

АНАЛІЗ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИННИХ ШТАНГОВИХ НАСОСІВ НА РОДОВИЩАХ НГВУ „НАДВІРНАНАФТОГАЗ”

А.Я.Янишевський

Науково-дослідний і проектний інститут (НДПІ) ВАТ „Укрнафта”,
76019, м. Івано-Франківськ, Північний бульвар ім. О.Пушкіна, 2, тел. (03422) 43222,
e-mail: vvd@ndpi.ukrnafta.com

Методами математической статистики проанализировано работу скважин НГДУ „Надвирна-нефтегаз” ОАО „Укрнафта”, которые оборудованы установками скважинных штанговых насосов. Получены зависимости междуремонтных периодов работы насосов от глубины их спуска. На основании эмпирических зависимостей сделаны выводы и предложены рекомендации для оптимизации эксплуатации этих скважин. Статья может быть полезна специалистам, занимающимся оптимизацией эксплуатации скважин, оборудованных установками скважинных штанговых насосов.

The work of bull deep-well pumpset wells of OGPД „Nadvirnaftogaz” of JSC „Ukrnafta” had been analysed by methods of mathematical statistics. Dependences of periods of work between failures of pumps from depth their descent was received. Conclusions was made and recommendations was suggested on basis of empirical dependences. The paper can be helpful for specialists are engaged optimization of exploitation of bull deep-well pumpset wells.

Традиційним і найбільш поширеним видом механізованого видобування нафти є видобування із застосуванням установок свердловинних штангових насосів (УСШН). Цей спосіб дає змогу видобувати високов'язку, гарячу, з великим вмістом вільного газу та механічних домішок нафту. Крім того, на сьогоднішній день немає рівноцінної альтернативи цьому способу для видобування з малодобітних свердловин. З точки зору технологічних можливостей УСШН можуть забезпечити високий напір в обмеженому діапазоні подач від 5 до 50 м³/д. Однак, кривизна стовбура свердловини, обводненість продукції, механічні домішки, в'язкість рідини, що відкачується, значний вміст вільного газу знижують ресурс свердловинних штангових насосів (СШН). Тертя штанг викликає зношування тіла штанг, а також посилене зношування штангових муфт та насосно-компресорних труб.

В наш час на українських родовищах, які експлуатуються ВАТ „Укрнафта”, використовують насоси російського, українського та словацького виробництва. Протягом останніх років ведеться ретельний облік цих насосів у всіх нафтогазовидобувних управліннях (НГВУ) ВАТ „Укрнафта”. Але це не дає відповіді на певні актуальні запитання, а саме: насоси яких виробників найбільш ефективні на родовищах України та які оптимальні значення технологічних факторів. Тому, розглянемо існуючі дослідження з цієї проблеми.

Автор статті [1] стверджує, що в умовах російських родовищ (наприклад, АНК „Башнефть”) при збільшенні темпу набирання кривизни від 2 до 4° на 10 м і у випадку зростання обводненості продукції від 20 до 90% наробинок між відмовами СШН знижується приблизно у двічі. Відомо, що російські заводи випускають СШН, які довговічні в так званих „м'яких” умовах (дебіти знаходяться в межах від 3 до

30 м³/д, глибини опускання насосів не перевищують 1700 м, незначна швидкість корозійних процесів) [1]. Обладнання для ускладнених умов експлуатації (значний вміст мех. домішок, води та вільного газу в пластовому флюїді, солевідкладення, висока корозійна активність та в'язкість продукції свердловини, великі глибини залягання пласта, низькі пластові тиски) російські виробники не випускають. Для більшості свердловин США характерні ускладнені умови експлуатації, і тому 90 % усього діючого фонду свердловин обладнано установками свердловинних штангових насосів [1]. На даному етапі американський досвід експлуатації СШН залишається не вивченим.

Одним із вагомих факторів, які значно впливають на ресурс СШН є вплив механічних домішок. Вони, засмічуючи внутрішню частину насосів, обумовлюють зношування їх робочих органів та спричиняють заклинювання глибинних насосів. Для попередження винесення піску і забезпечення тривалої експлуатації свердловин з оптимальними дебітами привибійну зону закріплюють тампонуочими розчинами та встановлюють спеціальні фільтри. Існуючі рецептури тампонуочих розчинів не забезпечують закріплення колекторів у привибійній зоні в умовах глибокозалягаючих пластів з високими температурами і значними тисками [2]. Обладнання свердловин, де спостерігається винесення піску з пласта різними фільтрами ефективно, якщо під час винесення частинок гірської породи зберігається скелет колектора. В інших випадках фільтри швидко засмічуються, що вимагає їх заміни, а це зменшує термін експлуатації свердловини. Одним із способів захисту свердловинних штангових насосів від газопіскопроявів є застосування газопіскових сепараторів [3].

В роботі [4] наведено результати статистичного аналізу відмов УСШН у НГВУ „Долина-нафтогаз” ВАТ „Укрнафта” за 1998 рік. Найбільший відсоток відмов (58,9%) обумовлений обривом штанг; 15,02% – заклинюванням плунжера; 5,78% – відкладенням парафіну; 4,04% – обривом НКТ; 3,46% – зношуванням штанг; 5,78% – самовідкручуванням штанг; 4,62% – зношуванням НКТ; 2,31% – зломом замкової пружини. Очевидно, що під час проектування УСШН потрібно ретельніше розраховувати колону штанг та підбирати тип СШН.

Проаналізувавши останні публікації, ми не з’ясували насоси яких виробників є найбільш ефективними на родовищах України та величини оптимальних технологічних факторів. Отже, необхідно з’ясувати: насоси яких виробників є найефективнішими на родовищах України, які оптимальні глибини опускання свердловинних штангових насосів, які оптимальні довжини плунжерів для СШН того чи іншого виробника. Ці питання залишаються актуальними для всіх НГВУ ВАТ „Укрнафта”.

Тому необхідно провести статистичний аналіз експлуатації СШН та отримати залежності для прийняття виробничих рішень стосовно їх подальшої експлуатації на прикладі НГВУ „Надвірнанафтогаз”. З метою вирішення цього завдання необхідно було виконати такі основні завдання:

- зібрати промислову інформацію стосовно роботи глибинонасосних свердловин НГВУ „Надвірнанафтогаз”, які обладнані УСШН, протягом 2006-2007 років;

- методами математичної статистики проаналізувати роботу цих свердловин і отримати залежності, необхідні для прийняття виробничих рішень;

- надати пропозиції для оптимізації експлуатації свердловин, які обладнані УСШН.

Отже, з метою аналізу роботи СШН різних виробників та типорозмірів СШН у НГВУ „Надвірнанафтогаз” відділом технології видобутку нафти і газу Науково-дослідного і проектного інституту (НДПІ) ВАТ „Укрнафта” зібрано необхідну інформацію за період з 01.01.2006 р. до 01.03.2008 р. Для того, щоб з’ясувати СШН якого виробника є найбільш довговічними [1], сформовано відповідні вибірки даних. Міжремонтний період (МРП) роботи насосів коливається від 8 до 314 діб. За тривалістю МРП роботи СШН можна виділити чотири умовні групи.

До I групи віднесемо насоси, для яких максимальний МРП роботи коливався в межах від 285 до 314 діб. Це насоси типу 20-125 RHAM 14-5-3-3 Пермської компанії нафтового машинобудування, а також насоси типу 20-125 RHAM 14-5-1,5-1,5, виготовлені ООО „Торговий дім „Укрленд”. Зауважимо, що до I умовної групи належать насоси з довжиною плунжера 1,524 м (5 фут).

До II групи включимо насоси, для яких максимальний МРП роботи знаходився в межах від 164 до 196 діб. Це насоси типів 20-125 RHAM 14-4-2-2 і 20-150 RHAM 14-4-2-2,

виготовлені ООО „Торговий дім „Укрленд”; 20-125 RHAM 14-4-3 та 25-150 RHAM 14-4-3 словацького виробництва (Slovensko S-kab Trade SRO), а також насоси типу 25-175 RHAM 12-4-4 виробництва Пермської компанії нафтового машинобудування. До II умовної групи належать насоси з довжиною плунжера 1,219 м (4 фут).

До III групи включимо насоси, для яких максимальний МРП роботи коливався в межах від 65 до 100 діб. Це насоси типів 20-106 RHAM 12-5-2-2 і 25-175 RHAM 12-4-2-2, що виготовлені ООО „Торговий дім „Укрленд”; 20-125 RHAM 14-4-4 виробництва СП „Аксельсон Кубань” (Росія); 25-175 RHAM 14-4-3 словацького виробництва (Slovensko S-kab Trade SRO). У більшості насосів III умовної групи довжина плунжера також рівна 1,219 м (4 фут).

До IV групи включимо насоси, для яких максимальний МРП роботи не перевищував 65 діб. Це насоси типу 20-125 RHAM 14-6-2-2, виготовлені ООО „Торговий дім „Укрленд”. У насосів IV умовної групи довжина плунжера рівна 1,829 м (6 фут).

Отже, найоптимальнішим варіантом є використання насосів, що належать до першої умовної групи, що характеризується найбільшими міжремонтними періодами роботи.

Але для того, щоб стверджувати, що насоси якогось певного виробника характеризуються найменшим чи найбільшим наробітком між відмовами, необхідно провести аналіз МРП роботи кожного типу насоса по родовищах. Тому, сформувавши статистичну вибірку для Битків-Бабченського родовища та здійснивши необхідні усереднення, отримуємо графічну залежність величини усередненого МРП роботи

СШН – $T_{\text{мрп}}^c$ від глибини опускання насоса $L_{\text{сп.н.}}$, яка зображена на рис. 1. Для прийняття рішення стосовно адекватності моделі визначимо коефіцієнт кореляції r . Відомо, що коли $r \leq 0,4$, то запропонована гіпотеза про вид функції – помилкова [5]. В нашому випадку $r = 0,975$. Отже, вибрана модель – адекватна. З рис. 1 видно, що найменший МРП роботи СШН на Битків-Бабченському родовищі спостерігається при $L_{\text{сп.н.}}$ від 1900 до 2100 м. Але при $L_{\text{сп.н.}} > 2100$ м $T_{\text{мрп}}^c$ починає збільшуватись.

Для того, щоб зробити остаточні висновки і надати рекомендації стосовно оптимізації роботи СШН проаналізовано вплив $L_{\text{сп.н.}}$ на $T_{\text{мрп}}^c$ для всіх типів насосів, що використовуються на цьому родовищі. Отримано графічну залежність $T_{\text{мрп}}^c$ від $L_{\text{сп.н.}}$ для насосів типу 20-125 RHAM 14-5-1,5-1,5 виробництва ООО „Торговий дім „Укрленд”, які експлуатувались на Битків-Бабченському родовищі (рис. 2).

Порівнявши рис. 1 з рис. 2, приходимо до висновку, що вид усередненої залежності МРП роботи СШН на Битків-Бабченському родовищі відрізняється від виду закономірності для насоса типу 20-125 RHAM 14-5-1,5-1,5 виробництва

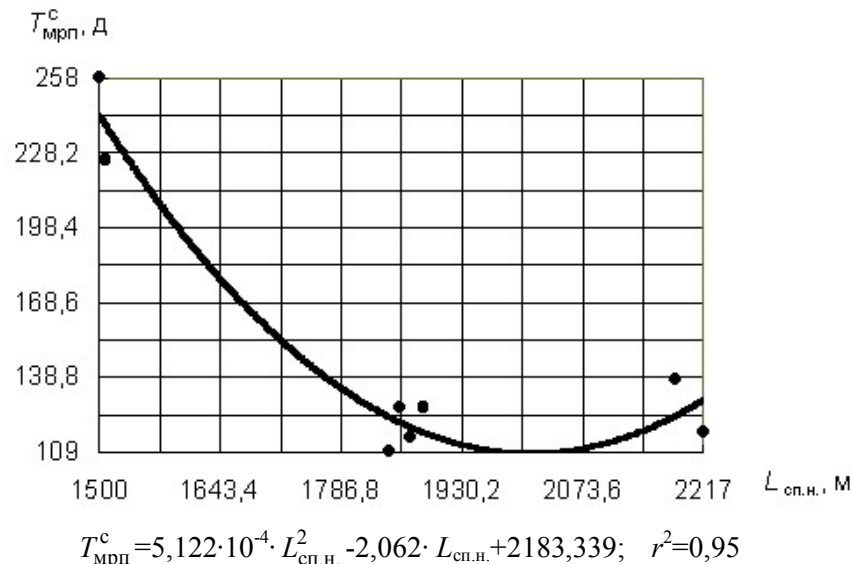


Рисунок 1 – Усереднена залежність МРП роботи СШН від глибини його опускання в умовах Битків-Бабченського родовища

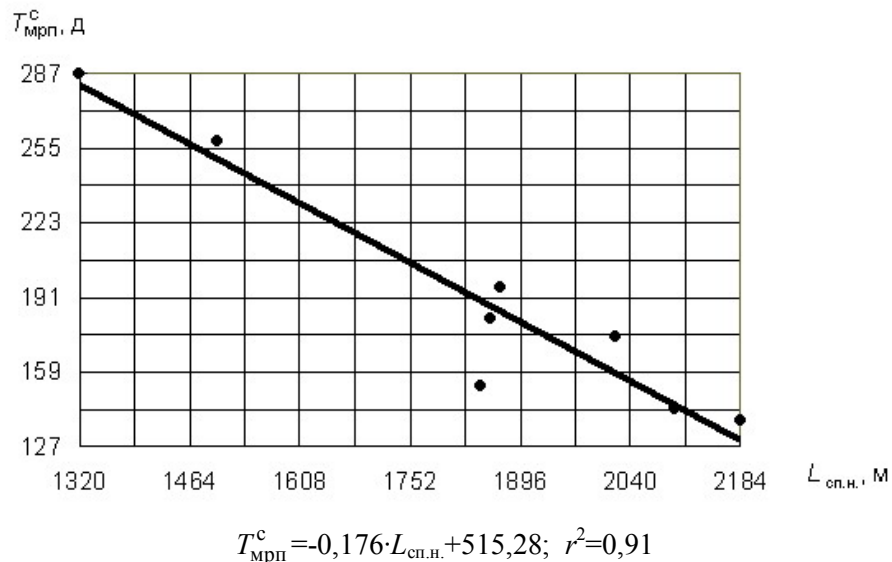


Рисунок 2 – Залежність МРП насоса типу 20-125 RHAM 14-5-1,5-1,5 (ООО «Торговий дім „Укрленд”») від глибини опускання в умовах Битків-Бабченського родовища

ООО „Торговий дім „Укрленд”. Зі збільшенням глибини опускання насоса зменшується МРП роботи СШН. Найнижчий МРП для цього типу насоса на Битків-Бабченському родовищі зареєстровано при $L_{\text{сп.н.}}$ від 2097 до 2184 м.

Аналогічно побудовано й інші залежності, наведені далі.

Протягом проаналізованого періоду на Битків-Бабченському родовищі також експлуатували насоси таких типів: 20-125 RHAM 14-4-4 виробництва СП „Аксельсон Кубань” (Росія); 25-175 RHAM 14-4-3 словацького виробництва (Slovensko S-kab Trade SRO); 20-125 RHAM14-5-3 російського виробництва (Пермська компанія нафтового машинобудування). З допомогою цих насосів експлуатувалась незначна кількість свердловин. Тому побудувати графічні залежності для цих насосів

та описати їх математично не вдалось через малі об’єми вибірок.

Динамічні рівні на свердловинах Битків-Бабченського родовища, що експлуатуються з допомогою УСШН, коливаються у межах від 958 до 1226 м. Оптимальний діапазон глибини опускання насосів $L_{\text{сп.н.}}$ виробництва ООО «Торговий дім „Укрленд”» на Битків-Бабченському родовищі НГВУ „Надвірнанафтогаз” знаходиться в межах від 1500 до 1900 м. Для насосів словацького виробництва оптимальний діапазон їх опускання знаходиться в межах від 1300 до 1750 м.

Отже, отримані закономірності дають підстави стверджувати, що оптимальна глибина опускання для насоса 20-125 RHAM 14-4-2-2 (ООО «Торговий дім „Укрленд”») знаходиться в діапазоні від 1800 до 2100 м. Для насоса

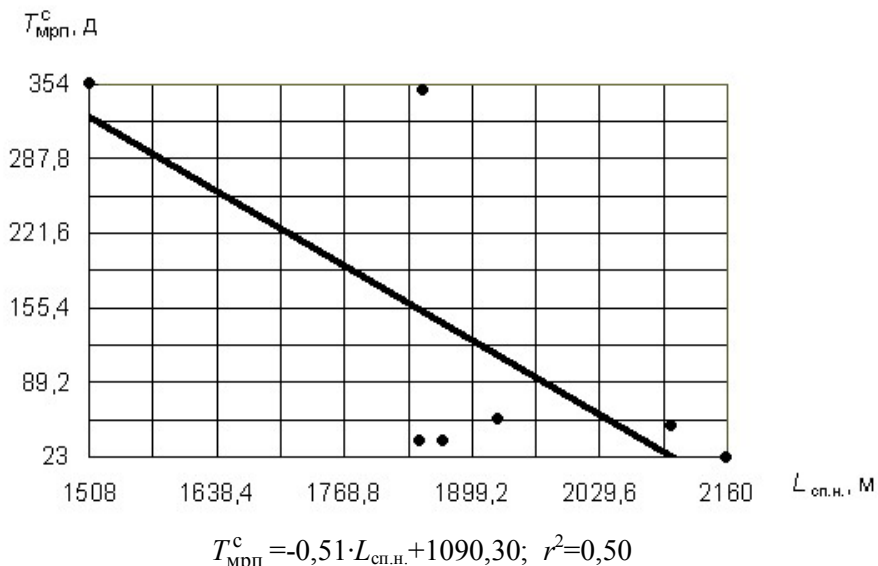


Рисунок 3 – Залежність МРП насоса 20-125 RHAM 14-4-2-2 (ООО „Торговий дім „Укрленд”) від глибини опускання в умовах Битків-Бабченського родовища

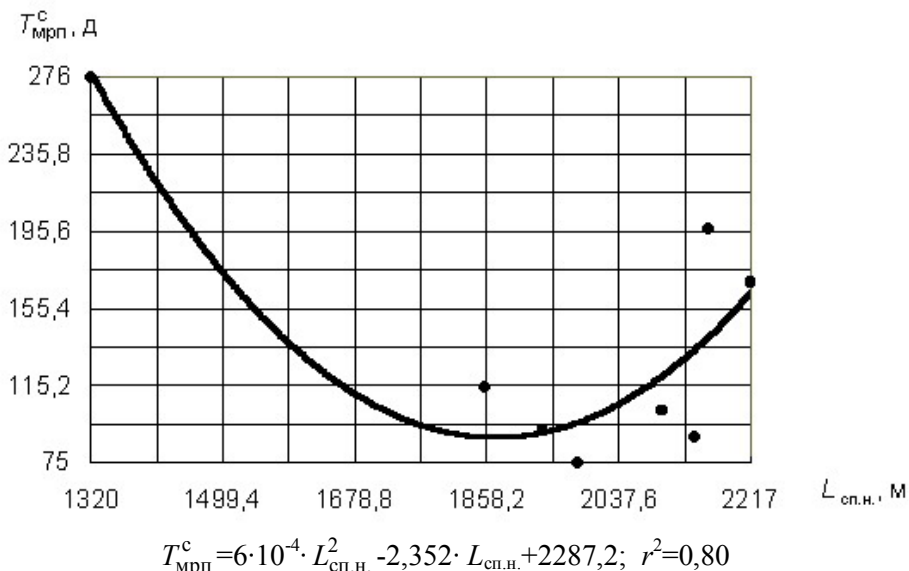


Рисунок 4 – Залежність МРП насоса 20-125 RHAM 14-4-3 словацького виробництва від глибини опускання в умовах Битків-Бабченського родовища

20-125 RHAM 14-5-1,5-1,5 того ж виробника оптимальний діапазон глибини опускання коливається в межах від 1760 до 2070 м. А ось для насоса 20-125 RHAM 14-4-3 словацького виробництва оптимальна глибина опускання знаходиться в діапазоні від 2000 до 2280 м. Динамічні рівні на свердловинах Довбушансько-Бистрицького родовища, що експлуатуються з допомогою УСШН, коливаються в межах від 519 до 1700 м.

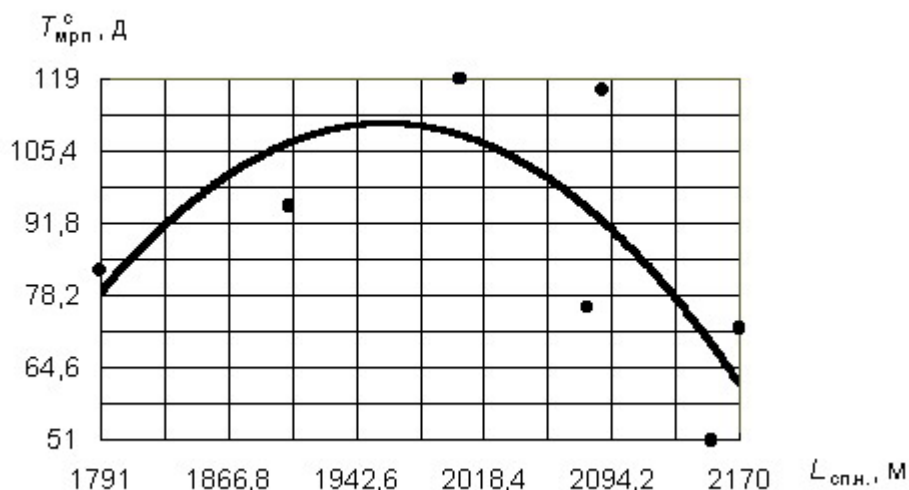
Протягом проаналізованого періоду на Довбушансько-Бистрицькому родовищі також експлуатувалась незначна кількість насосів інших типів. Тому побудувати графічні залежності для цих насосів не вдалось через малі об’єми вибірок.

Отримана графічна закономірність (рис. 8) дає підстави стверджувати, що оптимальна глибина опускання для насоса

20-125 RHAM 14-5-1,5-1,5 виробництва ООО „Торговий дім „Укрленд” знаходиться в діапазоні від 1038 до 1500 м. Динамічні рівні на свердловинах Луквинського родовища, що експлуатуються з допомогою УСШН коливаються від 229 до 967 м.

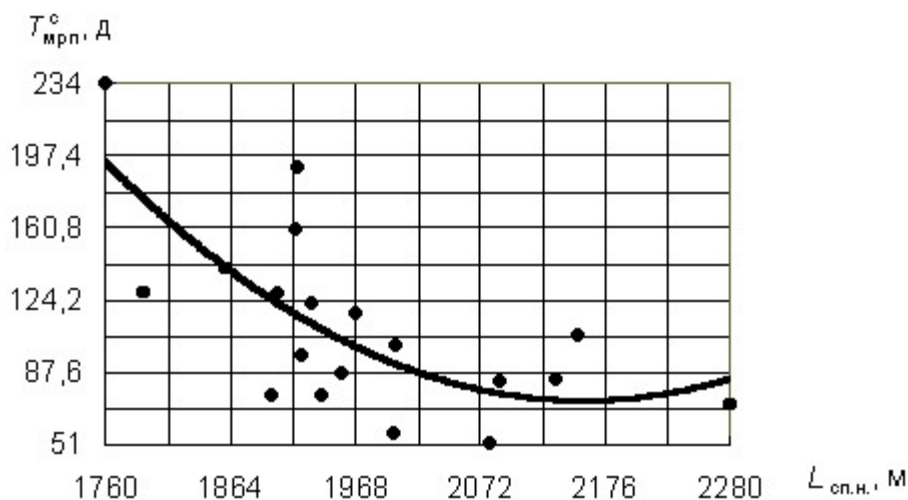
Протягом проаналізованого періоду на Луквинському родовищі також експлуатувалась незначна кількість насосів інших типів. Тому побудувати графічні залежності для цих насосів та описати їх математично не вдалось через малі об’єми вибірок.

Особливістю глибинонасосного фонду свердловин НГВУ “Надвірнанафтогаз” є те, що практично всі свердловини експлуатуються в періодичному режимі. Протягом періоду накопичення рідини мех. домішки, що містяться в продукції свердловини, осідають на вибій свердловини. Тому, внаслідок цього явища на вибої



$$T_{\text{мрп.}}^{\circ} = (-0,0011) \cdot L_{\text{сп.н.}}^2 + 4,353 \cdot L_{\text{сп.н.}} - 4155,7; r^2 = 0,54$$

Рисунок 5 – Залежність МРП насоса 20-125 RHAM 14-4-2-2 (ООО „Торговий дім „Укрленд”) від глибини опускання в умовах Довбушансько-Бистрицького родовища



$$T_{\text{мрп.}}^{\circ} = 0,0008 \cdot L_{\text{сп.н.}}^2 - 3,308 \cdot L_{\text{сп.н.}} + 3642,1; r^2 = 0,50$$

Рисунок 6 – Залежність МРП насоса 20-125 RHAM 14-5-1,5-1,5 (ООО „Торговий дім «Укрленд») від глибини опускання в умовах Довбушансько-Бистрицького родовища

свердловин утворюються піщані пробки. Частина мех. домішок, яка знаходилася в НКТ над насосом, осідаючи на нього, засмічує робочі органи, що призводить до заклинювання пари „плунжер-циліндр”.

Також необхідно звернути увагу на те, що об’єм рідини, яка видобувається протягом однієї доби з будь-якої свердловини НГВУ „Надвірна-нафтогаз”, яка обладнана УСШН, коливається в межах від 0,5 до 1 м³. Цей об’єм значно менший за об’єм рідини в колоні насосно-компресорних труб (НКТ) середньостатистичної свердловини цього НГВУ, яка обладнана УСШН. Усереднене значення внутрішнього об’єму колони НКТ глибинонасосних свердловин НГВУ „Надвірна-нафтогаз” (зовнішнім діаметром 73 мм, товщиною стінки 5,5 мм та довжиною 2000 м) становить близько 6 м³. Об’єм видобутої рідини протягом однієї доби менший, ніж

об’єм рідини, що знаходиться в інтервалі між вибоєм свердловини та глибинним насосом. Тому, значна частина мех. домішок, які виносяться з пласта протягом доби, не встигають піднятися на поверхню і навіть до насоса.

Оскільки проби продукції свердловин відбираються на її гирлі, то аналізи цих проб не дають можливості виявити реальну концентрацію мех. домішок в рідині С_{мд} і не можуть бути використані для подальшого інженерного аналізу. Після проведення ГРП у продукції свердловин спостерігається підвищений вміст піску. Так, наприклад, на свердловині № 14 Довбушансько-Бистрицького родовища після проведення ГРП у відпомпованій рідині міститься велика кількість газу та піску. МРП роботи цієї свердловини різко зменшилися. Тому, необхідно застосовувати засоби для захисту СШН від газопіскопроявів, а саме: фільтри привибійних

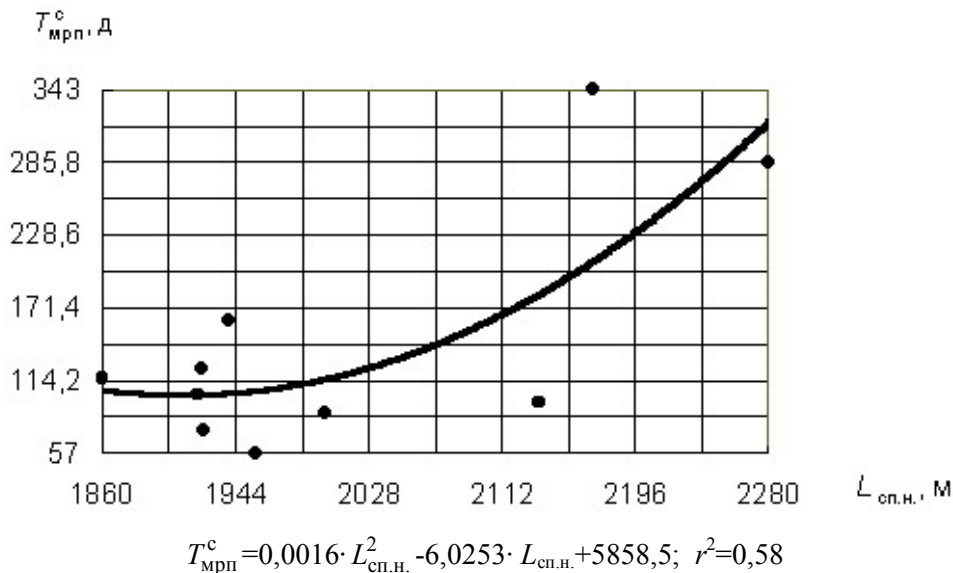


Рисунок 7 – Залежність МРП насоса 20-125 RHAM 14-4-3 словацького виробництва від глибини опускання в умовах Довбушансько-Бистрицького родовища

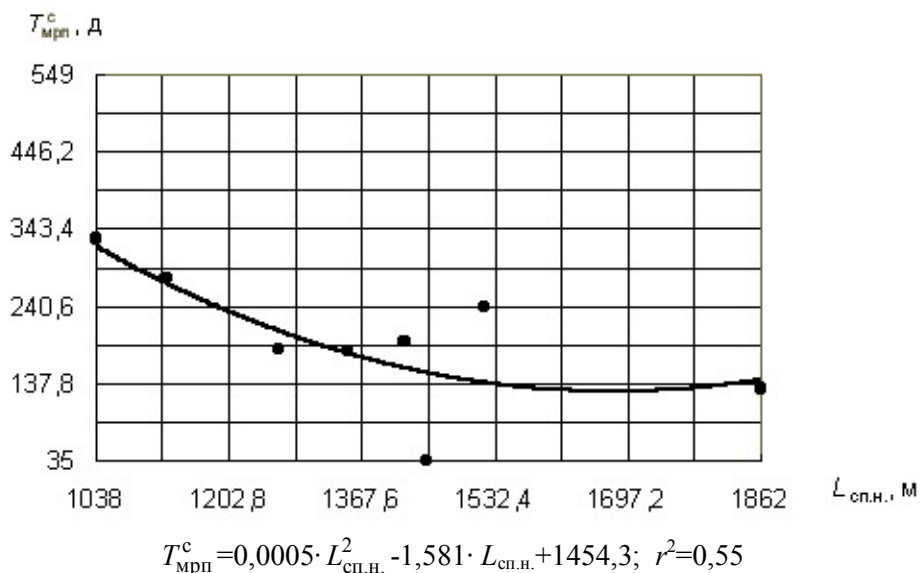


Рисунок 8 – Залежність МРП насоса 20-125 RHAM 14-5-1,5-1,5 (ООО „Торговий дім „Укрленд”) від глибини опускання в умовах Луквинського родовища

зон, насосні фільтри, газопісочні сепаратори. Потрібно промивати вибої свердловин з метою запобігання утворенню піщаних пробок.

Проведений аналіз дає підстави зробити такі висновки:

На підставі проведеного аналізу можна стверджувати, що найоптимальнішим варіантом є використання насоса з довжиною плунжера 1,524 м (5 фут).

Оптимальний діапазон глибини опускання насосів $L_{сп.н.}$ виробництва ООО „Торговий дім „Укрленд” на Битків-Бабченському родовищі НГВУ „Надвірнанафтогаз” знаходиться в межах від 1500 до 1900 м. Для насосів словацького виробництва оптимальний діапазон їх опускання на цьому родовищі знаходиться в межах від 1300 до 1750 м.

Оптимальна глибина опускання для насоса 20-125 RHAM 14-4-2-2 ООО „Торговий дім

„Укрленд” на Довбушансько-Бистрицькому родовищі НГВУ „Надвірнанафтогаз” знаходиться в діапазоні від 1800 до 2100 м. Для насоса 20-125 RHAM 14-5-1,5-1,5 того ж виробника оптимальний діапазон глибини опускання на цьому родовищі коливається в межах від 1760 до 2070 м. Для насоса 20-125 RHAM 14-4-3 словацького виробництва оптимальна глибина опускання на Довбушансько-Бистрицькому родовищі знаходиться в діапазоні від 2000 до 2280 м.

Оптимальна глибина опускання для насоса 20-125 RHAM 14-5-1,5-1,5 виробництва ООО „Торговий дім „Укрленд” на Луквинському родовищі НГВУ „Надвірнанафтогаз” знаходиться в діапазоні від 1038 до 1500 м (динамічні рівні в свердловинах Луквинського родовища коливаються в межах від 229 до 967 м).

3 метою промислового випробовування декількох американських насосів (з високозносостійкими плунжерами), які характеризуються високою довговічністю в ускладнених умовах експлуатації, необхідно оцінити рентабельність їх закупівлі.

Результати цього статистичного аналізу можуть використовуватись під час проектування УСШН.

Література

1 Ивановский В.И. Анализ современного состояния и перспектив развития скважинных насосных установок для добычи нефти // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2007. – № 6. – С. 12-21.

2 Закиров А.А. Особенности изменения свойств слабосцементированных пород в процессе эксплуатации сверхглубоких скважин // Нефтепромысловое дело. – 2005. – № 7. – С. 21-24.

3 Панченко В.О., Кондрат О.Р. Засоби для захисту свердловинних штангових насосів від газопіскопроявів // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2007. – № 4(25). – С. 19-25.

4 Бандура В.В. Дослідження впливу дефектів ШГНУ на її експлуатаційну надійність // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – 1999. – Т. 4, Вип. 36. – С. 198-209.

5 Маркович Э.С. Курс высшей математики с элементами теории вероятностей и математической статистики. – М.: Высш. шк., 1972. – 480 с.

УДК 621.317.791

ПРОБЛЕМИ ТА ПРИНЦИПИ ПРОЕКТУВАННЯ УНІВЕРСАЛЬНОГО АПАРАТНО-ПРОГРАМНОГО КОМПЛЕКСУ ДЛЯ ЕНЕРГЕТИЧНИХ ОБСТЕЖЕНЬ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖ

І.В.Гладь, І.Д.Галуцак, А.І.Поточний, У.М.Маскевич, Я.В.Бацала, О.І.Кіянюк

*ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська 15, тел. (03422) 48003,
e-mail: ereo@nimg.edu.ua*

Проведен обзор современных анализаторов качества электроэнергии, определены их главные недостатки. Предложена структура универсального аппаратно-программного комплекса для энергетических обследований электросетей. Показаны преимущества технологии виртуальных приборов и среды LabVIEW для программирования измерительных систем.

The browse of modern analyzers of quality of power is led, their principal lacks are defined. The structure of the general-purpose hardware-software complex for energetic inspections of electric systems is offered. Advantages of technique of virtual instruments and LabVIEW environment for programming of measuring systems are shown.

Постановка задачі. Розвиток народного господарства України зумовлює зростання кількості промислових та побутових споживачів і їх встановленої потужності. Окрему нішу займають нелінійні електроприймачі, форма кривої струму яких значно відрізняється від синусоїди (ЕОМ, зварювальні інвертори, тиристорний електропривод бурової лебідки тощо). В той же час передавальна спроможність існуючих розподільних електромереж практично не змінюється. Ці чинники призводять до тенденції погіршення показників якості електроенергії (ПЯЕ), значення яких нормуються згідно з ГОСТ СНД 13109-97 [1]. Перевищення розрахункової встановленої потужності окремими споживачами нафтогазової промисловості спричинює відхилення напруги на шинах ввідних пристроїв за нормально допустимі межі. Наявність значної кількості нелінійних електроприймачів призводить до появи вищих гармонік, а неоднчасна робота однофазних споживачів викликає несиметрію струмів та напруг.

Це негативно впливає на функціонування електрообладнання підприємств нафтогазового комплексу, зменшуючи його ресурс.

В сучасних умовах важливим завданням є ідентифікація сторони, через дії (або бездіяльність) якої відбулося погіршення ПЯЕ в розподільній електромережі. Електропостачальна організація під час експлуатації електромереж та приєднанні нових споживачів вживає відповідні технічні та організаційні заходи. Однак практично неконтрольованим є використання потужних електроприймачів у побутовому секторі та на приватних підприємствах. Вирішення цього завдання є неможливим без інформації про основні ПЯЕ в розподільних електромережах. Останні вимірюються спеціальними приладами – аналізаторами ПЯЕ.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. Сучасні аналізатори ПЯЕ за призначенням поділяються на три категорії, згідно з якими виконують такі функції: