей. Тому в даний час актуальна задача підвищення ефективності експлуатації насосного обладнання з урахуванням реальних умов роботи насоса в нафтогазових свердловинах.

Одним із основних засобів механізованого видобутку нафти є установки з зануреними електропровідними відцентровими насосами (ЕВН). Переваги застосування ЕВН – це рівномірність і широкі межі регулювання витрат, можливість безпосереднього з'єднання з електродвигунами, сепараторами і ежекторами, невеликі габаритні розміри і вага.

Технологія видобутку нафти за допомогою насосного обладнання та основні концепції розвитку заглибного насосу типу ЕВН розглянуто в роботах [1–2]. Відцентрові насоси для відкачування рідини з свердловини принципово не відрізняються від звичайних відцентрових насосів, які використовуються для перекачування рідин на поверхні землі. Однак малі радіальні розміри діаметра обсадних колон, в які спускаються відцентрові насоси, необмежені осьові розміри, необхідність подолання високих напорів і робота насоса в зануреному стані привели до створення відцентрових насосних агрегатів специфічного конструктивного

виконання [3]. Напір одного ступеня ЕВН досягає 4–6 м. Тому ЕВН – це багатоступінчасті відцентрові насоси з числом ступенів від 100 до 500, які приводяться в обертання електродвигуном спеціальної конструкції. Схема установки ЕВН у свердловині представлена на рис. 1.

Загалом, всі чинники, що впливають на енергетичні характеристики і ефективність роботи насоса умовно можна розділити на чотири основні групи:

1. конструкція свердловини (кривизна і діаметр);
2. конструкція насоса (виконання основних деталей і вузлів, кількість ступенів);
3. глибина підвіски (тиск на прийомі насоса);
4. властивості відкачуємої рідини (нафта, вода, газ, механічні домішки, наявність парафіну і солей).

**Інформаційний огляд.** Огляд існуючої літератури з експлуатації установок електропровідних відцентрових насосів (УЕВН) показав, що основним фактором, що істотно впливає на робочий процес ЕВН, є властивості нафтової продукції, що перекачується. Рідина є багатофазною (наявність газу, води, солей і парафіну, механічних домішок) і володіє великим діапазоном в'язкості. Робочий процес в насосі нестабільний, може привести до зриву подачі рідини, зносу елементів насоса, вібрацій, заклинювання й інших технічних проблем.

Розглянемо вплив в'язкості нафтової рідини її реологічних характеристик та наявність газу на роботу ЕВН.

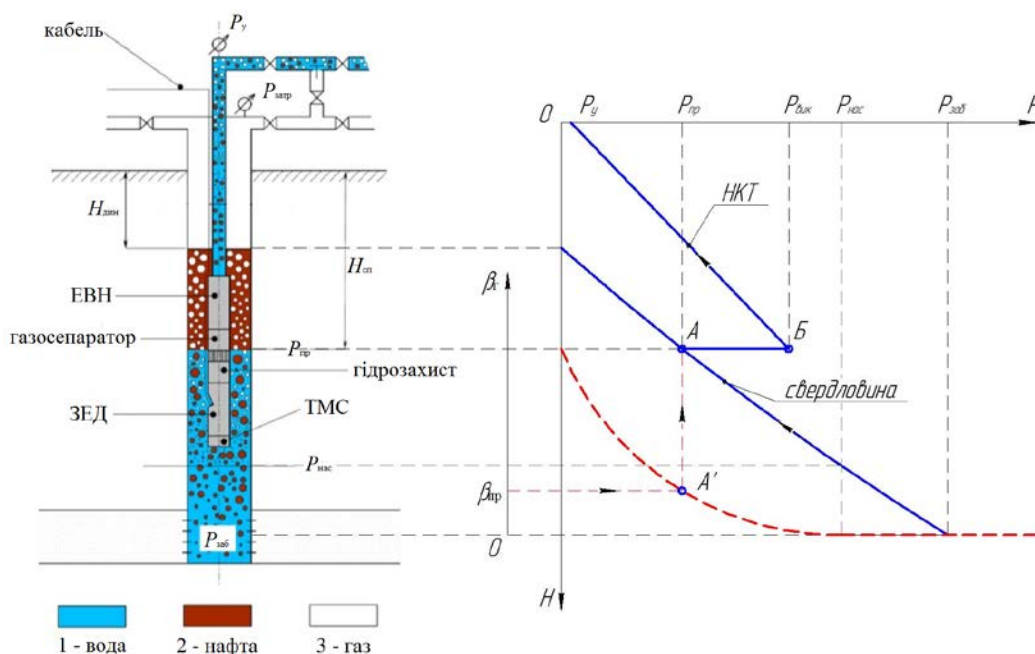


Рис. 1. Схема розподілу тиску і газовмісту  $\beta$  у свердловині та насосно-компресорних трубах (НКТ): А – місце установки насоса; А' – значення допустимого газовмісту; Б – тиск на викиді насоса

*Аналіз впливу в'язкості рідини та її реологічних характеристик на роботу ЕВН.* Вивченню впливу в'язкості рідини на характеристики насоса типу ЕВН присвячені роботи Ляпкова П. Д., Муравйова І. М., Міщенко І. Т., Антоненко С. С., Івановського В. Н., Дроздова А. Н., Пекіна С. С., Янгулова П. Л. та ін. В ході огляду експериментальних даних [4–5] були встановлені загальні закономірності впливу в'язкості на характеристики ступені ЕВН. Перелічимо основні: деградація енергетичних характеристик через збільшення в'язкості сильніше зі зменшенням швидкохідності  $n_s$ ; мінімальна в'язкість, при якій спостерігається деградація характеристики ступені (нормальної швидкохідності) – близько 3–5 сСт; закони подібності зберігають силу при перекачуванні рідин до 100 сСт, але з меншим ступенем точності, ніж для води; характер зміни ККД і напірної характеристики залежить від в'язкості, чистоти проточних каналів, а також від адгезії матеріалу до в'язких рідин; при розгляді питання впливу в'язкості рідини на характеристики насоса, необхідно враховувати, що в'язкість рідини по довжині насоса безперервно змінюється, через підвищення температури, тиску і густини рідини.

У роботі [6] проведено моделювання впливу стану робочих органів установки ЕВН на їх характеристики. У роботі [7] надано інформаційний огляд експериментальних досліджень впливу реологічних властивостей водонафтових емульсій (ВНЕ) на енергетичні характеристики заглибних відцентрових насосів. Відзначається, що для діапазону об'ємної доли води у нафтової продукції (водовмісту) 40–80 % порушується лінійний характер реологічної характеристики водонафтової суміші і в'язкість ВНЕ різко збільшується, що призводить до деградації характеристик насоса. У роботах [8, 9, 10] проведено чисельне моделювання турбулентної течії в'язкої рідини (ньютонівської та неньютонівської) для двох ступенів насосу ЕВН5-80 та надано полуемпіричні розрахункові формули для визначення ефективної в'язкості ВНЕ при різних значеннях об'ємної доли води у нафтової продукції ( $B = 0,3-0,9$ ).

*Аналіз впливу газу на роботу ЕВН.* Течії газорідинної суміші (ГРС) у ЕВН присвячено безліч досліджень. Варто відзначити найбільш фундаментальні роботи Муравйова І. М., Міщенко І. Т., Ляпкова П. Д., Мінігазімова М. Г., Ігrevського В. І. [11], Дроздова А. Н. [12]. У роботі [13] надано інформаційний огляд цих робіт. Аналіз досліджень показав, що потрапляння в насос вільного газу з рідиною призводить до істотного деформування напірної та енергетичної характеристик насоса – зменшення подачі рідини, напору, ККД і підвищенню потужності. Негативний вплив вільного газу особливо позначається на подачах, що відрізняються від оптимального режиму. При наявності вільного газу в рідині, в порожнинах робочих коліс і направляючих апаратів утворюються газові каверни, які не беруть участь в потоці. Наслідком цього зменшується пропускна здатність, порушується енергообмін насоса з середовищем, що перекачується, погіршується

процес обтікання лопатей. В остаточному підсумку всі ці фактори призводять до деградації характеристики та зриву подачі насоса.

Також експериментальні дослідження Ляпкова П. Д., Ігrevського В. І., Дроздова А. Н. показали, що для насосів типу ЕВН, що працюють на газорідинної суміші залежність зміни тиску уздовж насоса має нелінійний характер. Результати досліджень показали – перші ступені насоса, що працюють на ГРС, практично не розвивають тиск. Для підвищення ефективності роботи ЕВН при малих значеннях пластового тиску та великому вмісту газу у нафтової продукції рекомендується використовувати газосепаратори або мультифазну компоновку модулів насоса [1]. При незначних допустимих значеннях вмісту газу пропонується використовувати збірку пакетів насоса з різної пропускною можливістю – від більших значень на перших ступенях до номінальних значень – «конусна збірка». У роботах [14, 15] розглянуто цей засіб підвищення ефективності ЕВН.

В роботі [16] проведено дослідження теплового стану електровідцентрового насоса низької продуктивності і пропонується експериментальна і розрахункова залежності зміни температури вздовж насоса.

*Огляд програмних продуктів в області прогнозування режимів роботи УЕВН.* В основу алгоритму прогнозування режиму роботи насосного агрегату у нафтових свердловинах покладено принцип сумісної роботи системи «пласт-свердловина-насос-НКТ». Це сумісні задачі: теорії фільтрації рідини та газу в зоні пласта; рух газо- водо- нафтової суміші по колоні обсадних труб та НКТ; термодинамічні закони зміни об'ємних часток нафтогазових флюїдів, густини, в'язкості суміші від тиску та температури, закони розгазування та визначення тиску насичення; основи теорії роботи лопатних гідромашин. Для визначення оптимального режиму роботи насосного агрегату на реальні умови експлуатації, виникає необхідність проведення дуже великого об'єму розрахунків, а саме:

- розрахунок гідродинамічних характеристик нафтогазового потоку у свердловини та насосі;
- визначення місця встановлення насоса у свердловині з урахуванням вхідного об'ємного вмісту газу;
- перерахунок енергетичних характеристик ЕВН на пластові умови експлуатації;
- визначення енергоефективності насосного обладнання та інші розрахунки.

Тому, для розрахунку даних величин з максимальною точністю та з найменшими витратами часу на кожному з даних етапів рекомендується використовувати програми на ЕОМ. Результатами правильного підбору установок та прогнозування енергетичних характеристик є не тільки підвищення рівнів видобутку, а і продовження міжремонтного періоду насосів, зменшення енергоспоживання, що також позитивно позначається на ресурсній та економічній складових ефективності застосування установок електровідцентрового насоса.

В даний час для прогнозування характеристик

насоса та підбору обладнання УЕВН до свердловини використовуються комп'ютерні системи. Закордонні програмні продукти в області підбору ЕВН – це розробки компанії REDA, програми компанії Centrilift (розвиток системи AUTOGRAF), програмне забезпечення «WellFlo» разработчик Weatherford; FloSystem 3 (разработчик Edinburg Petroleum Services Ltd, UK); Prosper (разработчик Petroleum Experts), SubPUMP (разработчик IHS). Методика підбору насосних установок для видобутку нафти (програма «Автотехнологія») розроблена РГУ нафти і газу ім. І. М. Губкіна. Програмна продукція «NovometSel-Pro» розроблена в ЗАТ «Новомет» (Перм). В більшості програм закладений алгоритм, розроблений в ОКБ БН, заснований на «Універсальній методиці підбору УЕВН до нафтових свердловин». На кафедрі «Гідравлічні машини» НТУ ХПІ (м. Харків) за допомогою інтегрованого середовища розробки ПО Lazarus створено додатки з графічним інтерфейсом (модулі «PVT», «Well-Pump», «Pump Q-H») [17].

**Постановка задачі.** Ефективність роботи насосного обладнання в свердловинах визначається відомостями про пласт, свердловину, склад та властивості свердловинної продукції. Раніше було відзначено, що однією з особливостей експлуатації заглибних насосів є наявність в продукції газу, нафти і води – з різним відносним вмістом фаз в продукції і різною структурою потоку. Інша особливість – кількість газу, що виділяється з продукції в процесі її руху вгору, є величиною змінною і залежить від термо- і гідродинамічних процесів.

У найбільш стабільному стані нафтогазова продукція знаходиться при тисках більше тиску насичення  $P_i \geq P_{\text{нас}}$ . В цьому випадку весь газ розчинен у рідині – нафтогазова продукція однофазна. При зменшенні тиску  $P_i < P_{\text{нас}}$  – з продукції виділяються бульбашки газу – нафтогазова продукція стає двофазною (розчинений газ та вільний). На рис. 1 показана схема виділення бульбашок газу з продукції; динамічний рівень рідини  $H_{\text{дин}}$ , а також глибина установки насоса  $H_{\text{сп}}$ ; тиск на прийомі насоса  $P_{\text{вх}}$ ,  $P_{\text{зат}}$  – затрубний тиск. На рис. 1 також представлені залежності розподілу тиску  $P(H)$  уздовж свердловини та залежність об'ємної долі вільного газу в рідині від тиску  $\beta_r(P)$ .

При досить низьких значеннях тиску на вході в першу ступінь насосного вузла рідина, що перекачується, може містити значну кількість вільного газу. Його присутність призводить до значного зниження експлуатаційних характеристик насоса, аж до припинення його роботи. Допустиме максимальне значення газовмісту на прийомі насоса не повинно перевищувати 20–25 % – точка А' (рис. 1). Відповідно, точка А – глибина, де значення об'ємного вмісту газу в рідині дорівнює 20 %. У цьому місці рекомендується встановлювати насос.

Таким чином, основними факторами, що впливають на ефективність і надійність роботи всієї насосної установки, є глибина установки насоса, тиск та властивості нафтової продукції на прийомі насоса (состав продукції, PVT характеристики, в'язкість) і

робочий режим роботи ЕВН – напір і подача для заданих умов експлуатації. Правильний вибір обладнання УЕВН, глибини установки насоса, режиму його роботи для конкретних умов експлуатації дозволяє підвищити енергоефективність роботи насоса, збільшити міжремонтний період роботи і обсяг видобутку рідини.

*Метою даної роботи* є прогнозування режиму роботи насосного обладнання для реальних умов експлуатації нафтогазових свердловин. Чисельні розрахунки в системі «пласт-свердловина-насос» пов'язані з виконанням відносно трудомістких та громіздких обчислень та здійснюються за допомоги ЕОМ. В роботі використовуються програмні розробки кафедри «Гідравлічні машини» НТУ «ХПІ».

*Наукова новизна та практичність роботи* полягає у створенні та апробації пакету програм для прогнозування режиму роботи ЕВН на реальні умови роботи свердловини. У роботі удосконалена методика визначення енергетичних характеристик багатоступеневого відцентрового насосу – дотримується перерахування гідродинамічних параметрів потоку кожної ступені вздовж насосу.

**Загальний опис математичної моделі системи «пласт-свердловина-насос».** При описі роботи системи «пласт-свердловина-насос» необхідно враховувати спільну роботу окремих її елементів.

1) Рівняння притоку рідини у свердловину в загальному вигляді для багатофазної продукції:

$$Q = a \cdot \Delta P + b \cdot \Delta P^2, \quad (1)$$

де  $\Delta P = (P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}})$  – депресія пласта;

$a, b$  – коефіцієнти індикаторної залежності для ГРС;

$P_{\text{пл}}, P_{\text{заб}}$  – тиски пластовий та у заобі свердловини.

2) Робота ліфта нафтової продукції в свердловині і НКТ (процес розгазування потоку, зміна PVT характеристик ГРС, втрати напору):

$$\begin{aligned} \frac{dP}{dL} &= \rho_{\text{гpc}} \cdot g \cdot \cos \alpha + \\ &+ \frac{\lambda}{2D} [(1 - \beta_r) \rho_p v_p^2 + \beta_r \rho_r v_r^2] + \\ &+ \frac{d}{dL} [(1 - \beta_r) \rho_p v_p^2 + \beta_r \rho_r v_r^2], \end{aligned} \quad (2)$$

де  $\lambda$  – коефіцієнт гідравлічного опору, який в залежності від структурної форми потоку визначають по емпіричним або напівемпіричним залежностям;

$\beta_r$  – об'ємна доля фази (газу), д. од;

$v_p, v_r$  – швидкості рідкої та газової фаз суміші.

В роботі використовуються кореляції співвідношення тиску, об'єму й температури для розрахунків характеристик флюїду: попутного газу, пластової рідини, властивості пластових вод і водонафтової емульсії, що надано у роботах [18–20].

3) Робота відцентрового насоса на реальні умови експлуатації:

$$\Delta P_{\text{ЕВН}} = P_{\text{вик}} - P_{\text{вх}} = g \rho_{\text{ГРС}} \sum_i^3 K_{pi} Q^{i-1}, \quad (3)$$

$$\eta_{\text{ЕВН}} = \sum_i^3 K_{\eta i} Q^{i-1}, \quad (4)$$

де  $\Delta P_{\text{ЕВН}}$  – тиск, що розвивається ступенями насоса;  
 $Q$  – подача насоса;  
 $\rho_{\text{ГРС}}$  – щільність ГРС.

Коефіцієнти поліномів  $K_{pi}$  та  $K_{\eta i}$  визначаються апроксимацією енергетичних характеристик насоса.

Методика перерахування паспортної (що на воді) характеристики відцентрового насоса на реальні умови експлуатації докладно наведена у роботах Ляпунова П. Д. та Гіматудінова Ш. У роботах [8, 9, 13] наведено удосконалені формули для водонафтогазової суміші. Оптимальним режимом роботи насоса вважається режим, при якому забезпечується необхідна величина напору для підняття рідини при максимально можливому значенні ККД. Варто відзначити, що загальний напір насоса можна регулювати шляхом зняття робочих ступенів.

**Основні етапи чисельної реалізації математичної моделі.** Перелічимо основні етапи:

- за законами розгазування (зміни поточного тиску і тиску насичення, температури, коефіцієнтів стисливості) потоку рідини визначаються *PVT* характеристики водонафтогазової продукції;

- за законами відносного руху окремих складових ГРС потоку по колоні труб визначається розподіл тиску, методом послідовних наближень уточнюється взаємозв'язок запланованого відбору, динамічного рівня рідини;

- для заданої величини  $(\beta_r)_{\text{пр}}$  на прийомі насоса визначаються: глибина установки насоса; тиск, об'ємний склад суміші, її фізичні властивості; необхідний напір насоса для підйому продукції по НКТ;

- проводиться аналіз роботи для кількох значень подачі  $Q$  (продуктивність свердловини  $K_{\text{св}}$  приймається незмінною); вибір типу насоса і числа ступенів;

- проводиться коригування характеристики насоса з урахуванням гідродинамічних процесів, що відбуваються при течії багатозфазного середовища в каналах ЕВН і зміні параметрів ГРС уздовж насоса;

- визначається експлуатаційна зони роботи насоса для заданих умов експлуатації.

**Опис програмного продукту та результати розрахунків.** Перераховані вище етапи чисельної реалізації математичної моделі (ММ) реалізовані в програмному продукті «*PVT-Well-Pump*», на який отримано свідоцтво про авторське право [17]. У програмі за допомогою інтегрованого середовища розробки програмного забезпечення *Lazarus* створено автономні модулі з графічним інтерфейсом. Головне вікно програми має вигляд – рис. 2. Розглянемо основні модулі та їх призначення.

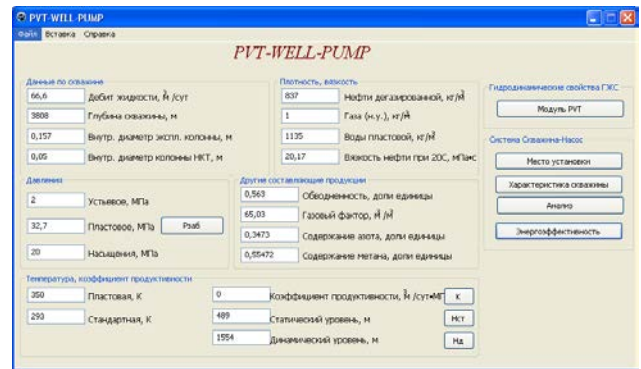


Рис. 2. Головне вікно програми «*PVT-Well-Pump*»

*Модуль «PVT»* – моделювання характеристик водонафтогазової суміші при відповідних термодинамічних умовах у свердловині – рис. 3. Програмний модуль «*PVT*» містить кореляції співвідношення тиску, обсягу й температури для розрахунків характеристик флюїду. На величину питомого обсягу поточної ГРС суттєво впливають зміна температури й тиску від вибою до гирла свердловини; крім втрат на тертя об стінки вертикальної колонії труб при русі ГРС відбуваються втрати за рахунок ковзання фаз відносно один одного; рідина й газ утворюють різні структури потоку (бульбашкова, пробкова, дисперсний потік) [18–19]. Результати розрахунків представлені у вигляді графіків, а також є можливість вивести їх числові значення в файли для подальшого їх аналізу.



Рис. 3. Інтерфейс модуля «*PVT*»

*Модуль «Місце установки насоса»* (рис. 4) реалізує алгоритм побудови градієнта тиску. Далі при заданому вхідному газовмісті визначаються всі фізичні параметри рідини при даних термодинамічних умовах, середньоінтегральна витрата, необхідна глибина установки насоса, а також необхідний напір насоса для підняття рідини по НКТ.

За допомогою модуля «*Характеристика свердловини*» користувач має можливість визначити оптимальну точку спільної роботи свердловини і насоса з урахуванням робочого діапазону. Надалі з вбудованою бібліотеки характеристик насосів можна розраховувати необхідну кількість ступенів і визначити створюваний напір при роботі на реальній рідині з урахуванням в'язкості і вхідного газовмісту (рис. 5).

*Модуль «Аналіз»* дозволяє оцінити зміну

градієнта тиску і необхідного напору насоса, параметрів рідини, глибини установки, середньоінтегральної витрати та інших величин при дослідженні потенційних можливостей насоса. Модуль «Аналіз» – виконуються дві операції: «Вплив величини витрати  $Q$ » та «Вплив газосодержання  $\beta$ » при дослідженні роботи та впливу місця установки насоса на режимні параметри – рис. 6.

На рис. 7 представлені модифіковані залежності зміни об'ємної доли вільного газу в суміші  $\beta_f$  від тиску. Ці дані використовуються для вибору оптимального режиму роботи установки у свердловині.

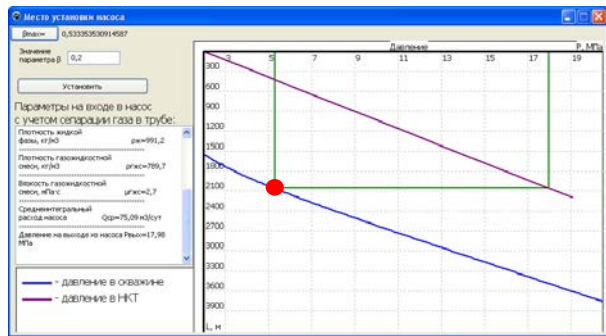


Рис. 4. Інтерфейс і результати роботи модуля «Місце установки насоса»

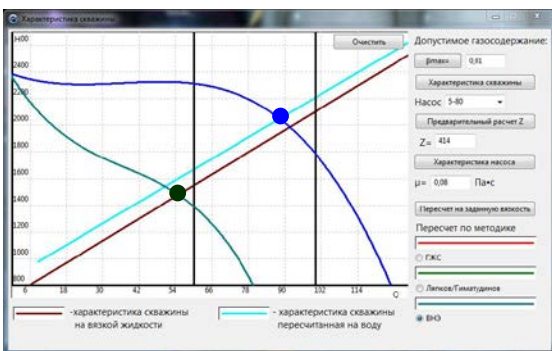


Рис. 5. Інтерфейс і результати роботи модуля «Характеристика свердловини»

**Верифікація програмного модуля «PVT-Well-Pump».** Було проведено порівняння розрахункових гідродинамічних параметрів за програмою «PVT-Well-Pump» з промисловими даними Бугреватського родовища НГБУ «Охтирканафтогаз». В першу чергу, для визначення адекватності розрахунків порівняємо промислове значення динамічного рівня рідини і розрахунковий при заданій технологічній нормі відбору рідини. Також можна порівняти значення густини пластової нафти – промисловий забір проб і

розрахунковий.

У табл. 1 представлено порівняння промислових даних і розрахункових. Після розрахунку максимальне відхилення між промисловими даними і розрахунковими величинами склала 8,6 %, що можна вважати цілком допустимим.

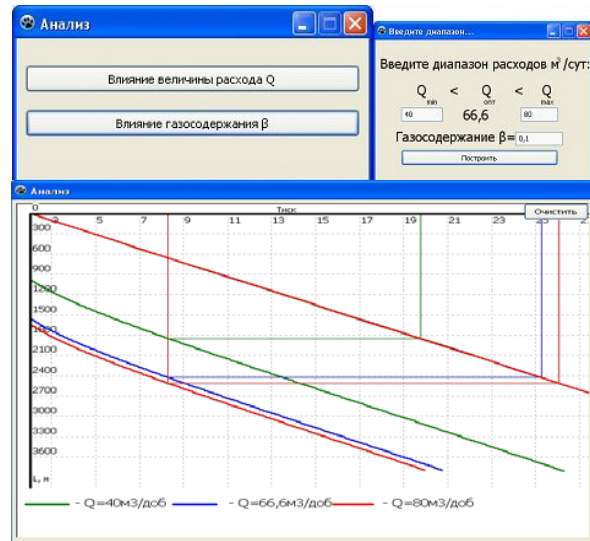


Рис. 6. Інтерфейс і результати роботи модуля «Аналіз»

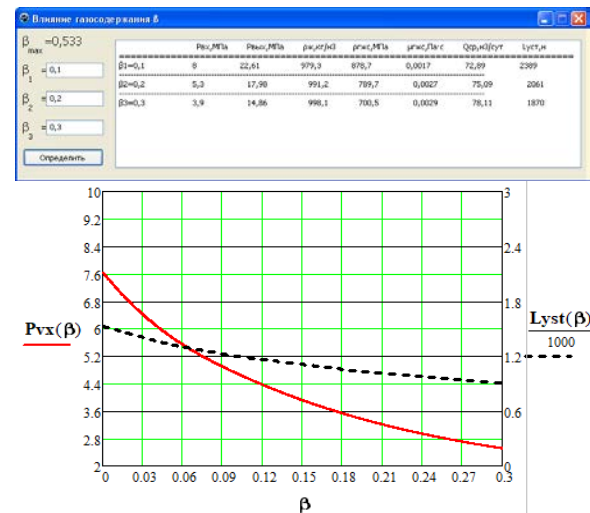


Рис. 7. Залежності зміни тиску на прийому насоса та глибини установки від об'ємної доли вільного газу у суміші  $\beta_f$  від тиску свердловині

Аналіз розрахункових і промислових значень показав, що з достатньою точністю, за розробленим пакетом програм «PVT-Well-Pump», можна прогнозувати параметри продукції та розподіл тиску у свердловині.

Таблиця 1 – Порівняння промислових даних і результатів роботи програми «PVT»

№ п/п	Найменування параметру	Значення			
1	№ свердловини	140	22	458	334
2	Динамічний рівень по пакету прикладних програм (ППП), м	1560,532	1348,682	1526,672	902,809
3	Динамічний рівень по промисловим даним, м	1554	1386	1670	890
4	Похибка обчислення динамічного рівня $\delta H_d, \%$	0,418	2,767	8,582	1,418
5	Густина пластової рідини по ППП, $\text{кг/м}^3$	750,815	631,501	733,019	724,945
6	Густина пластової рідини по промисловим даним, $\text{кг/м}^3$	743	680	720	714,7
7	Похибка обчислення $\delta \rho, \%$	1,052	7,132	1,776	1,413

**Вибір глибини установки насоса та його режиму роботи у свердловині за допомогою пакету прикладних програм.** У табл. 2 представлені порівняльні розрахункові параметри при трьох значеннях глибини установки насоса у свердловині за промисловими даними Бугреватського родовища НГВУ «Охтирканафтогаз».

На рис. 8 представлені результати розрахунків характеристик насоса ЕВН5-80 ( $z = 370$ ) і їх накладення на характеристики свердловини при газовмісті на вході у насос  $\beta_r = 20\%$  і  $5\%$  (глибина спуска 2060 м та 2672 м, відповідно) для реальних умов експлуатації (див. табл. 2).

Основною вимогою до визначення місця установки насоса прийнято забезпечення об'ємного вмісту газу у нафтовій продукції на прийомі насоса до  $25\%$  ( $\beta_{r\text{пр}}^{\text{доп}} = 0,25$ ).

Отримано такі результати:

1) Для забезпечення номінального значення дебіту  $Q_{\text{рід}} = 66,65 \text{ м}^3/\text{доб}$  рекомендована глибина установки ЕВН –  $H_{\text{уст}} = 2000$  м. Напір, що потрібен

для підйому нафтової продукції –  $H_{\text{нас}} = 1650$  м. Обран насос ЕВН5-80-1400 ( $z = 370$ ).

2) Аналіз проведених досліджень зміни дебіту показав, що робочий діапазон дебіта свердловини для заданих умов експлуатації – від  $60 \text{ м}^3/\text{доб}$  до  $100 \text{ м}^3/\text{доб}$ .

3) Для перекачування в'язкої рідини доцільно на прийомі насоса збільшувати газовміст.

**Вдосконалення математичної моделі.** Для розрахунку реальної характеристики ЕВН при перекачуванні ГРС, необхідно враховувати, що в міру збільшення тиску уздовж насоса (від ступені до ступені) зменшується вміст вільного газу в продукції за рахунок процесу розчинення газу. Фізичні характеристики газорідної продукції уздовж насоса змінюються. Прийнято, що процес розчинення газу аналогічний процесу розгазування і масовий дебіт суміші не змінюється. Тому визначимо зміну об'ємних часток фаз продукції насоса при зміні тиску і температури середовища згідно чисельним розрахункам за ПО «PVT» згідно роботам [18–20].

Таблиця 2 – Порівняння трьох значень глибини установки насоса

№ п/п	Найменування параметру	Значення		
		ЕВН5-80-1700		
1	Типорозмір насоса			
2	Глибина спуска, м	3100	2672	2060
3	Тиск на прийомі насоса $p_{\text{пр}}$ , МПа	14,8	10,5	5,30
4	Газовміст на прийомі насоса $\beta_r$ , %	1	5	20
5	Щільність середньоінтегральна, $\text{кг}/\text{м}^3$	935	915	785
6	Динамічна в'язкість ГРС в насосі, МПа·с	50	35	17
7	Витрата ГРС, що поступає у насос, $\text{м}^3/\text{доб}$	68	70	75
8	Відношення подачі на прийомі насоса до подачі в оптимальному режимі	0,85	0,87	0,94
9	Подача рідини (на поверхні землі), $\text{м}^3/\text{доб}$	66	66	66
10	Напір насоса, м	1760	1740	1640
11	ККД насоса $\eta_{\text{онт}}$ , %	37,5	39	41,5
12	Потужність насоса, кВт	29,6	26,8	23,5
13	Потужність з урахуванням втрат, кВт	32	28,8	25

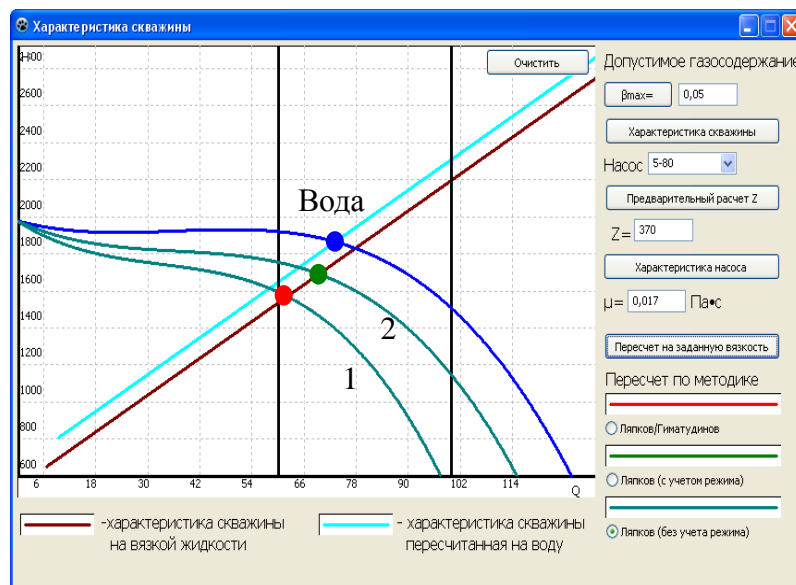


Рис. 8. Сумісна робота свердловини та ЕВН5-80:  
1 – насос ЕВН5-80 ( $z = 370$ ),  $\beta_{r\text{пр}} = 5\%$  (глибина спуска 2672 м); 2 – насос ЕВН5-80 ( $z = 370$ ),  $\beta_{r\text{пр}} = 20\%$  (глибина спуска 2061 м)

Запишемо основні етапи чисельної реалізації задачі:

1) Визначаємо залежності: густини  $\rho_{см}$ , ефективної в'язкості  $\mu_{еф}$  та об'ємної частки вільного газу  $\beta_r$  у нафтогазовій суміші від тиску  $P$ . На рис. 9 наведені залежності  $\rho_{грс} = f(P)$ ,  $\mu_{еф} = f(P)$ ,  $\beta_r = f(P)$  за промисловими даними Бугреватського родовища НГВУ «Охтирканафтогаз». Залежності отримані за розрахунками комплексу програм «PVT-Well-Pump» [17].

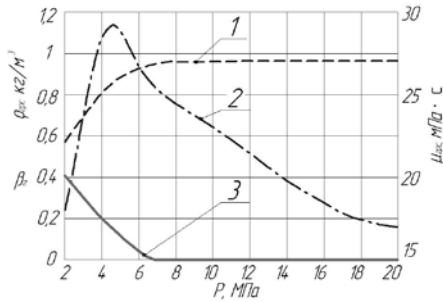


Рис. 9. Зміна параметрів ГРС в насосі від тиску:

1 – густина  $\rho_{грс}$ ; 2 – ефективна в'язкість  $\mu_{грс}$ ; 3 – газовміст  $\beta_r$ .

2) Обираємо паспортні характеристики для ступенів, що входять у збірку ЕВН – ЕВН5-80.

3) Задаємо початкове значення тиску на прийомі насоса  $P_{пр}$ . Згідно допустимому значенню об'ємної частки вільного газу на прийомі у насос (наприклад  $\beta_{гпр} = 25\%$ ) обираємо глибину установки насоса у свердловині та визначаємо тиск на першій ступені –  $P_1 = P_{пр}$ .

4) Розраховуємо напір, що створюється першим ступенем ( $i = 1$ ), і коефіцієнт корисної дії (ККД) ступеня, за відношеннями:

$$H_i = \begin{cases} K_{Нг} (Q_{Грси}) \cdot H(Q_{ви}), & \text{якщо } P_i < P'_{нас} \\ K_{Нрід} (Q_{ріді}) \cdot H(Q_{ви}), & \text{якщо } P_i \geq P'_{нас} \end{cases}; \quad (5)$$

$$\eta_i = \begin{cases} K_{\etaг} (Q_{Грси}) \cdot \eta(Q_{ви}), & \text{якщо } P_i < P'_{нас} \\ K_{\etaрід} (Q_{ріді}) \cdot \eta(Q_{ви}), & \text{якщо } P_i \geq P'_{нас} \end{cases}, \quad (6)$$

де  $H_1, \eta_1$  – напір і ККД першого ступеня;  $K_{Нрід}, K_{\etaрід}$  – коефіцієнти перерахунку напора та

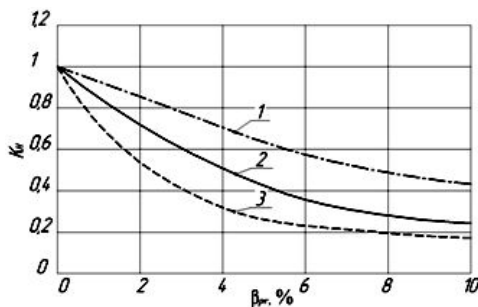


Рис. 10. Графічні залежності коефіцієнтів напора  $K_H$ , расхода  $K_Q$ , и ККД  $K_{\eta}$  ступеня ЕВН від об'ємної частки вільного газу  $\beta_r$  для трьох режимів [12]:

1 –  $0,75Q_{онт}$ ; 2 –  $Q_{онт}$ ; 3 –  $1,25Q_{онт}$

ККД при роботі насоса на водонафтової рідині [8, 9];

$K_{Нг}, K_{\etaг}$  – коефіцієнти перерахунку напора та ККД при роботі насоса на ГРС [13];

$H(Q_{ви}), \eta(Q_{ви})$  – значення напору і ККД при заданій подачі (дебіт) насоса за паспортною характеристикою (вода);

$Q_{Грси}, Q_{ріді}$  – об'ємні значення витрати газорідинної суміші та рідини для  $i$ -го ступеня насоса.

Об'ємні значення витрати газорідинної суміші вздовж багатоступеневого насоса залежить від зміни об'ємної частки вільного газу у нафтогазовій продукції та визначається залежністю:

$$Q_{грс} = Q_v \cdot K_Q. \quad (7)$$

На рис. 10 наведено графічні залежності коефіцієнтів  $K_H, K_{\eta}, K_Q$  для ГРС від зміни об'ємної долі вільного газу  $\beta_r$  у нафтогазовій суміші, згідно [13].

5) Визначаємо тиск на виході з першого ступеня –  $P_2$ :

$$P_2 = P_{пр} + (\rho_{см})_{пр} \cdot g \cdot H_1.$$

Загальна розрахункова формула має вигляд:

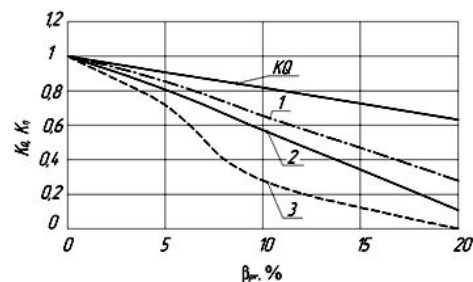
$$P_{i+1} = P_i + \frac{(\rho_i + \rho_{i+1})}{2} \cdot g \cdot H_i. \quad (8)$$

Після визначення тиску на виході з першого ступеня, уточнюють значення властивостей суміші, що поступає на другу ступень насоса: густину, в'язкість, об'ємну долю вільного газу за залежностями  $\rho_{см} = f(P), \mu_{еф} = f(P), \beta_r = f(P)$ .

6) Далі розрахунки тиску, напору, ККД повторюються для наступного ступеня насоса – перехід до пункту 4.

Для визначення загальної енергетичної залежності ККД від дебіту багатоступеневого насосу треба урахувати, що згідно основному рівнянню лопатевих гідромашин, коефіцієнти втрат кожного ступеня насоса відносяться до напору, що створено на даному ступені. Розрахункова формула ККД багатоступеневого насоса має вигляд:

$$\eta_r(Q) = \frac{1}{H(Q)} \cdot \sum_{i=1}^z (H_i(Q) \cdot \eta_i(Q)). \quad (9)$$





**Результати розрахунків.** На рис. 11 представлені результати розрахунку збільшення тиску від ступені до ступені з урахуванням зміни фізичних властивостей ГРС уздовж насоса за запропонованою методикою. Для порівняння наводиться залежність зміни тиску для однорідної рідини (вода). Для забезпечення необхідного тиску на виході насоса за даною залежністю можна визначити необхідне число ступенів.

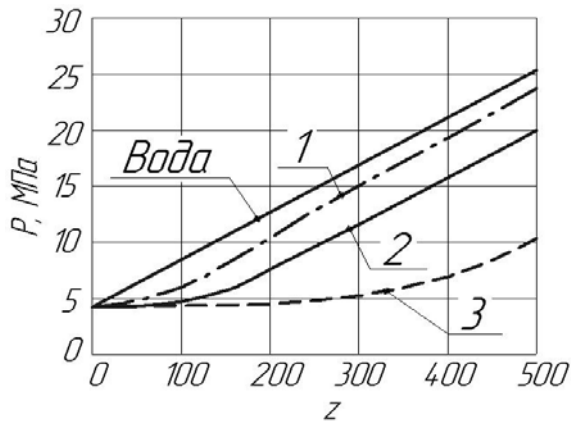


Рис. 11. Розподіл тиску уздовж насоса EBH5-80 для води і для ГРС:  
1 –  $0,75Q_{\text{опт}}$ ; 2 –  $Q_{\text{опт}}$ ; 3 –  $1,25Q_{\text{опт}}$

Для підвищення ефективності роботи EBH5-80 на задані умови розглянуто принцип «конічної» компоновки насоса. Відомо, що ступені великої продуктивності (наприклад, EBH5-125), можуть пропускати відносно великі об'єми вільного газу, при цьому допустимий газовміст на вході такого насоса вище, ніж у серійного відцентрового насоса EBH5-80 [1].

У роботі проведено дослідження трьох варіантів компоновки ступенів заглибного відцентрового насоса 5-го габариту. Обрано ступені насосів EBH5-125, EBH5-100 і EBH5-80.

Варіант I – 554 ступенів EBH5-80.

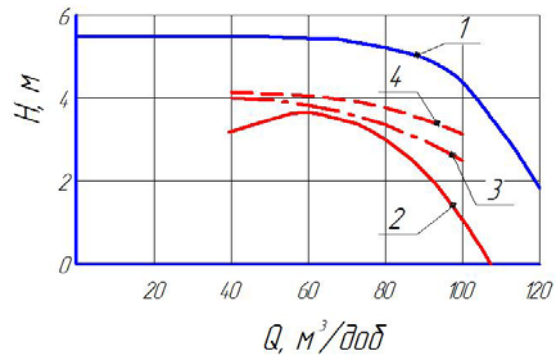
Варіант II – 100 ступенів EBH5-100, 454 ступенів EBH5-80.

Варіант III – 50 ступенів EBH5-125; 100 ступенів EBH5-100; 404 ступені EBH5-80.

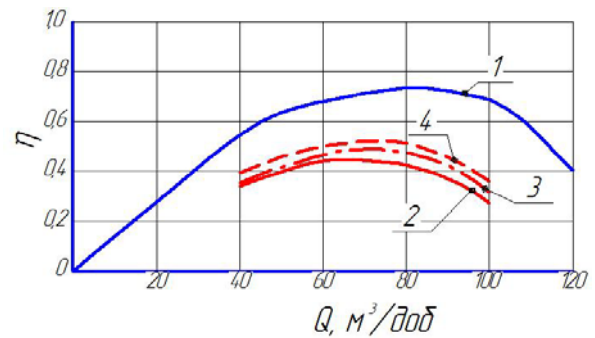
На рис. 12 наведені напірна та енергетична характеристики для циліндричної та конічної збірки ступенів EBH на воді та для реальних умов добучі газорідинної суміші.

Таким чином, не збільшуючи кількість робочих ступенів (монтажна величина не збільшується) з'являється можливість підвищити напір насоса на 5–6 % для варіанта III і на 15–16 % для варіанта II, при цьому незначно збільшується його ККД і зміщується в область більших подач.

При високому газовмісті на вході в насос понад 35 % для зменшення шкідливого впливу газу на заглибний насос використовують установку газосепараторів, диспергаторів, попередньо включені мультифазні насоси. Установка газосепараторів і газосепараторів-диспергаторів дозволяє відводити частину газу, що надходить.



а



б

Рис. 12. Порівняння напірних і енергетичних характеристик: а – напірні характеристики; б – енергетичні характеристики; 1 – циліндрична збірка ступенів EBH на воді; 2 – варіант I; 3 – варіант II; 4 – збірка варіант III при ГРС

**Висновки.** Удосконалена ММ моделювання роботи насосу і результати розрахунку течій мультифазних рідин в проточних частинах EBH реалізовані в програмному продукті «PVT-Well-Pump», на який отримано свідоцтво про авторське право на комп'ютерну програму [17]. Проведена верифікація ППП «PVT-Well-Pump» з промисловими даними. Аналіз порівняння показав, що з достатньою точністю, за розробленим пакетом програм можна прогнозувати параметри продукції та розподіл тиску у свердловині.

Проведена оцінка впливу глибини установки насоса на режим роботи насоса та його енергетичні параметри.

Розглянуто новий підхід до чисельної реалізації математичної моделі прогнозування робочих характеристик заглибних насосів, що дозволяє враховувати зміну об'єму газової фази і гідродинамічних характеристик продукції, що перекачується, вздовж багатоступінчастого насоса (число ступенів більше 400). Проведено дослідження трьох варіантів компоновки ступенів заглибного відцентрового насоса, що дозволило отримати підвищення енергетичних показників насоса.

#### Список літератури

1. Агеев Ш. Р., Григорян Е. Е., Макиенко Г. П. *Установки лопатних насосов для добычи нефти и их применение*. Пермь: ООО «Пресс-Мастер», 2007. 645 с.
2. Бойко В. С., Кеба Л. М. *Методика проектування електровідцентровонасосної експлуатації нафтових свердловин*.

- Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ. 2013. № 2 (47). С. 106–116.
3. Ивановский В. Н. Оптимизация компоновки электроприводных лопастных насосов. *Территория нефтегаз*. 2018. № 9. С. 50–59.
  4. Антоненко С. С. *Зміна напірної та енергетичної характеристик високооборотного динамічного насоса під впливом в'язкості середовища, що перекачується: автореф. дис. на здобуття наук. ступеня канд. техн. наук: спец. 05.05.17 «Гідравлічні машини та гідропневмоагрегати»*. Суми, 2004. 20 с.
  5. Ивановский В. Н., Пекин С. С., Янгулов П. Л. Влияние вязкой жидкости на рабочую характеристику погружных электроцентробежных насосов. *Территория нефтегаз*. 2012. № 9. С. 49–55.
  6. Жидецька О. Л. Моделювання впливу стану робочих органів установки ЕВН на їх характеристики. *Методи та прилади контролю якості*. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ. 2003. № 10. С. 75–79.
  7. Гумеров К. О., Зейман Ю. В., Гумеров О. А. Исследование физических свойств водонефтяных дисперсных систем в процессе их движения через погружные центробежные насосы. *Нефтегазовое дело*. Уфа: УГНТУ. 2013. № 4. С. 73–76.
  8. Шевченко Н. Г., Шудрик О. Л., Коваль О. С., Дорошенко О. В. Врахування реологічних властивостей водонафтової емульсії на робочі характеристики відцентрового насоса. *Bulletin of the National Technical University "KhPI". Series: Hydraulic machines and hydraulic units*. Kharkiv: NTU "KhPI". 2018. No. 17 (1293). P. 58–65.
  9. Шевченко Н. Г., Шудрик А. Л. Численное моделирование потока вязкой жидкости в ступени погружного насоса. *Bulletin of the National Technical University "KhPI". Series: Hydraulic machines and hydraulic units*. Kharkiv: NTU "KhPI". 2015. No. 3 (1112). P. 59–67.
  10. Shudryk A.L. Using open software application packages for simulation of viscous incompressible fluid. *Bulletin of the National Technical University "KhPI". Series: Hydraulic machines and hydraulic units*. Kharkiv: NTU "KhPI". 2016. No. 20 (1192). P. 90–93.
  11. Игревский Л. В., Макаров Е. М. Экспериментальные исследования влияния свободного газа на характеристики многоступенчатых погружных центробежных и центробежно-вихревых насосов. *Надежность и сертификация оборудования для нефти и газа*. 2002. № 3. С. 35–42.
  12. Дроздов А. Н. Погружные лопастные насосы. Исследования характеристик на газожидкостных смесях. *Нефтегазовая Вертикаль*. 2011. № 11. С. 73–77.
  13. Шевченко Н. Г., Шудрик А. Л., Бондаренко Е. Ю. Исследование течения газожидкостной смеси в проточной части рабочего колеса погружного насоса для добычи нефти. *Bulletin of the National Technical University "KhPI". Series: Hydraulic machines and hydraulic units*. Kharkiv: NTU "KhPI". 2017. № 42 (948). С. 17–22.
  14. Конюхов В. М., Конюхов И. В., Краснов С. В. Расчет конической сборки электроцентробежного насоса при перекачке водонефтегазовых смесей. *Путь науки*. Волгоград: Научное обозрение. 2015. № 2 (12). С. 15–18.
  15. Шевченко Н. Г., Шудрик А. Л., Бельмас Д. В. Особенности расчета характеристики погружного центробежного насоса с учетом изменения параметров газожидкостной смеси вдоль насоса. *Промислова гідравліка і пневматика*. Вінниця: ВНАУ. 2017. № 3 (57). С. 35–38.
  16. Гареев А. А. *Исследование теплового состояния электроцентробежного насоса низкой производительности и разработка способа защиты от перегрева: автореф. дис. на соискание научн. степени канд. техн. наук: спец. 01.04.14 «Теплофизика и теоретическая теплотехника»*. Уфа, 2011. 23 с.
  17. Шевченко Н. Г., Шудрик О. Л. Свідчення про реєстрацію авторського права на твір № 74077, Україна. *Комп'ютерна програма «Програма моделювання сумісної роботи заглибного відцентрового насоса (ЕВН) та свердловини при видобутку нафти» («PVT-Well-pump»)*. 2017.
  18. Дуношкин И. И., Мищенко И. Т., Елисеева Е. И. *Расчеты физико-химических свойств пластовой и промышленной нефти и воды*. Москва: Нефть и газ, 2004. 448 с.
  19. Hasana A. R., Kabirb C. S., Sayarpourc M. Simplified two-phase flow modeling in wellbores. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2010. Vol. 72, iss. 1–2. P. 42–49.
  20. Шевченко Н. Г., Шудрик О. Л. Програмний модуль прогнозування гідродинамічних характеристик газорідної суміші свердловини при механізованому видобутку нафти. *Вісник Нац. техн. ун-та «ХПІ»*. Сер.: *Математичне моделювання в техніці та технологіях*. Харків: НТУ «ХПІ», 2014. № 39 (1082). С. 190–197.

#### References (transliterated)

1. Ageev Sh. R., Grigoryan E. E., Makienko G. P. *Ustanovki lopastnykh nasosov dlya dobychi nefii i ikh primenenie* [Vane pump installations for oil production and their application]. Permian, OOO "Press-Master" Publ., 2007. 645 p.
2. Boyko V. S., Keba L. M. *Metodyka proektuvannya elektrovidentsentrovonasosnoyi ekspluatatsiyi naftovykh sverdlonnykh* [Methods of designing electrocentrifugal pump operation of oil wells]. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. Ivano-Frankivsk, IFNTUNH Publ., 2013, no. 2 (47), pp. 106–116.
3. Ivanovskiy V. N. Optimizatsiya komponovki elektroprivodnykh lopastnykh nasosov [Optimizing the layout of electric driven vane pumps]. *Territoriya neftegaz*. 2018, no. 9, pp. 50–59.
4. Antonenko S. S. *Zmina napirnoyi ta enerhetychnoyi kharakterystyk vysokoobertovoho dynamichnoho nasosa pod vplyvom v'язkosti seredovyscha, shcho perekachuyet'sya: avtoref. dys. na zdobuttya nauk. stupenya kand. tekhn. nauk: spets. 05.05.17 "Hidravlichni mashyny ta hidropnevmoahrehaty"* [Changes in the general and energetic characteristics of a high-speed dynamical pump under the injected viscosity of the middle, which can be pumped. Abstract of a thesis candidate eng. sci. diss. (Ph. D.) 05.05.17 "Hydraulic machines and hydropneumatic units"]. Sumy, 2004. 20 p.
5. Ivanovskiy V. N., Pekin S. S., Yangulov P. L. Vliyaniye vyazkoy zhidkosti na rabochuyu kharakteristiku pogruzhnykh elektrotsentrobezhnykh nasosov [Effect of a viscous fluid on the performance of electric submersible pumps]. *Territoriya neftegaz*. 2012, no. 9, pp. 49–55.
6. Zhydets'ka O. L. *Modelyuvannya vplyvu stanu robochykh orhaniv ustanovky EVN na yikh kharakterystyky* [Modeling of influence of a condition of working bodies of installation ECCP on their characteristics]. *Metody ta prylady kontrolyu yakosti*. Ivano-Frankivsk, IFNTUNH Publ., 2003, no. 10, pp. 75–79.
7. Gumerov K. O., Zeygman Yu. V., Gumerov O. A. *Issledovanie fizicheskikh svoystv vodonefityanykh dispersnykh sistem v protsesse ikh dvizheniya cherez pogruzhnye tsentrobezhnye nasosy* [Investigation of the physical properties of water-oil dispersed systems in the process of their movement through submersible centrifugal pumps]. *Neftegazovoe delo*. Ufa, UGNTU Publ., 2013, no. 4, pp. 73–76.
8. Shevchenko N. H., Shudryk O. L., Koval' O. S., Doroshenko O. V. *Vrakhuvannya reolohichnykh vlastyvostey vodonaftovoyi emul'siyi na robochi kharakterystyky videntsentrovoho nasosa* [Accounting rheology water-oilemulsiiontoperformance of centrifugal pumps]. *Bulletin of the National Technical University "KhPI". Series: Hydraulic machines and hydraulic units*. Kharkiv, NTU "KhPI" Publ., 2018, no. 17 (1293), pp. 58–65.
9. Shevchenko N. G., Shudrik A. L. *Chislennoe modelirovanie potoka vyazkoy zhidkosti v stupeni pogruzhnogo nasosa* [Numerical simulation of a viscous fluid flow in a submersible pump stage]. *Bulletin of the National Technical University "KhPI". Series: Hydraulic machines and hydraulic units*. Kharkiv, NTU "KhPI" Publ., 2015, no. 3 (1112), pp. 59–67.
10. Shudryk A.L. Using open software application packages for simulation of viscous incompressible fluid. *Bulletin of the National Technical University "KhPI". Series: Hydraulic machines and hydraulic units*. Kharkiv, NTU "KhPI" Publ., 2016, no. 20 (1192), pp. 90–93.
11. Igrevskiy L. V., Makarov E. M. *Eksperimental'nye issledovaniya vliyaniya svobodnogo gaza na kharakteristiki mnogostupenchatykh pogruzhnykh tsentrobezhnykh i tsentrobezhno-vikhrevykh nasosov* [Experimental studies of the effect of free gas on the characteristics of multistage submersible centrifugal and centrifugal vortex pumps]. *Nadezhnost' i sertifikatsiya oborudovaniya dlya nefii i gaza*. 2002, no. 3, pp. 35–42.
12. Drozdov A. N. *Pogruzhnye lopastnye nasosy*. *Issledovaniya kharakteristik na gazozhidkostnykh smesyakh* [Submersible vane pumps. Investigations of characteristics on gas-liquid mixtures].

- Neftegazovaya Vertikal'*. 2011, no. 11, pp. 73–77.
13. Shevchenko N. G., Shudrik A. L., Bondarenko E. Yu. Issledovanie techeniya gazozhidkostnoy smesi v protochnoy chasti rabocheho kola pogruzhnogo nasosa dlya dobychi nefiti [Study of the flow of a gas-liquid mixture in the flow path of the impeller of a submersible pump for oil production]. *Bulletin of the National Technical University "KhPI". Series: Hydraulic machines and hydraulic units*. Kharkiv, NTU "KhPI" Publ., 2017, no. 42 (948), pp. 17–22.
  14. Konyukhov V. M., Konyukhov I. V., Krasnov S. V. Raschet konicheskoy sborki elektrosentrobezhnogo nasosa pri perekachke vodoneftegazovykh smesey [Calculation of the conical assembly of an electric centrifugal pump when pumping water-oil and gas mixtures]. *Put' nauki*. Volgograd, Nauchnoe obozrenie Publ., 2015, no. 2 (12), pp. 15–18.
  15. Shevchenko N. G., Shudrik A. L., Bel'mas D. V. Osobennosti rascheta kharakteristiki pogruzhnogo tsentrobezhnogo nasosa s uchetom izmeneniya parametrov gazozhidkostnoy smesi vdol' nasosa [Peculiarities of calculating the characteristics of a submersible centrifugal pump taking into account changes in the parameters of a gas-liquid mixture along the pump]. *Promyslova hidravlika i pnevmatika*. Vinnytsia, VNAU Publ., 2017, no. 3 (57), pp. 35–38.
  16. Gareev A. A. *Issledovanie teplovogo sostoyaniya elektrosentrobezhnogo nasosa nizkoy proizvoditel'nosti i razrabotka sposoba zashchity ot peregreva: avtoref. dis. na soiskanie nauchn. stepeni kand. tekhn. nauk: spets. 01.04.14 "Teplofizika i teoreticheskaya teplotekhnika"* [Investigation of the thermal state of a low-performance electric centrifugal pump and development of a method for protection against overheating. Abstract of a thesis candidate eng. sci. diss. (Ph. D.) 01.04.14 "Thermal physics and theoretical heat engineering"]. Ufa, 2011. 23 p.
  17. Shevchenko N. H., Shudryk O. L. Komp'yuterna prohrama "Prohrama modelyuvannya sumisnoyi roboty zahlybnoho vidtsentrovoho nasosa (EVN) ta sverdlovny pry vydobutku nafty" ("PVT-Well-pump") [Computer program "Program for modeling the joint operation of submersible centrifugal pump (ECCP) and wells for oil production" ("PVT-Well-pump")]. Certificate of copyright registration for the work Ukraine, no. 74077, 2017.
  18. Dunyushkin I. I., Mishchenko I. T., Eliseeva E. I. *Raschety fiziko-khimicheskikh svoystv plastovoy i promyslovy nefiti i vody* [Calculations of physical and chemical properties of reservoir and field oil and water]. Moscow, Neft' i gaz Publ., 2004. 448 p.
  19. Hasana A. R., Kabirb C. S., Sayarpourc M. Simplified two-phase flow modeling in wellbores. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2010, vol. 72, issue 1–2, pp. 42–49.
  20. Shevchenko N. H., Shudryk O. L. Prohramnyy modul' prohnozuvannya hidrodinamichnykh kharakterystyk hazoridynnoyi sumishi sverdlovny pry mekhanizovanomu vydobutku nafty [Software module for forecasting the hydrodynamic characteristics of the gas-liquid mixture of wells in mechanized oil production]. *Visnyk Nats. tekhn. un-ta "KhPI". Seriya: Matematychni modelyuvannya v tekhnitsi ta tekhnolohiyakh* [Bulletin of the National Technical University "KhPI". Series: Mathematical modeling in engineering and technology]. Kharkiv, NTU "KhPI" Publ., 2014, no. 39 (1082), pp. 190–197.

*Hadziuuta (received) 01.07.2020*

*Відомості про авторів / Сведения об авторах / About the Authors*

**Шевченко Наталія Григорівна (Шевченко Наталья Григорьевна, Shevchenko Nataliya)** – кандидат технічних наук, доцент, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», доцент кафедри «Гідравлічні машини ім. Г. Ф. Проскури»; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-6877-7428>; e-mail: shevng@ukr.net

**Шудрик Олександр Леонідович (Шудрик Александр Леонидович, Shudryk Oleksandr)** – кандидат технічних наук, ТОВ «Регіон», провідний технолог проектно-технологічного відділу; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-0991-2498>; e-mail: o.shudryk@region.if.ua

**Фатєєва Надія Миколаївна (Фатеева Надежда Николаевна, Fatieieva Nadiia)** – кандидат технічних наук, доцент, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», доцент кафедри «Гідравлічні машини ім. Г. Ф. Проскури»; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-6955-5301>; e-mail: nadin\_yak@ukr.net

**Фатєєв Олександр Миколайович (Фатеев Александр Николаевич, Fatueyev Oleksandr)** – кандидат технічних наук, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», доцент кафедри «Гідравлічні машини ім. Г. Ф. Проскури»; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-9212-4507>; e-mail: fatyan1@ukr.net

**Пономарьов Владислав Анатолійович (Пономарев Владислав Анатольевич, Ponomarov Vladyslav)** – Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», магістр кафедри «Гідравлічні машини ім. Г. Ф. Проскури»; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-8742-5615>; e-mail: ponomaridze1@gmail.com