

АВТОМАТИЗАЦІЯ ТЕХНОЛОГІЧНОГО ПРОЦЕСУ ВИДОБУВАННЯ СЛАНЦЕВОГО ГАЗУ

В.С. Борин, А.І. Лагойда

*ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 48003,
e-mail: kafatp@ukr.net*

Технологія автоматизації процесу видобування сланцевого газу перебуває на початковій стадії розробки, тому існує необхідність постійної еволюції її технологічної бази. Важливим напрямком такої еволюції є розроблення систем керування процесом видобування сланцевого газу на базі методів нечіткої логіки. Одна з головних переваг полягає у тому, що регулятор на основі нечіткої логіки можна створити за лінгвістичними правилами. Керування в цьому випадку здійснюється за допомогою набору умовних лінгвістичних операторів або правил (нечітких асоціативних матричних), які задають конкретні ситуації керування. Такі умовні лінгвістичні правила можна сформулювати, виходячи з досвіду та інтуїції експертів, з міркувань здорового глузду або технологічних даних про процес отриманих шляхом експерименту. Регулятори на базі нечіткої логіки можуть працювати з неповністю описаними системами і невідомою динамікою, для котрих потрібна апріорна математична модель об'єкта керування. Ще одна перевага регулятора на основі нечіткої логіки полягає в тому, що їх легко реалізувати на цифрових спеціалізованих великих інтегральних схемах.

Наведено приклад використання такого регулятора в процесі видобування сланцевого газу і змодельовано його дію в програмному середовищі MatLab.

Ключові слова: сланцевий газ, нечіткий регулятор, MatLab

Технологія автоматизації процесу добычи сланцевого газу знаходиться в початковій стадії розробки, тому виникає необхідність постійної еволюції технологічної бази. Важливим напрямком такої еволюції є розроблення систем управління процесом добычи сланцевого газу на базі методів нечіткої логіки. Одно з головних переваг заключається в тому, що регулятор на основі нечіткої логіки можна створити за лінгвістичними правилами. Управління в цьому випадку здійснюється за допомогою набору умовних лінгвістичних операторів або правил (нечітких асоціативних матричних), задаючих конкретні ситуації управління. Такі умовні лінгвістичні правила можна сформулювати, виходячи з досвіду та інтуїції експертів, з міркувань здорового глузду або технологічних даних про процес, отриманих шляхом експерименту. Регулятори на базі нечіткої логіки можуть працювати з неповністю описаними системами і невідомою динамікою, для них потрібна апріорна математична модель об'єкта управління. Ще одною перевагою регулятора на основі нечіткої логіки є те, що їх легко реалізувати на цифрових спеціалізованих великих інтегральних схемах.

Приведен пример использования такого регулятора в процессе добычи сланцевого газа и смоделировано его действие в среде MatLab.

Ключевые слова: сланцевый газ, нечеткий регулятор, MatLab

The technology of shale gas extraction process automation due to being at its early stage of development needs further systematic improvement, especially in its technology datum surface. A considerable way to achieve the goal is the development of shale gas extraction control systems based on fuzzy logic. One of their main advantages results from employing fuzzy logic, i.e. applying linguistic rules to developing controllers. In that case management is performed by means of a set of specific linguistic statements or rules (i.e. fuzzy associative matrix of rules) determining specific management conditions. Specific linguistic statements are formulated (worded) based on experts experience and intuition, common sense or experimental technical data. Fuzzy logic based controllers can control incompletely described systems of unknown dynamics, needed a priori mathematical model of the object under control. Another advantage of fuzzy logic controller is that they are easy to be integrated into specialized large-scale digital integrated circuits.

The article highlights a practical example of employment controllers under consideration and MatLab modeling of its operation.

Key words: shale gas, fuzzy control, MatLab

Постановка проблеми, актуальність та доцільність досліджень. На даний час в нашій державі гостро постало питання видобування дешевого та якісного газу. Одним з можливих напрямків розв'язання цієї проблеми є видобування газу з гірських порід, а саме сланцю. Видобування сланцевого газу є досить складним і непередбачуваним процесом. Але прогнозування всіх можливих випадків і включення їх до автоматичної системи управління, яка буде базуватися на нечіткому регуляторі, може підви-

щити ефективність розробки газових свердловин і знизити матеріальні затрати.

Аналіз літературних джерел. Дослідження, присвячені механізму при гідравлічному розриві пласта і математичному моделюванню цього процесу, обговорюються в оглядах В.А. Реутова, М.І. Economides, К.Г. Nolte, J.L. Gidley, С.А. Holditch, D.E. Nierode, R.W. Veatch, N.R. Warpinski, Z.A. Moschovidis, C.D. Parker, I.S. Abou - Sayed. У цих роботах

вивчається вплив тріщин гідророзриву на фільтраційні процеси в пласті і на ефективність розробки родовищ нафти і газу.

Мета роботи. Створення нечіткого регулятора для автоматизації технологічного процесу видобування сланцевого газу.

Виклад основного матеріалу. Сланцевий газ - альтернативний природний газ, що видобувається зі сланцю. Складається переважно з метану. Для його видобування використовується горизонтальне буріння та гідророзрив пласта. Аналогічна технологія видобування застосовується і для видобування вугільного метану. Хоча сланцевий газ міститься і в невеликих кількостях ($0,2-3,2$ млрд.м³/км²), але за рахунок розтину великих площ можна одержати значну кількість такого газу. Головна перевага сланцевого газу - близькість до ринків збуту. За попередніми підрахунками кількість сланцевого газу в світі складає 200 трлн.м³. У США розвідані запаси сланцевого газу складають 24 трлн.м³, з яких технічно досяжні для видобування - 3,4 трлн.м³. Вітчизняний сланець може стати альтернативою російському газу. В Україні виявлено найбільші в Європі сланцеві поклади, які зосереджені на кордоні Кіровоградської і Черкаської областей, в районі Карпат і в Дніпровсько-Донецькій западині.

При видобуванні ПСГ не споруджують велику кількість поодиноких вертикальних свердловин, а пробурюється одна, від якої потім на великій глибині розходяться горизонтальні свердловини, довжина яких може сягати 2-3 км. Після цього в пробурені свердловини закачується під тиском суміш піску, води і хімікатів. Гідроударом руйнують перетинки газових кишень, що дає змогу зібрати запаси газу і відпомпувати їх через вертикальний стовбур. При такій технології немає потреби у великій кількості внутрішньопромислових газопроводів. В процесі буріння використовується новітнє сейсмічне моделювання 3D GEO, що дає змогу зробити процес точнішим і набагато швидшим. Схема видобування сланцевого газу за допомогою горизонтального буріння і гідророзриву пласта зображена на рисунку 1.

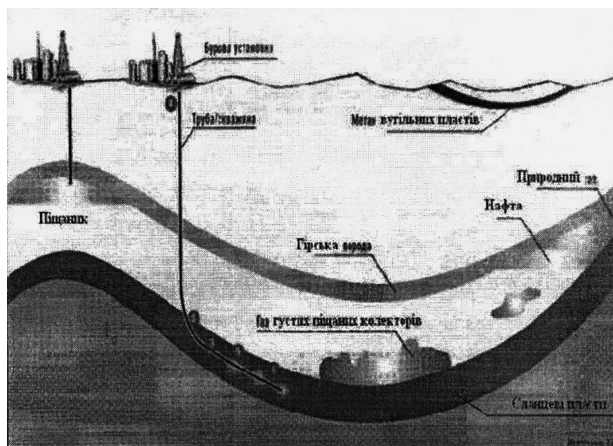


Рисунок 1 – Схема видобування сланцевого газу

До прикладу, якщо звичайна газова свердловина дає газ у промислових обсягах багато років, то сланцева свердловина через порівняно невеликі поклади газу та складні умови видобутку може «вичерпатися» навіть за два-три роки. Проблема полягала саме у відсутності можливості цілковитого доступу до покладів сланцевого газу, типовим способом видобутку якого були вертикальні свердловини, а, отже, горизонтальні поклади газу залишалися здебільшого недоступними.

Питання сланцевого газу не вельми інтригувало світ (зокрема промисловців США) на фоні балансу енергетичних рахунків. Та як тільки шальки терезів відхилилися в бік загострення проблем енергетичної безпеки, що неодноразово спостерігалось у II половині XX століття, країни відразу вирішили заглянути у перспективу забезпечення енергетичної безпеки за рахунок власного ресурсного потенціалу.

Так, в 90-х роках минулого століття було вдосконалено один з відомих методів видобутку сланцевого газу, який полягав у поступовому відхиленні осі буріння від вертикалі аж до 90 градусів з подальшою горизонтальною розробкою пласта. Далі у горизонтальних свердловинах методом гідроудару ліквідувалися простінки, які відокремлювали заповнені газом порожнини, що об'єднувало простір і відкривало можливість для видобутку газу через одну свердловину.

Цей метод разом з сучасними інноваційними технологіями здешевив видобуток сланцевого газу, а в умовах стабільно високої вартості газу на світовому ринку й значного поширення сланцевих порід дав поштовх до інтенсивної розробки газоносних сланцевих пластів у США на початку XXI століття. У 2008 році видобуток сланцевого газу в США вийшов на промисловий рівень, а в 2009 США зайняли перше місце в світі за видобутком газу, причому 40% усього газу було отримано з нетрадиційних джерел - метану вугільних пластів і сланцевого газу. За даними інформаційного енергетичного агентства Міністерства енергетики США у 2010 році в США було видобуто 51 млрд. м³ сланцевого газу (10% від загального обсягу видобутку газу). До 2015 року обсяг видобутку сланцевого газу в США складе більше ніж 180 млрд.м³ на рік, а до 2020 - половину видобутку природного газу.

Гідравлічний розрив пласта (ГРП) є механічним методом впливу на продуктивний пласт, що полягає в розриві породи по площинах мінімальної міцності під дією надлишкового тиску, що створюється закачуванням у свердловину рідини розриву з витратою, за якої свердловина не встигає поглинати рідину. Флюїди, за допомогою яких з поверхні на вибій свердловини передається енергія, необхідна для розриву, називаються рідинами розриву. Після розриву під впливом тиску рідини тріщина збільшується, виникає її зв'язок з системою природних тріщин, не розкритих свердловиною, та із зонами підвищеної проникності. Таким чином, розширюється область пласта, дренажна свер-

дловиною. В утворенні рідинами розриву тріщини транспортують зернистий матеріал (пропані), що закріплює тріщини в розкритому стані після зняття надлишкового тиску.

В результаті ГРП кратно підвищуються дебіт свердловин за рахунок зниження гідравлічних опорів в привибійній зоні і збільшення фільтраційної поверхні свердловини, а також підвищується кінцева газовіддача за рахунок залучення до вироблення слабкодренованих зон. Метод ГРП має безліч технологічних рішень, зумовлених особливостями конкретного об'єкта обробки і метою, що досягається. Технології ГРП відрізняються, передусім, за об'ємами закачування технологічних рідин і пропантів та відповідно створюваними розмірами тріщин.

Найбільшого поширення здобув локальний гідророзрив, як ефективний спосіб дії на привибійну зону свердловин. При цьому буває достатнім створення тріщин завдовжки 10-20 м із закачуванням десятків кубічних метрів рідини і одиниць тонн пропанту. В цьому випадку дебіт свердловин збільшується в 2-3 рази.

Останніми роками інтенсивно розвиваються технології створення тріщин відносно невеликої протяжності в середньо- і високопроникних пластах, що дозволяє понизити опір привибійної зони і збільшити ефективний радіус свердловини.

Також застосовується селективний гідророзрив, який дозволяє залучити в розробку низькопроникні шари і підвищити їх продуктивність.

Щоб вибрати свердловину для гідророзриву необхідно змоделювати і визначити можливість її продуктивність, оцінити стан привибійної зони, можливе збільшення дебіту та додатковий видобуток продукції після гідророзриву.

Для моделювання продуктивності й стану привибійної зони газової свердловини зручно скористатись програмою MeeraMProd-I. Програма передбачає моделювання продуктивності свердловини за пластового тиску, більшого від тиску початку випадіння конденсату в пласті.

Існує три варіанти програми: перший – модель псевдорадіального припливу до свердловини без тріщини розриву в пласті з обмеженою зоною дренажу; другий – модель псевдорадіального припливу до свердловини в поєднанні з тривимірним припливом до вертикальної тріщини гідророзриву в пласті з безмежним пластом; третій – модель псевдорадіального припливу до свердловини в поєднанні з тривимірним припливом до вертикальної тріщини гідророзриву в пласті з обмеженою зоною дренажу. Варіанти програми дають змогу розглядати приплив до свердловини з постійним дебітом або з постійним тиском.

Для визначення дискретної зміни дебіту свердловини чи тиску в свердловині у часі застосовується принцип суперпозиції. При цьому може бути враховано скін-фактор свердловини та скін-фактор тріщини. Оцінка зміни дебіту свердловини базується на оцінці зміни коефіцієнта продуктивності під впливом зміни термо-

баричних умов припливу в часі до свердловини без тріщини і з тріщиною.

Окрім перелічених вище параметрів, використовують ще один параметр – скін-ефект тріщини, який характеризує зміну фільтраційних властивостей породи навколо тріщини. Скін-ефект тріщини залежить від співвідношення між глибиною зони забруднення, перпендикулярної до стінки тріщини, та півдовжини закріпленого крила тріщини, помноженої на відношення проникності пласта до проникності зони кольматації.

Для моделювання продуктивності свердловини та оцінки можливості і доцільності ПГРП ми використовуємо не тільки програму MeeraMProd-I, але й накопичений досвід його застосування.

Перед моделюванням вибрано вхідну інформацію та проаналізовано її. Перелік вхідної інформації для оцінки середніх параметрів продуктивних пластів у зоні дренажу та результати моделювання продуктивності й стану привибійної зони за програмою Meyer&Associates, IncMProd-I, Version5.12 відтворено на прикладі типової газової свердловини 2-A. У таблиці 1 наведено вхідні дані пласта К-11, розкритого перфорацією в інтервалі 4414...4441 м, і результати моделювання продуктивності.

Отже, якщо дебіт газу перед ПГРП складає 40 тис. м³/добу, а пластовий і вібраційний тиск відповідно 45,0 МПа і 31,0 МПа (депресія 14 МПа), то знайдений моделюванням поточний скін-ефект складе $S=4,7$, що означає, що привибійна зона забруднена. За два роки із свердловини можна буде видобути 24,2 млн. м³ газу.

Для створення моделі нечіткого регулятора використано програмний пакет Matlab, а саме його складову частину Fuzzy Logic Toolbox. Для створення бази правил використано алгоритм Mamdani.

В якості вхідних даних вибрано три параметри «півдовжину тріщини», «провідність» та «пластовий тиск».

Для параметра «півдовжина тріщини» вибрано діапазон зміни параметра від 50 до 200 м. Виберемо три терми «мала», «середня», «висока». Також використаємо гауссівський закон розподілу випадкової величини. Діалогове вікно параметра «півдовжина тріщини» зображене на рисунку 2.

Для параметра «провідність» вибрано діапазон зміни параметра від 0 до 0,2 мкм²·м. Вибрано три терми «низька», «середня», «висока». В даному випадку застосовуємо трапециїдальний закон розподілу випадкової величини. Діалогове вікно параметра «провідність» зображене на рисунку 3.

Для параметра «пластовий тиск» вибрано діапазон зміни параметра від 43 до 45 МПа. Вибрано три терми «мала», «середня», «висока». Також застосовано гауссівський закон розподілу випадкової величини. Діалогове вікно параметра «пластовий тиск» зображене на рисунку 4.

Таблиця 1 – Вхідна інформація для моделювання продуктивності свердловини 2-А

Параметр	Значення
Вхідна інформація	
Площа дренування свердловини (радіус дренування 560), м ²	1000000
Товщина пласта, м	20
Початковий пластовий тиск, МПа	45
Проникність пласта (середня), мкм ²	0,0003
Пористість пласта (середня), %	11
Відносна густина газу за повітрям, ч.од.	0,63
Пластова температура, °С	98
Радіус свердловини, м	0,09
Розраховано за програмою	
Загальна стисливість пластової системи, 1/МПа	1,25·10 ⁻⁸
В'язкість пластового газу, мПа·с	0,03
Об'єм порового простору в зоні дренування, м ³	2,2·10 ⁶
Запаси газу в зоні дренування, м ³	6,7·10 ⁸
Продуктивність перед гідророзривом для S=5	
Скін-ефект перед гідророзривом	4,7
Дебіт газу, тис.м ³ /добу	40
Очікуваний видобуток газу перед ПГРП за два роки, млн. м ³	24,2

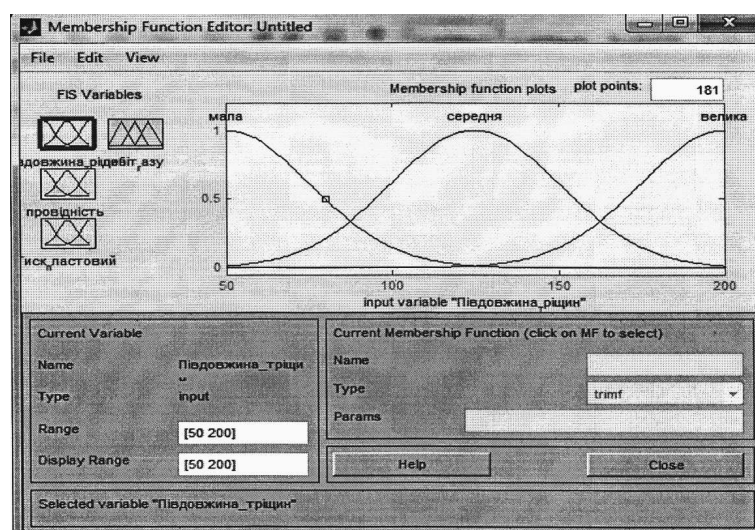


Рисунок 2 – Діалогове вікно налаштування параметра «півдовжина тріщини»

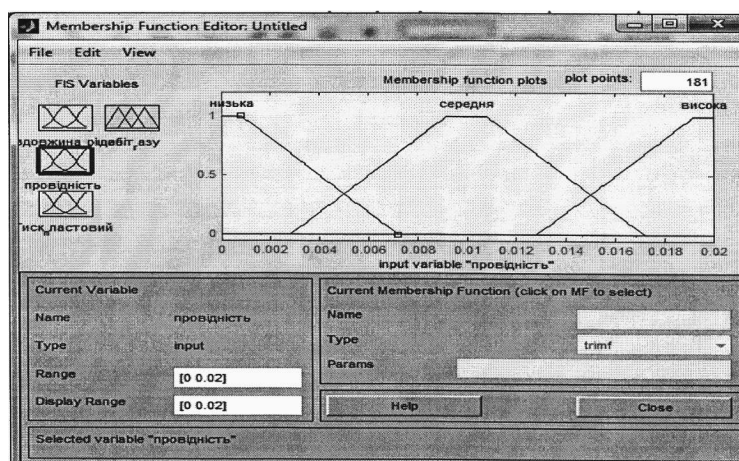


Рисунок 3 – Діалогове вікно налаштування параметра «провідність»

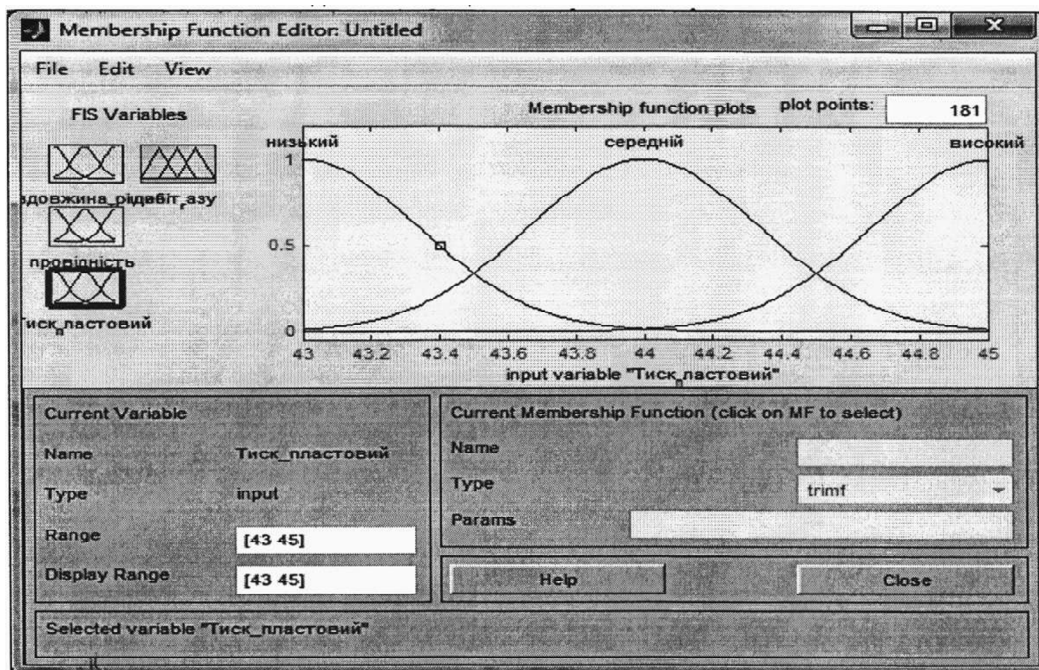


Рисунок 4 – Діалогове вікно налаштування параметра «пластовий тиск»

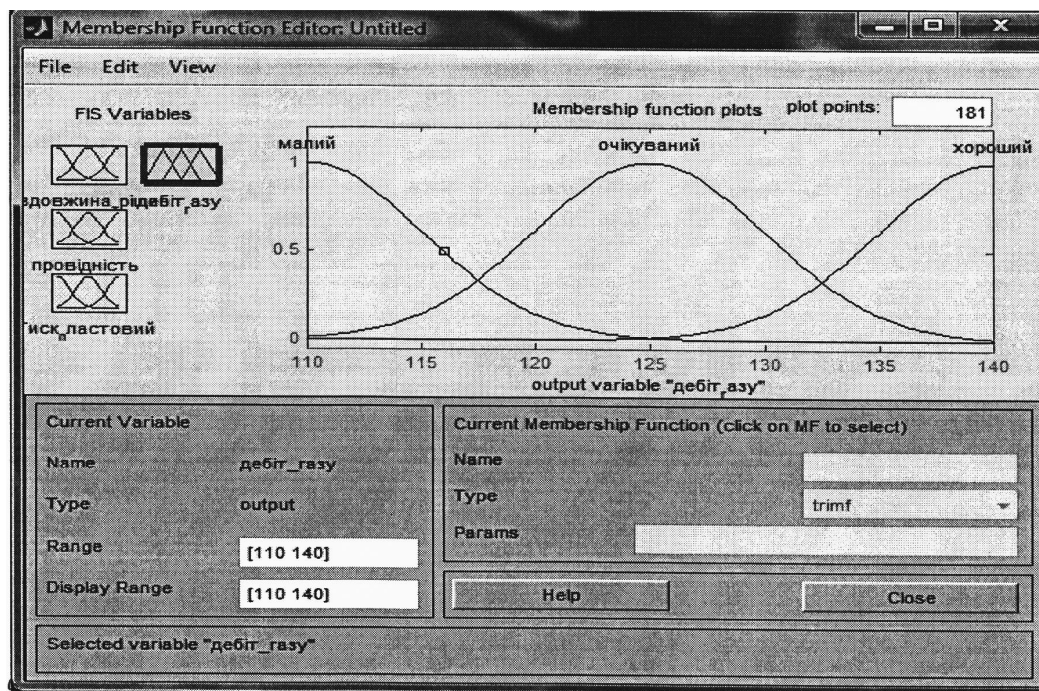


Рисунок 5 – Діалогове вікно налаштування параметра «дебіт газу»

В якості вихідних даних вибрано параметр «дебіт газу». Для цього вибрано діапазон зміни параметра від 110 до 140 тис.м³. Виберемо три терми «малий», «очікуваний», «хороший». Також застосуємо гауссівський закон розподілу випадкової величини. Діалогове вікно параметра «дебіт газу» зображено на рисунку 5.

Наступним кроком було створення бази правил (таблиця 2).

Дані з таблиці 2 занесемо до алгоритмічного блоку united (Mamdani). Це і є фактично основним кроком налаштування регулятора. Ді-

алогове вікно створення бази правил регулятора зображено на рисунку 6.

Було враховано 27 можливих варіантів, тобто було створено 27 правил, за якими повинен працювати регулятор.

Для запуску регулятора вибрано пункт View - Rules. Діалогове вікно роботи регулятора зображено на рисунку 7. В залежності від того, як ми будемо змінювати вхідні параметри, буде змінюватись вихідний параметр «дебіт газу». Також показано ймовірність того, що вихідні і вхідні параметри буду використовувати відповідні правила.

Таблиця 2 – Зображення вихідних даних у лінгвістичній формі

Півдовжина тріщини	Провідність	Пластовий тиск	Дебіт газу
Мала	низька	низький	малий
Мала	низька	середній	малий
Мала	низька	високий	малий
Середня	низька	низький	очікуваний
Середня	низька	середній	очікуваний
Середня	низька	високий	малий
Велика	низька	низький	очікуваний
Велика	низька	середній	очікуваний
Велика	низька	високий	малий
Мала	середня	низький	очікуваний
Мала	середня	середній	очікуваний
Мала	середня	високий	малий
Середня	середня	низький	очікуваний
Середня	середня	середній	очікуваний
Середня	середня	високий	малий
Велика	середня	низький	хороший
Велика	середня	середній	очікуваний
Велика	середня	високий	очікуваний
Мала	висока	низький	очікуваний
Мала	висока	середній	очікуваний
Мала	висока	високий	малий
Середня	висока	низький	хороший
Середня	висока	середній	очікуваний

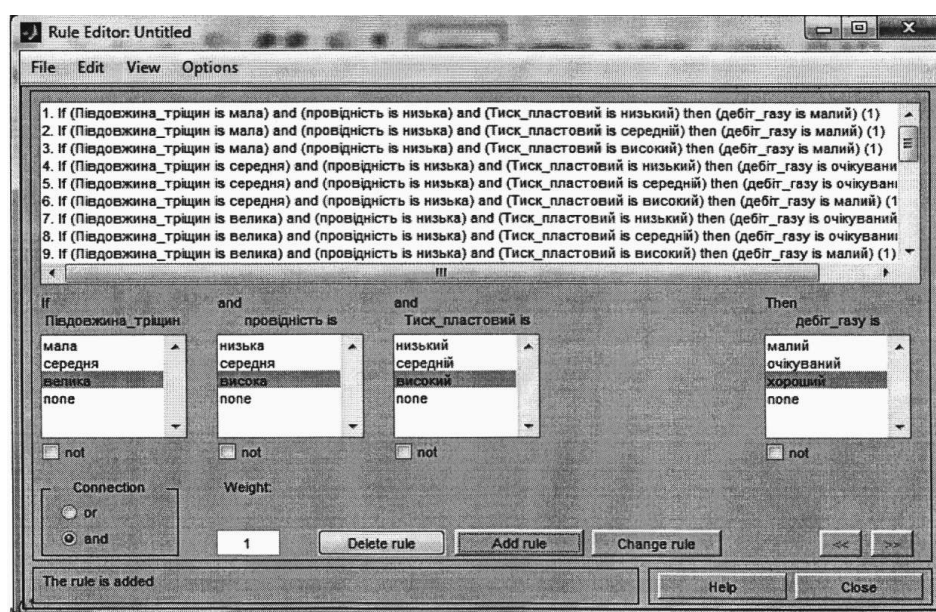


Рисунок 6 – Створення бази правил регулятора

Отже, ми можемо зобразити залежність між вхідними та вихідними параметрами у формі графіка (рис. 8).

Одним з основних параметрів контролю при гідророзриві пласта є тиск, який створюється у свердловині. Його можна регулювати за допомогою швидкості подачі речовини розриву у свердловину. У свою чергу, швидкість подачі регулюватимемо за допомогою насоса. Вхідни-

ми даними для створення регулятора слугуватимуть дані зі свердловини 55 - сх. Полтавська. На графіку зображена зміна витрати і тиску відносно часу. Для нормального проходження процесу ГРП саме ці параметри нам і потрібно підтримувати у відповідних межах.

Отже, завданням (метою) керування насосом є підтримання протягом певного часу відповідних значень витрати речовини розриву.

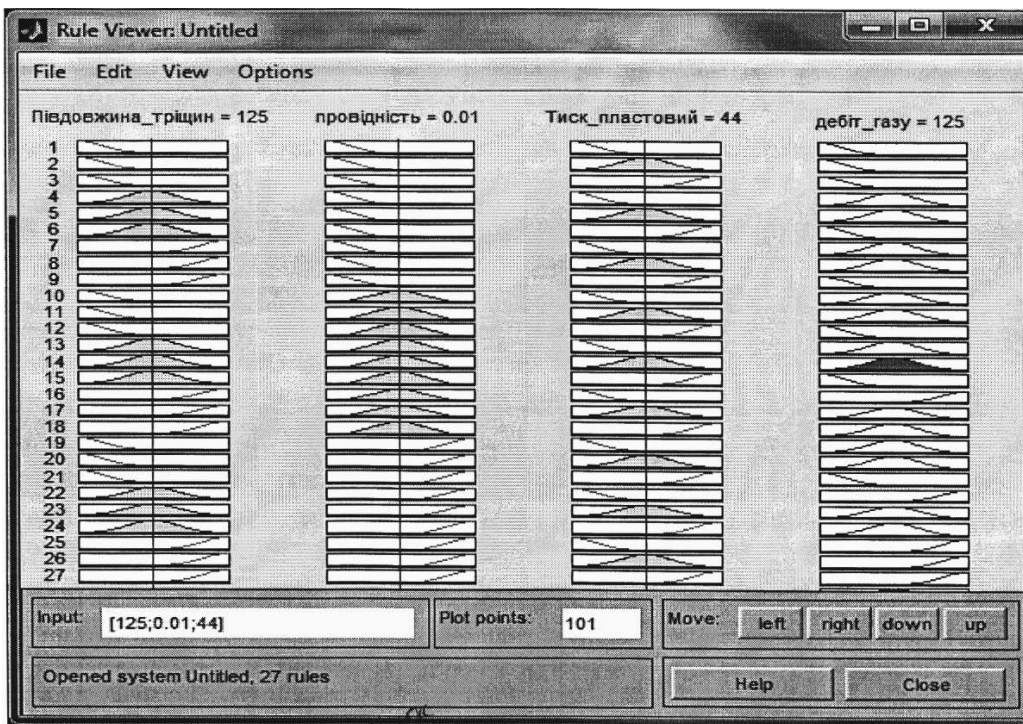


Рисунок 7 – Робота фаззі-регулятора

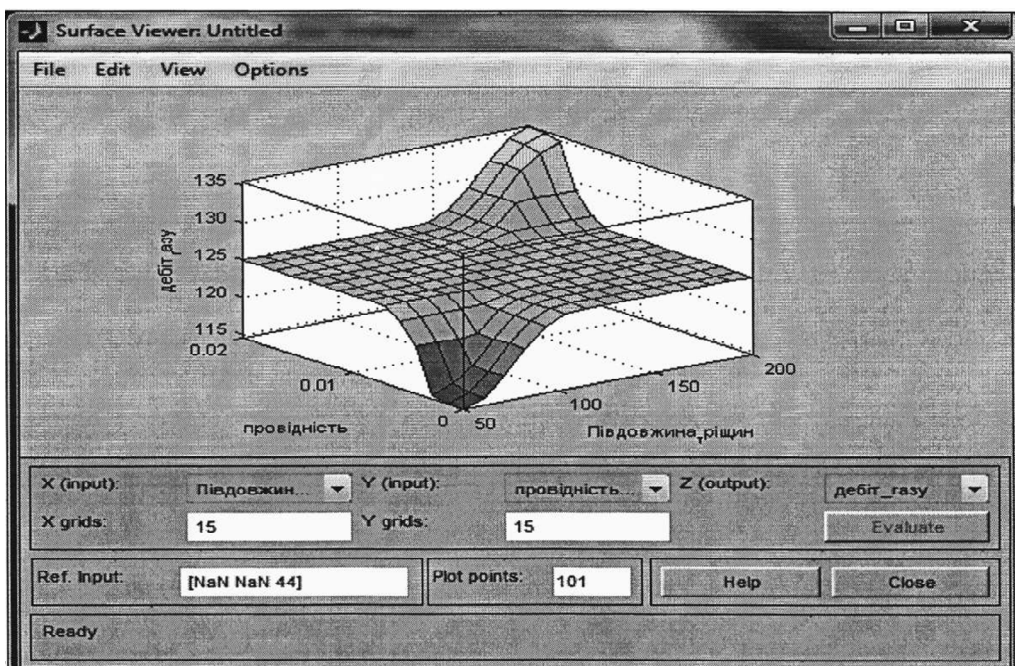


Рисунок 8 – Координатна вісь «півдовжина», «провідність», «дебіт газу»

У нашому випадку вхідними параметрами ми вважали «час проходження процесу» та «витрата речовини розриву». Для параметра «витрата речовини розриву» використано 5 термів: «мала», «нижче середньої», «середня», «вище середньої», «висока». Діалогове вікно налаштування даного параметра зображено на рис. 10. Вибрано гауссівську функцію розподілу випадкових величин.

Для параметра «час проходження процесу» виберемо 7 термінів: «початок», «1 фаза», «2 фаза», «середина», «3 фаза», «4 фаза», «кі-

нець». Вікно налаштування цього параметра зображено на рисунку 11. Вибрано трикутну функцію розподілу.

Вихідним параметром буде швидкість подачі речовини розриву, яка регулюється за допомогою відцентрового насоса. Параметр «насос» має 5 термів: «включити», «зменшити подачу», «залишити незмінною», «збільшити подачу», «виключити». Цей параметр буде мати трикутну функцію розподілу. Налаштування параметра «насос» зображено на рисунку 12. Значення параметра будуть змінюватись в діа-

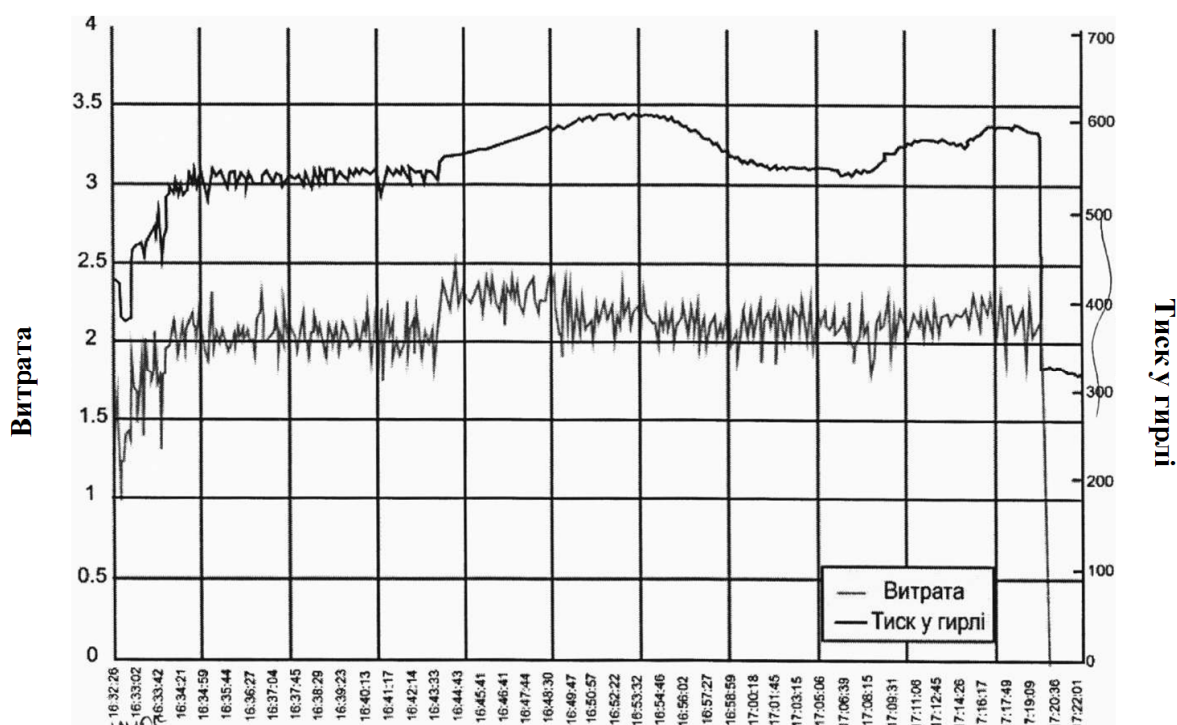


Рисунок 9 – Графік зміни тиску у гирлі свердловини залежно від витрати

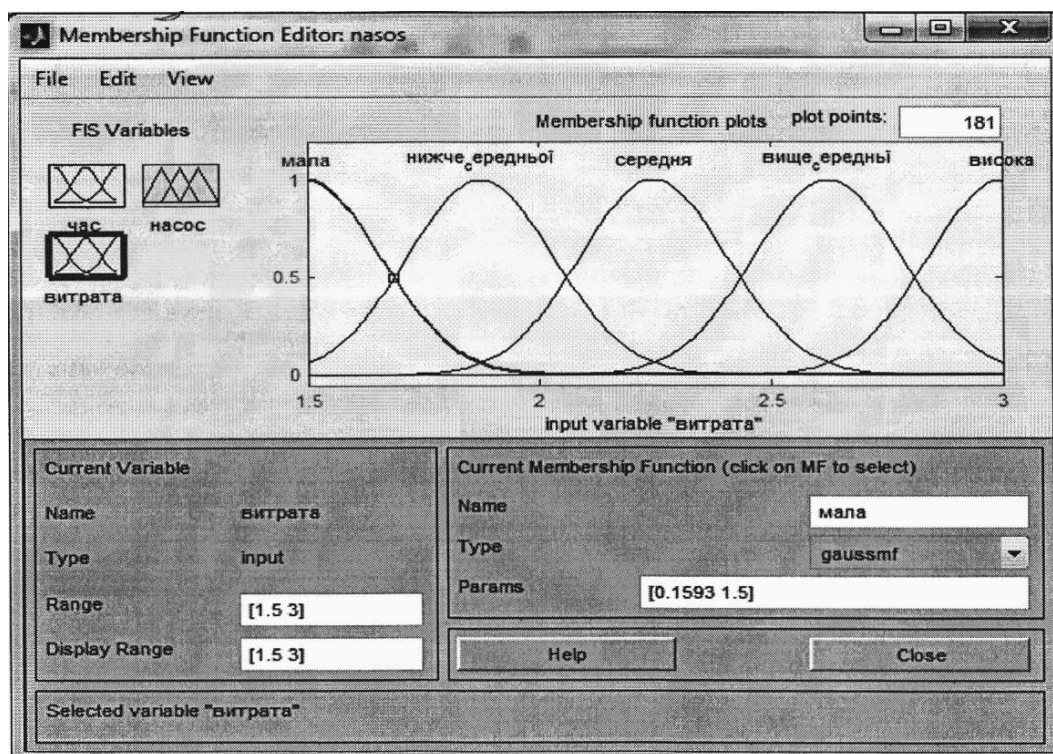


Рисунок 10 – Діалогове вікно налаштування параметра «витрата рідини розриву»

пазоні від 0 до 1. Тобто, якщо параметр «насос» приймає значення 0, то подача рідини розриву припиняється. Відповідно, якщо параметр «насос» приймає значення 1, то подача рідини розриву розпочинається. Значення параметра в діапазоні від 0 до 1 вказує, наскільки інтенсивно працює насос.

Наступним кроком є створення бази знань. Для цього ми занесемо всі дані про перебіг процесу в алгоритмічний блок nasos(Mamdani).

Слід зауважити, що при $t=0$ с насос буде автоматично включатись, а при досягненні кінцевого часу (в нашому випадку 3000 с) насос буде автоматично вимикатись. Протягом інтервалу часу від 0 до 3000 секунд насос може змінювати подачу рідини розриву в залежності від того, яке саме значення потрібно для підтримання відповідного значення тиску. Занесемо всі дані, необхідні для створення бази знань, у таблицю 3.

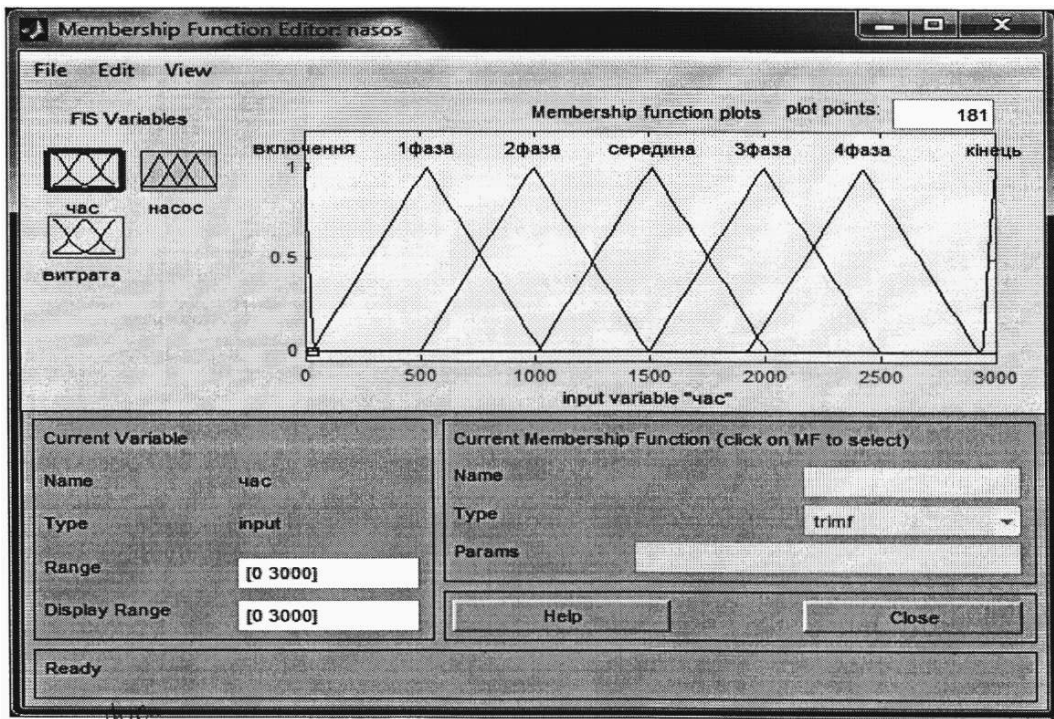


Рисунок 11 – Діалогове вікно налаштування параметра «час проходження процесу»

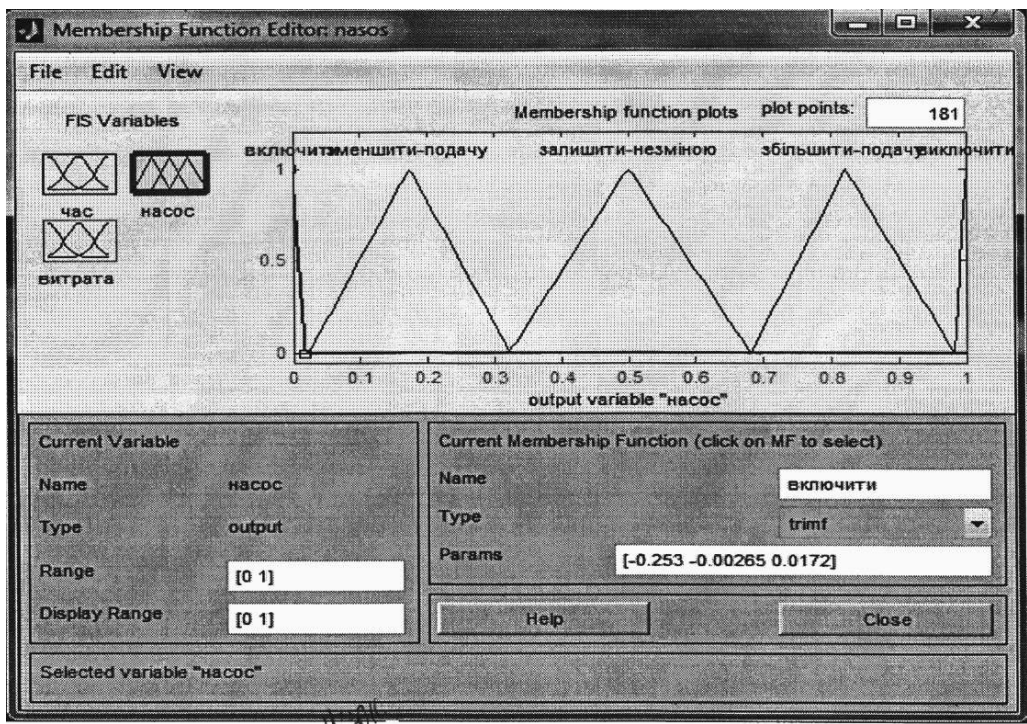


Рисунок 12 – Налаштування параметра «насос»

Функціонування регулятора зображено на рисунку 13.

Для наочного відображення принципу регулювання використаємо графіки залежності параметрів «час проходження процесу» та «витрата» від «насоса».

Наочне відображення того, як насос керує витратою речовини розриву, показано на рисунку 15.

Висновки. Використовуючи теорію нечітких множин, створено нечіткий регулятор, що дало змогу керувати насосом та підтримувати протягом певного часу відповідні значення витрати речовини при розриві пласта.

Таблиця 3 – Дані для створення бази знань для нечіткого регулятора

Витрата	Час проходження	Насос
-	початок	включити
мала	1 фаза	збільшити
нижче середньої	1 фаза	збільшити
середня	1 фаза	збільшити
вище середньої	1 фаза	залишити незмінною
висока	1 фаза	зменшити
мала	2 фаза	збільшити
нижче середньої	2 фаза	збільшити
середня	2 фаза	збільшити
вище середньої	2 фаза	залишити незмінною
висока	2 фаза	залишити незмінною
мала	середина	збільшити
нижче середньої	середина	збільшити
середня	середина	збільшити
вище середньої	середина	збільшити
висока	середина	залишити незмінною
мала	3 фаза	збільшити
нижче середньої	3 фаза	збільшити
середня	3 фаза	збільшити
вище середньої	3 фаза	залишити незмінною
висока	3 фаза	залишити незмінною
мала	4 фаза	залишити незмінною

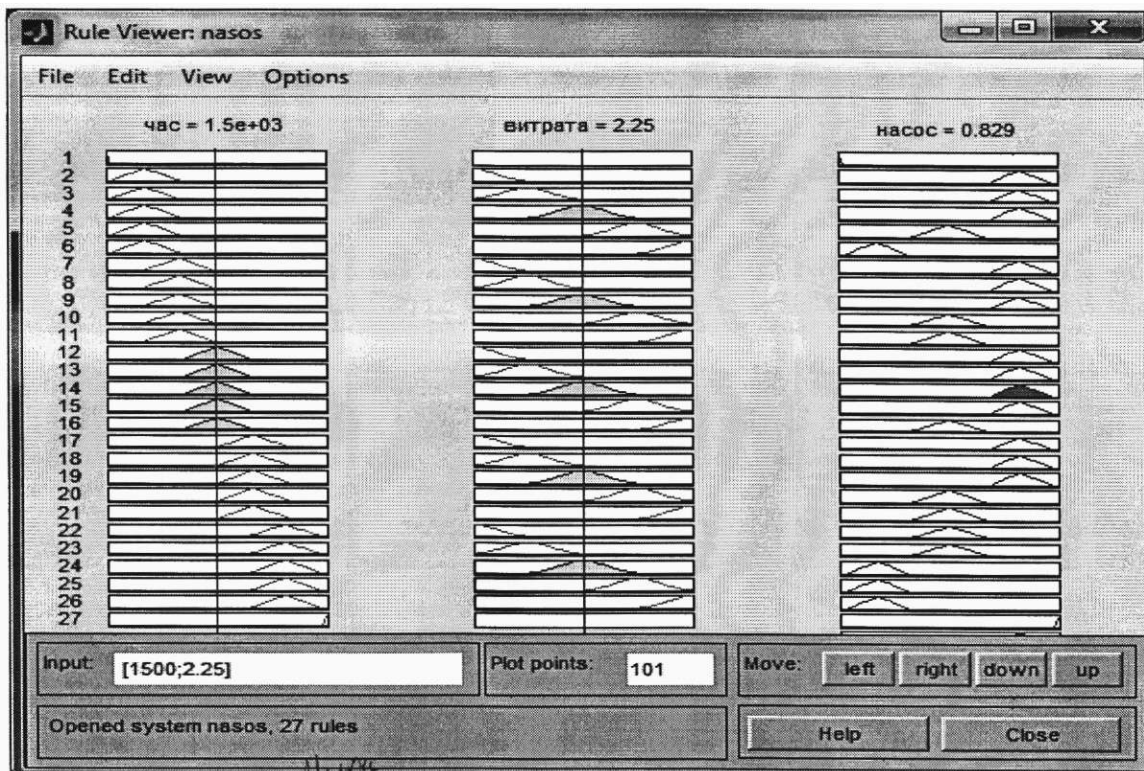


Рисунок 13 – Принцип регулювання нечіткого регулятора

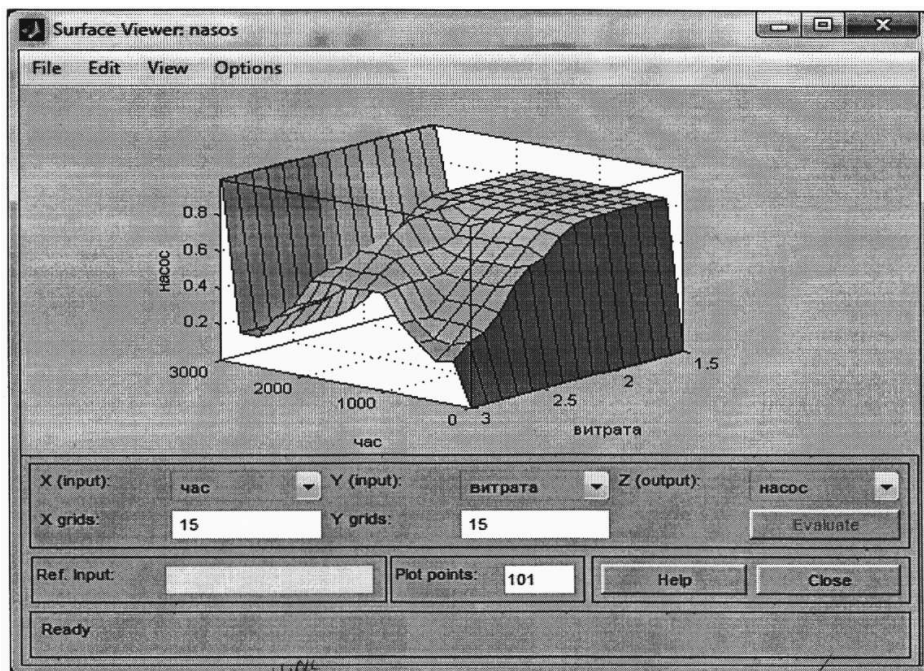


Рисунок 14 – Залежність «часу» та «витрати» від «насоса»

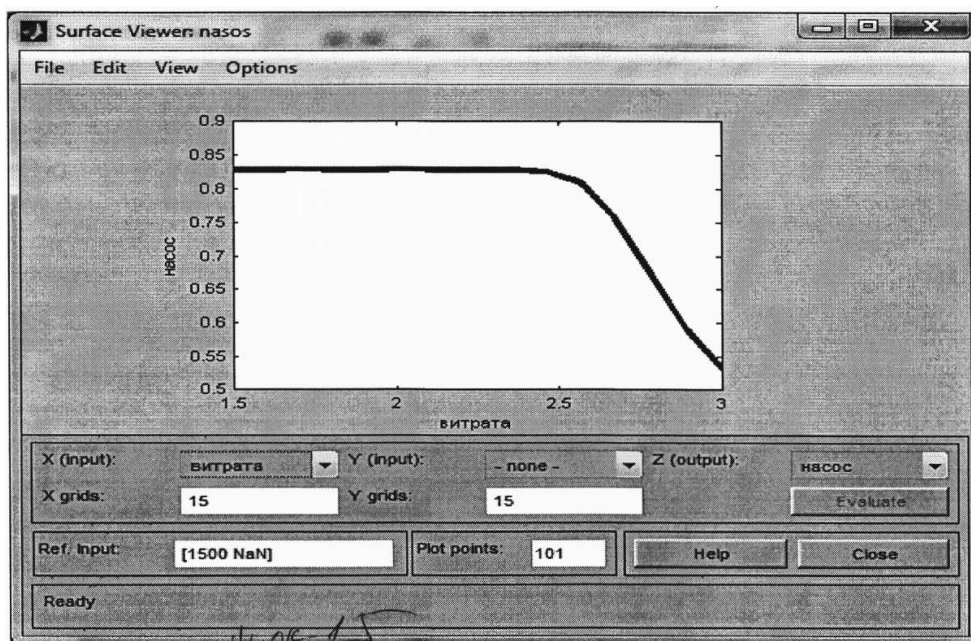


Рисунок 15 – Схема керування витратою за допомогою насоса

Література

1 Д. А. де Векки Новый справочник химика и технолога. Основные свойства неорганических, органических и элементоорганических соединений. – С.-Пб.: АНО НПО «Мир и Семья», 2002. – 1280 с.

2 Кемпбел Д.М. Очистка и переработка природных газов. (Норман, США, 1972); пер. с англ. под ред. д-ра техн. наук Гудкова С.Ф. – М.: Недра, 1977. – 349 с.

3 Лукас В.А. Теория автоматического управления: Учебник для вузов / В.А. Лукас // М.: Недра, 1990. – 416 с.

4. Интернет сторінка: http://www.gas-journal.ru/gij/gij_detailed_work.php

5 Интернет сторінка : http://www.etcckbn.ru/tech_byproduct.html.

6 Руководство по эксплуатации Альфа v.1.0.24

7 Справочная система из дистрибутива Trace Mode 6.06 Pro.

Стаття надійшла до редакційної колегії 29.05.12

Рекомендована до друку професором Юрчишиним В.М.