

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
ЗАПОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ**

**ЕКОНОМІЧНИЙ ФАКУЛЬТЕТ**

Кафедра економічної кібернетики

**Кваліфікаційна робота  
магістра**

на тему Прогнозування динаміки цін на нафту

Виконав: студент 2 курсу, групи 8.0518-ек  
спеціальності 051 Економіка  
(код і назва спеціальності)

освітньої програми Економічна кібернетика  
(код і назва освітньої програми)

М. А. Кардашевська  
(ініціали та прізвище)

Керівник доцент кафедри к.е.н., доцент Чеверда С. С.  
(посада, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали)

Рецензент зав. кафедри, д.е.н., професор Максишко Н. К.  
(посада, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали)

Запоріжжя  
2020

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
ЗАПОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ**

Факультет \_\_\_\_\_  
 Кафедра \_\_\_\_\_  
 Рівень \_\_\_\_\_ вищої  
 освіти \_\_\_\_\_  
 Спеціальність \_\_\_\_\_  
(код та назва)  
 Освітня програма \_\_\_\_\_  
(код та назва)  
 Спеціалізація \_\_\_\_\_  
(код та назва)

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

Завідувач кафедри \_\_\_\_\_  
(підпис)  
 « \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_\_ року

**З А В Д А Н Н Я**

**НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ/ПРОЕКТ СТУДЕНТЦІ**

\_\_\_\_\_  
(прізвище, ім'я, по батькові)

1 Тема роботи (проекту) \_\_\_\_\_

керівник роботи \_\_\_\_\_

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом ЗНУ від « \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_\_ року № \_\_\_\_\_

2 Строк подання студентом роботи \_\_\_\_\_

3 Вихідні дані до роботи \_\_\_\_\_

4 Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) \_\_\_\_\_

5 Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) \_\_\_\_\_

## 6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв

7. Дата видачі завдання

---

**КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН**

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка

Студент

\_\_\_\_\_ (підпис)

\_\_\_\_\_ (ініціали та прізвище)

Керівник роботи (проекту)

\_\_\_\_\_ (підпис)

\_\_\_\_\_ (ініціали та прізвище)

**Нормоконтроль пройдено**

Нормоконтролер

\_\_\_\_\_ (підпис)

\_\_\_\_\_ (ініціали та прізвище)

## РЕФЕРАТ

Кваліфікаційна робота магістра містить три розділи, 92 с., 52 рис., 21 табл., 6 додатків, 51 джерело.

Об'єкт дослідження – часові ряди показників динаміки світових цін (USD/barel) на нафту.

Предмет дослідження – методи та моделі прогнозування світових цін на нафту.

Мета роботи – прогнозування динаміки світових цін на нафту.

Методи дослідження – статистичний аналіз, фундаментальний аналіз, технічний аналіз, комплексний фрактальний аналіз.

У роботі досліджено динаміку світової ціни на нафту. Розглянуто структуру ціноутворення на світовому ринку нафти. Проаналізовано фактори, що впливають на динаміку світових цін на нафту. Фундаментальним фактором впливу на світову ціну нафти визначено співвідношення попиту та пропозиції. Зроблено огляд методів та інструментів для прогнозування часових рядів динаміки світових цін на нафту. Проведено фундаментальний аналіз динаміки світових цін на нафту. Проаналізовано динаміку світових цін на нафту методами статистичного аналізу та методами дискретної нелінійної динаміки. Для проведення фрактального аналізу досліджено часовий ряд світових цін на нафту марки Brent за період з 02.01.2013 по 16.12.2019. Проведено технічний аналіз досліджуваного часового ряду з використанням програмного середовища мови R. У ході технічного аналізу отримано три конкуруючі ARIMA моделі. Оцінено отримані моделі за інформаційним критерієм Акаїке (AIC) та відібрано найкращу модель – ARIMA(0,1,1). Побудовано прогноз світових цін на нафту. За горизонт прогнозування взято значення показника глибини пам'яті, отриманого у результаті комплексного фрактального аналізу характеристик часового ряду. Удосконалено метод оцінки параметрів ARIMA моделі, який на відміну від існуючого, базується на отриманих у результаті комплексного фрактального аналізу характеристиках часового ряду.

**СВІТОВИЙ РИНОК НАФТИ, ЦІНОУТВОРЕННЯ НА РИНКУ НАФТИ, ФУНДАМЕНТАЛЬНИЙ АНАЛІЗ, КОМПЛЕКСНИЙ ФРАКТАЛЬНИЙ АНАЛІЗ, ARIMA МОДЕЛЬ**

## SUMMARY

Master's qualification work consists of three sections, 92 p., 52 figures, 21 tables, 6 annexes, 51 sources.

The object of the study is the time series of world oil price (USD/barrel) dynamics.

The subject of study are the methods and the models of forecasting world oil prices.

The purpose of the work is the forecasting the dynamics of world oil prices.

Research methods are statistical analysis, fundamental analysis, technical analysis, complex fractal analysis.

The dynamics of the world oil price is investigated. The pricing structure in the world oil market is considered. The factors that influence the dynamics of world oil prices are analyzed. The fundamental factor, the impact on oil prices, determines the ratio of supply and demand. An overview of methods and tools for forecasting the time series of the dynamics of world oil prices has been made. A fundamental analysis of the dynamics of world oil prices has been carried out. The dynamics of world prices are analyzed using statistical analysis methods and discrete nonlinear dynamics methods. For the purpose of fractal analysis the time series of world Brent crude oil prices for the period from 02.01.2013 to 16.12.2019 has been investigated. A technical analysis of the investigated time series was performed using the R. language software environment. Three competing ARIMA models were obtained during the technical analysis. The models obtained were evaluated using the AIC criterion and the best model was selected – ARIMA (0,1,1). Forecast of world oil prices has been made. The prediction horizon is taken as the value of the memory depth index obtained from a complex fractal analysis of time series characteristics. The method of estimating the parameters of the ARIMA model, which, unlike the existing one, is based on the fractal analysis of the time series characteristics obtained as a result.

WORLD OIL MARKET, PRICING IN THE OIL MARKET,  
FUNDAMENTAL ANALYSIS, COMPLEX FRACTAL ANALYSIS, ARIMA  
MODEL

**ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ ТА УМОВНИХ ПОЗНАК**

ЧР – часовий ряд

ОПЕК – Організація країн-експортерів нафти

AR – autoregressive model

MA – moving average

АКФ – автокореляційна функція

ЧАКФ – частинно автокореляційна функція

МЕК – метод найменших квадратів

НМ – нечітка множина

## ЗМІСТ

### ЗАВДАННЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

#### РЕФЕРАТ

#### SUMMARY

#### ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ ТА УМОВНИХ ПОЗНАК

ВСТУП..... 9

#### РОЗДІЛ 1 ТЕОРЕТИЧНЕ ПІДГРУНТЯ ПРОГНОЗУВАННЯ

СВІТОВИХ ЦІН НА НАФТУ..... 13

1.1 Динаміка ціни на нафту в економіці держави та світу ..... 13

1.2 Структура формування світової ціни на нафту ..... 16

1.3 Огляд існуючого інструментарію для дослідження динаміки ціни на нафту ..... 28

#### РОЗДІЛ 2 МЕТОДИ ТА ЗАСОБИ АНАЛІЗУ ДИНАМІКИ ЧАСОВИХ

РЯДІВ..... 35

2.1 Фундаментальний аналіз як метод прогнозування динаміки часових рядів ..... 35

2.2 Моделі однорідної структури ..... 37

2.3 Технічний аналіз як метод прогнозування динаміки часових рядів..... 42

#### РОЗДІЛ 3 ПРОГНОЗУВАННЯ ДИНАМІКИ ЧАСОВИХ РЯДІВ

СВІТОВИХ ЦІН НА НАФТУ ..... 54

3.1 Фундаментальний аналіз динаміки часових рядів світових ціни на нафту ..... 54

3.2 Комплексний фрактальний аналіз динаміки світових ціни на нафту..... 66

3.3 Побудова ARIMA моделі на мові R ..... 77

ВИСНОВКИ..... 90

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ..... 93

ДОДАТОК А Графік середньоденних цін на нафту Brent (USD/barel) ..	98
ДОДАТОК Б Фундаментальний аналіз динаміки світових цін на нафту марки Brent.....	99
ДОДАТОК В Часовий ряд світових цін на нафту марки Brent за період з 02.01.2013 по 16.12.2019.....	100
ДОДАТОК Г Графіки R/S-траєкторії та H-траєкторії для часових рядів	114
ДОДАТОК Д Побудова ARIMA моделі на мові R.....	118
ДОДАТОК Е Результати розрахунків мір точності прогнозів F1 та F2.	122



## ВСТУП

Енергетичний сектор має стратегічне значення для економіки та є впливовим чинником для підтримки стабільності, економічного зростання й соціального розвитку будь-якої країни. Основна частина енергоресурсів виробляється з невідновлюваного викопного палива. Нинішня глобальна економіка як ніколи раніше, покладається на ці види палива, в першу чергу – на нафту.

Боротьба за енергоресурси, право їх транспортувати, вплив на ринок енергоносіїв є нині одними з найважливіших чинників реалізації національних інтересів, формування державної політики, базою для економічних та політичних союзів, а іноді й джерелом міжнародних конфліктів. Цінова політика – один з найбільш важливих інструментів регулювання економіки держави. В умовах суттєвої залежності цін на енергоносії в межах держави від відповідної ціни на світовому ринку проблема прогнозування динаміки останньої є надзвичайно актуальною.

В умовах глобалізації світові ціни на нафту є важливим економічним фактором впливу на світову економіку загалом і національні бюджетні системи зокрема. Енергетична безпека кожної країни залежить, насамперед, від досконалості механізму ціноутворення на енергоносії. Побудова достовірних прогнозів цін на нафту є важливою складовою під час розробки державних бюджетів, обґрунтування інвестиційних проектів, економічного оцінювання запасів родовищ нафти в надрах тощо.

Ціни на нафту в останні роки були дуже волатильними. Нестабільність цін на нафту наносить великої шкоди як країнам, що розвиваються, так і розвинутим країнам. Високі витрати на нафту впливають на економіку на макrorівні та викликають чинники економічних циклів. Тимчасово низькі ціни, затримують необхідні інвестиції в енергетику. Зміна цін також ускладнює споживачам вивчення нових моделей споживання та пошук

замінників. До проблем з постачанням та вартістю додаються екологічні проблеми, в яких нафта також відіграє центральну роль.

Проблеми розвитку світового ринку сировинних енергоресурсів та дослідження волатильності цін на нафту знаходять своє відображення в численних публікаціях вітчизняних і зарубіжних дослідників, зокрема, Я. Витвицького [1], Н. Байкова, Г. Безмельниціна, Р. Гринкевич [2], У. Ніконенко [3], О. Когута [4], О. Брагінського [5], Д. Кокуріна, Г. Мелкумова [6], М. Мусси [7], а також в оглядах світових організацій – ОПЕК (OPEC), ЮНКТАД (UNCTAD), МЕА (IEA).

Важливість прогнозування цін на нафту давно доведена в сучасній науковій літературі, а також в економічній пресі та програмних документах. Засоби масової інформації (ЗМІ) також надають неофіційні дані про макроекономічні наслідки нещодавніх коливань світових цін на нафту. В цілому, важливість прогнозів світових цін на нафту впливає з того, що вони є необхідними для стейкхолдерів, серед яких наукомісткі галузі, інвестори, фінансові корпорації та ризик-менеджери, а також для центральних банків для вимірювання економічної стабільності. Проте, прогнозування цін на нафту ускладнюється тим, що ціни на нафту з часом демонструють неоднорідні структури, оскільки в різний час на них впливають різні фундаментальні фактори, наприклад попит або пропозиція нафти, запаси тощо.

Практичні і теоретичні питання аналізу та прогнозування цін на енергоносії розглянуто в роботах українських вчених Н. Максишко, С. Чеверди [8], А. Праховника, Ю. Руденко, Б. Стогнія Г. Півняка, І. Карпа [9], В. Бушуєва, А. Конопляника, Я. Міркіна [10] та інших авторів.

Основні роботи в галузі технічного аналізу належать наступним західним дослідникам: Ч. Доу, С. Акеліс, Р. Колбі, Т. Мейєрс, Ч. Лебо, Д. Мерфі, Д. Лукас, Т. Демарк, А. Елдер.

Згідно з Д. Гамільтоном [11], існують періоди, коли ціни на нафту піднімаються до більш високих рівнів через великі перебої у видобутку

нафти, які не були спричинені аналогічним скороченням попиту на нафту (наприклад, під час війни Йом Кіппур у 1973 р., Іранської революції 1978 року або Арабської весни в 2010 році). З іншого боку Г. Кіліан [12] стверджує, що підвищений застережливий попит на нафту через невизначеність щодо майбутньої доступності нафти призводить до підвищення цін на нафту. На його думку, зазначена невизначеність зростає, коли геополітична невизначеність висока (особливо в регіоні Близького Сходу).

Таким чином, ціна нафти є одним з найбільш важливим фактором, що впливає на економічне зростання у світі, розвиток промисловості, інфляцію та процентну ставку, ціну продовольства, бідність та інші соціально-економічні змінні, окрім того, динаміка ціни на нафту є основним показником, що демонструє ситуацію на ринку нафти.

Метою кваліфікаційної роботи є прогнозування динаміки світових цін на нафту.

Досягнення поставленої мети зумовило необхідність вирішення наступних основних завдань:

- аналіз методів прогнозування часових рядів динаміки світових цін на нафту;
- аналіз факторів впливу на динаміку світових цін на нафту;
- аналіз динаміки світових цін методами статистичного аналізу та методами дискретної нелінійної динаміки;
- прогнозування часових рядів світових цін на нафту методами технічного аналізу.

Об'єкт дослідження – часові ряди показників динаміки світових цін (USD/barel) на нафту.

Предмет дослідження – методи та моделі прогнозування світових цін на нафту.

Наукова новизна отриманих результатів полягає у наступному:

– удосконалено метод оцінки параметрів ARIMA моделі, який на відміну від існуючого, базується на отриманих у результаті комплексного фрактального аналізу характеристиках часового ряду;

– удосконалено комп'ютерну технологію використання ARIMA моделі за рахунок її реалізації за допомогою мови програмування R, яка на відмінну від існуючих, при обробці великих масивів даних дозволяє прискорювати час отримання прогнозів для прийняття управлінських рішень.

У кваліфікаційній роботі використано наступні методи дослідження: статистичний аналіз, фундаментальний аналіз, технічний аналіз, комплексний фрактальний аналіз.

Кваліфікаційна робота виконана з використанням програмного середовища мови R – R-Portable та інструментів аналізу даних MS Excel.

Апробація результатів кваліфікаційної роботи: основні положення даного дослідження доповідалися на V Всеукраїнській студентській науково-практичній конференції «Сталий розвиток економіки на засадах ресурсоефективності» (м. Запоріжжя 04 грудня 2019 року).

## РОЗДІЛ 1

### ТЕОРЕТИЧНЕ ПІДґРУНТЯ ПРОГНОЗУВАННЯ СВІТОВИХ ЦІН НА НАФТУ

#### 1.1 Динаміка ціни на нафту в економіці держави та світу

З 1850-х років ХХ століття сира нафта була перероблена для виробництва палива, такого як бензин і дизельне пальне, мастильні матеріали та промислові хімікати. Індустріалізація зобов'язана своїм розвитком нафті. До 2019 року виробники нафти і газу стали другими, третіми і четвертими найбільшими в світі компаніями – the Sinopec Group, Royal Dutch Shell, та China National Petroleum Corporation (CNPC), материнською компанією PetroChina. Шість з десяти найбільших компаній світу за виручкою були виробниками нафти і газу. Нафта є важливим дефіцитним ресурсом, і до сих пір не існує економічно ефективних альтернатив для виробництва автомобільного палива, такого як бензин і дизельне пальне.

Нафтові ринки постійно переживають часті періоди підйому та спаду, оскільки нафта видобувалася у великих комерційних кількостях у Пенсильванії ще у 1859 році. Контроль ринків нафти з боку великих міжнародних нафтових компаній, так званих «Seven sister», за підтримки урядів Великобританії та США, означав низькі та відносно стійкі ціни на нафту до кінця 1960-х. Однак нова ера розпочалася з моменту заснування Організації країн-експортерів нафти (ОПЕК) [13] в 1960 році, перевороту 1968 року в Лівії, що призвело до нових угод спочатку з незалежними нафтовими компаніями, а потім із «Seven sister» для всіх основних виробників нафти на Близькому Сході та інших місцях, також варто відмітити початок тенденції до зниження виробництва нафти в США в 1971 р. Внаслідок цього ринки нафти вступили в нову фазу, коли «Seven sister» втратили контроль над ринками та виробниками нафти, ціни на нафту

вчетверо збільшилися, почавши епоху високої мінливості цін на нафту та часті періоди бурхливого буму через військові та політичні події.

З 1986 року відбулося шість періодів різкого зниження цін на нафту (30% або більше в кожному періоді), за порівняно короткий проміжок часу (протягом семи місяців) та з відносно великими наслідками для світової економіки.

Таким чином, можна припустити, що початкові впливи зміни цін на нафту сильно різняться в різних країнах, оскільки імпортери нафти отримують перевагу від падіння цін на нафту (коли умови попиту контролюються), а експортер нафти програє від падіння цін.

Після першого нафтового шоку в 1973 р. волатильність цін на енергоносії та її вплив на макроекономіку стали важливою сферою досліджень у галузі економіки. Другий нафтовий шок 1979 року, спричинений скороченням поставок нафти, ще раз підкреслив важливість негайних змін цін на енергоносії. Д. Гамільтон [11] був одним із перших науковців, який показав важливість зміни цін на енергію для економіки США, тоді вчений зробив висновок, що підвищення цін на нафту сприяло деяким рецесіям США протягом 1948-1972 років. Інтерес до коливань цін на нафту та їх роль у макроекономіці знову відновився через різке зростання ціни на нафту на початку 2000 року та різке падіння у 2008 році, спричинене кризою Лемана. Науковці оцінюють взаємозв'язок між цінами на нафту та фондовими ринками та показують, що співвідношення між ними змінюється залежно від того, країна є експортером нафти чи імпортером нафти.

Попит на нафту має ряд важливих характеристик:

а) попит зростає в країнах з розвинутою економікою ОЕСР, які складають приблизно 66% загального світового попиту. У період з 1980 по 2008 рік світовий попит збільшився на 40%, з 60 млн барелів на день до понад 85 млн. барелів [14];

б) попит на нафту відносно нееластичний щодо ціни, враховуючи, що нафта має мало прямих замінників;

в) попит на нафту є відносно нееластичним щодо доходів в країнах з розвинутою економікою ОЕСР. Однак, еластичність попиту за доходом в економіках, що розвиваються, таких як Китай та Індія, ймовірно, буде вищою, за оцінками, показник еластичність попиту буде близький до одиниці.

Аналіз країн за обсягом споживання нафти (рис. 1.1) показав, що найбільше нафти споживається у США – понад 19 мільйонів барелів за день, друге місце посідає Китай з обсягом споживання з 12,45 мільйонами барелів за день, країни Європи лише на третьому місці – 8,37 мільйонів барелів за день.

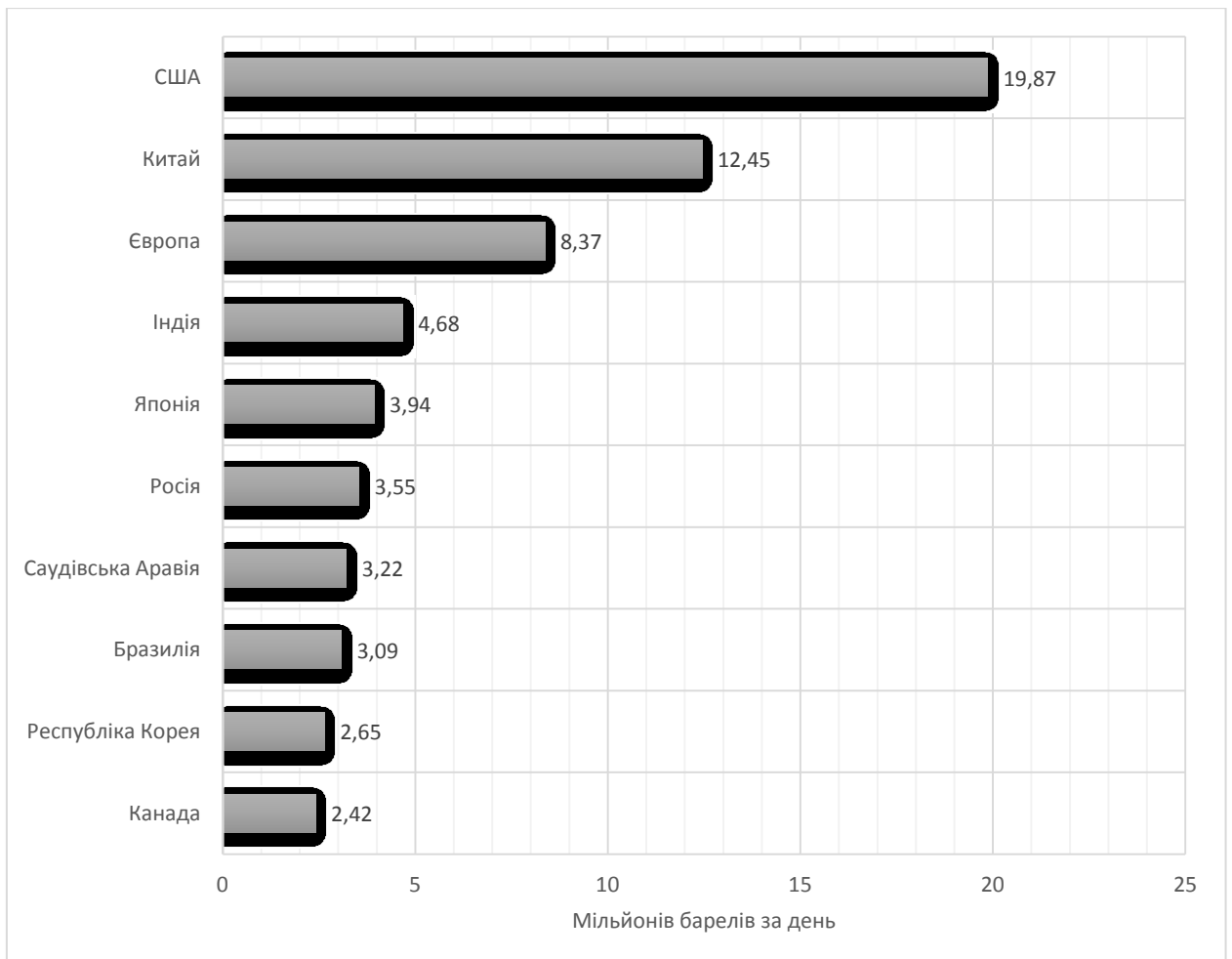


Рисунок 1.1 – Основні світові споживачі нафти

Аналіз країн за обсягом виробництва нафти (рис. 1.2) показав, що найбільшим виробником нафти є США – 14,71 мільйонів барелів за день,

далі йде Росія з обсягами виробництва 11,34 мільйонів барелів за день, і на третьому місці Саудівська Аравія – 9,96 мільйонів барелів за день.

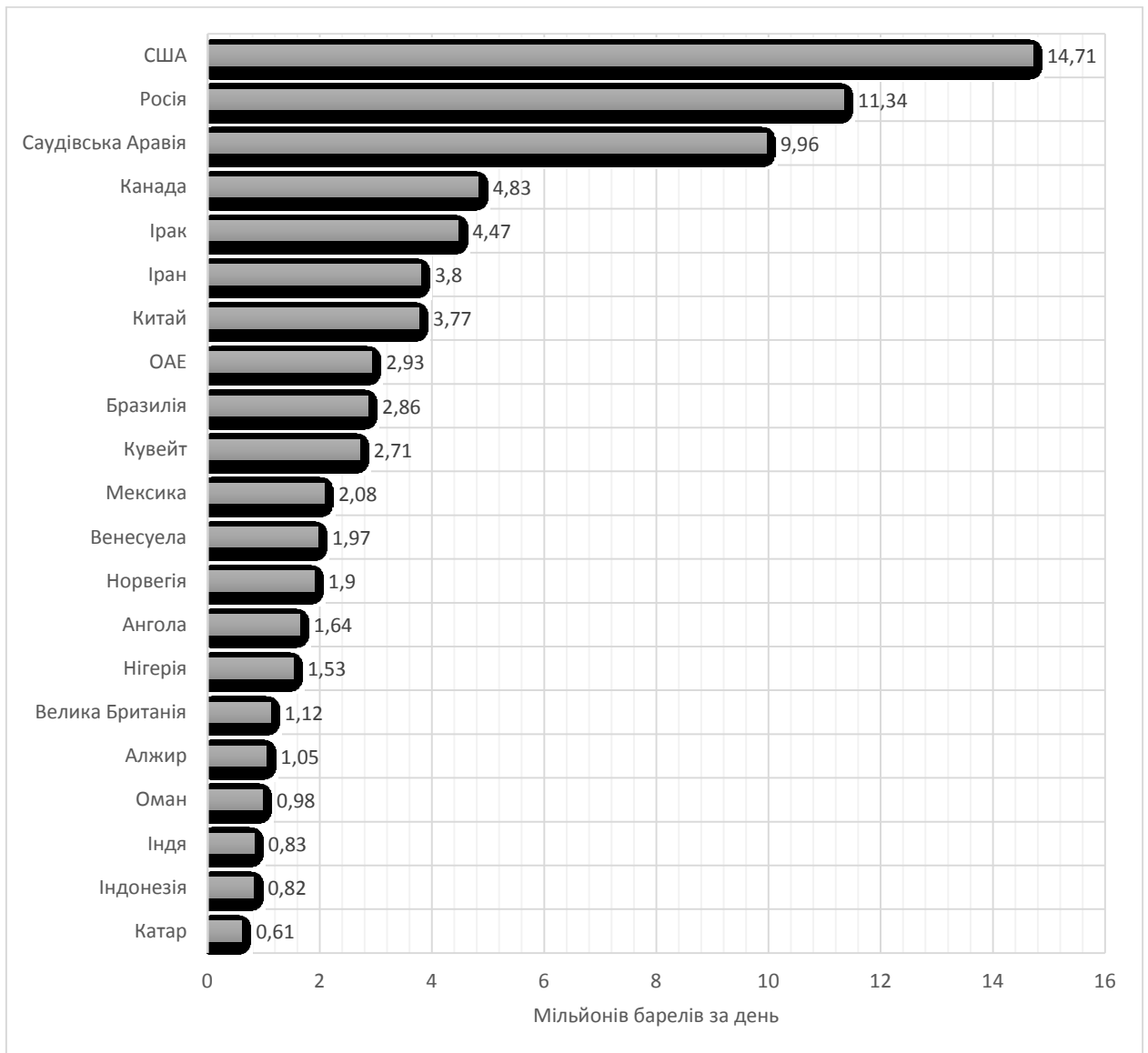


Рисунок 1.2 – Основні світові виробники нафти

## 2.2 Структура формування світової ціни на нафту

В умовах глобалізації світові ціни на нафту є важливим економічним фактором впливу на світову економіку загалом і національні бюджетні системи зокрема. Енергетична безпека кожної країни залежить, насамперед, від досконалості механізму ціноутворення на енергоносії. Побудова достовірних прогнозів ціни на нафту є важливою складовою під час розробки



державних бюджетів, обґрунтування інвестиційних проектів, економічного оцінювання запасів родовищ нафти в надрах тощо. Тому проблема визначення та аналізу факторів впливу цін на нафту є надзвичайно актуальною.

Проаналізуємо фактори, що визначають ціни на нафтовому ринку. Основні фактори ціноутворення на світовому ринку нафти зображено на рис. 1.3.

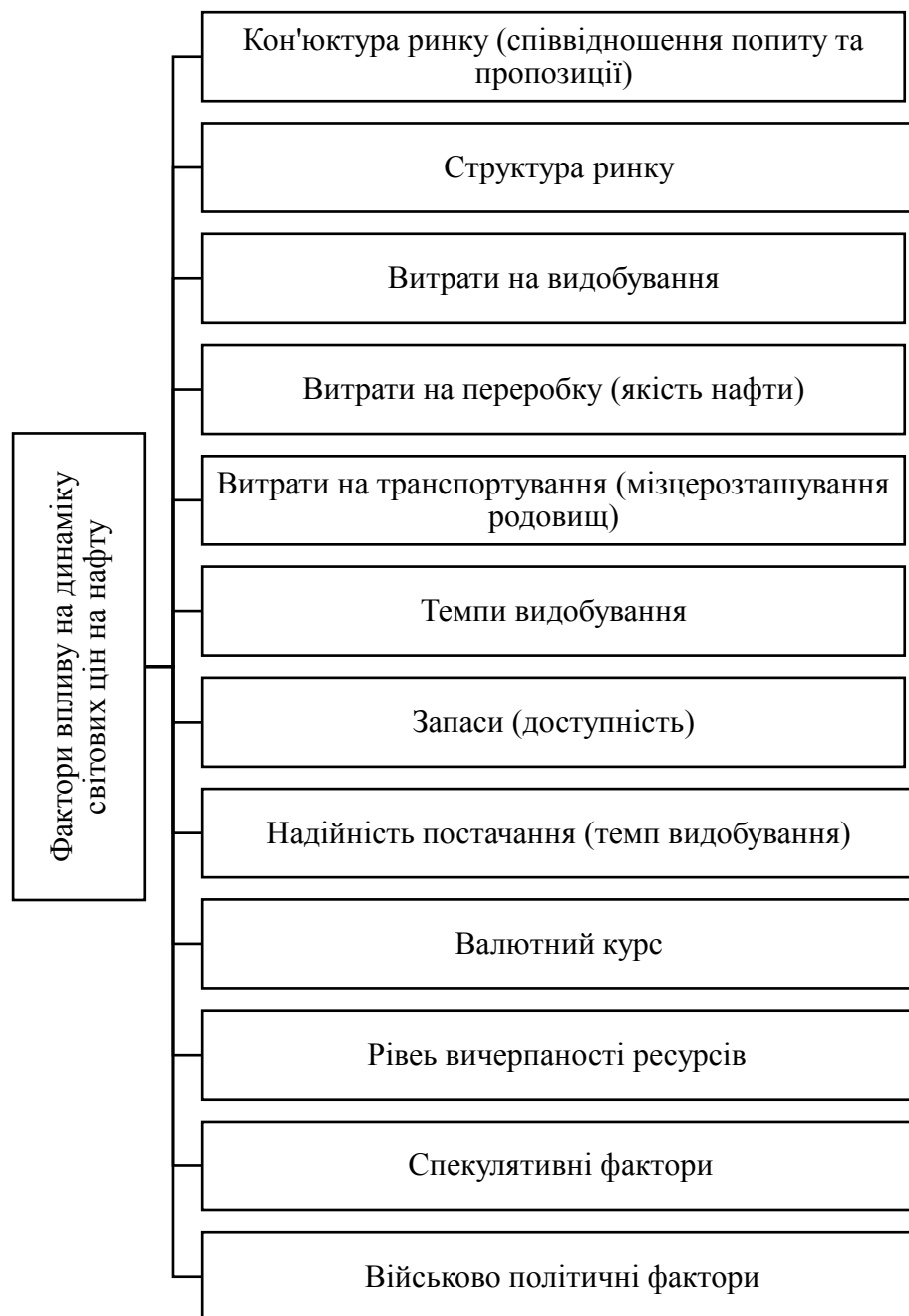


Рисунок 1.3 – Основні фактори впливу на динаміку світових цін на нафту

У роботі [15] виділено основні етапи ціноутворення на ринку нафти (табл. 1.1):

Таблиця 1.1 – Етапи ціноутворення на ринку нафти

Назва етапу	Характеристика
Однобазова система цін до 1947 р.	Ціна визначається на основі ціни замикаючих родовищ за принципом cost, тобто витрати плюс прибуток за формулою «Мексиканська затока плюс фіктивний фрахт». Підписавши Ачнакарську угоду про створення Міжнародного нафтового картелю (МНК), найпотужніші компанії світу отримали можливість заблокувати ціни на нафту, тобто ціна SIF у будь-якій точці зем-ної кулі визначалася у цей період так, ніби ця нафта була видобута у США й відповідно надійшла до покупця з району Мексиканської затоки
Двобазова система цін 1947-1971 рр.	компанії МНК визнали Перську затоку як другу базу для розрахунку цін, тим самим було зрівняно ціни FOB Мексиканської затоки з цінами FOB Перської затоки. За цією системою ціноутворення отримана компаніями рента зменшувалася на суму, яка дорівнювала витратам на уявне перевезення. Проте різниця між маржинально високими витратами в США зберіглася. Таким чином, через механізм трансфертних цін компанії зменшували податкове навантаження. Діючи на той час формулу ціноутворення називали «дві затоки плюс фрахт», проте спеціалісти вважають, що точнішою є формула «затока плюс два фрахти»
Система офіційних відпускних цін за принципом netback 1972-1986 рр.	Основною ціноутворюючою формулою стала Перська затока плюс реальний фрахт
Система біржових цін з 1987 р. по теперішній час	Біржове котирування є основним засобом одержання інформації про ціни та кон'юнктуру ринку. Ціни котирування мають довідковий характер і використовуються продавцями і покупцями як орієнтир при визначенні (розрахунку) цін, з якими сморід виходять на біржовий ринок

Таким чином, еволюція механізму ціноутворення зазнала чотири етапи розвитку, на кожному з яких ціни встановлювалися за певною формулою та принципом. Перші три етапи характеризувалися монопольними цінами, які встановлювалися картелями МНК та ОПЕК. На четвертому сучасному етапі нафта стає біржовим товаром, якість якого стандартизована, ціни на неї формуються на біржах на основі попиту та пропозиції та під впливом численних факторів, які можна об'єднати у дві групи: загальноекономічні та технічні. Роль таких факторів є значною, оскільки ціна на нафту впливає на

національні економіки, на ступінь їхньої економічної та політичної незалежності.

Останнім часом серед факторів, що впливають на динаміку цін на нафту, відзначається посилення впливу фінансових структур, таких як хедж-фонди, банки, інвестиційні компанії, тому що ці фінансові структури володіють акціями найбільших нафтових компаній і зацікавлені в підтримці високих цін, однак країни виробники нафти намагаються утримати контроль над цим процесом. Це насамперед уряди таких країн, як Кувейт, Норвегія, Нігерія, Венесуела, Казахстан, Російська Федерація, які з метою страхування фінансових та політичних ризиків створили державні інвестиційні фонди.

На думку [16], на ціну нафти також впливають загальноекономічні, політичні й метеорологічні фактори, позиції провідних біржових гравців тощо. До загальноекономічних факторів відносяться ВВП і рівень споживання. Під впливом зростання ВВП збільшуються споживання нафти та відповідно ціни на неї. Навпаки, економічні та фінансові кризи викликають падіння ВВП, зумовлюють скорочення попиту і, отже, зниження цін на нафту.

У роботі [17] визначено наступні особливості світового нафтового ринку:

- основним ціноутворювальним фактором є кон'юнктура світового ринку, тобто співвідношення попиту та пропозиції з урахуванням величини запасів;
- як світова ціна виступає інтегрована ціна, яка об'єднує ціни основних виробників та експортерів, та біржові ціни;
- ціни позабіржової торгівлі орієнтуються найчастіше на біржові;
- на відміну від інших ринків, пропозиція не перебуває в прямій залежності від цін, тобто тут не діє загальна теорія конкурентного ціноутворення (чим вищі ціни, тим більша пропозиція);
- нафтовому ринку надзвичайно притаманне явище спекуляції, яке викликає різкі коливання цін;

– особлива роль у формуванні цін належить основним експортерам та імпортерам нафти, ролі основного експортера виступає ОПЕК, члени якого узгоджують між собою обсяги виробництва та ціни;

– попит на нафтовому ринку є нееластичним, що дає змогу виробникам значно підвищувати ціни.

Фундаментальним фактором, що визначає ціни на нафту, є співвідношення попиту та пропозиції. Залежність ціни від попиту зображено на рис.1.4. Таким чином можна зробити висновок, що ціни зростають швидше ніж попит, – залежність є степеневою.

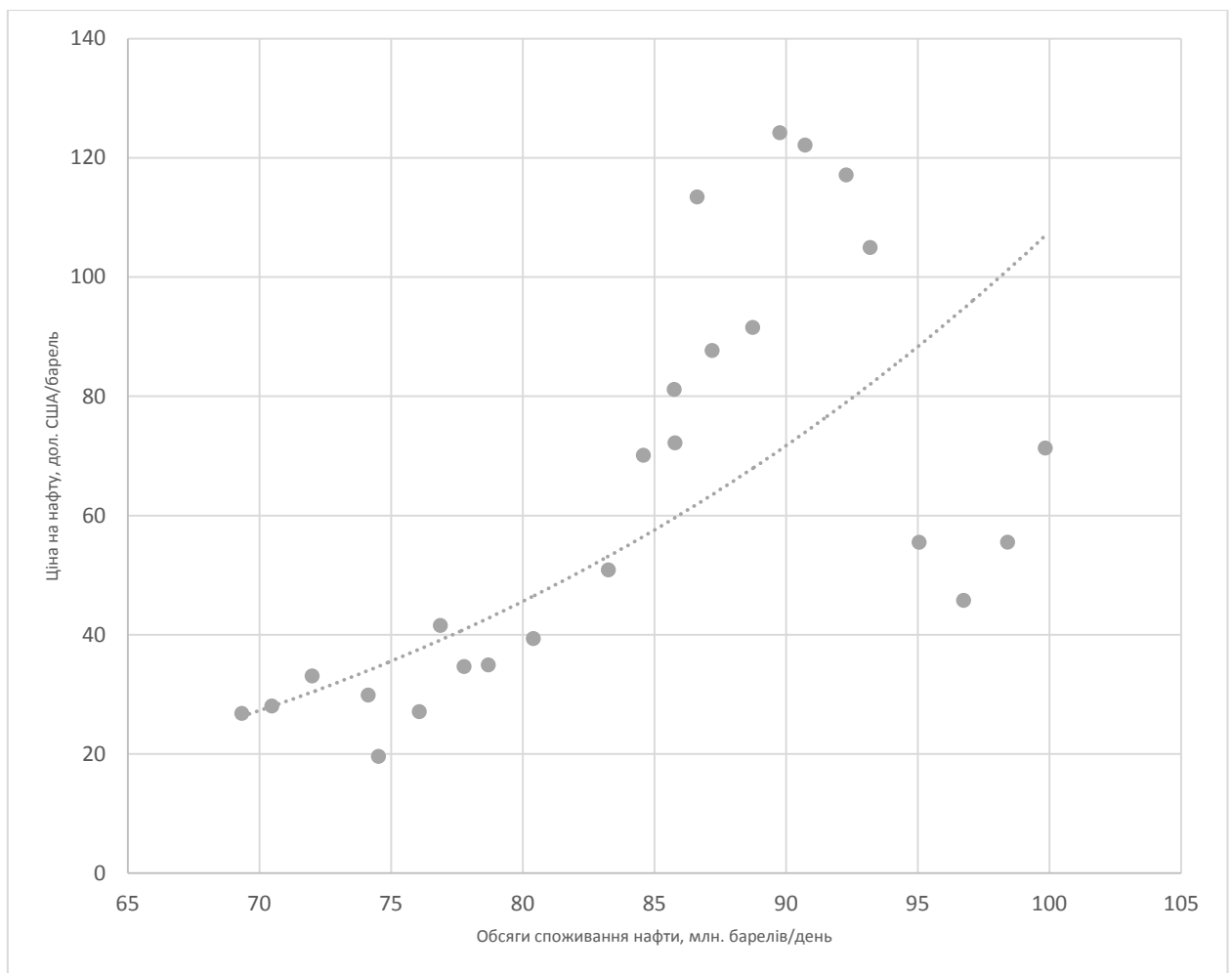


Рисунок 1.4 – Залежність ціни на нафту від попиту

Ціноутворення на ринку нафти має складну структуру. Основу ціни формують фактори, «під землею», тобто дефіцитні запаси, витрати на

видобуток тощо. Проте «надземні» фактори, такі як цінові субсидії, рішення ОПЕК та спотворення ринку, грають велику роль. Нарешті, кінцеві споживачі встановлюють попит виходячи зі своїх потреб та альтернатив. Графічне представлення зв'язків між різними факторами, що впливають на ціну нафти наведено на рис. 1.5.

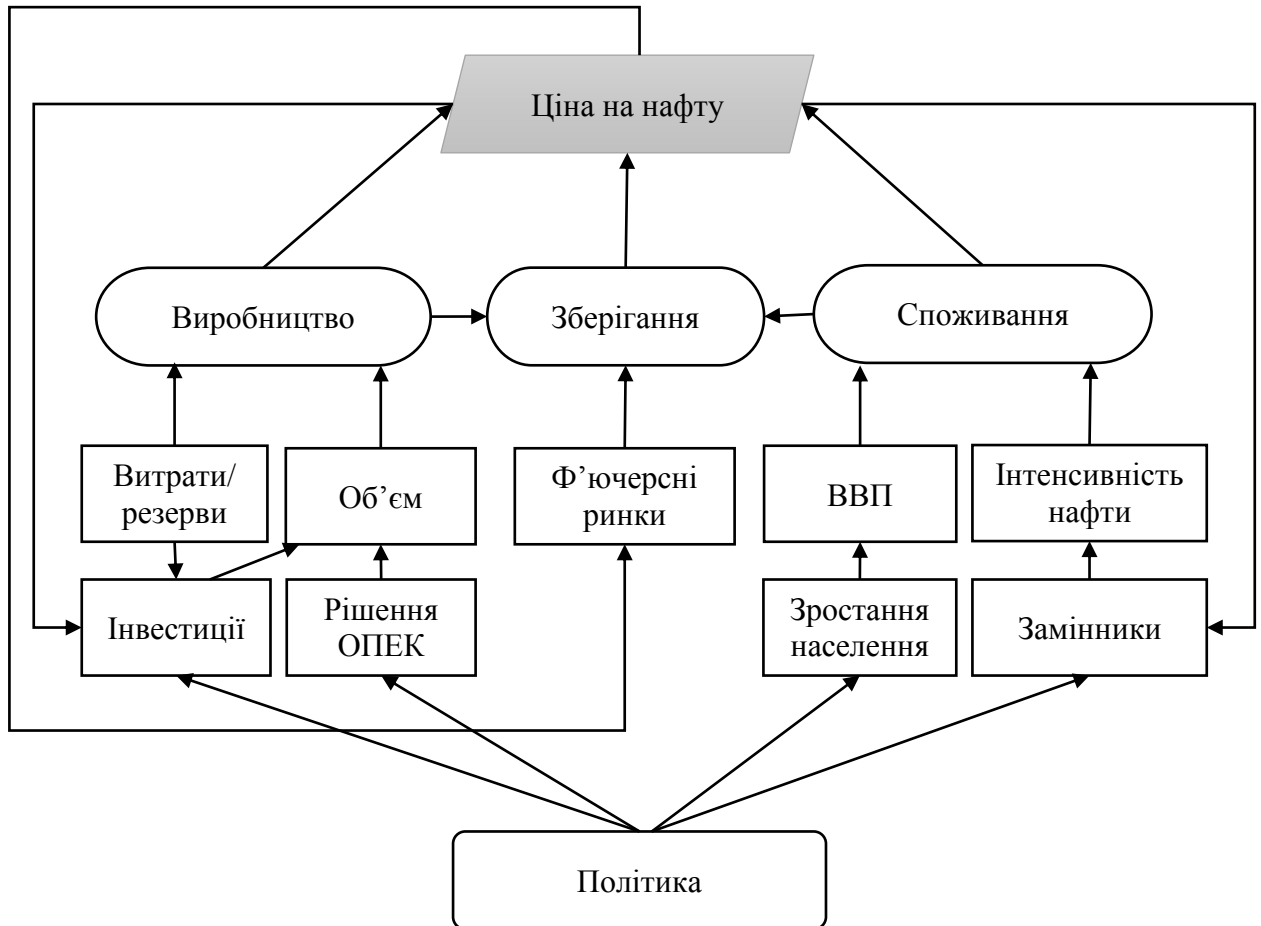


Рисунок 1.5 – Зв'язки між факторами, що впливають на ціну на нафту

В табл. 1.2 наведені дані щодо світових запасів нафти [18]. За останні 8 років світовий річний добуток нафти в середньому складав 3 800 млн. тон за рік. Світова забезпеченість запасами становить 57-60 років. Найбільше нафти видобувають країни-члени ОПЕК, їх частка у світовому видобутку нафти в середньому становить 41,2%.

Таблиця 1.2 – Світові запаси нафти в світі у 2011 – 2018 рр.

Показник	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Світовий річний добуток нафти, млн т	3 652	3 707	3 720	3 783	3 890	3 907	3 900	4 100
Річний світовий добуток країн ОПЕК, млн т	1 516	1 558	1 521	1 502	1 601	1 692	1 609	1 620
Частка ОПЕК в світовому добутку нафти, %	41,5%	42,0%	40,9%	39,7%	41,2%	43,3%	41,3%	39,5%
Доведені світові запаси нафти, млрд т	182	-	-	224	225	225	233	244
Забезпеченість світового добутку нафти запасами, років	50,7	-	-	60,2	59,5	57,9	57,3	59,5

У табл. 1.3 [18] наведений список основних країн світу по запасам нафти, річному добутку нафти та середній собівартості добутку нафти у 2014-2019 рр.

Таблиця 1.3 – Перелік країн світу за щоденним видобутком нафти за 2014-2019 рр. за даними ОПЕК

№	Країни	Доведені внутрішні резерви в млрд. барелей у 2015 р.	Середня собівартість добутку нафти,	2014	2016	2018 - 2019
			USD/барель			
	Разом країни світу	-	-	93,6	95,1	99,7
1	Саудівська Аравія	268,3	9,0	9,7	10,460	11,64
2	Росія	103,2	17,2	10,8	10,292	10,74
3	США	48,5	36,2	8,6	8,874	12,50
4	Ірак	150,0	10,6	3,3	4,647	2,98
5	Китай	24,6	29,9	4,1	3,981	4,19
6	Іран	157,8	9,1	3,6	3,651	4,13
7	ОАЕ	97,8	12,3	2,8	3,088	3,23
8	Кувейт	104,0	8,5	2,6	2,954	2,75
9	Бразилія	16,2	48,8	-	2,372	2,82
10	Мексика	11,1	29,1	-	2,153	2,95
11	Канада	173,2	41,0	3,6	1,185	3,92
12	Венесуела	300,9	29,0	2,5	-	2,47
13	Лівія	48,1	23,8	1,1	1,2	1,40
14	Нігерія	37,0	31,6	2,4	-	2,21
15	Великобританія	3,0	52,5	-	-	1,50
16	Норвегія	6,5	36,4	-	-	2,35
17	Ангола	12,7	36,4	-	-	1,95
18	Казахстан	30,0	27,8	-	-	1,54

Продовження таблиці 1.3

№	Країни	Доведені внутрішні резерви в млрд. барелей у 2015 р.	Середня собівартість добутку нафти,	2014	2016	2018 - 2019
			USD/барель			
19	Алжир	12,2	20,4	-	-	2,12
20	Колумбія	2,4	35,3	-	-	0,90

Як показує аналіз даних, наведених в табл. 1.3, середня собівартість добутку нафти становить від нижнього рівня 8,5 USD/barel (Кувейт) і 9,0 USD/barel (Саудівська Аравія), 9,1 USD/barel (Іран) до надвисокого рівня собівартості 48,8 USD/barel (Бразилія) і 52,5 USD/barel (Великобританія). Таким чином, падіння рівня цін світового продажу нафти з 100-110 USD/barel (2013-2014 рр.) до рівня 35 USD/barel (2015- 2016 рр.) приводить для частки країн-експортерів нафти до збиткової роботи, оскільки їх рівень собівартості перевищує ринковий рівень світових продаж.

В табл. 1.4 наведені результати добування, експорту та внутрішнього попиту на нафту щоденно на протязі 2013-2015 рр., що свідчить про наявність експортноорієнтованих та країн, що мають внутрішній дефіцит нафти [19].

Таблиця 1.4 – Порівняльна таблиця характеристик нафтової галузі 12 країн світу з найбільшими доведеними резервами нафти

Країна	Доведені внутрішні резерви в млрд. бар. у 2015 р.	Видобуток нафти в млн бар./день у 2014 р.	Експорт нафти в млн бар./день у 2013 р.	Споживання нафтопродуктів у 2013 р. (млн. бар./день)
Венесуела	298,4	2,5	1,3 (52%)	0,746
Саудівська Аравія	268,3	9,7	7,6 (78,4%)	2,9
Канада	173,2	3,6	2,7 (75%)	2,4
Іран	157,8	3,6	1,3(36,1%)	1,8
Ірак	144,2	3,3	2,3 (69,7%)	0,75
Кувейт	104,0	2,6	1,8 (69,2%)	0,467
Росія	103,2	10,8	4,5 (41,7%)	2,8
ОАЕ	97,8	2,8	2,5 (89,3%)	0,694
Лівія	48,4	1,4	1,26 (90%)	0,242
Нігерія	37,0	2,7	2,4 (88,9%)	0,28
США	48,5	8,6	0,63 (7,3%)	19,0 (220,9%)
Китай	24,6	4,1	0,12 (2,9%)	10,4(253,6%)

Як показує аналіз даних, наведених в табл. 1.4, перші 12 експортноорієнтованих країн світу мають рівень власних резервів нафти 150,5 млн. тон (67,2% світового рівня), експортний варіант яких дорівнює від 42% до 90%. При цьому особливу увагу слід звернути на надмірно великі країни-лідери США та Китай, які потребують рівня нафти для власного споживання в 2,2 – 2,5 рази більше ніж власний рівень добутку нафти у країні.

На практиці для спрощення торгівлі нафтою використовується кілька стандартних (маркерних, еталонних) сортів нафти, пов'язані або з основним родовищем, або з групою родовищ, і мають певні властивості.

Ціни на більшість сортів прямо або побічно визначаються за ринковими цінами на такі базові види нафти: WTI, Brent та Dubai/Oman. Далі охарактеризуємо кожен із наведених видів.

West Texas Intermediate (з 1983, також відома як WTI і Light Sweet Crude Oil) – техаська нафта, що торгуються на NYMEX. Її ціна фіксується на момент поставки на сховища або трубопроводи міста Кушинг, штат Оклахома, США [20].

В даний час маркерний сорт West Texas Intermediate (торгується з доставкою в м Кушинг, Оклахома) використовується в основному в США для визначення цін на різні сорти нафти, що видобуваються або імпортовані в Сполучені Штати. WTI – це легка (щільність – 39.6 градусів API) і малосірчаниста (0,24%) нафта, що робить її придатною для переробки в низькосірчисті моторні палива (бензин і дизель).

Brent Crude Oil (з 1980-х, також називається Brent Blend, London Brent, торгується на ICE) – нафтова суміш декількох родовищ Північного моря (Великобританія і Норвегія), задає стандарт цін для ринків Європи і країн ОПЕК.

Нафта Brent Crude (англ. Brent Blend) використовується як ціновий орієнтир в Європі і, в меншій мірі, в Азії. Цей сорт в даний час є сумішшю



нафт з 4 груп родовищ (BFOE – Brent, Forties, Oseberg і Ekofisk), розташованих в британському і норвезькому секторах Північного моря. Точніше – до складу суміші входить нафта, що видобувається з 15 різних родовищ Північного моря [20]. Європейська високоякісна нафта Brent має трохи більшу щільність (38,06 градусів API) і більший вміст сірки (0,37%).

Dubai/Oman (з 2007 року, також Oman Crude, торгується на Dubai Mercantile Exchange) – основний маркерний сорт для азіатського ринку.

Dubai Crude, також відома під назвою Fateh – це легка нафта, що видобувається в еміраті Дубай (ОАЕ). Тривалий час Dubai Crude була єдиною нафтою, вільно торгується на Близькому Сході, однак потім розвинувся спотовий ринок на Оманську нафту (Oman crude).

Тривалий час виробники нафти на Близькому Сході використовували середньомісячні котирування на сорт Dubai (пізніше – котирування на сорти Dubai і Oman) в якості маркерів для визначення ціни в експортних контрактах з покупцями з Азіатсько-Тихоокеанського регіону (котирування ф'ючерсів на WTI і Brent використовувалися для визначення цін нафт, що поставляються в країни Атлантичного басейну).

Виходячи з котирувань цін на базові маркерні сорти WTI і Brent, визначаються ціни більшості фізичних поставок різних видів нафти: для Росії експортними сортами є важка Urals і легка нафта Siberian Light; в Іраку – Kirkuk; в Ірані видобувається легка Iran Light і важка Iran Heavy. Як показує аналіз складу сортів нафти, нафти WTI та BRENT мають найменший склад домішків сірки (табл. 1.5).

Таблиця 1.5 – Основні показники маркерних сортів нафти в світі

Характеристики/Сорт	WTI	Brent	Dubai Crude	Urals	Siberian Light	Iran Light
Щільність в градусах API (38 API =0,846 кг/м3)	40 °API	38 °API	30 °API	31 °API	36,5 °API	30,2 °API
Відсоток сірки %	0,24 %	0,37 %	2,13 %	1,3 %	0,57 %	1,77 %

Як показує аналіз графіка щоденних середньоденних цін на нафту Brent (USD/barel) з 2004 по 2019 рр. (додаток А рис. А.1) слід виділити основні періоди формування світових цін. Розглянемо кожен з цих періодів.

Період 2004-2014 рр. позначився черговим стрибком цін на нафту. Спричинила його війна США в Іраку, яка розпочалася 2003 року. Також початок XXI ст. характеризується збільшенням попиту на нафту з боку Китаю та Індії у зв'язку зі стрімким зростанням їх економік. Окрім цього, у США та Китаї було оголошено програми формування стратегічних запасів нафти, що ще більше порушило баланс попиту і пропозиції.

Ці очікування були підсилені і розкручуванням зростаючої спіралі цін на ринках нафти, і тому ціна тривалий період трималася на високому рівні, що досягнув історичного максимуму 147 USD/barel у липні 2008 року [21].

В зв'язку з світовою фінансовою кризою 2008-2009 рр., у 2009 року ціна на нафту на світовому ринку різко впала до 39 USD/barel. Однак вже 2010 року вона знову піднялася до 81 USD/barel, а упродовж 2011-2014 рр. трималася на рівні понад 100 USD/barel.

З липня 2014 року розпочався сучасний період розвитку ринку нафти, який характеризується черговим падінням цін на нафту, яке досягло мінімального значення 46,5 USD/barel у січні 2015 року. Це обумовлено такими основними причинами:

- а) зниженням темпів світового економічного зростання;
- б) зростанням за останні 5 років на 75 % обсягів видобування у США, в основному, сланцевої нафти [21].

Зниження цін у період 2014-2016 рр. стало четвертим великим падінням за останні тридцять років. У трьох попередніх випадках зниження цін на нафту передувало збільшенню видобутку нафти країнами ОПЕК (у 1985 р. – збільшення видобутку Саудівською Аравією) і збільшення квот ОПЕК (у 1997 і 2008 рр.). Падіння 2014-2016 років відбувається на тлі пасивної позиції ОПЕК. Основними факторами падіння цін на нафту вважається перевиробництво нафти.

Основними причинами падіння ціни на нафту у 2015-2016 рр. були наступні явища в світовій економіці:

а) зростання нафтовидобутку в США. У 2015 році США за рахунок «сланцевої революції» збільшили видобуток нафти до 14 млн. бар./день, обійшовши за цим показником Росію і Саудівську Аравію. Це стало можливим також завдяки введенню нових технологій видобутку нафти, таких як фрекінг – гідравлічний розрив пластів. Оскільки США споживають більшу частину видобутої власної нафти, вони значно зменшили її імпорт з інших країн;

б) зростання нафтовидобутку в Іраку та Ірані. У 2015 р. Ірак посів друге місце у світі з нарощування обсягів видобутку нафти – з 3,3 млн. бар./день у 2014 році до 4,3 млн. бар./день у 2015 році, що навіть перевищує рівень видобутку нафти до окупації Іраку у 2003 році. Після зняття більшості міжнародних санкцій проти Тегерана, Іран також розпочав нарощувати видобуток нафти і сьогодні довів її до 3 млн. бар./день і це, звичайно, не межа;

в) зростання нафтовидобутку у Бразилії. У період з 2013 по 2015 рр. Бразилія збільшила нафтовидобуток – з 2,6 до 3 млн. бар./день, ставши лідером у сфері надглибокого буріння і шельфового видобутку нафти;

г) утримання Саудівської Аравії від зниження рівня видобутку нафти. Саудівці готові і до подальшого зниження світових цін на нафту, головним чином завдяки низькій собівартості видобутку нафти (близько 9 USD/barel). Маючи таку низьку собівартість видобутку нафти, саудівців може задовольнити навіть ціна 20 USD/barel;

д) зниження регулюючої ролі ОПЕК. На даний час 14 країн-членів ОПЕК (Алжир, Ангола, Венесуела, Габон, Іран, Ірак, Конго, Кувейт, Лівія, Нігерія, ОАЕ, Саудівська Аравія, Еквадор, Екваторіальна Гвінея) спільно добувають 32,3 млн. бар./день нафти, що становить лише третину від нинішнього обсягу світового видобутку в 97 млн. бар./день. Схоже, що ОПЕК, як картель, створений з метою підтримки високих цін на нафту на

користь її основних виробників, вже не в змозі зупинити падіння цін на нафту;

е) тепла зима у північній півкулі. Зима 2015-2016 рр. в північній півкулі була настільки теплою, що попит на нафтопродукти для опалювальних систем в США, Канаді, Європі, Японії та Китаї значно впав, що в свою чергу також призвело до надлишку нафти на світовому ринку і відповідно до зниження цін на неї.

Таким чином, світова торгівля нафтою за масштабами економічної і політичної значимості є одним з найважливіших елементів сучасних світогосподарських зв'язків. Факторами, які слід враховувати при визначенні ціни на нафту, є: ціна виробництва, середній прибуток у нафтовій галузі, конкуренція, податкові та митні системи різних держав, кон'юнктура ринку, структура ринку, рівень інфляції, валютний курс, НТП, вартість альтернативних джерел енергії, військово-політичні фактори тощо.

### 1.3 Огляд існуючого інструментарію для дослідження динаміки ціни на нафту

Оскільки світовий ринок нафти і системи ціноутворення на ньому постійно розвивалися, то методологія прогнозування цін на нафту також не стояла на місці. Крім того, не можна недооцінювати вплив НТП та спрощення доступу до інформації на зміну моделювання.

Для створення повної картини класифікації всіх існуючих моделей, важливо розуміти еволюцію способів моделювання цін на нафт. Це допоможе нам прийняти рішення про тип і специфічних характеристиках моделей, з якими будемо працювати надалі.

До 1973 року, ситуація на світовому ринку нафти в була досить стабільною, ціна на нафту трималася практично на одному рівні, система ціноутворення була простою та зрозумілою. Таким чином, в прогнозуванні ціни на нафту не було необхідності.

Проте, в 1973 році величезною стрибок ціни на нафту у відповідь на ембарго ОПЕК і наступні коливання цін повністю змінили ситуацію і спонукали наступні дослідження поведінки ринку нафти і передбачення майбутньої ціни на дану сировину. Після цінового шоку в 1973 році, всі були стурбовані майбутнім світового ринку нафти, тому практично відразу почали з'являтися структурні нафтові моделі, які намагаються змоделювати поведінку ОПЕК, визначити принципи поведінки даного картелю, роль нового гравця на ринку і можливі наслідки структурних змін, що сталися. Більшість моделей періоду 1970-1982 були структурними, причиною цього слугував обмежений доступ до історичних даних та слабкий рівень розвитку економетричних і обчислювальних методів, які існували на той період часу. Можна сказати, що через недоступність інформації, перші структурні моделі характеризувалися великою кількістю екзогенних передумов, які спиралися просто на теорію без будь-якого практичного підтвердження. Крім того, ці моделі були занадто спрощеними: наприклад, функція попиту була або лінійною, або постійно еластичною, а це зовсім не відображало реальний стан справ на ринку.

Втім, незважаючи на всі ці недоліки, ранні структурні моделі зіграли надважливу роль в історії моделювання цін на нафту, так як вони залучили і зацікавили інших вчених в дослідженні ринку нафти і подальше вдосконалення структурних моделей.

Розглянемо період 1982-2000 рр. Методологія, розроблена до 90-х років, вже відмінно описувала процес функціонування світового ринку нафти, з огляду на всі його ключові параметри. На той час, багато вчених погодилися з тим, що недостовірно застосовувати класичну економічну теорію до нафтового ринку і необхідно розвивати нові методи моделювання. Новий підхід до моделювання цін з використанням гібридних або змішаних моделей було розпочато в моделі поведінки ОПЕК, запропонованої Д. Гріффіном (1985), яка в майбутнім була значно розширена його послідовниками.

Якість прогнозування у гібридних моделях була значно вищою, ніж у простих структурних. До того ж, в той час відбувався стрімкий розвиток науки та технологій, що полегшувало доступ до інформації і постійно покращувало аналітичні методи, що застосовувалися. Багато параметрів, які раніше вважалися екзогенними, стали передбачатися всередині моделі. Якщо ранні моделі використовували лише загальну функцію попиту, то до кінця XX століття регіональні відмінності стали враховуватися при моделюванні попиту. Більш того, прогнозування попиту стало ще більш точним, коли вчені почали враховувати в прогнозах такі фактори, як асиметрична інформація, технологічний прогрес і змінну еластичність, а трохи пізніше і часові тенденції волатильності цін, надбавку за ризик, прибутковість.

З 2000 і дотепер для прогнозування світових цін на нафту застосовуються обчислювальні та фінансові моделі. На сьогодні, стрімкий розвиток технологій і обчислювальних потужностей, постійне збільшення обсягів доступної інформації дозволили дослідникам моделювати процес ціноутворення на світовому ринку нафти з дуже високою точністю.

Спочатку великого поширення набули складні економетричні моделі, але після кризи в 2008 році, більшість вчених усвідомило необхідність обліку та структурної складової ринку, яка допоможе пояснити внутрішні причини кризи і дозволить заздалегідь змодельовати цінові шоки. Чим більше вивчався ринок нафти, тим більше з'являлося питань. Виникла необхідність в обчислювальних моделях, які враховують структурну складову, здатних аналізувати більш детальні і складні фактори, а також їх взаємозв'язок.

Крім того, оскільки роль фінансових ринків в процесі ціноутворення стрімко росла, ставала все більш поширеною думка про те, що нафта – це в першу чергу фінансовий актив. За останнє десятиліття, з'явилося багато нових моделей ціноутворення на нафту, заснованих на фінансових теоріях і економетричних методах і враховують такі чинники, як вплив спекуляцій, управління ризиками, обмеження на світовому ринку нафти [22].

У роботі [23] поняття прогноз (від греч. Prognosis) розглядається як

передбачення, провіщення, знання, інформація наперед) – це імовірне, науково аргументоване (тобто на підставі системи фактів, спостережень, доказів) оприлюднене судження про стан об'єктів (процесів) в майбутньому або альтернативних шляхів і строків досягнення певних результатів.

Під системою прогнозування (прогнозуючою системою) розуміють упорядковану сукупність методик, технічних засобів, призначених для прогнозування складних явищ чи процесів [24].

Прогнозна модель – модель об'єкта прогнозування, дослідження якої дозволяє одержати інформацію про можливі стани об'єкта в майбутньому.

Модель прогнозу – залежність прогнозованого фактора від зовнішніх стосовно об'єкта прогнозування умов (факторів), істотних для обґрунтованості прогнозу.

Верифікація прогнозу – оцінка ймовірності й точності або обґрунтованості прогнозу.

Період заснування прогнозу (період ретроспекції або база прогнозу) – проміжок часу, впродовж якого існує початкова інформація.

Період упередження – проміжок часу, для якого будується прогноз (період проспекції).

Горизонт прогнозування – максимально можливий період упередження прогнозу заданої точності.

На практиці процес прогнозування складається з декількох етапів, які можуть здійснюватися неодноразово. Серед них найважливішими є такі:

– перший етап – постановочний – містить визначення кінцевих прикладних цілей прогнозування, набору факторів і показників (змінних), опис взаємозв'язків між ними, роль цих факторів і показників – які з них (у межах поставленої конкретної задачі) можна вважати вхідними (тобто повністю або частково регульованими) факторами, а які – вихідними (ці фактори, як правило, важко піддаються безпосередньому прогнозу), їхні значення формуються в процесі функціонування модельованої системи, а самі фактори несуть змістовне навантаження таке, що пояснюється);

– другий етап – апріорний, передмодельний – полягає в попередній побудові моделі, аналізі змістовної сутності досліджуваного процесу або явища, формуванні й формалізації наявної апріорної інформації про це явище у вигляді ряду гіпотез і вихідних припущень (останні повинні бути підкріплені теоретичними міркуваннями про механізм досліджуваного явища або, якщо можливо, експериментальною перевіркою);

– третій етап – інформаційно-статистичний – полягає в зборі необхідної інформації, тобто реєстрації значень які беруть участь в аналізі факторів і показників на різних часових й (або) просторових етапах функціонування системи;

– четвертий етап – специфікація моделі – містить безпосередній висновок (що спирається на прийняті на другому етапі гіпотези й вихідні припущення) загального виду модельних співвідношень, що зв'язують між собою вхідні й вихідні змінні, які досліджуються. На даному етапі визначається лише структура моделі, її символічний аналітичний запис, у якому поряд з відомими числовими значеннями (представленими, в основному, вихідними статистичними даними) присутні величини, змістовне значення яких визначено, а числові значення – ні (їх, як правило, називають параметрами моделі, невідомі значення яких підлягають статистичному оцінюванню);

– п'ятий етап – ідентифікація моделі – полягає в проведенні аналізу моделі з метою «настроювання» значень її невідомих параметрів на ті вихідні дані, які використовуються. При реалізації цього етапу вимагається спочатку відповісти на запитання, чи можливо в принципі однозначно відновити значення невідомих параметрів моделі за наявними вихідними даними при прийнятій на четвертому етапі прогнозування моделі. Тобто оцінити прогностичні властивості моделі. Це становить так звану проблему ідентифікованості моделі. А потім, після позитивної відповіді на це питання, необхідно розв'язати вже проблему ідентифікації моделі, тобто запропонувати й реалізувати математично коректну процедуру оцінювання



невідомих значень параметрів моделі по наявних вихідних статистичних даних. Якщо проблема ідентифікованості вирішується негативно, то повертаються до четвертого етапу й вносять необхідні корективи в розв'язок задачі специфікації моделі;

– шостий етап – верифікація моделі – полягає у використанні різних процедур зіставлення модельних висновків, оцінок, наслідків і висновків з реальними даними. Цей етап називають також етапом аналізу точності й адекватності моделі. При незадовільних результатах цього етапу необхідно повернутися до етапу 4, а іноді й до етапу 1. Якщо ж етап верифікації моделі дає позитивні результати, то модель може бути безпосередньо використана для побудови прогнозу [24].

Засновником технічного аналізу є Ч. Доу, який сформулював три постулати, на яких, як на трьох китах, побудований технічний аналіз [25]:

– курс (ціна) враховує все. Будь-який фактор, що впливає на ціну (економічний, політичний або психологічний) уже врахований ринком і включений у ціну. Тому все, що потрібно для прогнозування – вивчати графіки цін;

– рух цін підлеглий тенденціям (напрямок руху ціни). Основна мета складання графіків динаміки ціни укладається в тім, щоб виявити ці тенденції на ранніх стадіях їхнього розвитку й торгувати відповідно до їх напрямку;

– історія повторюється. Ті правила, що діяли в минулому, діють і зараз, а також будуть діяти й у майбутньому.

У технічному аналізі використовується специфічна термінологія [25]:

а) три типи трендів (тенденцій):

- 1) «бичачий» – ціни рухаються нагору;
- 2) «ведмежий» – ціни рухаються долілиць;
- 3) бічний (flat, whipsaw) – немає певного напрямку руху ціни.

б) основні закони руху ціни:

- 1) діючий тренд із більшою ймовірністю протриває, чим змінить напрямок;
- 2) тренд буде рухатися в тому самому напрямку, поки не ослабне.

Весь технічний аналіз умовно можна поділити на два напрями, в залежності від методів, що застосовуються [25]:

- класичний технічний аналіз, оснований на вивченні та аналізі саме цінових графіків;
- комп'ютерний технічний аналіз, оснований на використанні методів математичної статистики (математичний аналіз) і спеціальних алгоритмів обробки даних (значень ціни) [26].

## РОЗДІЛ 2

### МЕТОДИ ТА ЗАСОБИ АНАЛІЗУ ДИНАМІКИ ЧАСОВИХ РЯДІВ

2.1 Фундаментальний аналіз як метод прогнозування динаміки часових рядів

Прогнозування часових рядів – це використання статистичних методів для прогнозування поведінки об'єкта дослідження в майбутньому на основі історичних даних.

За визначенням [27], часовий ряд (ЧР) – це зібрані в різні моменти часу статистичні дані про значення будь-яких параметрів (в найпростішому випадку одного) досліджуваного процесу. Виявлення структури ЧР необхідно для того, щоб побудувати математичну модель того явища, яке є джерелом ЧР, що аналізується. Прогноз майбутніх значень ЧР використовується для ефективного прийняття рішень та може бути застосований у багатьох галузях.

При роботі з даними часових рядів порядок має значення. Зокрема, значення в часових рядах виражають залежність від часу. Отже, якщо змінимо порядок ЧР, можемо змінити значущість даних.

Зазвичай часові ряди мають дві важливі властивості:

- дані вимірюються послідовно і рівномірно розподілені за часом (рівні проміжки);
- кожна одиниця часу не більше одного вимірювання даних.

Фундаментальний аналіз – це метод прогнозування майбутніх рухів котирувань цінних паперів і цін на товари на основі економічних, політичних та інших значущих факторів, що впливають на попит і пропозицію на товари або цінні папери. Фундаментальні аналітики намагаються вивчити все, що може впливати на вартість цінного паперу, включаючи макроекономічні чинники (як стан всієї економіки і умови окремої галузі) і специфічні фактори, що впливають на діяльність конкретної компанії.

В основі фундаментального аналізу лежить судження про те, що для успішних операцій на фондовому ринку необхідно повне знання макроекономічних показників та їх динаміки. Курси цінних паперів в кінцевому рахунку визначаються фундаментальними факторами, які знаходять своє відображення в основних статистичних показниках стану національної економіки. Сучасна економічна теорія встановлює набір таких факторів і визначає характер їх впливу на вартість цінних паперів. При фундаментальному аналізі будуються багатопараметричні моделі впливу макроекономічних чинників на ціну фінансових інструментів. Інвестори, які здійснюють довгострокові фінансові вкладення, використовують ці моделі для вибору стратегії і об'єктів інвестицій, визначаючи рівень ризику і очікуваної прибутковості фінансових активів, в результаті чого досягається оптимальна структура інвестиційного портфеля.

Школа фундаментального аналізу ринку виникла з розвитком прикладної економічної науки. В її основу покладено знання про макроекономічне життя суспільства та його вплив на динаміку цін товарів.

Необхідно вказати на відмінність макроекономічних завдань, що вирішують ці два види аналізу: якщо основне завдання школи технічного аналізу – згладжувати спекулятивні коливання цін, то головне завдання школи фундаментального аналізу – формувати та передбачати нові тренди в динаміці цін. Звідси призначення фундаментального аналізу – аналіз і прогнозування фундаментальних факторів та їхнього впливу на трендову динаміку цін. Фундаментальному аналізу приділяють основну увагу у своїй роботі стратегічні інвестори, які здійснюють довгострокове інвестування, хоча при цьому вони пропускають короткострокові технічні коливання цін [28].

Фундаментальний аналіз відносно світового ринку енергоносіїв вивчає та враховує міжнародні економічні, політичні (у тому числі воєнні) та природні чинники, їх взаємозв'язок і вплив на поведінку цін. Фундаментальним аналізом розвитку економіки займаються спеціалізовані

інститути, які визначають різні показники та їх зводять воедино, враховують їх взаємний вплив відповідно до існуючих тенденцій розвитку світової економіки. Очевидно, що приватному інвесторові виконати таку роботу дуже важко за причини недоступності необхідної інформації, складності та трудомісткості аналізу [29].

Фундаментальний аналіз проводиться шляхом залучення максимально повного обсягу інформації і включає в себе аналіз ситуації на трьох рівнях:

- на перших розглядається стан економіки в цілому. Це дозволяє з'ясувати, наскільки загальна ситуація сприятлива для інвестування, і визначити впливають на неї фактори;
- на другому здійснюється аналіз окремих галузей економіки для виявлення тих з них, які в сформованих загальноекономічних умовах найбільш сприятливі для інвестування. Це створює основу для вибору конкретних фінансових інструментів, придбання яких забезпечує найбільш повне виконання інвестиційних завдань;
- на третьому рівні детально досліджується стан окремих компаній, цінні папери яких обертаються на ринку. Це дає можливість вирішити питання про те, які цінні папери доцільно придбати.

## 2.2 Моделі однорідної структури

Підхід, що запропонував Х. Херст, дозволяє виявити фундаментальні характеристики динаміки ЧР. До числа цих характеристик відноситься, насамперед, наявність у даному ЧР довгострокової пам'яті, оцінка її глибини, наявність трендостійкості або зворотної до неї властивості такої, як «повернення до середнього частіше, ніж у випадковому поведженні ЧР» (часте реверсування спад-підйом). Крім того, дуже важливим для прогнозування виявляється виявлення (періодичних) циклів, якщо такі маються, або квазіциклів. Для останніх в інших джерелах застосовуються терміни «дробова квазіперіодичність» або «хаотичні цикли». Знання

перерахованих фрактальних характеристик даного ЧР надає аналітику передпрогнозну інформацію, тобто дозволяє йому оцінити перспективність надійного прогнозування ЧР за допомогою клітинно-автоматної прогнозної моделі [30].

Гіпотеза щодо фрактальної природи часових рядів динаміки (зокрема світових цін на нафту) призводить до необхідності застосування методів дискретної нелінійної динаміки при їхньому прогнозуванні. Ці ряди характеризуються локальною випадковістю та глобальним порядком. Це означає, що за зовнішньою хаотичністю, випадковістю в динаміці існують закономірності. Саме виявлення цих закономірностей, які виступають у вигляді властивостей і є завданням комплексного фрактального аналізу та фазового аналізу.

Фрактальний аналіз – здійснюється в даній роботі на базі методу нормованого розмаху Херста і методу послідовного R/S-аналізу. За допомогою цих методів знаходяться кількісні або якісні оцінки таких фрактальних характеристик, як наявність або відсутність пам'яті в даному ЧР, персистентність або антиперсистентність (реверсування або часте повернення до середнього), трендостійкість або її відсутність, глибина пам'яті, значення показника Херста. Порівняльна характеристика опису двох зазначених вище методів представлено у табл. 2.1.

У роботі [37] запропоновано включення обох методів, застосування яких спрямоване на вирішення різних завдань, як окремих етапів до комплексного фрактального аналізу. До цього ж методу з метою виявлення природи ЧР (на основі твердження) включено існуючі графічні тести (обчислення кореляційної розмірності, максимального показника Ляпунова, К-ентропії Колмогорова, BDS-тест, тест залишків Брока). Починається фазовий аналіз з побудови фазової траєкторії ЧР фіксованої розмірності (найчастіше розмірності 2) або множини фазових траєкторій різної розмірності. Основною метою фазового аналізу є структуризація (виділення) циклічної компоненти даного ЧР шляхом розкладання його фазової

Таблиця 2.1 – Порівняльна характеристика етапів методу нормованого розмаху Херста і методу послідовного R/S – аналізу

Метод $A_1$ нормованого розмаху Херста	Метод $A_2$ послідовного R/S-аналізу
$Z = \langle z_i \rangle, i = 1, 2, \dots, m$ ,	
<p>1<sup>0</sup>. крок <math>\Delta \geq 1</math>, формується послідовність:  <math>n_1, n_2, \dots, n_k, \dots, n_l</math>,  <math>n_{k+1} = n_k + \Delta, k = \overline{1, l-1}, n_l \leq \left\lceil \frac{m}{2} \right\rceil</math>.  <math>\forall k = 1, 2, \dots, l</math> :  2<sup>0</sup>. Для <math>\forall r_k = \left\lceil \frac{m}{n_k} \right\rceil</math> з відрізків <math>Z_k^t = \langle z_j^t \rangle</math>,  <math>j = 1, 2, \dots, n_k, t = 1, 2, \dots, r_k</math>,  <math display="block">z^t = \frac{1}{m_k} \sum_{j=1}^{n_k} z_j^t, t = \overline{1, r_k}</math>.  3<sup>0</sup>. Накопичені відхилення  <math display="block">X_{k,q}^t = \sum_{j=1}^q (z_j^t - z^t), q = \overline{3, n_k}</math>,  Розмах <math>R_k^t = \max_{1 \leq q \leq n_k} X_{k,q}^t - \min_{1 \leq q \leq n_k} X_{k,q}^t</math>  4<sup>0</sup>. Стандартне відхилення  <math display="block">S_k^t = \left( \frac{1}{n_k} \sum_{j=1}^{n_k} (z_j^t - z^t)^2 \right)^{0,5}</math>  Нормування розмаху <math>\left( \frac{R}{S} \right)_k^t = \left( \frac{R_k^t}{S_k^t} \right)</math>,  <math>t = \overline{1, r_k}, 1 \leq k \leq l</math>  5<sup>0</sup>. Середнє значення норм. розмахів  <math display="block">\left( \frac{R}{S} \right)_k = \frac{1}{r_k} \sum_{t=1}^{r_k} \left( \frac{R}{S} \right)_k^t</math>,  6<sup>0</sup>. логарифмічні координати  <math>x_k = \lg(n_k/2), y_k = \lg \left( \frac{R}{S} \right)_k, k = \overline{1, l}</math>.</p>	<p>1. Початкові відрізки <math>Z_\tau = z_1, z_2, \dots, z_\tau</math>,  поточне середнє <math>\bar{z}_\tau = \frac{1}{\tau} \sum_{i=1}^{\tau} z_i, \tau = 3, 4, \dots, n</math>  накопичене відхилення <math>X_{\tau,t} = \sum_{i=1}^t (z_i - \bar{z}_\tau)</math>  2. Для початк. відр. <math>Z_\tau</math> обчислюються:  а) розмах  <math display="block">R = R(\tau) = \max_{1 \leq t \leq \tau} X_{\tau,t} - \min_{1 \leq t \leq \tau} X_{\tau,t}</math>,  б) стандартне відхилення  <math display="block">S = S(\tau) = \left( \frac{1}{\tau} \sum_{i=1}^t (z_i - \bar{z}_\tau)^2 \right)^{0,5}</math>  в) нормування розмаху <math>\left( \frac{R}{S} \right)_\tau = \frac{R(\tau)}{S(\tau)}</math>,  <math>3 \leq \tau \leq n</math>  3. <math>H</math>-траєкторія <math>H = H(\tau), \tau = 3, 4, \dots, n</math>,  <math>x_\tau = \log(\tau/2), \tau = 3, 4, \dots, n</math>  <math display="block">y_\tau = H(\tau) = (\log(R(\tau)/S(\tau))) / \log(\tau/2)</math>,  <math>\tau = 3, 4, \dots, n</math>.  4. <math>R/S</math>-траєкторія  <math>x_\tau = \log(\tau/2), y_\tau^0 = \log(R(\tau)/S(\tau))</math>.</p>

траєкторії на квазіцикли. Якщо ЧР дійсно містить циклічну компоненту, то зміст вказаної структуризації полягає в знаходженні статистики довжини

отриманих квазіциклів, в знаходженні дрейфу центрів квазіциклів, а також в оцінці еволюції габаритних розмірів квазіциклів.

Згідно з працею [30] квазіциклом у ЧР називають локально найбільший відрізок ЧР, що складається з двох частин таких, що елементи першої частини монотонно одержують додатні (від’ємні) прирости, а елементи другої частини монотонно одержують від’ємні (додатні) прирости.

Квазіцикл ЧР називається циклом у випадку, коли точка (рівень), з якого починається квазіцикл, співпадає із точкою його закінчення. Довжиною квазіциклу (циклу) називають кількість рівнів ЧР, що складають квазіцикл (цикл).

Метод аналізу фазового портрета, який розроблено та представлено у роботі [30] для одержання числових та якісних характеристик циклічності (або, в загальному випадку, квазіциклічності), складається з наступних етапів.

- розкладання фазового портрета на квазіцикли на основі комп’ютерної візуалізації.

- аналіз структури та розмірів квазіциклів (чисельні алгоритми розрахунку довжини та розмірів габаритних прямокутників квазіциклів, статистична обробка результатів розкладання, аналіз на наявність «джокера»).

- аналіз динаміки структури та розмірів квазіциклів (метод комп’ютерної візуалізації й методи аналізу – статистичні та подальший фазовий аналіз):

- побудова й аналіз гістограми емпіричних частот довжини квазіциклів фазового портрета;

- побудова траєкторій дрейфу (похідних ЧР) координат вершин центрів і значень напівпериметрів габаритних прямокутників отриманих квазіциклів, аналіз їхніх фазових траєкторій.

Властивості часових рядів можуть бути відображено множиною системних характеристик динаміки, до складу якої належать наступні



характеристики (властивості): інерційність (або трендостійкість), локальна стійкість ( $L$ -стійкість), локальна мінливість ( $L$ -мінливість) та  $L$ -невизначеність. Усі ці характеристики відображають властивості ряду динаміки відносно змін: якісних (напряму руху) або кількісних (стрибків значень рівнів), проте кожна має свою специфікацію.

Інерційність (або трендостійкість) – властивість динаміки зберігати напрям руху, тобто схильність рухатися за напрямом тренду: якщо рівні ряду динаміки зростали у попередній період, то ймовірніше, що вони будуть зростати і у наступний період. Ця властивість, згідно фрактальної теорії, обумовлена довготривалою пам'яттю ряду динаміки.

Локальна стійкість ( $L$ -стійкість) – характеризує ступінь інерційності – властивість динаміки за деякі проміжки часу зберігати значення з обмеженого околу (відсутність значних відхилень від значення показника та (або) напряму руху).

Локальна мінливість ( $L$ -мінливість) – властивість ряду динаміки, що відображає його схильність до значних змін значень у малому околі часу.

Очевидно, що властивості  $L$ -стійкості та  $L$ -мінливості ряду динаміки є взаємно протилежні, проте при характеристиці динаміки доречно використовувати те, що більш виражено (тобто має більшу ступінь прояву).

$L$ -невизначеність – характеристика динаміки щодо передбачуваності – відображає співвідношення між визначеністю характеру інформації відносно напряму і швидкості руху та невизначеністю.

Ступінь прояву визначених системних характеристик (властивостей) динаміки (економічних часових рядів) характеризує система показників  $P = \{P_p^k(X), p = \overline{1, p_k}, k = \overline{1, 4}\}$ , запропонована у [57]. У цій же роботі проаналізовано можливості кількісного оцінювання системних характеристик ряду економічної динаміки на основі показників, що отримуються засобами комплексного фрактального аналізу, а також фазового аналізу. Результати аналізу запропоновано представляти у вигляді табл. 2.2.

Знання розглянутих характеристик часових рядів представляє

аналітику важливу передпрогнозну інформацію, а саме дозволяє йому оцінити й порівняти характер процесів, що відбуваються, а також перспективність надійного прогнозування ЧР за допомогою методів, що використовують цю інформацію [29].

Таблиця 2.2 – Системні характеристики динаміки розвитку економічної системи та показники їх оцінювання

Група системних характеристик $k \in N$	Показники оцінювання властивостей динаміки розвитку $P_p^k(x), p = \overline{1, p_k}$	
	Числові	Нечіткі
I. Інерційність	$H, l_{H3}, l_{CT}, l_{CT}^\varepsilon$	$L(X) = \{ (l, \mu(l)), l \in L^0 \}$ $L_{3H}^\varepsilon(Z)$ $D(X) = \{ (n_t, \mu_D(n_t)) \}$ $P = \{ P_k, \mu(P_k) \},$ $P(t) = \{ P_k(t), \mu(P_k(t)) \}$
II. $L$ -стійкість	$\mu(3), \mu(4), \mu(l_{\max}), \mu(l_{H3})$ $I_D, d_{\max}$	
III. $L$ -мінливість	$\mu(3), d_L(I_L, I_P, I_D)$	
IV. $L$ -невизначеність	$UP, SH(X)$ Інформаційна ентропія $H_{ентр\_L}, H_{ентр\_P}, H_{ентр\_D}$ $H_{ентр\_L}^\varepsilon, H_{ентр\_P}^\varepsilon, H_{ентр\_D}^\varepsilon$	

### 2.3 Технічний аналіз як метод прогнозування динаміки часових рядів

Технічний аналіз – сукупність методів дослідження динаміки ринку на основі закономірностей зміни цін в минулому у аналогічних обставинах з метою прогнозування майбутнього напрямку руху цін. Теоретично, технічний аналіз може бути застосований на будь-якому ринку. Але найбільшого поширення технічний аналіз отримав на високоліквідних вільних ринках, наприклад на біржах. Технічні аналітики не намагаються виміряти внутрішню вартість цінного паперу, а замість цього використовують діаграми і інші інструменти, щоб ідентифікувати патерни (фігури аналізу), які можуть допомогти спрогнозувати майбутній розвиток ринку.

Для аналізу динаміки ціни в технічному аналізі До інструментарію технічного аналізу, який використовується для аналізу цін належать такі:

– метод «барів» – використовується для зображення руху цін. На

графіку дані зображуються у вигляді серії «барів» — вертикальних штрихів. Кожний «бар» показує максимальну, мінімальну ціну й ціну закриття для історичних даних, а для цін у реальному часі — максимальну, мінімальну й останню ціну;

– метод «японських свіч» – дає можливість найбільш явного представлення зміни ціни. Даний вид аналізу дозволяє оцінювати стан ринку не тільки по певних фігурах, які утворюють японські свічі, але й кожна свіча сама по собі може стати додатковим джерелом важливої інформації. Японські свічі бувають білого або чорного кольорів. Якщо котирування даного торговельного інструмента за даний проміжок часу виросло, то свіча називається бичачою й фарбується у білий колір. Якщо ж рівень ціни у даному проміж часу знизився, то свіча зветься ведмежою й фарбується в чорний колір. Зафарбована область свічі називається її тілом. Вертикальні риси над і під тілом свічі зветься її тінню – це екстремуми періоду, що завершився, (мінімум і максимум). Верхня й нижня границі свічі відображають – ціни відкриття і закриття даного торговельного інструмента за певний проміжок часу;

– метод «пункто-цифровий» (графік «хрестики-нулики») – відображає зміни ціни у формі вертикальних стовпців, що полягають із хрестиків («X» – символізує зростання) або нуликів («0» – символізує зниження ціни). Застережений рух ціни нагору відзначається додаванням у стовпець хрестика, а рух униз – нулика [43].

У середині 90-х років минулого століття був розроблений принципово новий і досить потужний клас алгоритмів для прогнозування часових рядів, який найбільш повно і економно виражає автокореляційні властивості стаціонарного ЧР  $x(t)$  – модель авторегресії-ковзного середнього (АРКС або, англ. – ARMA-модель). Більшу частину роботи з дослідження методології та перевірки моделей була проведена двома статистиками: Г.Е.П. Боксом (G.E.P. Box) та М. Дженкінсом (G. M. Jenkins). Тому побудова моделей з цього класу та одержання на їх основі прогнозів має назву «методи Бокса-Дженкінса».

Записується модель ARMA ( $p, q$ ) наступним чином:

$$x_t = \varphi_1 x_{t-1} + \dots + \varphi_p x_{t-p} + \varepsilon_t - \theta_1 \varepsilon_{t-1} - \dots - \theta_q \varepsilon_{t-q},$$

де  $x_t = x_t - m_k$  – відхилення від середньої;

$\varepsilon_t$  – випадкова компонента, що інтерпретується як помилка прогнозування на крок вперед, із середнім значенням (математичним очікуванням) нуль і дисперсією  $s^2$ ;

$p$  – порядок авторегресії;

$q$  – порядок ковзної середньої.

Застосування моделі ARMA можливо і в разі нестационарних рядів, які характеризуються наявністю поліноміального тренду. Тоді від нестационарного ряду переходять до стаціонарного шляхом побудови моделі АРКС для різниць вихідного ряду відповідного порядку  $d$ . Порядок різниць  $d$  залежить від порядку полінома. Таку модель називають інтегрованою (або проінтегрованою) моделлю авторегресії ковзного середнього та коротко записують як АРІКС ( $p, d, q$ ) або АРПКС ( $p, d, q$ ) (в англійській версії – ARIMA ( $p, d, q$ )) [29].

Рівні ЧР  $x_1, x_2, \dots, x_n$  при наявності випадкової складової можуть розглядатись як прояв випадкових величин  $X_1, X_2, \dots, X_n$ , які відповідають моментам часу  $t_1, t_2, \dots, t_n$  як окрема реалізація дискретного стохастичного процесу.

Стохастичним процесом є випадкова функція  $X(t)$  аргументу  $t$ . Тобто, якщо кожному аргументу  $t$  деякої множини  $T$  дійсних чисел поставлена в відповідність випадкова величина  $X_t = X(t)$ , то сукупність випадкових величин  $\{X(t)\}$  представляє собою стохастичний процес.

Дискретний стохастичний процес є послідовністю випадкових величин  $X_t$ , які відповідають моментам часу  $t_1, t_2, \dots, t_n$ .

Стохастичний процес є стаціонарним, в широкому розумінні, якщо математичне сподівання та дисперсія не залежать від часу (однакові для всіх  $X_t$ ), а автоковаріація залежить тільки від величини лагу  $\tau = t_2 - t_1$  тобто:  $\mu_t = \mu = const$ ;  $\sigma^2_t = \sigma^2 = const$ ;  $Y_{t_1 t_2} = cov(X_{t_1}, X_{t_2}) = E[(X_{t_1} - \mu)(X_{t_2} - \mu)] = \gamma(\tau)$ .

«Білий шум» – це послідовність незалежних, однаково розподілених випадкових величин  $a_t$ . Він є стаціонарним стохастичним процесом. Для «білого шуму»:  $\mu_t = \mu = const$ ,  $\mu_t = \mu = const$ ,  $Y_{t_1 t_2} = 0$ , якщо  $t_1 \neq t_2$ .

Залежність автоковаріації  $\gamma_t = \gamma(\tau)$  від лагу  $\tau$  є автоковаріаційною функцією. При  $\tau = 0$  її значення дорівнює дисперсії, тобто  $\gamma_0 = \gamma(\tau) = \sigma^2$ .

Відношення автоковаріації до дисперсії є автокореляційною функцією стаціонарного стохастичного процесу:  $\rho_t = \frac{\gamma_t}{\gamma_0}$ , де  $-1 \leq \rho_t \leq 1$ .

Ознаками стаціонарності ЧР є відсутність тенденції та циклічної складової, а також систематичних змін розмаху коливань та взаємозалежностей, що систематично змінюються між елементами ЧР.

Для виявлення стаціонарності часових рядів використовуються наступні методи:

- візуальний аналіз графічного представлення ЧР на наявність тенденції та циклічної складової, на постійність дисперсії тощо;
- аналіз ЧР на наявність автокореляції;
- тести на наявність детермінованого тренду;
- тести на стійкість статистичних характеристик;
- тести на наявність стохастичного тренду (наприклад, тести на одиничний корінь).

Авторегресійна модель, autoregressive model (AR) – модель часових рядів, в якій значення ЧР в даний момент лінійно залежать від попередніх значень цього ж ряду.

Авторегресійним процесом порядку  $p$   $AR(p)$  є стохастичний процес  $X_t$ , який визначається співвідношенням:

$$X_t = a_0 + a_1X_{t-1} + a_2X_{t-2} + \dots + a_pX_{t-p} + \varepsilon_t,$$

де  $\varepsilon_t$  – процес типу «білий шум».

Авторегресійна модель ЧР основана на припущенні, що поведінка будь-якого економічного явища в майбутньому визначається тільки його теперішнім та попереднім становищем.

AR-процес є стаціонарним тоді і тільки тоді, коли комплексні корені його характеристичного рівняння:  $1 - a_1z - a_2z^2 - \dots - a_pz^p = 0$  лежать ззовні одиничного кола, тобто  $|z| > 1$  ( $z$  – комплексне число).

Процеси, у яких  $|z| = 1$ , називаються процесами одиничного кореню, такі процеси є нестаціонарними.

Для авторегресійного процесу першого порядку (AR(1)) рівняння має вигляд  $X_t = \alpha_0 + \alpha_1X_{t-1} + \varepsilon_t$ .

Характеристичне рівняння має вигляд  $1 - \alpha_1z = 0$ .

Нерівність  $|z| > 1$  виконується, якщо  $|\alpha_1| < 1$ . Тобто, співвідношення  $|\alpha_1| < 1$  є умовою стаціонарності процесу AR(1).

В моделях ковзного середнього середнє теперішнє значення стаціонарного процесу визначається як лінійна комбінація теперішнього и попереднього значень похибки  $\varepsilon_1, \varepsilon_2, \dots, \varepsilon_n$ , яка має властивості «білого шуму».

Процесом ковзного середнього порядку  $q$  (MA( $q$ )) є стохастичний процес  $X_t$ , який визначається співвідношенням:

$$X_t = \varepsilon_t - \beta_1\varepsilon_{t-1} - \beta_2\varepsilon_{t-2} - \dots - \beta_q\varepsilon_{t-q},$$

де  $\varepsilon_t$  – процес типу «білий шум».

Процес  $MA(q)$  має наступні властивості:  $E[X_t] = 0$ ;  $D[X_t] = \sigma^2 \sum_{i=0}^q \beta_i^2$ .

Математичне сподівання та дисперсія не залежать від часу, тому процес  $MA(q)$  є стаціонарним в широкому сенсі.

Автокореляційна функція (АКФ) процесу  $X_t$ , що описує залежність коефіцієнтів автокореляції  $\rho_t$  від величини лагу  $\tau$  визначається співвідношенням:

$$\rho_t = \rho(\tau) = \frac{\gamma_\tau}{\gamma_0} = \frac{1}{\gamma_0} E[(X_t - \mu)((X_{t+\tau} - \mu))].$$

Для ідентифікації моделі стаціонарного ЧР, тобто, для визначення типу та порядку процесу можуть бути використані наступні властивості АКФ:

- для процесів  $AR(p)$  корелограма є комбінацією експоненційної кривої та синусоїди;
- для процесів  $MA(q)$  тільки перші  $q$  автокореляційні коефіцієнти відрізняються від 0.

Для отримання інформації про структуру моделі стаціонарного стохастичного процесу використовують частинну автокореляційну функцію (ЧАКФ).

Розглянемо апроксимацію  $AR(k)$  стаціонарного стохастичного процесу  $X_t$ :

$$X_t^{(k)} = a_{0k} + a_{1k}X_{t-1}^{(k)} + a_{2k}X_{t-2}^{(k)} + \dots + a_{kk}X_{t-k}^{(k)}.$$

Коефіцієнти  $a_{kk}$  є коефіцієнтами ЧАКФ.

Ряд  $p(k) = a_{kk}$  з різними  $k$  називається частинною автокореляційною функцією. Для процесів  $AR(p)$  значення ЧАКФ дорівнюють 0 для величини лагу  $\tau > p$ . Для процесів  $MA(q)$  значення ЧАКФ експоненційно зменшуються з величиною лагу  $q$ .

Як значення ЧАКФ при заданій величині лагу  $k$  може бути використана оцінка коефіцієнту  $a_{kk}$  моделі  $AR(k)$ , яка отримана за допомогою методу найменших квадратів (МНК).

Реалізація нестационарного стохастичного процесу представляє собою нестационарний ЧР. Ознаками нестационарності є наявність тенденції, систематичних змін дисперсії, циклічної складової, взаємозалежностей між елементами ЧР, що систематично змінюються.

У реальній економіці, як правило, значення, що характеризують зміни економічних показників в часі утворюють нестационарні часові ряди.

Розглянемо процес  $AR(1)$ , що визначається моделлю:

$$Y_t = a_0 + a_1 Y_{t-1} + \varepsilon_t,$$

де  $\varepsilon_t$  – процес типу «білий шум». При  $|\alpha_1| < 1$  випадковий процес  $Y_t$  буде стаціонарним.

Процес, що визначається співвідношенням:  $Y_t = Y_{t-1} + \varepsilon_t$ , при  $a_1 = 1$  є нестационарним та називається процесом одиничного кореню.

Математичне сподівання процесу  $Y_t$  постійне, а дисперсія необмежено збільшується в часі. Перші різниці  $Y_t$  є «білим шумом»  $\varepsilon_t$  та мають стаціонарну поведінку.

На практиці, нестационарні часові ряди в більшості випадків відносяться до цього типу, та проблема виявлення нестационарності ЧР зводиться до перевірки  $a_1 = 1$  в моделі. Відповідні тести мають назву «тести одиничного кореню».

Тест Дікі-Фулера базується на оцінці параметру  $\lambda = a_1 - 1$  рівняння:

$$\Delta Y_t = \lambda Y_{t-1} + \varepsilon_t.$$



Яке еквівалентне рівнянню авторегресії. Цей тест також має назву «тест одиничного кореню».

Нульова ( $H_0$ ) та альтернативна до неї ( $H_1$ ) гіпотези визначаються співвідношенням:

$$H_0 : \lambda = 0; H_1 : \lambda < 0.$$

Якщо значення t-статистики Стьюдента для параметру  $\lambda$  менш ніж нижнє порогове значення DF-статистики, то нульову гіпотезу  $\lambda = 0$  про наявність одиничного кореню  $\alpha_1 = 1$  необхідно відхилити та прийняти альтернативну гіпотезу  $H_1$  про стаціонарність процесу  $Y_t$ .

Таблиці тесту Дікі-Фулера (DF-тесту) розраховані для рівнів значущості 0.01, 0.05, 0.1.

DF-тест також використовується для тестування на одиничний корінь випадкових процесів зі зміщеним та лінійним детермінованим трендом, які визначаються рівняннями:

$$\Delta Y_t = \alpha_0 + \alpha_1 Y_{t-1} + \varepsilon_t$$

$$\Delta Y_t = \alpha_0 + \alpha_1 Y_{t-1} + \alpha_2 t + \varepsilon_t,$$

де  $\alpha_0$  – константа, що має назву зміщення.

При цьому використовуються відповідні таблиці критичних значень DF-тесту.

Інтегровані нестационарні процеси – це процеси які, за допомогою операції визначення послідовних різниць, дозволяють нестационарні часові ряди перетворити на стаціонарні.

Послідовні різниці стохастичного процесу визначаються співвідношенням:

$\Delta Y_t = Y_t - Y_{t-1}$  – перші послідовні різниці,  $\Delta^2 Y_t = \Delta Y_t - \Delta Y_{t-1}$  – другі послідовні різниці і так далі.

Стаціонарний ЧР має назву інтегрований нульового порядку, якщо перші послідовні різниці нестационарного ряду – стаціонарні, то ряд має назву інтегрований першого порядку.

Якщо перші різниці нестационарного ряду – нестационарні, а другі – стаціонарні, то ряд має назву інтегрований другого порядку. Якщо перший стаціонарний ряд отримано після  $k$ -кратного взяття різниць, то ряд має назву інтегрований порядку  $k$ . ARMA( $p, q$ ) модель об'єднує дві розглянуті вище моделі авторегресії і ковзного середнього.

Розглянемо інтегрований нестационарний процес  $X_t$  порядку  $d$ . Якщо при цьому процес  $Y_t = \Delta X_t$ , що складений з перших різниць  $d$ -порядку вихідного процесу є процесом ARMA( $p, q$ ), тобто:

$$Y_t = \alpha_0 + \alpha_1 \cdot Y_{t-1} + \alpha_2 \cdot Y_{t-2} + \dots + \alpha_p \cdot Y_{t-p} + \varepsilon_t - \beta_1 \cdot \varepsilon_{t-1} - \beta_2 \cdot \varepsilon_{t-2} - \dots - \beta_q \cdot \varepsilon_{t-q},$$

тоді  $X_t$  має назву процес ARIMA( $p, d, q$ ).

Головною проблемою при аналізі часових рядів є визначення порядку моделі ARIMA( $p, d, q$ ).

Необхідно оцінити три основних параметри:  $d$  – порядок інтегрованості, порядок  $p$ -компоненти AR, та порядок  $q$ -компоненти MA. Для економічних часових рядів параметр  $d$  зазвичай дорівнює 1, також можливі значення 0 або 2. При визначенні параметрів  $p$  та  $q$  використовуються характеристики АКФ та ЧАКФ. При цьому перевага надається моделям з меншою кількістю параметрів.

При виборі найкращої моделі із декількох варіантів більшу перевагу при інших рівних умовах має модель яка:

- має меншу кількість параметрів;
- має більше значення  $R^2$ ;

- має менше значення суми квадратів похибок;
- має менше значення найкращої моделі.

Побудова прогнозу для процесів  $ARMA(p, q)$  здійснюється підстановкою в праву частину рівняння розрахованих значень змінної та похибки та прогнозних значень змінної.

Для прогнозування ARIMA-процесів  $X_t$  застосовуються такі підходи:

а) отримання прогнозних значень  $\hat{X}_T(h)$  ARMA-процесу  $X_T = \Delta^d X_T$  за методикою прогнозування ARMA-процесу, яка описана вище, з наступним розрахунком прогнозних значень  $\Delta^{d-1} \hat{X}_T(h)$ ,  $\Delta^{d-2} \hat{X}_T(h)$  і так далі, доки не будуть отримані  $\hat{X}_T(h)$ ;

б) побудова прогнозної функції за допомогою модифікації рівняння  $Y_t = \alpha_0 + \alpha_1 \cdot Y_{t-1} + \alpha_2 \cdot Y_{t-2} + \dots + \alpha_p \cdot Y_{t-p} + \varepsilon_t - \beta_1 \cdot \varepsilon_{t-1} - \beta_2 \cdot \varepsilon_{t-2} - \dots - \beta_q \cdot \varepsilon_{t-q}$ , шляхом підстановки різниць  $\Delta^d X_t$  замість  $Y_t$  та вирішення рівняння відносно  $X_t$ . В результаті буде отримано ARMA-модель нестационарного процесу, яка може бути перетворена в функцію прогнозування на  $h$  кроків вперед величин  $\hat{X}_T(h)$  с початком в момент часу  $T$  [32].

Основними мірами точності прогнозу є:

а) середня квадратична помилка прогнозу за  $\tau$  періодів:

$$MSE = \frac{1}{\tau} \sum_{t=T+1}^{T+\tau} (x_t - \hat{x}_t)^2, \quad (2.1)$$

де  $x_t$  – фактичне значення рівня ряду в період часу  $t$ ;

$\hat{x}_t$  – модельне значення рівня ряду в період часу  $t$ ;

$T$  – кількість значень ЧР за якими побудована модель;

$\tau$  – кількість даних, за якими перевіряється точність прогнозу;

б) корінь із середньоквадратичної помилки:

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{\tau} \sum_{t=T+1}^{T+\tau} (x_t - \hat{x}_t)^2}; \quad (2.2)$$

в) середня абсолютна помилка:

$$MAD = \frac{1}{\tau} \sum_{t=T+1}^{T+\tau} |x_t - \hat{x}_t|; \quad (2.3)$$

г) корінь із середньоквадратичної помилки прогнозу від фактичних значень у відсотках:

$$RMSPE = 100 \sqrt{\frac{1}{\tau} \sum_{t=T+1}^{T+\tau} \left( \frac{x_t - \hat{x}_t}{x_t} \right)^2}, \quad (2.4)$$

д) середня абсолютна помилка прогнозу у відсотках:

$$MAPE = \frac{100}{\tau} \sum_{t=T+1}^{T+\tau} \left| \frac{x_t - \hat{x}_t}{x_t} \right|. \quad (2.5)$$

Останні дві міри точності прогнозу визначаються у відсотках, тому визначити якість прогнозів можна використовуючи градацію (табл. 2.3).

Таблиця 2.3 – Класифікація прогнозів за якістю

MAPE, RMSPE	Точність прогнозу
Менше 10%	Висока
10% – 20%	Хороша
20% – 40%	Задовільна
40% – 50%	Погана
Більше 50%	Незадовільна

Таким чином, у результаті проведеного аналізу існуючих методологічних

підходів та інструментарію прогнозування часових рядів було виявлено, що незважаючи на достатньо розвинутий інструментарій аналізу та прогнозування, його застосування для часових рядів динаміки світових цін на нафту є проблематичним. Це підтверджує проаналізований досвід фахівців, які займаються проблемою прогнозування ціни на ринку енергоносіїв, який виявив, що можливості існуючих математичних методів та експертного оцінювання передбачити не тільки правильне значення, але часом навіть вірний напрям перспективної динаміки світової цін на нафту дуже обмежені.

На базі основних теоретичних положень функціонування ринку нафти та аналізу інструментарію, який можливо застосувати до динаміки цін на цьому ринку, розроблено концепцію прогнозування світових цін на нафту, що базується на методології дискретної нелінійної динаміки.

Реалізація концепції прогнозування світових цін на нафту на базі інструментарію дискретної нелінійної динаміки надасть змогу будувати прогнозні значення для часових рядів динаміки ціни як з урахуванням природи та внутрішніх властивостей цих часових рядів, так і мати високу адаптованість до зміни зовнішніх чинників. Застосування цієї концепції в економічній діяльності суб'єктів ринку енергоносіїв дозволить зменшити ризики при плануванні, підвищити прибутки та забезпечити економічне зростання.

## РОЗДІЛ 3

### ПРОГНОЗУВАННЯ ДИНАМІКИ ЧАСОВИХ РЯДІВ СВІТОВИХ ЦІН НА НАФТУ

#### 3.1 Фундаментальний аналіз динаміки часових рядів світових цін на нафту

Розглянемо динаміку ЧР світових цін на нафту марки Brent за період з 02.01.2013 по 16.12.2019 [40] (додаток В табл. В.1). Динаміка ціни на нафту Brent у 2013 – 2019 роках відображена на рис. 3.1.

Загальна інформація: вид: товар, група: енергетика, одиниця: 1 барель



Рисунок 3.1 – Аналізований ряд котирування на нафту Brent 2013 – 2019 рр.

Фундаментальний аналіз ціни на нафту Brent у 2013 році (рис. 3.2).

Загальна дані:

- мінімальна 96,75 USD/barel;
- середня 108,70 USD/barel;
- максимальна 119,17 USD/barel.



Рисунок 3.2 – Графік динаміки ціни на нафту Brent у 2013 році

На тлі геополітичної ситуації в Єгипті і Сирії, збоїв у поставках з Лівії, нестійких відносин Білорусі з Росією, високого завантаження нафтопереробних потужностей в США і більш сприятливих, ніж очікувалося, новин про динаміку світового попиту, у липні ціни на нафту подолали рубіж в 105 USD/barel.

Фундаментальний аналіз ціни на нафту Brent у 2014 році (рис. 3.3).

Загальна дані:

- мінімальна 55,81 USD/barel;
- середня 99,49 USD/barel;
- максимальна 115,71 USD/barel.

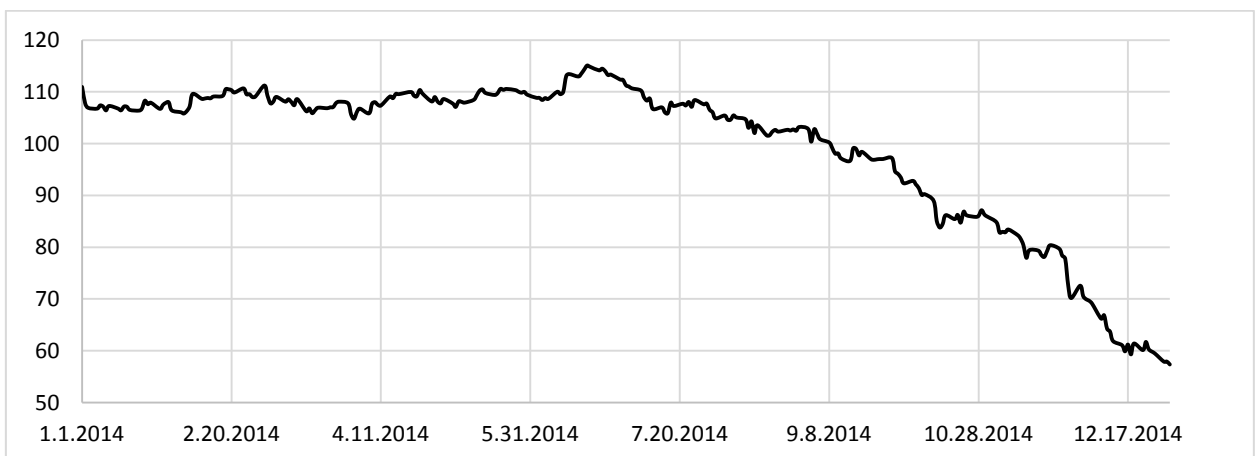


Рисунок 3.3 – Графік динаміки ціни на нафту Brent у 2014 році

Ціни на нафту в серпні в черговий раз «просіли», опустившись нижче позначки 105 USD/barel, викликаючи питання у учасників ринку: що викликало це падіння, спекуляції гравців нафтового ринку і загальний макроекономічний негатив або зниження нафтових цін – це довгострокова усталена тенденція?

Плавна хвилеподібна динаміка цін на нафту в діапазоні 106-110 USD/barel була порушена сунітським повстанням в Іраку. Котирування нафти, досягнувши річних максимумів 115 USD/barel в розпал української кризи та на піку подій в Ірані, далі тільки знижувалися [33].

У січні-серпні 2014 році середні ціни на нафту марки Brent складали 107,75 USD/barel. Пік був зафіксований 19 червня (115,19 USD/barel).

В кінці літа відзначалося падіння попиту на паливо в головних країнах-споживачах, США і Китаї, при цьому виникла надлишкова пропозиція через високі рівні видобутку нафти в США і поставок із Саудівської Аравії. Також в кінці серпня після річної перерви поновилися поставки нафти з Лівії.

11 вересня 2014 був опублікований щомісячна доповідь Міжнародного енергетичного агентства (МЕА), в якому був знижений прогноз світового попиту на нафту в 2014 році з 92,9 до 92,6 млн. бар./добу. Після цього почалося зниження ціни. Тенденція зміцнилася на початку жовтня, після публікації огляду світової економіки Міжнародного валютного фонду (МВФ), в якому був знижений прогноз по глобальному зростанню в 2014 році з 3,4% до 3,3%, а також на тлі негативного прогнозу Управління енергетичної інформації США за рівнем попиту на нафту.

9 жовтня ціна на нафту марки Brent опустилася нижче 90 USD/barel. Слідом за цим стало відомо, що Іран і найбільший на той момент світовий постачальник – Саудівська Аравія – знизили ціни на нафту за експортними контрактами. Падіння котирувань продовжилося після того, як 14 жовтня в черговій доповіді МЕА погіршило прогноз щодо попиту на нафту в 2014 році до 92,4 млн. бар./добу, з перспективою росту в 2015 р до 93,25 млн. барелів. Також важливим фактором падіння вартості Brent стала неготовність



Організації країн-експортерів нафти (ОПЕК) домовитися про скорочення видобутку.

На торгах 12 листопада 2014 р ціна Brent опустилася до позначки в 80 USD/barel. 14 листопада в черговій доповіді МЕА прогноз попиту на нафту в 2015 р. був скорочений до 92,6 млн. бар./добу, що прискорило падіння котирувань. 31 грудня 2014 р ціна досягла 55,27 USD/barel – таким чином, за рік нафтові котирування знизилися на 51%. 5 січня ціни на нафту марки Brent впали нижче 50 USD/barel, проміжний мінімум був зафіксований 13 січня – 45,13 USD/barel.

Фундаментальний аналіз ціни на нафту Brent у 2015 році (рис. 3.4).

Загальна дані:

- мінімальна 35,98 USD/barel;
- середня 53,60 USD/barel;
- максимальна 69,63 USD/barel.

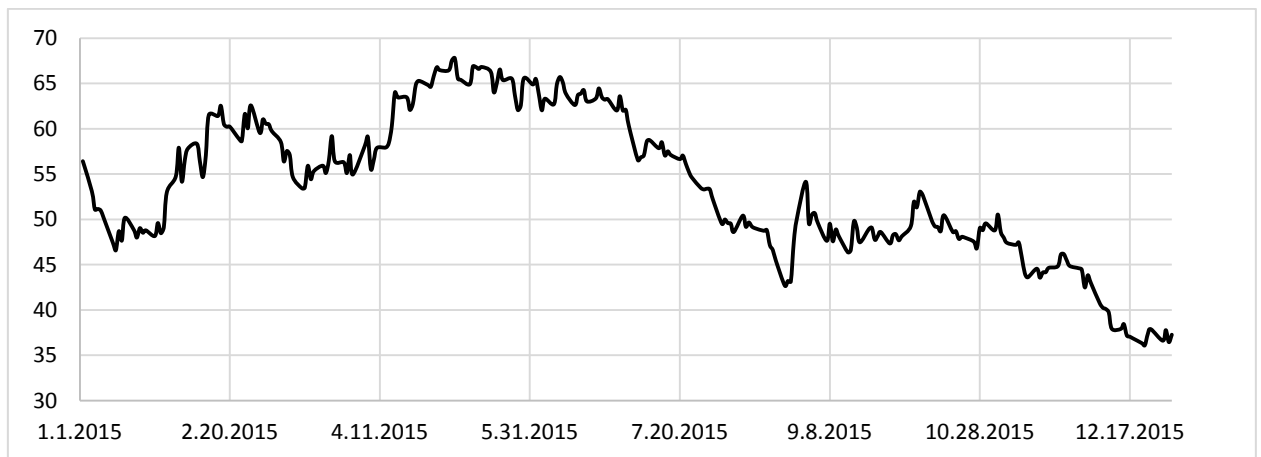


Рисунок 3.4 – Графік динаміки ціни на нафту Brent у 2015 році

Падіння цін на нафту стало одним з найсуттєвіших на товарних ринках. У минулому році падіння цін на нафту склало 45%. З початку 2015 року зниження продовжилося і на кінець року досягло 41% до позначки 37,28 USD/barel. Що стосується нафти, то головними факторами, які посприяли настільки різкому падінню, стали фундаментальні дисбаланси попиту і

пропозиції. На хвилі «сланцевого буму» в США, значно зріс світовий видобуток нафти. Однак незважаючи на різке зниження цін, інші великі нафтовидобувні країни, такі як Саудівська Аравія і Росія, намагаються нарощувати видобуток для збереження своєї ринкової частки, в надії опинитися в більш вигірній позиції після відновлення цін. Однак поки «дна» цін не видно, і великі видобувні країни, граючи на вибування, чекають, коли хтось почне знижувати видобуток [34].

Світовий видобуток сирої нафти перевищив попит в березні 2014 року, і з цього часу на ринку нафти спостерігається стабільне перевищення видобутку над попитом. На кінець 2015 року цей надлишок становить 1,61 млн. бар./добу. Для розуміння, приблизно такі обсяги нафти споживають такі країни, як Франція та Британія.

У 2015 році зростання попиту склало 1,8 млн. бар./добу, що є 5-річним максимумом. Така динаміка була викликана зростанням попиту на автомобілі та закупівлями нафти в Китаї для поповнення стратегічних резервів нафти. Очевидно, що таке зростання попиту не збережеться в наступному році, так як фактори, які сприяли зростанню попиту, поступово зійдуть нанівець.

Однією з основних причин такого різкого зростання видобутку, випереджаючого настільки ж вражаючі темпи зростання попиту, є зростання видобутку країн ОПЕК і їх небажання знижувати квоти на видобуток, яка становить 30 млн барелів на день. Так, з початку 2015 року, коли нафта вже торгувалася по 50 USD/barel. Країни ОПЕК наростили видобуток на 5,5% до 32,12 млн. бар./добу.

ОПЕК встановлював граничний рівень видобутку майже безперервно з 1982 року, хоча члени організації часто ігнорували квоти видобутку. Квота видобутку в 30 млн барелів на день була встановлена в 2011 році, і перевищувався 18 місяців поспіль. Тепер організація за фактом відмовилася від квоти і кожна країна-член організації видобуватиме скільки зможе.

Надлишок видобутку нафти швидше за все збережеться і в першій половині наступного року. Іран, після зняття санкцій, планує збільшити

видобуток до 4 млн. бар./добу до кінця 2016 року з поточного видобутку в 3,3 млн. барелів.

Імпорт сирової нафти в США різко знизився за останні роки завдяки так званому сланцевому буму. Максимальний рівень імпорту було досягнуто в 2005 році, коли імпорт становив 10,76 млн. бар./добу. З тих пір імпорт нафти скоротився на третину до 7,22 млн. бар./добу. Враховуючи, що загальне споживання нафти в США дорівнює 19,23 млн. бар./добу, на імпорт припадає 37,5% споживання. Відзначимо, що на піку обсягів імпорту в 2005 році, його частка в загальному споживанні становила 52%.

Інвестиції нафтогазового сектора скоротилися на 21% в порівнянні з 2014 роком. Цьому сприяло в основному капіталомісткий видобуток в Арктиці, шельфові проекти, СПГ, сланцеву нафту і нафтові піски.

Однією з причин поточного надлишку нафти є надлишкові інвестиції у видобуток і розвідку в 2013 році і на початку 2014 року. Пік інвестицій припав на 2013 року, коли нафтогазові компанії при цінах на нафту в 100 USD/barel інвестували 900 млрд. доларів. Це вплинуло на зростання видобутку з 90 млн. бар./добу в 2013 році до 96,9 млн. на кінець 2015 року [35].

Поточне нарощування обсягів видобутку розглядаємо як суто тимчасове явище, викликане боротьбою за ринок між великими постачальниками, в першу чергу, такими як Саудівська Аравія, Росія та США. Уповільнення зростання видобутку – це неминучість в середньостроковій перспективі, так як неефективні нафтові компанії і проекти будуть закриватися через їх високу собівартість.

Фундаментальний аналіз ціни на нафту Brent у 2016 році (рис. 3.5).

Загальна дані:

- мінімальна 27,10 USD/barel;
- середня 45,13 USD/barel;
- максимальна 57,89 USD/barel.



Рисунок 3.5 – Графік динаміки ціни на нафту Brent у 2016 році

Ціни на нафту коливаються під впливом різноспрямованих новин, але все ж в графіку проглядається загальна тенденція на підвищення. Після того, як у вересні в Алжирі ОПЕК відмовилася від дворічної політики необмеженої видобутку нафти, ціни на неї все впевненіше почуваються вище рівня 50 доларів за барель. Привід для чергового невеликого зниження дали Росія, Іран і США.

Найбільший експортер нафти на Близькому Сході Саудівська Аравія пропонує скоротити рівень нафтовидобутку з метою підняття цін на нафту, причому сам Ер-Ріяд готовий скоротити нафтовидобуток вперше за останні 8 років.

13 січня 2016 р біржові ціни на Brent вперше з початку кризи опустилися нижче 30 USD/barel, однак через кілька хвилин повернулися на рівень вище цієї позначки. Знову цей психологічний рубіж був подоланий 15 січня.

У середині лютого 2016 року в столиці Катару Досі міністри нафти Саудівської Аравії, Катару, Венесуели, що входять в ОПЕК висловили готовність зберегти в середньому в 2016 році видобуток нафти на рівні січня поточного року, якщо інші країни-виробники нафти приєднаються до цієї ініціативи. Ціна нафти Brent відреагувала падінням нижче 34 USD/barel.

За даними на 31 березня 2016 року вартість ф'ючерсу на нафту марки Brent з поставкою в травні 2016 року на біржі в Лондоні склала 39,71 USD/barel.

7 квітня в столиці Катару Досі відбулася зустріч представників картелю і країн виробників нафти, що не входять в ОПЕК, де обговорювалася можлива домовленість по «заморожуванні» нафтовидобутку на рівні січня. На неї приїхали делегації з 18 країн, 19-й учасник переговорів – Іран – напередодні зустрічі відмовився обговорювати «заморозку» видобутку нафти, пояснюючи це недавно знятими з країни санкціями [36].

Учасники зустрічі так і не змогли домовитися про «заморожування» рівня видобутку сировини. Переговори, що тривали більше 12 годин, закінчилися запевненнями сторін в тому, що їм потрібно ще трохи часу на роздуми, а ринок і так себе непогано почуває.

Фундаментальний аналіз ціни на нафту Brent у 2017 році (рис. 3.6).

Загальна дані:

- мінімальна 44,35 USD/barel;
- середня 52,24 USD/barel;
- максимальна 58,37 USD/barel.



Рисунок 3.6 – Графік динаміки ціни на нафту Brent у 2017 році

На тлі новин про скорочення видобутку нафти країнами ОПЕК вартість бареля Brent у лютому піднялася вище 56 USD/barel .

У січні 2017-го країни ОПЕК виконали піврічний план скорочення нафтовидобутку на 90%, повідомляє Міжнародне енергетичне агентство. За

його даними, сукупний обсяг видобутку нафти ОПЕК в січні 2017 року склав 32,1 млн. бар./добу, при цьому більшість тих, хто входять до картелю країн, активно скорочували видобуток, а відразу три країни навіть перевиконали план.

Зокрема, в Анголі обсяг скорочень нафтовидобутку перевищив планові показники більш ніж на 40%, в Катарі – майже на 30%, а в Саудівській Аравії – на 16%. Майже повністю виконав піврічний план скорочення нафтовидобутку Кувейт, майже на 90% – Еквадор, майже на 80% – Алжир, приблизно на 50% – Ірак. У відстають поки тільки ОАЕ (скоротили видобуток менш ніж на 40%), Габон (приблизно на 20%) і Венесуела (менш ніж на 20%).

Новини про дружнє скорочення ОПЕК нафтовидобутку привели до нового зростання нафтових котирувань.

Однак опитані Bloomberg [37] експерти сумніваються, що ОПЕК вдасться повністю виконати взяті на себе зобов'язання. «Історичний аналіз подібних обмежень видобутку вказує, що виконання плану на 100% навряд чи можливо», – зазначає глава IHS Energy Спенсер Уелч.

Вартість нафти на початку травня різко пішла вниз, оновивши мінімуми п'ятимісячної давності: ціни на Brent вперше з 30 листопада 2016 року опустилися нижче рівня 47 USD/barel. Основною причиною того, що відбувається є невизначеність щодо другого раунду переговорів країн ОПЕК з заморожування видобутку вуглеводнів: статистика по запасах нафти і нафтопродуктів в США може перешкодити досягненню домовленостей між виробниками сировини з даного питання.

Але і в цілому останнім часом ціни на нафту демонструють явно не найкращу динаміку, констатує, в свою чергу, аналітик ГК Forex Club Ірина Рогова. Факторів тиску відразу кілька. По-перше, це, звичайно, зазначені побоювання щодо того, чи стане ОПЕК+ продовжувати угоду про скорочення видобутку. США активно нарощують видобуток сланцевої

нафти. Таким чином, ефект від скорочення країнами ОПЕК знижується і для досягнення балансу буде потрібно значно більше часу.

По-друге, продовжує експерт, Трамп підписав указ, що дозволяє нафтовим компаніям відновити розвідку нафтових родовищ і буріння свердловин на американському океанічному шельфі після паузи довжиною в сім років. По-третє, це зміцнення долара в останні дні, що робить номіновані в ньому активи дешевше.

Ціни на нафту виросли в кінці липня за рахунок зниження запасів сировини в США і ознак уповільнення темпів зростання видобутку сланців.

Ціни на нафту 25 серпня підвищилися в після того, як нафтовидобувні компанії евакуювали робітників з нафтових платформ і призупинили буріння в прибережних районах південного Техасу в зв'язку з наближенням урагану «Харві».

Нафта зросла в ціні в кінці вересня в ході азіатської торгової сесії, після того як галузеві оцінки несподівано показали скорочення запасів нафти в США.

Фундаментальний аналіз ціни на нафту Brent у 2018 році (рис. 3.7).

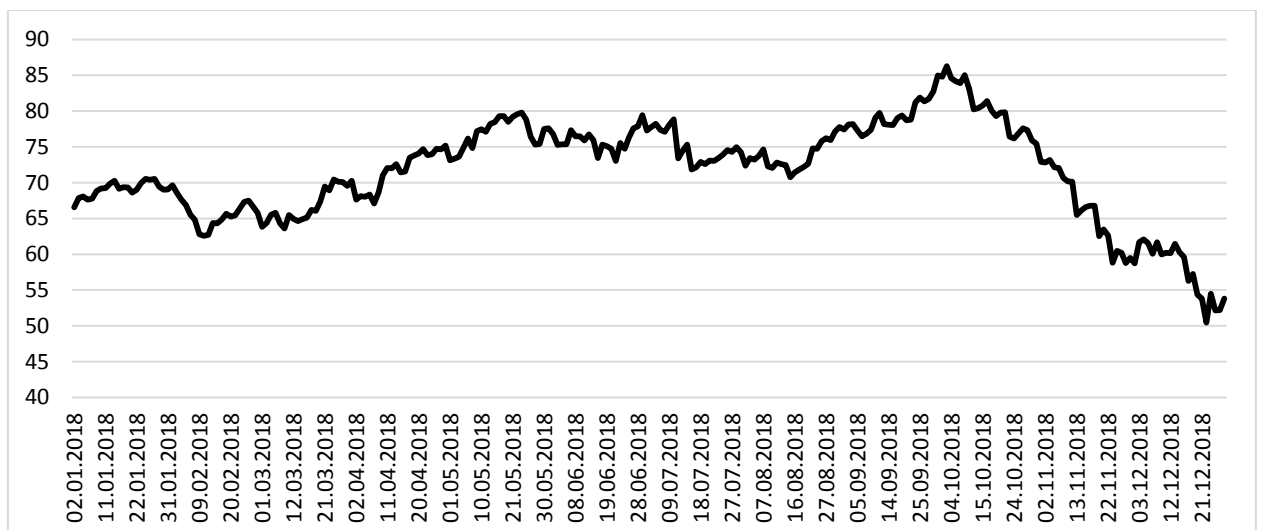


Рисунок 3.7 – Графік динаміки ціни на нафту Brent у 2018 році

Загальна дані:

– мінімальна 50,47 USD/barel;

- середня 71,69 USD/barel;
- максимальна 86,29 USD/barel.

Ціни поступово, хоча і з невеликими перервами, росли з початку 2018 року, а пік нафтового ралі припав на кінець вересня – початок жовтня. Котирування Brent перевищили 85 USD/barel, а трейдери навіть допускали зростання до 100 USD/barel і робили на це ставки.

Спрацював комплекс причин. Серед них – очікування скорочення експорту нафти Іраном з листопада через санкції США і позиція моніторингового комітету ОПЕК+. Всупереч заявам президента США Дональда Трампа, який закликав до збільшення видобутку і охолодження ринку, комітет виключив негайне збільшення видобутку.

Аналітики не вважали це разовим фактором. Вони прогнозували, що санкції проти Ірану будуть забезпечувати високі ціни і в 2019 році.

Крім того, підтримку цінам на нафту надає угода ОПЕК+ про скорочення видобутку. Зростання котирувань не зупинило і пом'якшення угоди в липні, що дозволило наростити видобуток Росії і Саудівської Аравії.

Високим цінами сприяло і підвищення глобального попиту на нафту. За оцінкою МЕА, він в 2018 році виріс приблизно на 1,3%.

Обвал цін на нафту оформився до середини листопада: Brent увійшла в «ведмежий» цикл (bear market – падіння на 20% відносно недавнього піку), якщо орієнтуватися на ціни закриття торгів.

Санкції США проти Ірану виявилися слабшими, ніж очіувалося. Хоча Білий дім і заявляв, що їхня мета – скоротити нафтовий експорт з ісламської республіки до нуля, однак зробив виняток для восьми країн. У Ірану зберігається можливість продавати нафту Китаю, Індії, Греції, Італії, Тайваню, Японії, Туреччини і Південної Кореї.

Ще однією причиною обвалу стали песимістичні прогнози ОПЕК і МЕА: вони передбачили більш повільне зростання попиту на нафту через уповільнення глобальної економіки і, як наслідок, більш низький попит на паливо [38].



Ефективність ОПЕК+ знижується як через сланцевої видобутку, так і через збільшення видобутку в країнах, які не беруть участі в угоді, зокрема в США, написали в моніторингу економісти РАНХиГС та Інституту Гайдара. Протягом декількох днів у грудні волатильності на ринку додавала невизначеність з новою угодою ОПЕК+. Країни не могли домовитися в тому числі з-за неясною позиції Росії: через прийдешні холодів вона не була готова скорочувати видобуток в обсязі, який пропонувала Саудівська Аравія. Міністр енергетики Олександр Новак літав з Відня, де проходили переговори, в Санкт-Петербург і обговорював видобуток з президентом Володимиром Путіним.

Опосередковано на нафтові ціни впливає і government shutdown – тимчасове припинення роботи уряду США.

Фундаментальний аналіз ціни на нафту Brent у 2019 році (рис. 3.8).

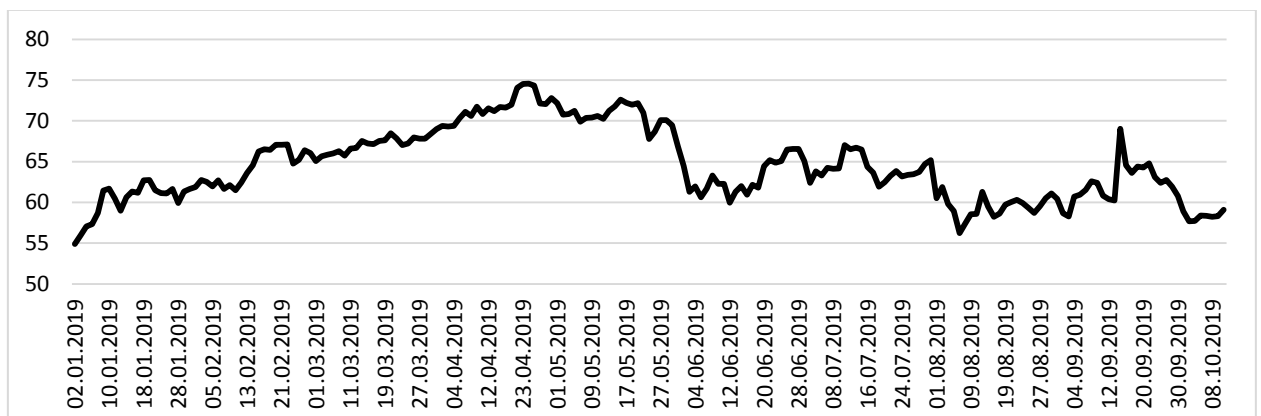


Рисунок 3.8 – Графік динаміки ціни на нафту Brent у 2019 році

Загальна дані:

- мінімальна 54,91 USD/barel;
- середня 64,50 USD/barel;
- максимальна 74,57 USD/barel.

У квітні 2019 вартість нафтової марки Brent перевищила позначку в 69 USD/barel за барель вперше з 13 листопада 2018 року. Про це свідчать дані Investing.com. 13 листопада 2018 року ціна нафти марки Brent піднімалася до позначки 69,68 USD/barel.

Ціни на нафту ростуть на тлі триваючого скорочення поставок країн-учасниць ОПЕК+ і санкцій США проти Ірану і Венесуели. Ці обставини вже привели до найбільшого квартального зростання цін на нафту з 2009 року.

Члени ОПЕК+ домовилися скоротити видобуток нафти на 1,2 млн. бар./добу в грудні 2018 року. Угода буде діяти до кінця червня 2019 року з можливістю його перегляду в квітні.

Вартість серпневих ф'ючерсів на нафту марки Brent вперше з 13 лютого опустилася нижче рівня 63 USD/barel. Про це свідчать дані торгів.

За третій квартал ціна Brent упала на 8,7%. Цей показник став найгіршим з четвертого кварталу минулого року, коли ціна на нафту цієї марки впала на 35%.

Як зазначає агентство Reuters [39], причиною падіння цін на нафту цих марок стала торгова війна між Вашингтоном і Пекіном, а також атака дронів на об'єкти нафтової компанії Saudi Aramco.

За даними агентства, після цієї атаки видобуток нафти країнами, що входять в ОПЕК, впала до восьмирічного мінімуму. У вересні видобуток склав 29,8 млн. бар./добу, що на 750 тис. бар./добу менше, ніж в серпні.

21 вересня стало відомо, що нафта Brent показала максимальний тижневий зростання з початку року. Він склав 6,7%. Це сталося на тлі обіцянок Ер-Ріада в найкоротші терміни відновити ті показники з видобутку нафти, які були до атаки дронів.

Результати фрактального аналізу відображено у додатку Б на рис. Б.1.

### 3.2 Комплексний фрактальний аналіз динаміки світових цін на нафту

Для проведення фрактального аналізу досліджено ЧР світових цін на нафту марки Brent за період з 02.01.2013 по 16.12.2019 [40] (додаток В табл. В.1). При цьому визначено системні характеристики ряду в цілому, а також за роками, а саме: глибина пам'яті, що є найбільш можливою; глибина пам'яті, що є центром тяжіння; максимальна глибина пам'яті; глибина

пам'яті, що є центром тяжіння значимих рівнів глибини; типовість виявленої закономірності за рівнем значимості; показник інформаційної ентропії нечіткої множини глибини пам'яті; показник інформаційної ентропії значимої нечіткої множини глибини пам'яті; показник надлишковості нечіткої множини глибини пам'яті, яку можна розглядати як міру «зашумленості» ЧР. Результати розрахунків наведено в табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Значення показників оцінювання динаміки ціни на нафту за період з січня 2013 року по грудень 2019 року.

Показники	Ціна на нафту							
	Весь ряд G1	«1части на»2013	«2части на»2014	«3части на»2015	«4части на»2016	«5части на»2017	«6части на»2018	«7части на»2019
$H$	0,9230 273 трендо стійки й	0,93108 05 трендос тійкий	0,86944 77 трендос тійкий	0,92685 60 трендос тійкий	0,93821 93 трендос тійкий	0,89415 48 трендос тійкий	0,87057 92 трендос тійкий	0,88243 1407 трендос тійкий
$H$ перемі шуванн я	0,6114 025	0,62379 68	0,62627 52	0,61973 39	0,62204 95	0,60040 42	0,63940 42	0,60942 43
$l_{H3}$	4	9, 10	3	5	5,8,10	4,10	4	3
$l_{CT}$	10,041 667	12,2380 952	10,6363 64	7,70967 74	10,9583 33	10,2727 27	4.77272 7273	4.83422 4599
$l_{max}$	45	29	34	18	26	33	10	10
$f_{CT}$	7,1	12	7,78571 43	5,78260 87	9,73684 21	9,375	4.75	4,98
$\tau_e(X)$	0,8333 333 Висока типовіс ть	0,66666 67 Висока типовіс ть	0,63636 36 Висока типовіс ть	0,74193 55 Висока типовіс ть	0,79166 67 Висока типовіс ть	0,72727 27 Висока типовіс ть	0.96969 697 Висока типовіс ть	0.97860 9626 Висока типовіс ть
$H_{entop\_L}$	0,8668 1666	1,60562 94	1,77435 86	1,91929 79	1,72005 69	1,62494 51	0.85840 2191	0.94985 6367
$H^e_{entop\_L}$	0,4253 8608	0,63041 96	0,65983 31	0,75157 65	0,95730 07	0,78905 1	0.74694 9642	0.77206 0712
$SH(X)$	0,5092 548 Середн я зашумл ивість	0,60736 92 Низька зашумл ивість	0,62812 87 Низька зашумл ивість	0,60841 07 Низька зашумл ивість	0,44344 83 Середня зашумл ивість	0,51441 38 Середня зашумл ивість	0.43731 3043 Середня зашумл ивість	0.70718 1621 Низька зашумл ивість

Розглянемо властивості ЧР G1 з точки зору твердження про те, що більшості ЧР, які відображують динаміку розвитку економічних систем, властива довгострокова пам'ять і вони мають фрактальну структуру.

Першим етапом комплексного фрактального аналізу є відомий метод нормованого розмаху Херста, який разом із процедурою перемішування дозволяє здійснити діагностику щодо фрактальної структури ЧР.

Розрахуємо значення показника Херста для цього ЧР. Для ЧР G1 отримано значення показника Херста  $H = 0,923$  (після перемішування рівнів ЧР  $H_{пер.} = 0,611$ ). З цього можна зробити висновок, що часові ряди ціни на нафту, які досліджуються, є персистентними та мають довготривалу пам'ять.

Другий етап комплексного фрактального аналізу, який дозволяє отримати кількісну характеристику глибини пам'яті ЧР, полягає в реалізації алгоритму послідовного R/S – аналізу на основі побудови сімейства  $S(G1)$  та аналізу відповідних їм H-траєкторії й R/S-траєкторії. У додатку Г на рисунках Г.1-Г.8 представлені графіки R/S-траєкторії та H-траєкторії для ЧР. Підставою для твердження про те, що ЧР має пам'ять про свій початок, є виконання наступної умови: його H-траєкторія на протязі деякої кількості своїх початкових точок знаходиться в області чорного шуму, а для його R/S-траєкторії ці точки входження в чорний шум демонструють собою наявність тренда.

Обчислимо «глибину пам'яті ЧР в цілому» для кожного з розглянутих ЧР. Пам'ять конкретного ряду в цілому представляється нечіткою множиною.

Таблиця 3.2 – Значення глибини пам'яті, частоти та частоті появи цих значень для ЧР цін на нафту.

Глибина l	4	5	6	7	8	9	11	12	37	45
Кількість N(l)	5	1	2	4	3	4	2	1	1	1
Частка d(l)	0,2083 3	0,041 667	0,083 333	0,166 667	0,12 5	0,16 6667	0,083 333	0,041 667	0,041 667	0,041 667
Значення функції приналежності $\mu(l)$	0,8	0,16	0,32	0,64	0,48	0,64	0,32	0,16	0,16	0,16

З табл. 3.2 одержуємо НМ глибини пам'яті для ЧР у цілому:

$$L(G1)=\{(4;0,8),(5;0,16),(6;0,32),(7;0,64),(8;0,48),(9;0,64),(11;0,32),(12;0,16),(37;0,16),(45;0,16)\}.$$

Ступінь значимості глибини пам'яті в середньому = 0,4

Для оцінки ступеню невизначеності використано показник інформаційної ентропії нечіткої множини глибини пам'яті ( $H_{entop\_L}$ ) щодо різноманітності варіантів поведінки ряду динаміки. Для досліджуваних рядів виявилось, що найбільша невизначеність характерна для ЧР «4 частина» 2016.

На рис. 3.9 представлено графічне подання нечітких множин глибини пам'яті відповідно для часових рядів цін на нафту.

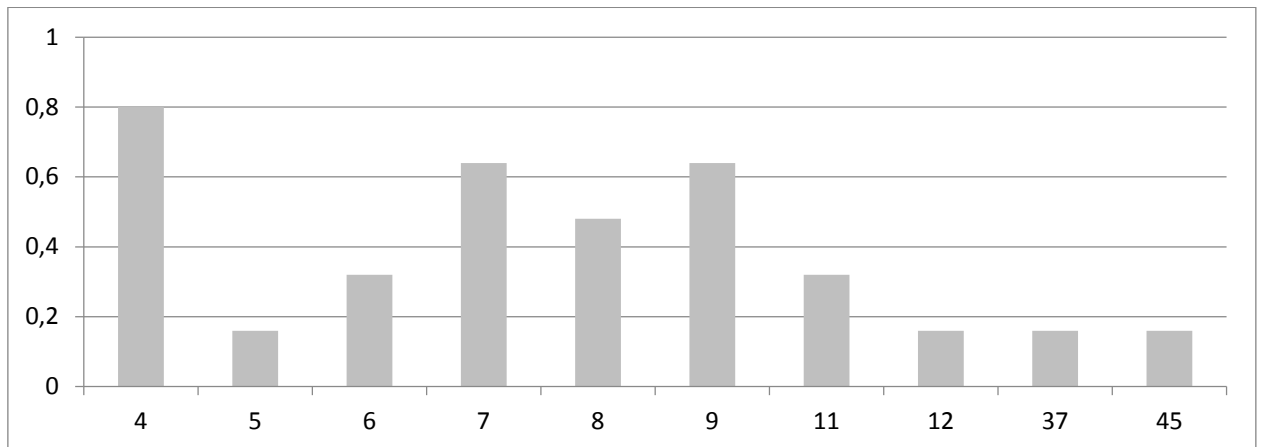


Рисунок 3.9 – Графічне подання нечіткої множини глибини пам'яті для ЧР для всього ЧР (G1)

Таблиця 3.3 – Значення глибини пам'яті, частоти та частоті появи цих значень для «1 частини» 2013 р.

Глибина l	4	6	7	8	9	10	11	13	16	17	24	29
Кількість N(l)	1	2	1	1	4	4	1	1	2	1	2	1
Частка d(l)	0,04 8	0,09 5	0,04 8	0,04 8	0,19 0	0,19 0	0,04 8	0,04 8	0,09 5	0,04 8	0,09 5	0,04 8
Значення функції приналежності $\mu(l)$	0,2	0,4	0,2	0,2	0,8	0,8	0,2	0,2	0,4	0,2	0,4	0,2

З табл. 3.3 одержуємо НМ глибини пам'яті для «1 частини» 2013р. :

$$L(\text{«1 частина»}) = \{(4;0,2), (6;0,4), (7;0,2), (8;0,2), (9;0,8), (10;0,8), (11;0,2), (13;0,2), (16;0,4), (17;0,2), (24;0,4), (29;0,2)\}.$$

Ступінь значимості глибини пам'яті в середньому = 0,4

На рис. 3.10 представлено графічне подання нечітких множин глибини пам'яті відповідно для часових рядів цін на нафту.

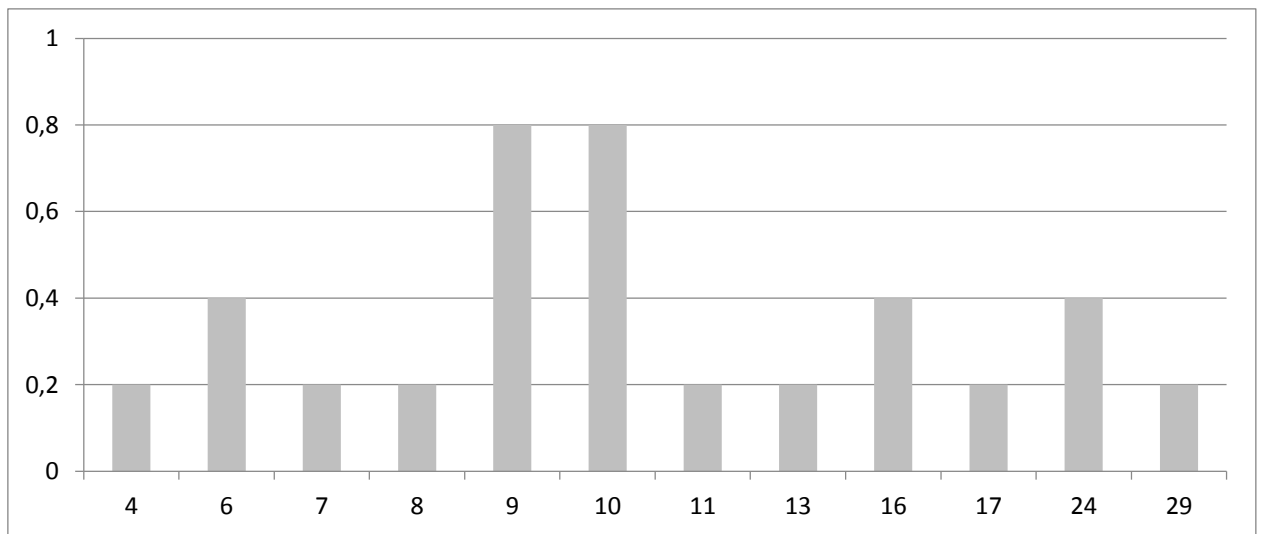


Рисунок 3.10 – Графічне подання нечіткої множини глибини пам'яті для ЧР для «1 частини» 2013

Таблиця 3.4 – Значення глибини пам'яті, частоти та частоті появи цих значень для «2 частини» 2014 р.

Глибина l	3	4	6	8	10	11	12	13	15	16	17	18	34
Кількість N(l)	4	3	1	2	1	1	2	1	3	1	1	1	1
Частка d(l)	0,1 8	0,1 4	0,0 1	0,0 9	0,04 6	0,04 6	0,0 9	0,04 6	0,1 4	0,04 6	0,04 6	0,04 6	0,04 6
Значення функції приналежності μ(l)	0,8	0,6	0,2	0,4	0,2	0,2	0,4	0,2	0,6	0,2	0,2	0,2	0,2

З табл. 3.4 одержуємо НМ глибини пам'яті для «2 частини» 2014 р. :

$$L(\text{«2 частина»}) = \{(3;0,8), (4;0,6), (6;0,2), (8;0,4), (10;0,2), (11;0,2), (12;0,4), (13;0,2), (15;0,6), (16;0,2), (17;0,2), (18;0,2), (34;0,2)\}$$

Ступінь значимості глибини пам'яті в середньому = 0,3

На рис. 3.11 представлено графічне подання нечітких множин глибини пам'яті відповідно для часових рядів цін на нафту.

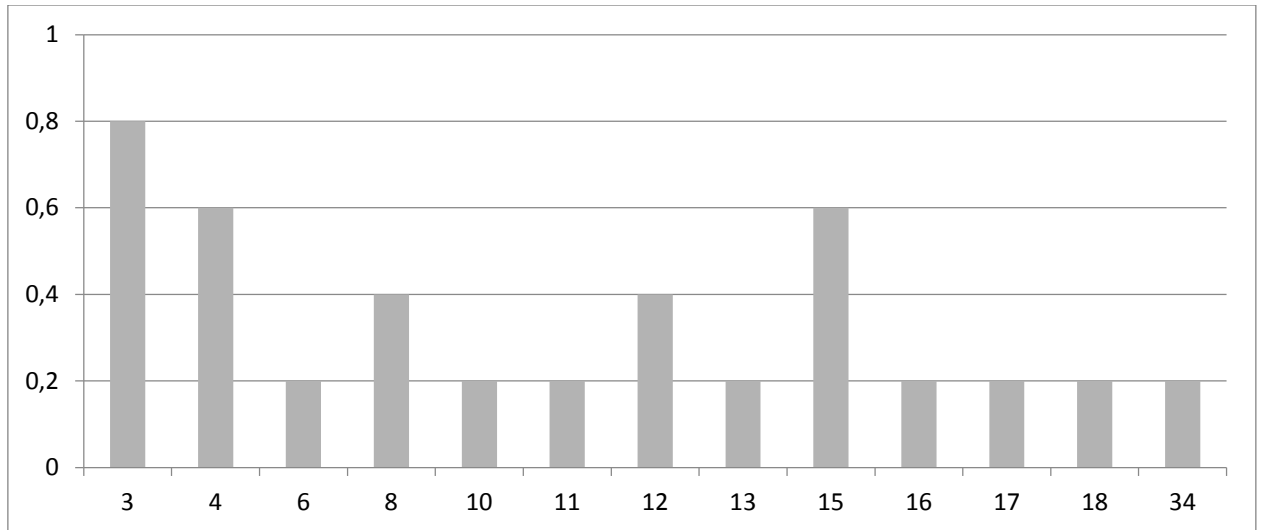


Рисунок 3.11 – Графічне подання нечіткої множини глибини пам'яті для ЧР для «2 частини» 2014 р.

Таблиця 3.5 – Значення глибини пам'яті, частоти та частоті появи цих значень для «3 частини» 2015 р.

Глибина l	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	16	17	18
Кількість N(l)	4	5	5	3	1	2	2	1	1	2	1	1	1	1	1
Частка d(l)	0,1 3	0,1 6	0,1 6	0,1 0	0,0 3	0,0 6	0,0 6	0,0 3	0,0 3	0,0 6	0,0 3	0,0 3	0,0 3	0,0 3	0,0 3
Значення функції приналежності μ(l)	0,6 4	0,8	0,8	0,4 8	0,1 6	0,3 2	0,3 2	0,1 6	0,1 6	0,3 2	0,1 6	0,1 6	0,1 6	0,1 6	0,1 6

З табл. 3.5 одержуємо НМ глибини пам'яті для «3 частини» 2015 р.:

$$L(\text{«3 частина»}) = \{(3;0,64), (4;0,8), (5;0,8), (6;0,48), (7;0,16), (8;0,32), (9;0,32), (10;0,16), (11;0,16), (12;0,32), (13;0,16), (14;0,16), (16;0,16), (17;0,16), (18;0,16)\}.$$

Ступінь значимості глибини пам'яті в середньому = 0,3

На рис. 3.12 представлено графічне подання нечітких множин глибини пам'яті відповідно для часових рядів цін на нафту.

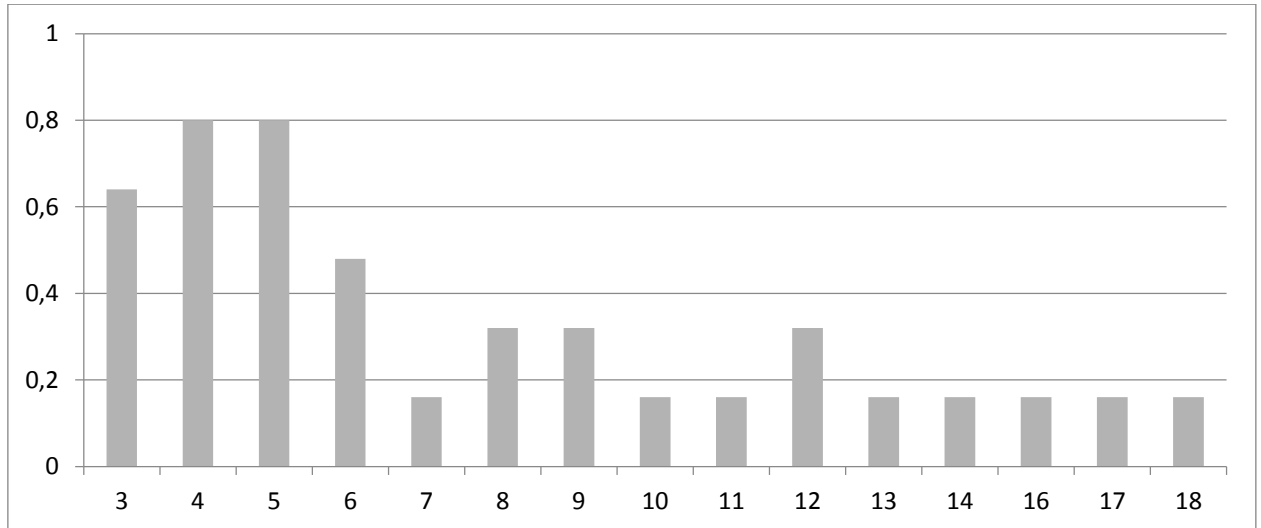


Рисунок 3.12 – Графічне подання нечіткої множини глибини пам'яті для ЧР для «3 частини» 2015 р.

Таблиця 3.6 – Значення глибини пам'яті, частоти та частоті появи цих значень для «4 частини» 2016 р.

Глибина l	3	4	5	6	8	9	10	13	15	19	20	21	26
Кількість N(l)	1	2	3	2	3	2	3	2	1	1	1	1	2
Частка d(l)	0,04	0,08	0,12	0,08	0,12	0,08	0,12	0,08	0,04	0,04	0,04	0,04	0,08
Значення функції приналежності μ(l)	0,27	0,53	0,80	0,53	0,80	0,53	0,80	0,53	0,27	0,27	0,27	0,27	0,53

З табл.3.6 одержуємо НМ глибини пам'яті для «4 частини» 2016 р. :

$$L(\text{«4 частина»}) = \{(3;0,27), (4;0,53), (5;0,8), (6;0,53), (8;0,8), (9;0,53), (10;0,8), (13;0,53), (15;0,27), (19;0,27), (20;0,27), (21;0,27), (26;0,53)\}$$

Ступінь значимості глибини пам'яті в середньому = 0,5



На рис. 3.13 представлено графічне подання нечітких множин глибини пам'яті відповідно для часових рядів цін на нафту.

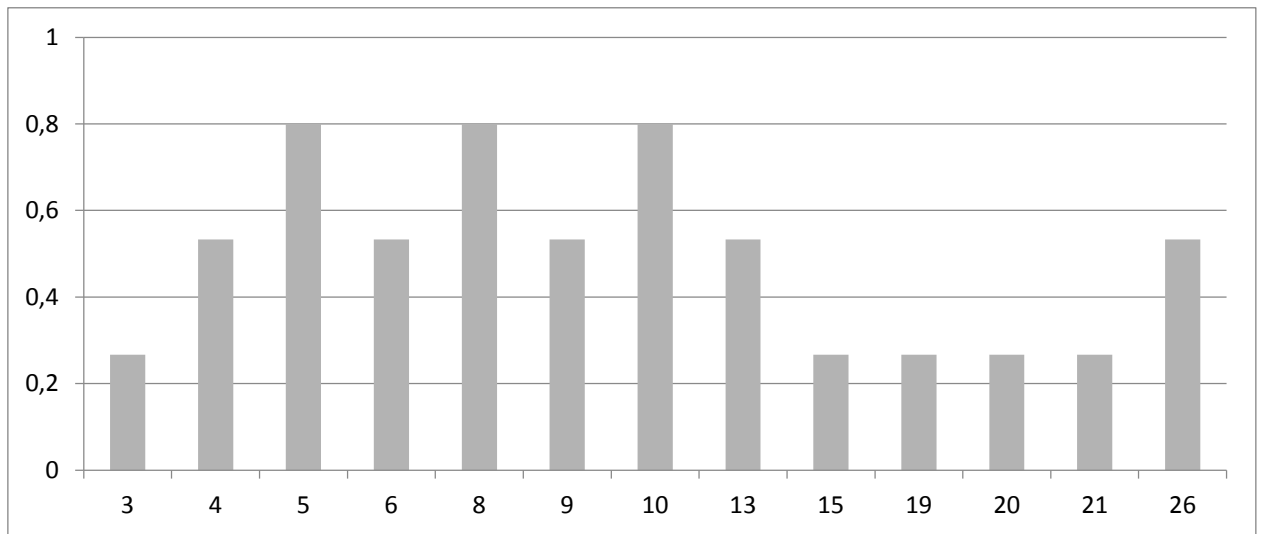


Рисунок 3.13 – Графічне подання нечіткої множини глибини пам'яті для ЧР для «4 частини» 2016 р.

Таблиця 3.7 – Значення глибини пам'яті, частоти та частоті появи цих значень для «5 частини» 2017 р.

Глибина l	3	4	5	6	8	9	10	12	14	15	18	33
Кількість N(l)	2	4	2	2	1	1	4	1	1	1	1	2
Частка d(l)	0,09	0,18	0,09	0,09	0,04	0,05	0,18	0,05	0,05	0,05	0,05	0,09
Значення функції приналежності $\mu(l)$	0,4	0,8	0,4	0,4	0,2	0,2	0,8	0,2	0,2	0,2	0,2	0,4

З табл. 3.7 одержуємо НМ глибини пам'яті для «5 частини» 2017 р. :

$$L(\text{«5 частина»}) = \{(3;0,4), (4;0,8), (5;0,4), (6;0,4), (8;0,2), (9;0,2), (10;0,8), (12;0,2), (14;0,2), (15;0,2), (18;0,2), (33;0,4)\}.$$

Ступінь значимості глибини пам'яті в середньому = 0,4

На рис. 3.14 представлено графічне подання нечітких множин глибини пам'яті відповідно для часових рядів цін на нафту.

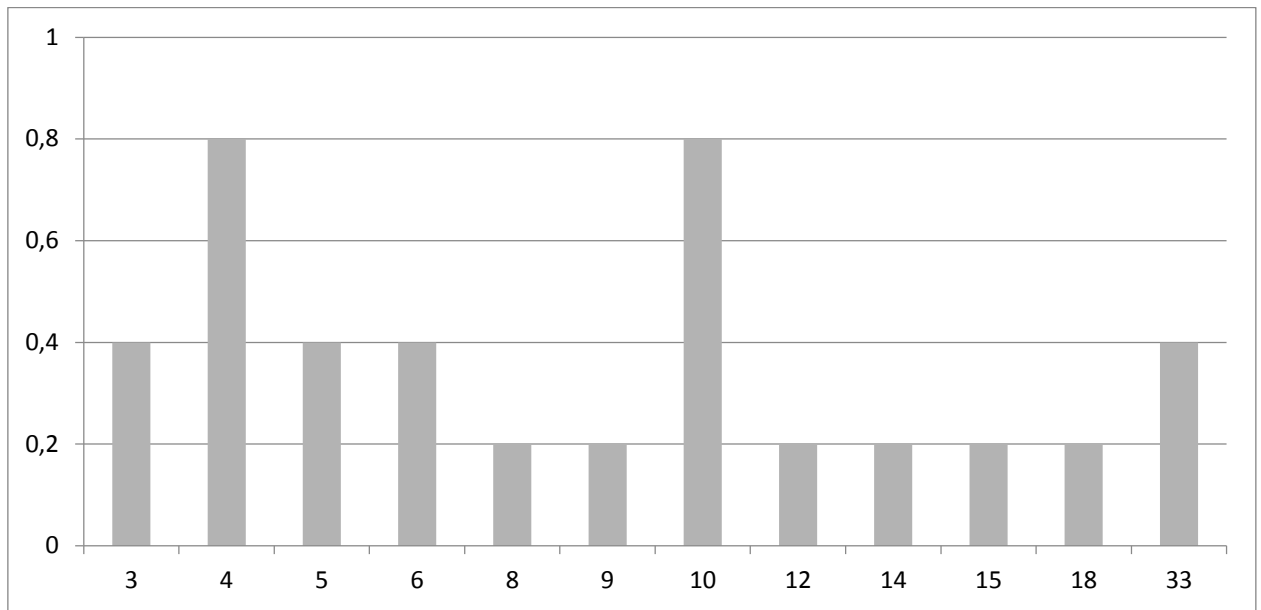


Рисунок 3.14 – Графічне подання нечіткої множини глибини пам'яті для ЧР для «5 частини» 2017 р.

Таблиця 4.8 – Значення глибини пам'яті, частоти та частоти появи цих значень для «6 частини» 2018 р.

Глибина l	1	3	4	5	6	7	8	10
Кількість N(l)	1	12	20	17	7	3	5	1
Частка d(l)	0.016	0.18	0.3	0.26	0.11	0.05	0.07	0.02
Значення функції приналежності μ(l)	0.04	0.48	0.8	0.68	0.28	0.12	0.2	0.04

З табл.4.8 одержуємо НМ глибини пам'яті для «6 частини» 2017 р.:

$$L(\text{«6 частина»}) = \{(1; 0,04), (3; 0,48), (4; 0,8), (5; 0,68), (6; 0,28), (7; 0,12), (8; 0,2), (10; 0,04)\}.$$

Ступінь значимості глибини пам'яті в середньому = 0,33

На рис. 3.15 представлено графічне подання нечітких множин глибини пам'яті відповідно для часових рядів цін на нафту.

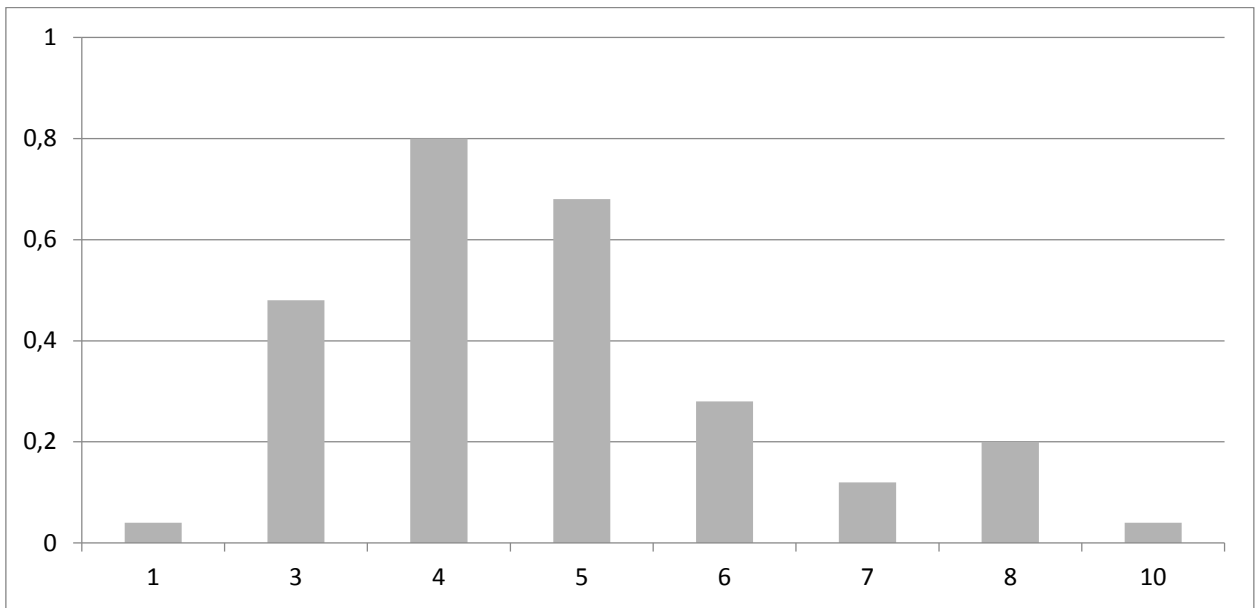


Рисунок 3.15 – Графічне подання нечіткої множини глибини пам'яті для ЧР для «6 частини» 2018 р.

Таблиця 3.9 – Значення глибини пам'яті, частоти та частоті появи цих значень для «7 частини» 2019 р.

Глибина l	1	3	4	5	6	7	8	9
Кількість N(l)	1	16	12	12	10	6	3	2
Частка d(l)	0.01612 9032	0.25806 4516	0.19354 8387	0.19354 8387	0.16129 0323	0.09677 4194	0.04838 7097	0.03225 8065
Значення функції приналежності μ(l)	0.67	0.8	0.6	0.6	0.5	0.3	0.15	0.1

З табл. 3.9 одержуємо НМ глибини пам'яті для «7 частини» 2019 р. :

$$L(\text{«бчастина»}) = \{(1;0,7), (3;0,8), (4;0,6), (5;0,6), (6;0,5), (7;0,3), (8;0,15), (9;0,1)\}.$$

Ступінь значимості глибини пам'яті в середньому = 0,33

На рис. 3.16 представлено графічне подання нечітких множин глибини пам'яті відповідно для часових рядів цін на нафту.

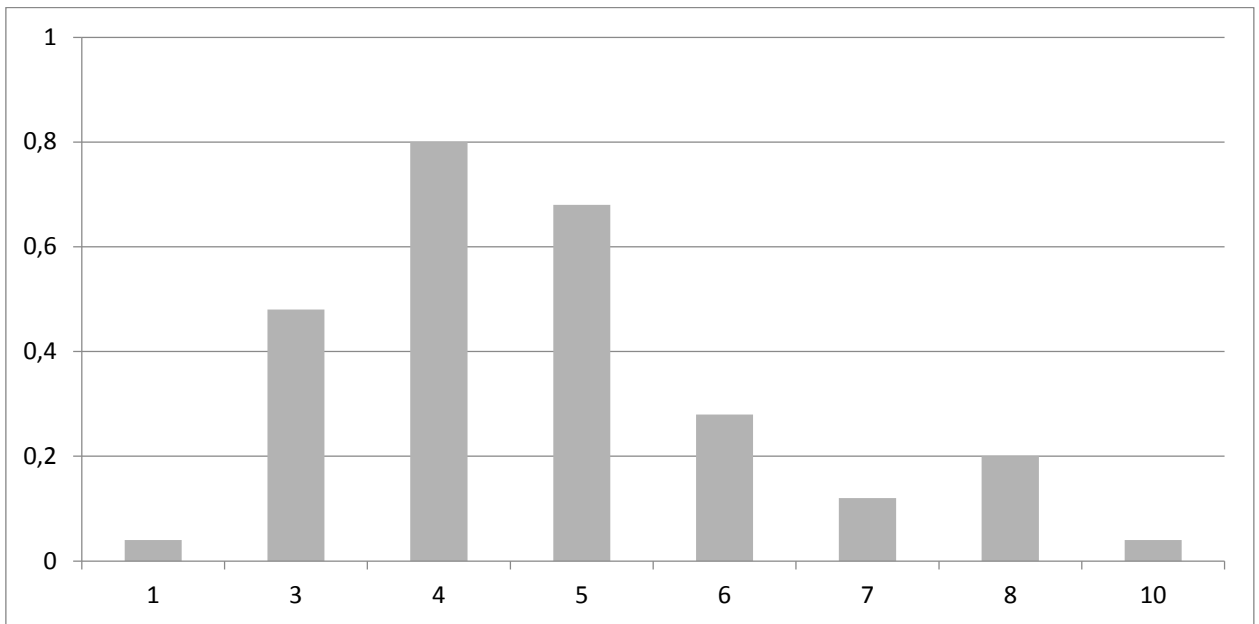


Рисунок 3.16 – Графічне подання нечіткої множини глибини пам'яті для ЧР для «7 частини» 2019 р.

В результаті комплексного фрактального аналізу бачимо, що за показниками ряд є трендостійким (інерційним), тобто протягом деякого часу ряд зберігає напрям руху. Усім часовим рядам, що досліджено, притаманна властивість трендостійкості (показник Херста наближається до 1). Проведений тест на перемішування це підтвердив (в усіх часових рядах в результаті перемішування була зруйнована структура, а значення показника Херста не перевищувало 0,7); Ступінь прояву властивості трендостійкості можна оцінити значенням глибини пам'яті, що зустрічається найчастіше ( $l_{H3}$ ). Виявилось що для ЧР  $F^P$  значення  $l_{H3}$ : 4, а для  $F^G - l_{H3} = 4$ . Тобто на протязі цього часу буде зберігатися напрям тренду.

Глибина пам'яті, що найчастіше зустрічається та є найбільш можливою, у по частинному розбитті дорівнює 10.

Центр тяжіння нечіткої множини глибини пам'яті приблизно дорівнює 10. Тобто, можемо прогнозувати найкраще значення вперед саме на 10 періодів.

### 3.3 Побудова ARIMA моделі на мові R

Для побудови ARIMA моделі використаємо програмне середовище мови R. Використання мови програмування R обґрунтовується наявністю та доступністю статистичних пакетів для моделювання і прогнозування часових рядів та в можливості не тільки програмувати власні функції, але в багатьох випадках покращувати вже існуючі.

R – це мова програмування й середовище для статистичних обчислень, аналізу великих масивів даних та їх графічної візуалізації. R доступна як безкоштовне програмне забезпечення на умовах GNU General Public License Фонду вільного програмного забезпечення у формі вихідного коду [41]. Її можна розглядати як конкурента для таких аналітичних систем, як SAS Analytics, не кажучи вже про такі більш прості пакети, такі як StatSoft STATISTICA або Minitab [42]. R має значні можливості для здійснення статистичних аналізів, включаючи лінійну і нелінійну регресію, класичні статистичні тести, аналіз часових рядів (серій), кластерний аналіз і багато іншого. R легко розбудовується завдяки використанню додаткових функцій і пакетів доступних на сайті Comprehensive R Archive Network (CRAN) [43]. Більша частина стандартних функцій R, написана мовою R, однак існує можливість підключати код написаний C, C++, або Фортраном. Також за допомогою програмного коду на C або Java можна безпосередньо маніпулювати R об'єктами.

Особливості мови програмування відображені на рис. 3.17:

Проаналізуємо ЧР показників динаміки світових цін (USD/barel) на нафту за період з 02.01.2013 по 16.12.2019 (додаток В табл. В.1).

Збережемо ЧР показників динаміки світових цін (USD/barel) на нафту у файлі *Data.csv*.

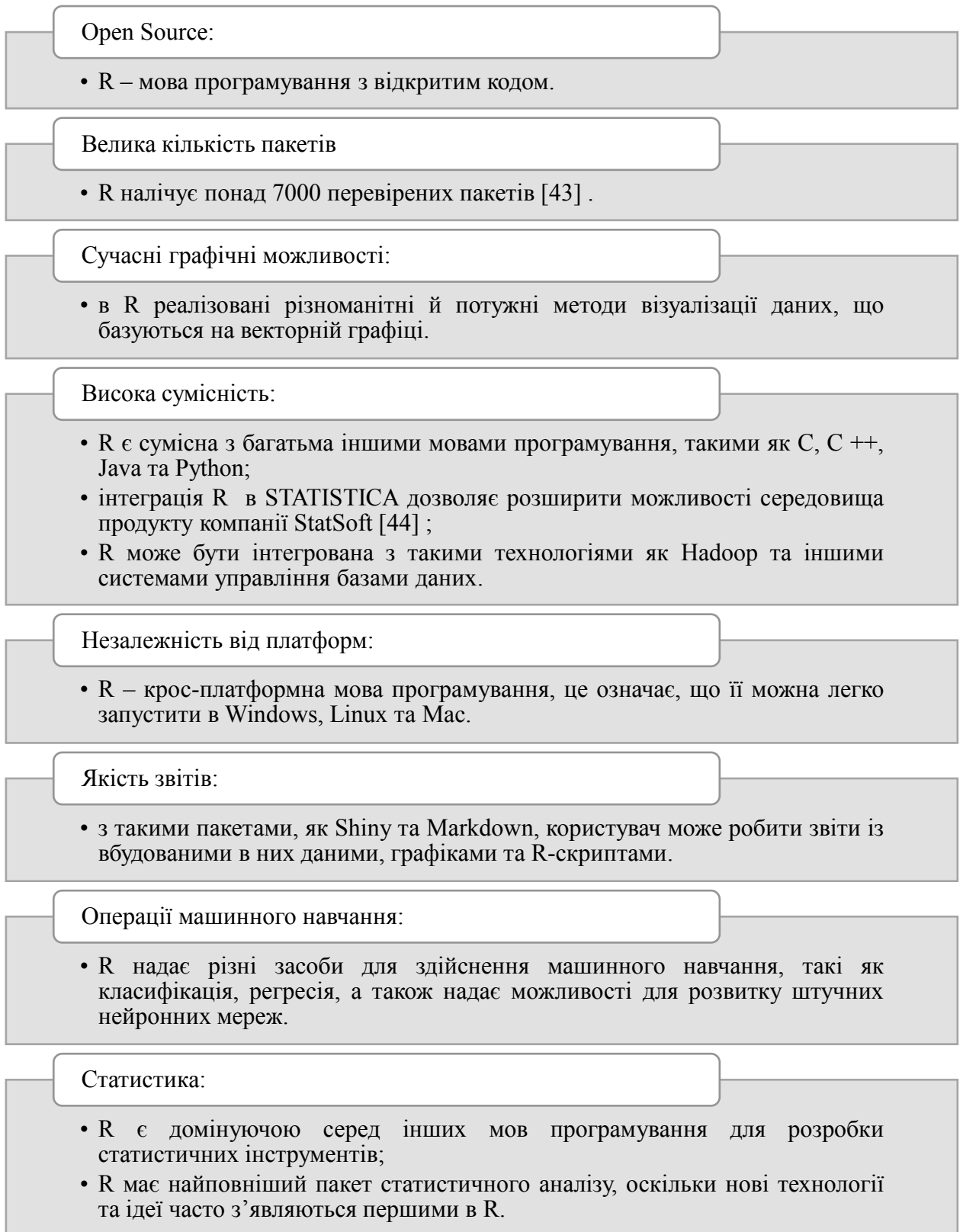


Рисунок 3.17 – Особливості мови програмування R

Встановимо бібліотеку *readr* [45] та запишемо дані з файлу *Data.csv* у змінну *rowData* (додаток Д рис. Д.1):

```
> library(readr)
> rowData = read.csv('Data.csv', sep=";", header = TRUE, encoding = "UTF-8").
```

Перший крок моделювання даних часових рядів за допомогою R – це перетворення наявних даних у формат даних часових рядів (додаток Д рис. Д.2). Для цього нам потрібно виконати наступну команду в R:

```
> tsData = ts(rowData, start = c(2013,1), frequency = 258)
> tsData,
```

де *rowData* – це одновимірні дані, які перетворюються у часові ряди. Параметр *start* дає час першого спостереження, в даному випадку, це січень 2013 року. Оскільки робота ведеться з щоденними даними, тоді частота (*frequency*) = 258 робочих днів.

Динаміка фактичного набору даних відображена на рис. 3.18 за допомогою команди:

```
> plot(tsData, col="blue").
```

Далі необхідно зробити проаналізувати та дослідити ряд на нестационарність та сезонність даних.

Етапи дослідження:

1) аналіз автокореляції для дослідження періодичної (серійної) залежності: використовується для оцінки того, яке значення в минулому має кореляцію з поточним значенням. Надає оцінку  $p$ ,  $d$ ,  $q$  для моделей ARIMA;

2) спектральний аналіз для вивчення циклічної поведінки: Проводиться, для того щоб описати, як зміни в часових рядах можуть бути враховані циклічними компонентами. Також називається аналіз частотної області;

3) оцінка та декомпозиція тенденцій: використовується для сезонного коригування (регулювання). Його мета – побудувати із спостережуваного ЧР ряд компонентних рядів (які можна було б використати для реконструкції вихідного ряду), де кожен із них має певну характеристику.

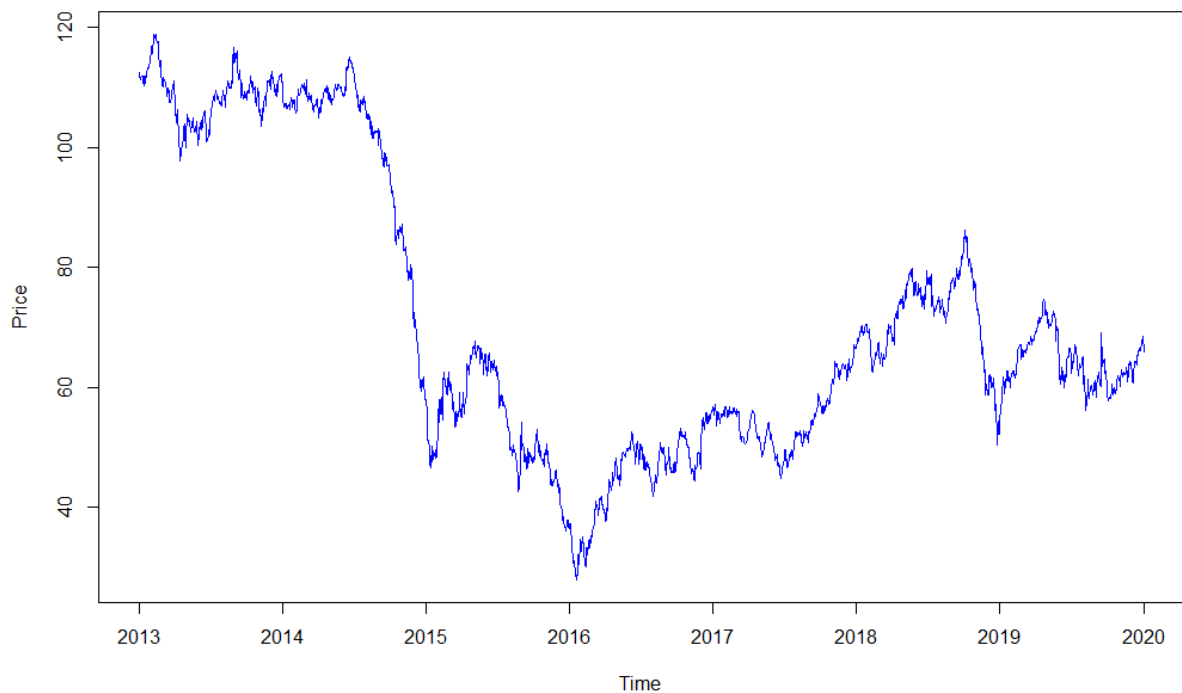


Рисунок 3.18 – Динаміка фактичного набору даних *tsData*

Розкладемо ЧР на сезонні, трендові та нерегулярні компоненти, використовуючи рухомі середні. Для виділення компонентів даного ЧР використаємо наступний код R:

```
> components.ts = decompose(tsData, type = c("additive"), filter = NULL)
> plot(components.ts, col="blue").
```

Тут отримуємо 4 компоненти (рис. 3.19):

а) спостереження – фактичний графік даних;



- б) тенденція – загальний рух вгору або вниз по точках даних;
- в) сезонна – будь-яка щомісячна / річна схема даних пунктів;
- г) випадкова – незрозуміла (нез'ясована) частина даних.

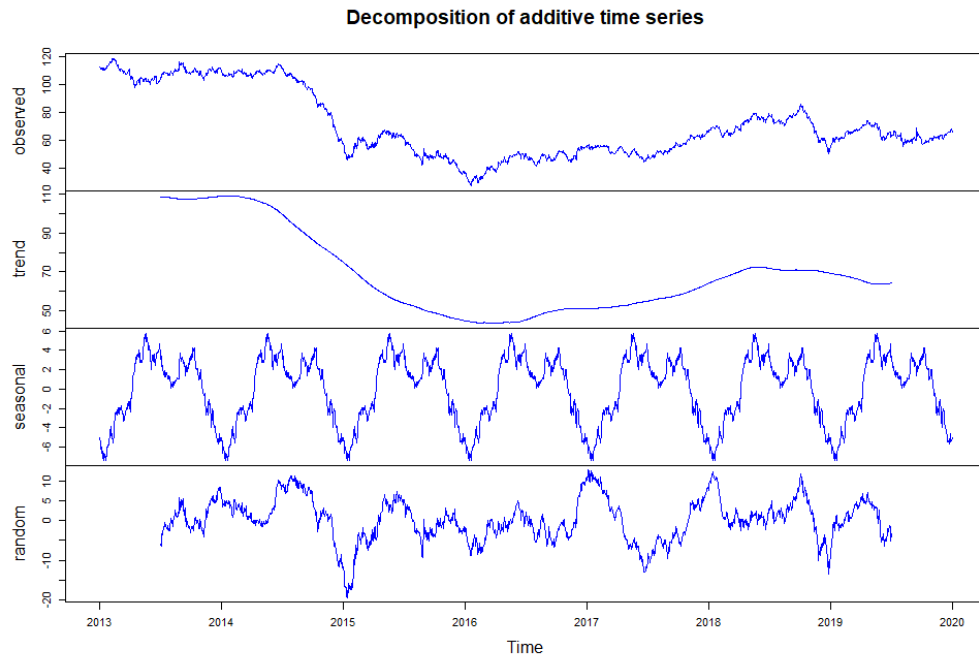


Рис. 3.19 – Розклад часового ряду на сезонні, трендові та нерегулярні компоненти

За допомогою цих 4 графіків, ми можемо з'ясувати, чи задовольняють дані всі припущення моделювання ARIMA, головним чином, стаціонарність та сезонність.

Далі нам потрібно видалити нестационарну та сезонну частини для ARIMA.

Для досягнення стаціонарності необхідно розрахувати наступні дані:

- різниця даних – обчислення різниці між послідовними спостереженнями;
- квадратний корінь даних рядів для стабілізації непостійної дисперсії;
- тест одиничного кореня – даний тест використовується для з'ясування тієї першої різниці або регресу, яку слід використовувати для

даних тренда, щоб зробити його стаціонарним. У тесті Квятковського-Філіпса-Шмідта-Шіна (*KPSS* [Kwiatkowski, Phillips, Schmidt, Shin (1992)]) невеликі  $p$ -значення дозволяють розрізнити необхідність.

Для проведення тесту одиничного кореня встановимо бібліотеку *fUnitRoots* [47]:

```
> library("fUnitRoots").
```

Використаємо наступний код R для тесту одиничного кореня (додаток Д рис. Д.3):

```
> urkpssTest(tsData, type = c("tau"), lags = c("short"), use.lag = NULL, doplot = TRUE).
```

Результати тесту відображено на рис. 3.20:

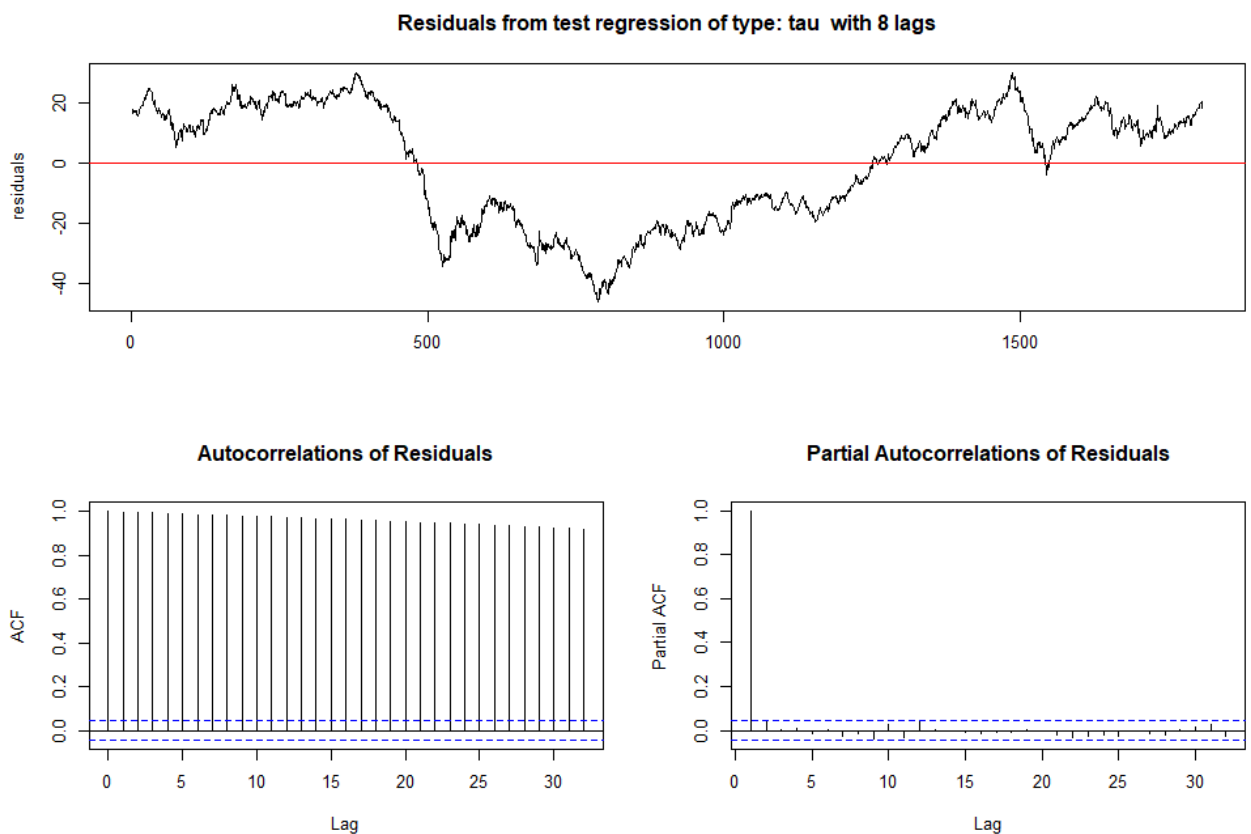


Рисунок 3.20 – Результати тесту одиничного кореня

Після видалення нестационарності графік часового ряду зображено на рис. 3.21:

```
> tsstationary = diff(tsData, differences=1)
> plot(tsstationary, col = "blue").
```

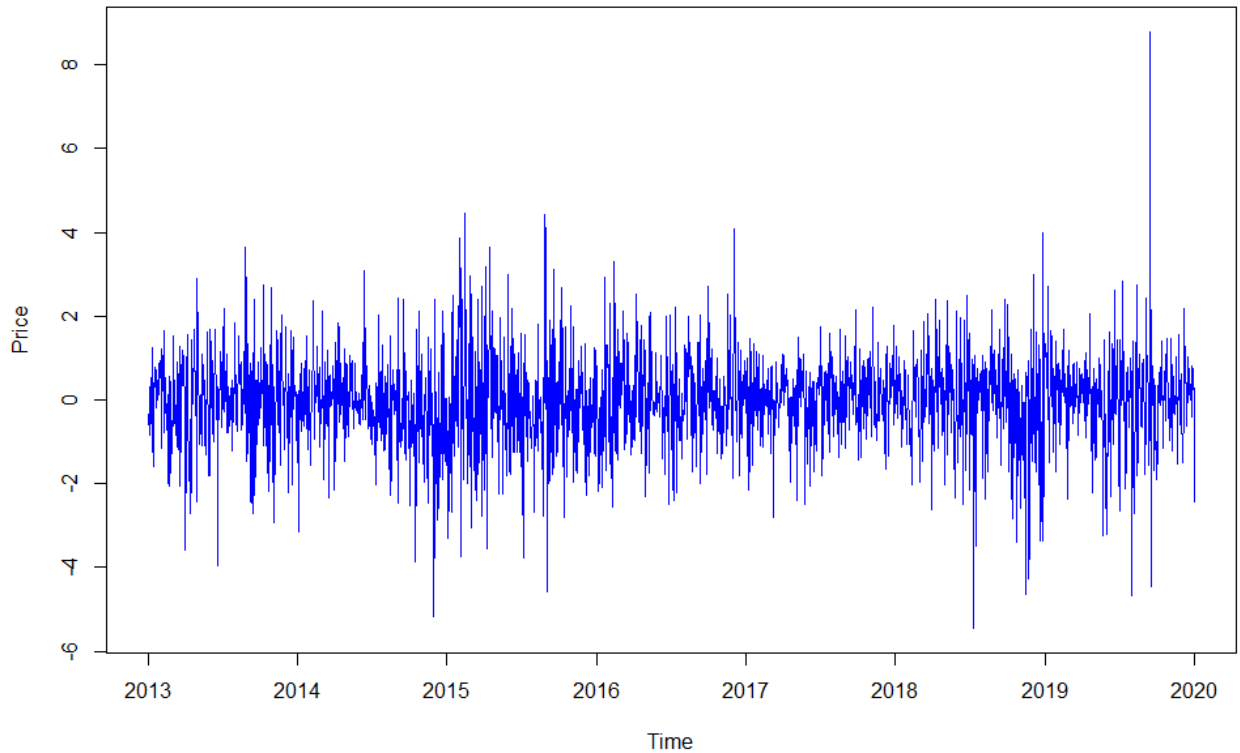


Рисунок 3.21 – Стаціонарний графік часового ряду

Для виявлення сезонності побудуємо графік автокореляції (рис. 3.22):

```
> acf(tsData, type = c("correlation"), plot="true").
```

Функція автокореляції (*acf()*) [47] дає автокореляцію при всіх можливих лагах. Автокореляція з лагом 0 встановлюється за замовчуванням, яка завжди приймає значення 1, оскільки воно являє собою кореляцію між даними та самими собою. Як ми можемо зробити висновок із наведеного вище графіку, автокореляція продовжує зменшуватися зі збільшенням

відставання, що підтверджує відсутність лінійної асоціації між спостереженнями, розділеними більшими лагами.

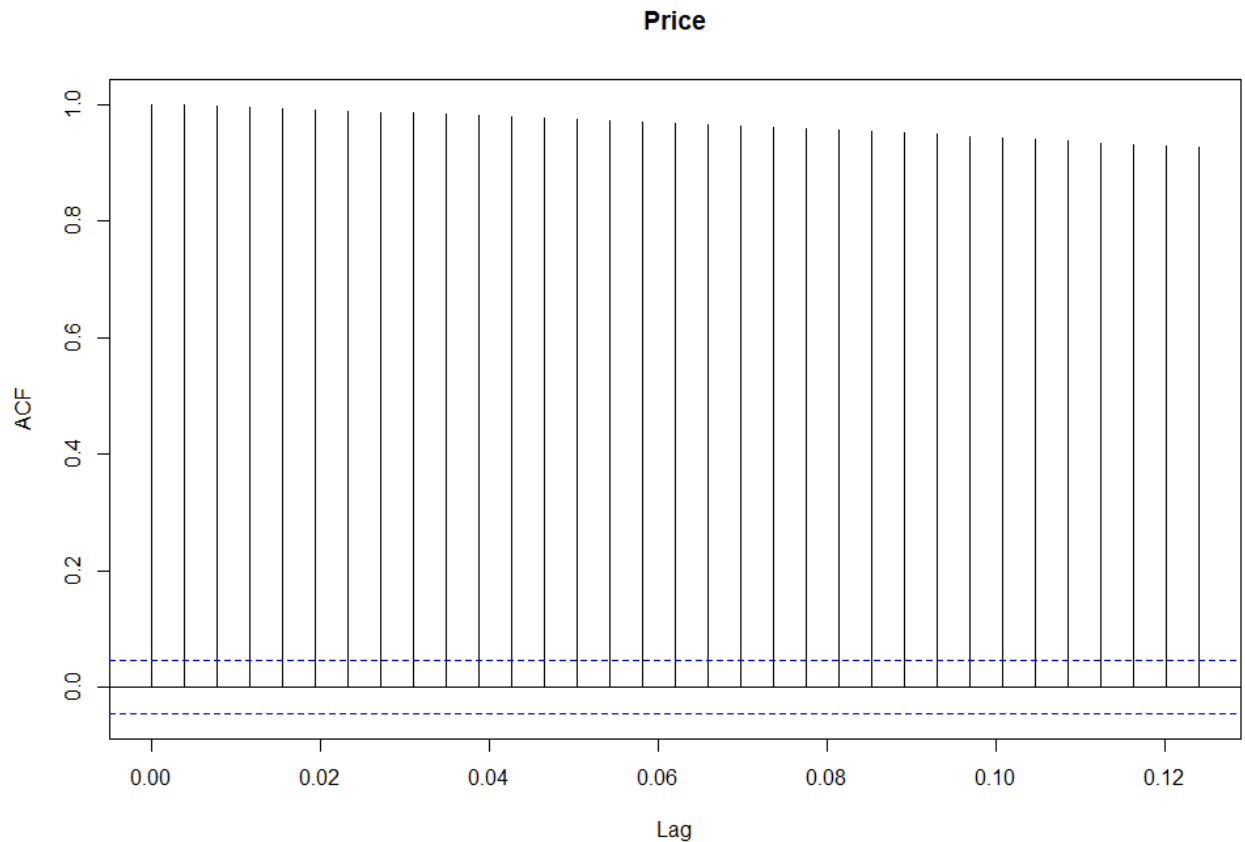


Рисунок 3.22 – Графік автокореляції часового ряду

Видалимо сезонність та побудуємо графік стаціонарного ряду (рис. 3.23):

```
> timeseriesseasonallyadjusted <- tsData - components.ts$seasonal
> tsstationary <- diff(timeseriesseasonallyadjusted, differences=1)
> plot(tsstationary, col = "blue").
```

Згладжування зазвичай робиться для того, щоб ми могли краще визначити закономірності, тенденції у часових рядах. Згладжування не дає нам моделі, але це є першим кроком в описі різних компонентів часового ряду.

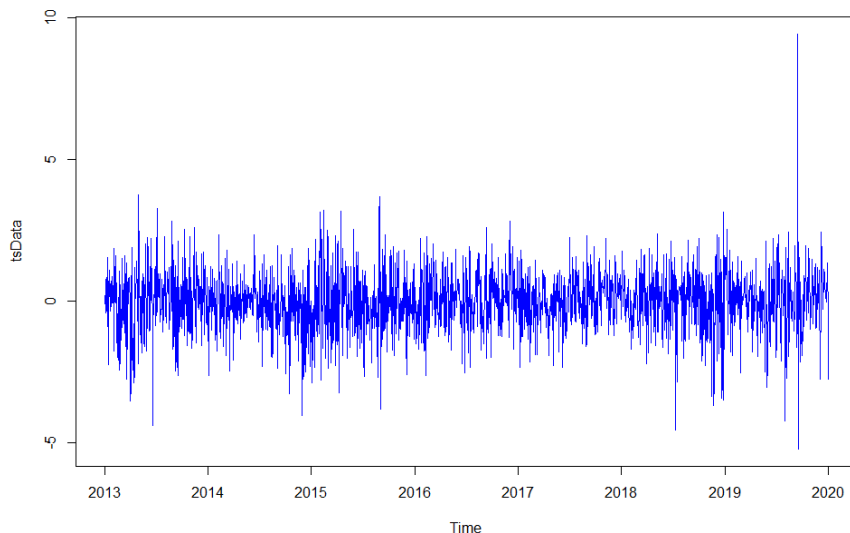


Рисунок 3.23 – Стаціонарний графік часового ряду з видаленою сезонністю

Для того, щоб перевірити, які значення відповідають  $p$  і  $i$ , нам потрібно запуснути функцію  $acf()$  (рис. 3.24) та  $pacf()$  (рис. 3.25).  $Pacf()$  [48] з лагом  $k$  – це часткова функція автокореляції. Дана функція дозволяє визначити кількість коефіцієнтів авторегресії ( $AR$ ) ( $p$ -значення) в ARIMA моделі:

```
> acf(tsstationary)
```

```
> pacf(tsstationary)
```

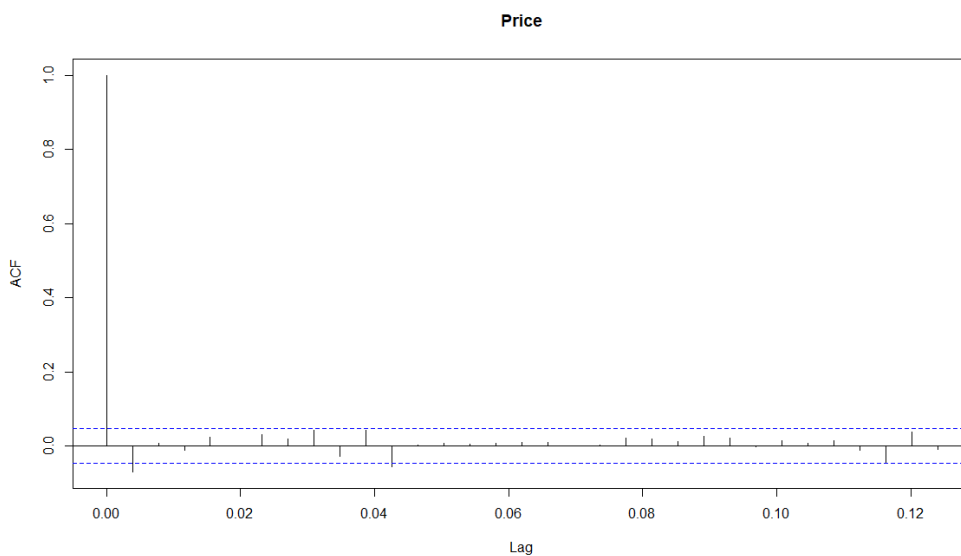


Рисунок 3.24 – Графік функції автокореляції часового ряду

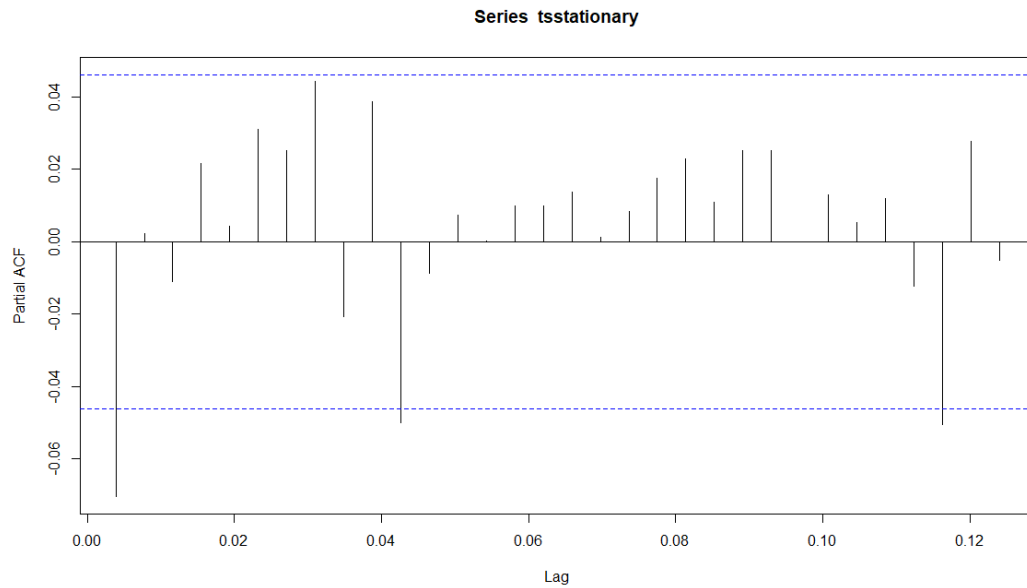


Рисунок 3.25 – Графік функції часткової автокореляції часового ряду

Для побудови ARIMA моделей встановимо бібліотеку *forecast* [49]:

```
> library("forecast")
```

Оцінимо кілька конкуруючих моделей:

1) оцінюємо ARMA(1,1) або ARIMA(1, 0, 1) (додаток Д рис. Д.4):

```
> arma11 <- Arima(tsData, order = c(1, 0, 1))
```

```
> summary(arma11);
```

2) оцінимо AR(2) або ARMA(2, 0) або ARIMA(2, 0, 0) (додаток Д рис. Д.5):

```
> ar2 <- Arima(tsData, order = c(2, 0, 0))
```

```
> summary(ar2);
```

3) оцінимо MA(1) або ARMA(0, 1) або ARIMA(0, 1, 1) (додаток Д рис. Д.6):

```
> ma1 <- Arima(tsData, order = c(0, 1, 1))
> summary(ma1).
```

Оберемо найкращу модель за критерієм критерієм АІС:

$$AIC = -2 \cdot \ln L + 2 \cdot k.$$

Чим більше параметрів,  $k$ , тим складніше модель, тим вище АІС. Чим нижче функція правдоподібності,  $L$ , тобто, чим нижча ймовірність отримати наявні дані при даній моделі, тим вище АІС (додаток Д рис. Д.7):

```
> AIC(arma11)
> AIC(ar2)
> AIC(ma1).
```

За критерієм АІС краще виявилася модель МА(1).

Перевіримо залишки обраної моделі на відсутність автокореляції за допомогою тесту Льюнг-Бокса:

$$H_0: \rho_1 = \rho_2 = \dots = \rho_k.$$

$H_a$ : хоча б одна з кореляцій не дорівнює нулю:

$$H_a: LB = n(n+1) \sum_{k=1}^h \frac{\hat{\rho}_k^2}{n-1}.$$

Якщо застосовувати статистику  $LB$  до вихідного ряду, то при вірній  $H_0$  статистика має  $\chi^2$ -розподіл з  $h$  ступенями свободи. Якщо до залишків ARMA  $(p, q)$  моделі, то кількість ступенів свободи падає до  $h - (p + q)$ .

Оцінимо модель  $ARIMA(0,1,1)$ , зі ступені свободи  $p + q = 1$ . Вказуємо значення аргументу *fitdf* рівне 1 (додаток Д рис. Д.8):

```
> resid_ma1 <- resid(ma1)
> Box.test(resid_ma1, lag = 10, type = "Ljung-Box", fitdf = 1)
```

У нас  $H_0$  не відкидається, значить можна вважати, що модель коректно описує структуру кореляції.

Встановимо горизонт прогнозування 10 періодів, що дорівнює глибині пам'яті досліджуваного часового ряду. Показник глибини пам'яті отримано в результаті проведення комплексного фрактального аналізу у розділі 3.2.

За допомогою функції *forecast* [50] побудуємо короткостроковий прогноз на 10 періодів (F1) (додаток Д рис. Д.9):

```
> forecast(ma1, h = 10)
```

Побудуємо графік прогнозу з предикативними інтервалами (рис. 3.26):

```
> future <- forecast(ma1, h = 10)
> autoplot(future)
```

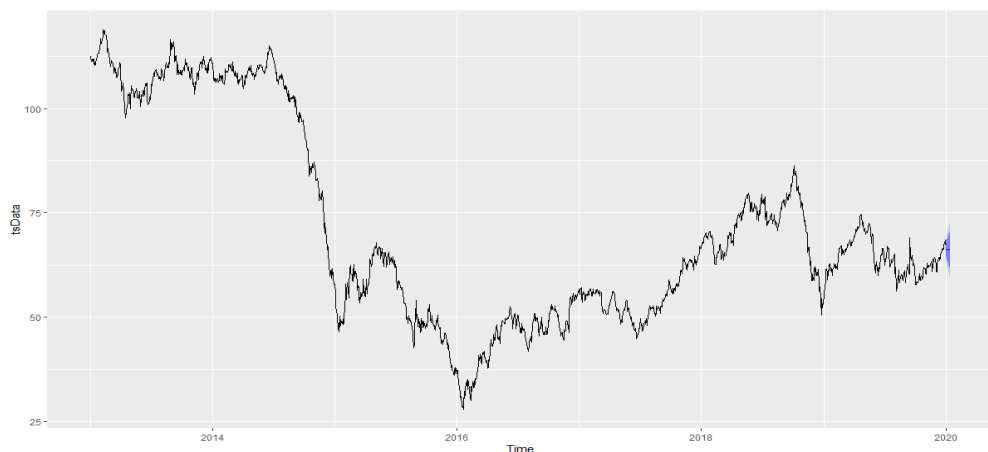


Рисунок 3.26 – Графік прогнозу з предикативними інтервалами на 10 періодів



У пакеті *forecast* також існує готова функція *auto.arima()* [51] для побудови ARIMA моделі:

```
> model <- auto.arima(tsData)
> summary(model)
```

В результаті роботи функції *auto.arima()* також автоматично обрано ARIMA (0,1,1) або MA1 (додаток Д рис. Д.10). Побудуємо прогноз (F2) (додаток Д рис. Д.11):

```
> forecast(model)
```

Визначимо якість та точність отриманих прогнозів для цього за формулами (2.1)-(2.5). Для цього порівняємо отримані прогнозні значення ціни на нафту з фактичними (додаток Е табл. Е.1) та розрахуємо міри для точності отриманих прогнозів F1 та F2. Результати відображено у додатку Е в табл. Е.2-Е.3. Відповідно до табл. 2.3 побудовані прогнози є якісними та мають високу точність, так як значення показників MAPE та RMSPE менше 10%:

- MAPE(F1) = 1.6%;
- RMSPE (F1) = 2,3%;
- MAPE(F2) = 2%;
- RMSPE (F2) = 2,3%.

Проте міри точності для прогнозу F1, що побудовано на основі функції *forecast()*, яка у якості параметра *h* приймає значення показника глибини пам'яті досліджуваного часового ряду, є кращими за міри точності для прогнозу F2.

## ВИСНОВКИ

Основна частина енергоресурсів виробляється з невідновлюваного викопного палива. Нинішня глобальна економіка як ніколи раніше, покладається на ці види палива, в першу чергу – на нафту. Тому прогнозування світових цін на нафту викликає неабияку зацікавленість як у регуляторів, так і у бізнесу.

У роботі проаналізовано існуючі методи аналізу та визначено їх ефективність при прогнозуванні часових рядів. На основі проведеного аналізу було обрано основні методи дослідження часових рядів показників динаміки світових цін (USD/barel) на нафту, а саме фундаментальний аналіз, комплексний фрактальний аналіз як метод дискретної нелінійної динаміки та технічний аналіз. Технічний аналіз було проведено на основі моделі авторегресії-ковзного середнього (ARIMA моделі), яка найбільш повно відображає автокореляційні властивості стаціонарного ЧР.

У ході роботи проведено аналіз факторів впливу на динаміку світових цін на нафту. Факторами, які слід враховувати при визначенні ціни на нафту, є: ціна виробництва, середній прибуток у нафтовій галузі, конкуренція, податкові та митні системи різних держав, кон'юнктура ринку, структура ринку, рівень інфляції, валютний курс, НТП, вартість альтернативних джерел енергії. Також було виявлено фактор впливу політики на світову ціну нафти. При цьому фундаментальним фактором, впливу на ціни нафти, визначено співвідношення попиту та пропозиції.

Проаналізовано динаміку світових цін методами статистичного аналізу та методами дискретної нелінійної динаміки. Для проведення фрактального аналізу досліджено ЧР світових цін на нафту марки Brent за період з 02.01.2013 по 16.12.2019. В результаті проведення комплексного фрактального аналізу визначено, що досліджуваний ряд є трендостійким (інерційним), тобто протягом деякого часу ряд зберігає напрям руху. Усім щорічним часовим рядам притаманна властивість трендостійкості (показник

Херста наближається до 1). Проведений тест на перемішування це підтвердив (в усіх часових рядах в результаті перемішування була зруйнована структура, а значення показника Херста не перевищувало 0,7). Глибина пам'яті, що найчастіше зустрічається та є найбільш можливою, у по частинному розбитті дорівнює 10. Центр тяжіння нечіткої множини глибини пам'яті дорівнює 10. Тобто, можемо прогнозувати найкраще значення вперед саме на 10 періодів.

Відповідно до мети роботи побудовано прогноз світових цін на нафту. За горизонт прогнозування взято значення показника глибини пам'яті, отриманого у результаті комплексного фрактального аналізу характеристик ЧР.

Прогнозуванням займаються фінансові інститути, для яких час – це гроші, тому використання доступних, Open Source та швидких інструментів прогнозування, без втрати точності є основною запорукою для отримання прибутків. Завдяки стрімкому розвитку інформаційних технологій, з'явилася можливість за лічені секунди аналізувати великі масиви даних, будувати складні математичні моделі, робити прогнози з досить високою точністю. Тому для побудови ARIMA моделі використано мову програмування R. Вибір даної мови обґрунтовано, тим що вона доступна як програмне середовище з відкритим кодом (Open Source), має в наявності велику кількість перевірених статистичних пакетів для моделювання і прогнозування часових рядів та у порівнянні з традиційними інструментами статистичного аналізу та прогнозування, наприклад StatSoft STATISTICA, має високу швидкість аналізу та обробки великих масивів даних.

У результаті отримано модель ARIMA(0,1,1) та побудовано два прогнози. Прогноз F1 побудовано на основі функції *forecast()*, якій у якості параметра горизонту прогнозування (*h*) задано значення показника глибини пам'яті досліджуваного ЧР. Другий прогноз (F2) побудований на основі також моделі ARIMA(0,1,1), але вона була отримана за допомогою функції *auto.arima()*. Обидва прогнози є якісними, проте міри точності для прогнозу

F1 є мають кращі показники ніж порівняно з аналогічними показниками прогнозу F2.

Таким чином, наукова новизна отриманих результатів полягає у наступному:

- удосконалено метод оцінки параметрів ARIMA моделі, який на відміну від існуючого, базується на отриманих у результаті комплексного фрактального аналізу характеристиках ЧР;

- удосконалено комп'ютерну технологію використання ARIMA моделі за рахунок її реалізації за допомогою мови програмування R, яка на відмінну від існуючих, при обробці великих масивів даних дозволяє прискорювати час отримання прогнозів для прийняття управлінських рішень.

**ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ**

1. Витвицький Я. С. Волатильність світових цін на нафту. *Нафтогазова галузь України*. 2015. № 5. С. 16–20. URL: [http://nbuv.gov.ua/UJRN/ngu\\_2015\\_5\\_6](http://nbuv.gov.ua/UJRN/ngu_2015_5_6) (дата звернення: 25.09.2019).
2. Байков Н., Безмельниціна Г, Гринкевич Р. Перспективы развития мировой экономики до 2030 г. *МЭиМО*. 2007. № 5. С. 19–30.
3. Ніконенко У. М. Фактори впливу на формування цін сировинних ресурсів. *Наукові записки*. 2012. Вип. 3(40). С. 40–46. URL: <http://nz.uad.lviv.ua/static/media/3-40/9.pdf> (дата звернення: 25.09.2019).
4. Когут О. І. Тенденції розвитку світового ринку нафти в період після кризи 2008 року. *Науковий вісник НЛТУ України*. 2012. Вип. 22(3). С. 229–233.
5. Брагинский О. Б. Нефтегазовый комплекс мира. *Нефть и газ*. 2006. С. 91–93.
6. Кокурин Д. Мелкумов Д. Участники мирового рынка нефти. *Вопросы экономики*. 2003. № 9. С. 123–135.
7. Michael Mussa World Recession and Recovery: A V or an L? *Peterson Institute for International Economic*. 2012. P. 106–123.
8. Максишко Н. К., Чеверда С. С. Аналіз прогнозованості динаміки світових цін на нафту та природний газ. *Вісник Запорізького національного університету. Економічні науки*. 2010. № 2(6). С. 122–129. URL: [http://web.znu.edu.ua/herald/issues/2010/Vest\\_Ek6-2-2010-PDF/122-129.pdf](http://web.znu.edu.ua/herald/issues/2010/Vest_Ek6-2-2010-PDF/122-129.pdf) (дата звернення: 15.10.2019).
9. Бондаренко В. І., Варламов Г. Б., Вольчин І. А., Карп І. М., Колоколов О. В. Від вогню та води до електрики / за наук. ред. І. М. Карп, Ю. О. Ландау, І. Я. Сігал. 2013. 263 с.
10. Бушуев В. В., Конопляник А. А., Миркин Я. М. Цены на нефть: анализ, тенденции, прогноз. Москва : ИД «Энергия», 2013. 344 с.

11. James D. Hamilton Causes and Consequences of the Oil Shock of 2007-08, *Brookings Papers on Economic Activity*. 2009. № 40(1). P. 215–283.
12. Kilian L., Park C. The impact of oil price shocks on the US stock market. *International Economic Review*. 2009. № 50(4). P. 1267–1287.
13. Organization of the Petroleum Exporting URL: <https://www.opec.org> (дата звернення: 20.09.2019).
14. U.S. Energy Information Administration. URL: <https://www.reuters.com/> (дата звернення: 02.10.2019).
15. Іваненко І. А., Рукавіцина А. А. Ціноутворення на світовому ринку нафти. *Вісник Донецького національного університету економіки і торгівлі імені Михайла Туган-Барановського*. 2011. № 3. С. 91–95.
16. Ніконенко У. М. Фактори впливу на формування цін сировинних ресурсів. *Наукові записки Української академії друкарства*. 2012. № 3. С. 40–46. URL: [http://nbuv.gov.ua/UJRN/Nz\\_2012\\_3\\_9](http://nbuv.gov.ua/UJRN/Nz_2012_3_9). (дата звернення: 22.10.2019).
17. Веселкова О. А. Моделювання динаміки цін на нафту. *Вісник Національного університету «Львівська політехніка»*. Львів, 2007. № 580. С. 209–215. URL: [http://ena.lp.edu.ua/bitstream/ntb/34222/1/33\\_209-215.pdf](http://ena.lp.edu.ua/bitstream/ntb/34222/1/33_209-215.pdf) (дата звернення: 25.10.2019).
18. Світові запаси нафти. URL: <https://uret.com.tr/ru/> (дата звернення: 12.09.2019).
19. Central Intelligence Agency. URL: <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/> (дата звернення: 12.09.2019).
20. Сорт нафти Light Sweet. URL: [http://economic-definition.com/Energy/Sort\\_nefti\\_Light\\_Sweet\\_Layt\\_Svit\\_eto.html](http://economic-definition.com/Energy/Sort_nefti_Light_Sweet_Layt_Svit_eto.html) (дата звернення: 05.10.2019).
21. Кириченко Л. О., Дейнеко Ж. В. Оценивание самоподобия стохастического временного ряда методом вейвлетанализа. *Радиоелектроника і комп'ютерні системи*. 2009. № 4 (38). С. 99–105.

22. Іванова В. Б. Дослідження фрактальних властивостей показника інноваційної активності промислових підприємств України. *Науковий вісник Херсонського державного університету*. Херсон, 2017. Вип. 22. Ч. 1. С. 118–121. URL: [http://www.ej.kherson.ua/journal/economic\\_22/1/29.pdf](http://www.ej.kherson.ua/journal/economic_22/1/29.pdf) (дата звернення: 28.10.2019).
23. Семяновський В. М. Методи соціально-економічного прогнозування : навч. посіб. Київ : Бізнес Медіа Консалтинг, 2011. 300 с.
24. Айвазян С. А., Мхитарян С. А. Прикладная статистика. Основы эконометрики. Москва : ЮНИТИ, 2001. 1002 с.
25. Акеліс, Стивен Б. Технический анализ от А до Я: Полный набор инструментов торговли... от абсолютного индекса ширины до японских свечей. Москва : Евро: СмартБук, 2010. 365 с. URL: [http://fxstudyonline.ru/wp-content/uploads/Tekhnicheskij\\_analiz\\_ot\\_A\\_do\\_Ya\\_Stiven\\_Akelis.pdf](http://fxstudyonline.ru/wp-content/uploads/Tekhnicheskij_analiz_ot_A_do_Ya_Stiven_Akelis.pdf) (дата звернення: 20.11.2019).
26. Зур'ян О. В., Ляшок А. Ф. Показники запасів і видобутку горючих корисних копалин в Україні за період 2013–2018 років з позицій технічного аналізу. *Мінеральні ресурси України*. 2019. № 3. С. 30–39. URL: [http://nbuv.gov.ua/UJRN/Mru\\_2019\\_3\\_6](http://nbuv.gov.ua/UJRN/Mru_2019_3_6). (дата звернення: 20.11.2019).
27. Перерва А. С., Ковалюк Т. В. Порівняльний аналіз методів прогнозування стаціонарних та нестаціонарних часових рядів. *Науковий огляд*. 2018. № 3 (46). С. 46–54. URL: <http://oaji.net/articles/2017/797-1530622306.pdf> (дата звернення: 20.11.2019).
28. Якимкин В. Н. Фундаментальный анализ. Москва : Омега-Л, 2008. 640 с.
29. Чеверда С. С. Прогнозування світових цін на енергоносії методами дискретної нелінійної динаміки : дис. ... канд. екон. наук : 08.00.11 / Запорізький національний університет. Запоріжжя, 2012. 249 с.
30. Максишко Н. К. Моделирование экономики методами дискретной нелінійної динаміки : монографія / за наук. ред. проф. В. О. Перепелиця, Запоріжжя : Поліграф, 2009. 416 с.

31. Максишко Н. К., Чеверда С. С. Аналіз прогнозованості світових цін на нафту та природній газ. *Вісник запорізького національного університету*. Запоріжжя, 2010. №2. С. 122–129.
32. Магнус Я. Р., Катышев П. К., Пересецкий А.А. Эконометрика : начальный курс : учеб. 6-е изд., перераб. и доп. Москва : Дело, 2004. 576 с.
33. Central Intelligence Agency. URL: <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/> (дата звернення: 12.09.2019).
34. Ціна на нафту сьогодні URL: <https://index.minfin.com.ua/ua/markets/oil/> (дата звернення: 08.11.2019).
35. График нефти за 20 лет URL: [http://market-prices.com/Crude\\_Oil/Grafik\\_nefti\\_za\\_20\\_let.html](http://market-prices.com/Crude_Oil/Grafik_nefti_za_20_let.html) (дата звернення: 08.11.2019).
36. Зур'ян О. В., Ляшок А. Ф. Показники запасів і видобутку горючих корисних копалин в Україні за період 2013–2018 років з позицій технічного аналізу. *Мінеральні ресурси України*. 2019. № 3, С. 30–39. URL: [http://nbuv.gov.ua/UJRN/Mru\\_2019\\_3\\_6](http://nbuv.gov.ua/UJRN/Mru_2019_3_6) (дата звернення: 20.11.2019).
37. Bloomberg L.P. URL: <https://www.bloomberg.com/europe> (дата звернення: 08.11.2019).
38. U.S. Energy Information Administration. URL: <https://www.reuters.com/> (дата звернення: 08.11.2019).
39. Reuters News Agency. URL: <https://www.reuters.com/> (дата звернення: 15.12.2019).
40. Фьючерс на нефть Brent. URL: <https://ru.investing.com/commodities/brent-oil-historical-data/> (дата звернення: 01.12.2019).
41. The R Project for Statistical Computing. URL: <https://www.r-project.org> (дата звернення: 20.12.2019).
42. Why Learn R? 10 Handy Reasons to Learn R programming Language. URL: <https://data-flair.training/blogs/why-learn-r/> (дата звернення: 20.12.2019).



43. Available CRAN Packages By Date of Publication. URL: [https://cran.r-project.org/web/packages/available\\_packages\\_by\\_date.html](https://cran.r-project.org/web/packages/available_packages_by_date.html) (дата звернення: 22.12.2019).

44. Интеграция R в STATISTICA. URL: <http://statsoft.ru/products/integration/integration-with-R.php> (дата звернення: 20.12.2019).

45. Readr. Part of the tidyverse. URL: <https://readr.tidyverse.org/> (дата звернення: 03.01.2020).

46. fUnitRoots: Rmetrics – Modelling Trends and Unit Roots. URL: <https://cran.r-project.org/web/packages/fUnitRoots/index.html> (дата звернення: 03.01.2020).

47. Autocorrelation And Cross-Correlation Function Estimation. URL: <https://www.rdocumentation.org/packages/forecast/versions/8.10/topics/Acf> (дата звернення: 03.01.2020).

48. Partial Autocorrelation Function. URL: <https://www.rdocumentation.org/packages/tseries/versions/0.1-2/topics/pacf> (дата звернення: 03.01.2020).

49. Forecasting Functions for Time Series and Linear Models. URL: <https://www.rdocumentation.org/packages/forecast/versions/8.10> (дата звернення: 03.01.2020).

50. Forecasting Time Series. URL: <https://www.rdocumentation.org/packages/forecast/versions/8.10/topics/forecast> (дата звернення: 03.01.2020).

51. Fit Best ARIMA Model To Univariate Time Series. URL: <https://www.rdocumentation.org/packages/forecast/versions/8.10/topics/auto.arima> (дата звернення: 03.01.2020).

**ДОДАТКИ****ДОДАТОК А**

Графік середньоденних цін на нафту Brent (USD/barel)



Рисунок А.1 – Графік середньоденних цін на нафту Brent (USD/barel) з 02.01.2004 по 10.10.2019

## ДОДАТОК Б

## Фундаментальний аналіз динаміки світових цін на нафту марки Brent



Рисунок Б.1 – Фундаментальний аналіз динаміки світових цін на нафту марки Brent за період з 02.01.2013 по 16.12.2019

## ДОДАТОК В

Часовий ряд світових цін на нафту марки Brent за період з 02.01.2013 по  
16.12.2019

Таблиця В.1 – Часовий ряд світових цін на нафту за період з 02.01.2013  
по 16.12.2019

Дата	Ціна, USD/barel	Дата	Ціна, USD/barel	Дата	Ціна, USD/barel
02.01.2013	112.47	21.02.2013	113.53	16.04.2013	99.91
03.01.2013	112.14	22.02.2013	114.1	17.04.2013	97.69
04.01.2013	111.31	25.02.2013	114.44	18.04.2013	99.13
07.01.2013	111.4	26.02.2013	112.71	19.04.2013	99.65
08.01.2013	111.94	27.02.2013	111.87	22.04.2013	100.39
09.01.2013	111.76	28.02.2013	111.38	23.04.2013	100.31
10.01.2013	111.89	01.03.2013	110.4	24.04.2013	101.73
11.01.2013	110.64	05.03.2013	111.61	25.04.2013	103.41
14.01.2013	111.88	06.03.2013	111.06	29.04.2013	103.81
15.01.2013	110.3	07.03.2013	111.15	30.04.2013	102.37
16.01.2013	110.61	08.03.2013	110.85	01.05.2013	99.95
17.01.2013	111.1	11.03.2013	110.22	02.05.2013	102.85
18.01.2013	111.89	12.03.2013	109.65	03.05.2013	104.19
21.01.2013	111.71	13.03.2013	108.52	06.05.2013	105.46
22.01.2013	112.42	14.03.2013	109.42	07.05.2013	104.4
23.01.2013	112.8	15.03.2013	109.82	08.05.2013	104.34
24.01.2013	113.28	18.03.2013	109.51	09.05.2013	104.47
25.01.2013	113.28	19.03.2013	107.45	10.05.2013	103.91
28.01.2013	113.48	20.03.2013	108.72	13.05.2013	102.82
29.01.2013	114.36	21.03.2013	107.47	14.05.2013	102.6
30.01.2013	114.9	22.03.2013	107.66	15.05.2013	103.68
31.01.2013	115.55	25.03.2013	108.17	16.05.2013	103.8
01.02.2013	116.76	26.03.2013	109.36	17.05.2013	104.64
04.02.2013	115.6	27.03.2013	109.69	20.05.2013	104.8
05.02.2013	116.52	28.03.2013	110.02	21.05.2013	103.91
06.02.2013	116.73	01.04.2013	111.08	22.05.2013	102.6
07.02.2013	117.24	02.04.2013	110.69	23.05.2013	102.44
08.02.2013	118.9	03.04.2013	107.11	24.05.2013	102.64
11.02.2013	118.13	04.04.2013	106.34	27.05.2013	102.62
12.02.2013	118.66	05.04.2013	104.12	28.05.2013	104.23
13.02.2013	118.72	08.04.2013	104.66	29.05.2013	102.43
14.02.2013	118	09.04.2013	106.23	30.05.2013	102.19
15.02.2013	117.66	10.04.2013	105.79	31.05.2013	100.39
18.02.2013	117.38	11.04.2013	104.27	03.06.2013	102.06
19.02.2013	117.52	12.04.2013	103.11	04.06.2013	103.24
20.02.2013	115.6	15.04.2013	100.39	05.06.2013	103.04

## Продовження таблиці В.1

Дата	Ціна, USD/barel
06.06.2013	103.61
07.06.2013	104.56
10.06.2013	103.95
11.06.2013	102.96
12.06.2013	103.49
13.06.2013	104.25
14.06.2013	105.93
17.06.2013	105.47
18.06.2013	106.02
19.06.2013	106.12
20.06.2013	102.15
21.06.2013	100.91
24.06.2013	101.16
25.06.2013	101.26
26.06.2013	101.66
27.06.2013	102.82
01.07.2013	103
02.07.2013	104
03.07.2013	105.76
04.07.2013	105.54
05.07.2013	107.72
08.07.2013	107.43
09.07.2013	107.81
10.07.2013	108.51
11.07.2013	107.73
12.07.2013	108.81
15.07.2013	109.09
16.07.2013	109.4
17.07.2013	108.61
18.07.2013	108.7
19.07.2013	108.07
22.07.2013	108.15
23.07.2013	108.42
24.07.2013	107.19
25.07.2013	107.65
26.07.2013	107.17
29.07.2013	107.45
30.07.2013	106.91
31.07.2013	107.7
01.08.2013	109.54
02.08.2013	108.95
05.08.2013	108.7
06.08.2013	108.18
07.08.2013	107.44
08.08.2013	106.68

Дата	Ціна, USD/barel
09.08.2013	108.22
12.08.2013	108.97
13.08.2013	109.82
14.08.2013	110.2
15.08.2013	111.11
16.08.2013	110.4
19.08.2013	109.9
20.08.2013	110.15
21.08.2013	109.81
22.08.2013	109.9
23.08.2013	111.04
26.08.2013	110.73
27.08.2013	114.36
28.08.2013	116.61
29.08.2013	115.16
02.09.2013	114.33
03.09.2013	115.68
04.09.2013	114.91
05.09.2013	115.26
06.09.2013	116.12
09.09.2013	113.72
10.09.2013	111.25
11.09.2013	111.5
12.09.2013	112.63
13.09.2013	112.78
16.09.2013	110.07
17.09.2013	108.19
18.09.2013	110.6
19.09.2013	108.76
20.09.2013	109.22
23.09.2013	108.16
24.09.2013	108.64
25.09.2013	108.32
26.09.2013	109.21
27.09.2013	108.63
30.09.2013	108.37
01.10.2013	107.94
02.10.2013	109.19
03.10.2013	109
04.10.2013	109.46
07.10.2013	109.68
08.10.2013	110.16
09.10.2013	109.06
10.10.2013	111.8
11.10.2013	111.28

Дата	Ціна, USD/barel
14.10.2013	111.04
15.10.2013	109.96
16.10.2013	110.86
17.10.2013	109.11
18.10.2013	109.94
21.10.2013	109.64
22.10.2013	109.97
23.10.2013	107.8
24.10.2013	106.99
25.10.2013	106.93
28.10.2013	109.61
29.10.2013	109.01
30.10.2013	109.86
31.10.2013	108.84
04.11.2013	106.23
05.11.2013	105.33
06.11.2013	105.24
07.11.2013	103.46
08.11.2013	105.12
11.11.2013	106.4
12.11.2013	105.81
13.11.2013	107.12
14.11.2013	108.54
15.11.2013	108.5
18.11.2013	108.47
19.11.2013	106.92
20.11.2013	108.06
21.11.2013	110.08
22.11.2013	111.05
25.11.2013	111
26.11.2013	110.88
27.11.2013	111.31
28.11.2013	110.86
29.11.2013	109.69
02.12.2013	111.45
03.12.2013	112.62
04.12.2013	111.88
05.12.2013	110.98
06.12.2013	111.61
09.12.2013	109.39
10.12.2013	109.38
11.12.2013	109.7
12.12.2013	108.67
13.12.2013	108.83
16.12.2013	110.47

## Продовження таблиці В.1

Дата	Ціна, USD/barel
17.12.2013	108.44
18.12.2013	109.63
19.12.2013	110.29
20.12.2013	111.77
23.12.2013	111.56
24.12.2013	111.9
26.12.2013	111.98
27.12.2013	112.18
30.12.2013	111.21
31.12.2013	110.8
01.01.2014	110.92
02.01.2014	107.78
03.01.2014	106.89
07.01.2014	107.35
08.01.2014	107.15
09.01.2014	106.39
10.01.2014	107.25
13.01.2014	106.75
14.01.2014	106.39
15.01.2014	107.13
16.01.2014	107.09
17.01.2014	106.48
20.01.2014	106.35
21.01.2014	106.73
22.01.2014	108.27
23.01.2014	107.58
24.01.2014	107.88
27.01.2014	106.69
28.01.2014	107.41
29.01.2014	107.85
30.01.2014	107.95
31.01.2014	106.4
03.02.2014	106.04
04.02.2014	105.78
05.02.2014	106.25
06.02.2014	107.19
07.02.2014	109.57
10.02.2014	108.63
11.02.2014	108.68
12.02.2014	108.79
13.02.2014	108.73
14.02.2014	109.08
17.02.2014	109.18
18.02.2014	110.46
19.02.2014	110.47

Дата	Ціна, USD/barel
20.02.2014	110.3
21.02.2014	109.85
24.02.2014	110.64
25.02.2014	109.51
26.02.2014	109.52
27.02.2014	108.96
28.02.2014	109.07
03.03.2014	111.2
04.03.2014	109.3
05.03.2014	107.76
06.03.2014	108.1
07.03.2014	109
11.03.2014	108.55
12.03.2014	108.02
13.03.2014	107.39
14.03.2014	108.57
17.03.2014	106.24
18.03.2014	106.79
19.03.2014	105.85
20.03.2014	106.45
21.03.2014	106.92
24.03.2014	106.81
25.03.2014	106.99
26.03.2014	107.03
27.03.2014	107.83
28.03.2014	108.07
31.03.2014	107.76
01.04.2014	105.62
02.04.2014	104.79
03.04.2014	106.15
04.04.2014	106.72
07.04.2014	105.82
08.04.2014	107.67
09.04.2014	107.98
10.04.2014	107.46
11.04.2014	107.33
14.04.2014	109.07
15.04.2014	108.74
16.04.2014	109.6
17.04.2014	109.53
21.04.2014	109.95
22.04.2014	109.27
23.04.2014	109.11
24.04.2014	110.33
25.04.2014	109.58

Дата	Ціна, USD/barel
28.04.2014	108.12
29.04.2014	108.98
30.04.2014	108.07
01.05.2014	107.76
02.05.2014	108.59
05.05.2014	107.72
06.05.2014	107.06
07.05.2014	108.13
08.05.2014	108.04
09.05.2014	107.89
12.05.2014	108.41
14.05.2014	110.19
15.05.2014	110.44
16.05.2014	109.75
19.05.2014	109.37
20.05.2014	109.69
21.05.2014	110.55
22.05.2014	110.36
23.05.2014	110.54
26.05.2014	110.32
27.05.2014	110.02
28.05.2014	109.81
29.05.2014	109.97
30.05.2014	109.41
02.06.2014	108.83
03.06.2014	108.82
04.06.2014	108.4
05.06.2014	108.79
06.06.2014	108.61
09.06.2014	109.99
10.06.2014	109.52
11.06.2014	109.95
12.06.2014	113.02
13.06.2014	113.41
16.06.2014	112.94
17.06.2014	113.45
18.06.2014	114.26
19.06.2014	115.06
20.06.2014	114.81
23.06.2014	114.12
24.06.2014	114.46
25.06.2014	114
26.06.2014	113.21
27.06.2014	113.3
30.06.2014	112.36

## Продовження таблиці В.1

Дата	Ціна, USD/barel
01.07.2014	112.29
02.07.2014	111.24
03.07.2014	111
04.07.2014	110.64
07.07.2014	110.24
08.07.2014	108.94
09.07.2014	108.28
10.07.2014	108.67
11.07.2014	106.66
14.07.2014	106.98
16.07.2014	105.85
17.07.2014	107.89
18.07.2014	107.24
21.07.2014	107.68
22.07.2014	107.33
23.07.2014	108.03
24.07.2014	107.07
25.07.2014	108.39
28.07.2014	107.57
29.07.2014	107.72
30.07.2014	106.51
31.07.2014	106.02
01.08.2014	104.84
04.08.2014	105.41
05.08.2014	104.61
06.08.2014	104.59
07.08.2014	105.44
08.08.2014	105.02
11.08.2014	104.68
12.08.2014	103.02
13.08.2014	104.28
14.08.2014	102.01
15.08.2014	103.53
18.08.2014	101.6
19.08.2014	101.56
20.08.2014	102.28
21.08.2014	102.63
22.08.2014	102.29
25.08.2014	102.65
26.08.2014	102.5
27.08.2014	102.72
28.08.2014	102.46
29.08.2014	103.19
01.09.2014	102.79
02.09.2014	100.34

Дата	Ціна, USD/barel
03.09.2014	102.77
04.09.2014	101.83
05.09.2014	100.82
08.09.2014	100.2
09.09.2014	99.16
10.09.2014	98.04
11.09.2014	98.08
12.09.2014	97.11
15.09.2014	96.65
17.09.2014	98.97
18.09.2014	97.7
19.09.2014	98.39
22.09.2014	96.97
23.09.2014	96.85
24.09.2014	96.95
25.09.2014	97
26.09.2014	97
29.09.2014	97.2
30.09.2014	94.67
01.10.2014	94.16
02.10.2014	93.42
03.10.2014	92.31
06.10.2014	92.79
07.10.2014	92.11
08.10.2014	91.38
09.10.2014	90.05
10.10.2014	90.21
13.10.2014	88.89
14.10.2014	85.04
15.10.2014	83.78
16.10.2014	84.47
17.10.2014	86.16
20.10.2014	85.4
21.10.2014	86.22
22.10.2014	84.71
23.10.2014	86.83
24.10.2014	86.13
27.10.2014	85.83
28.10.2014	86.03
29.10.2014	87.12
30.10.2014	86.24
31.10.2014	85.86
03.11.2014	84.78
04.11.2014	82.82
05.11.2014	82.95

Дата	Ціна, USD/barel
06.11.2014	82.86
07.11.2014	83.39
10.11.2014	82.34
11.11.2014	81.67
12.11.2014	80.38
13.11.2014	77.92
14.11.2014	79.41
17.11.2014	79.31
19.11.2014	78.1
20.11.2014	79.33
21.11.2014	80.36
24.11.2014	79.68
25.11.2014	78.33
26.11.2014	77.75
27.11.2014	72.58
28.11.2014	70.15
01.12.2014	72.54
02.12.2014	70.54
03.12.2014	69.92
04.12.2014	69.64
05.12.2014	69.07
08.12.2014	66.19
09.12.2014	66.84
10.12.2014	64.24
11.12.2014	63.68
12.12.2014	61.85
15.12.2014	61.06
16.12.2014	59.86
17.12.2014	61.18
18.12.2014	59.27
19.12.2014	61.38
22.12.2014	60.11
23.12.2014	61.69
24.12.2014	60.24
26.12.2014	59.45
29.12.2014	57.88
30.12.2014	57.9
31.12.2014	57.33
02.01.2015	56.42
05.01.2015	53.11
06.01.2015	51.1
07.01.2015	51.15
08.01.2015	50.96
09.01.2015	50.11
12.01.2015	47.43

## Продовження таблиці В.1

Дата	Ціна, USD/barel
13.01.2015	46.59
14.01.2015	48.69
15.01.2015	47.67
16.01.2015	50.17
19.01.2015	48.84
20.01.2015	47.99
21.01.2015	49.03
23.01.2015	48.79
26.01.2015	48.16
27.01.2015	49.6
28.01.2015	48.47
29.01.2015	49.13
30.01.2015	52.99
02.02.2015	54.75
03.02.2015	57.91
04.02.2015	54.16
05.02.2015	56.57
06.02.2015	57.8
09.02.2015	58.34
10.02.2015	56.43
11.02.2015	54.66
12.02.2015	57.05
13.02.2015	61.52
16.02.2015	61.4
17.02.2015	62.53
18.02.2015	60.53
19.02.2015	60.21
20.02.2015	60.22
23.02.2015	58.9
24.02.2015	58.66
25.02.2015	61.63
26.02.2015	60.05
27.02.2015	62.58
02.03.2015	59.54
03.03.2015	61.02
04.03.2015	60.55
05.03.2015	60.48
06.03.2015	59.73
09.03.2015	58.53
10.03.2015	56.39
11.03.2015	57.54
12.03.2015	57.08
13.03.2015	54.67
16.03.2015	53.44
17.03.2015	53.51

Дата	Ціна, USD/barel
18.03.2015	55.91
19.03.2015	54.43
20.03.2015	55.32
23.03.2015	55.92
24.03.2015	55.11
25.03.2015	56.48
27.03.2015	56.41
30.03.2015	56.29
31.03.2015	55.11
01.04.2015	57.1
02.04.2015	54.95
06.04.2015	58.12
07.04.2015	59.1
08.04.2015	55.55
09.04.2015	56.57
10.04.2015	57.87
13.04.2015	57.93
14.04.2015	58.43
15.04.2015	60.32
16.04.2015	63.98
17.04.2015	63.45
20.04.2015	63.45
21.04.2015	62.08
22.04.2015	62.73
23.04.2015	64.85
24.04.2015	65.28
27.04.2015	64.83
28.04.2015	64.64
29.04.2015	65.84
30.04.2015	66.78
01.05.2015	66.46
04.05.2015	66.45
05.05.2015	67.52
06.05.2015	67.77
07.05.2015	65.54
08.05.2015	65.39
11.05.2015	64.91
12.05.2015	66.86
13.05.2015	66.81
14.05.2015	66.59
15.05.2015	66.81
18.05.2015	66.27
19.05.2015	64.02
20.05.2015	65.03
21.05.2015	66.54

Дата	Ціна, USD/barel
22.05.2015	65.37
25.05.2015	65.52
26.05.2015	63.72
27.05.2015	62.06
28.05.2015	62.58
01.06.2015	64.88
02.06.2015	65.49
03.06.2015	63.8
04.06.2015	62.03
05.06.2015	63.31
08.06.2015	62.69
09.06.2015	64.88
10.06.2015	65.7
11.06.2015	65.11
12.06.2015	63.87
15.06.2015	62.61
16.06.2015	63.7
17.06.2015	63.87
18.06.2015	64.26
19.06.2015	63.02
22.06.2015	63.34
23.06.2015	64.45
24.06.2015	63.49
25.06.2015	63.2
26.06.2015	63.26
29.06.2015	62.01
30.06.2015	63.59
01.07.2015	62.01
02.07.2015	62.07
03.07.2015	60.32
06.07.2015	56.54
07.07.2015	56.85
08.07.2015	57.05
09.07.2015	58.61
10.07.2015	58.73
13.07.2015	57.85
14.07.2015	58.51
15.07.2015	57.05
16.07.2015	57.51
17.07.2015	57.1
20.07.2015	56.65
21.07.2015	57.04
22.07.2015	56.13
23.07.2015	55.27
24.07.2015	54.62



## Продовження таблиці В.1

Дата	Ціна, USD/barel
27.07.2015	53.47
28.07.2015	53.3
29.07.2015	53.38
30.07.2015	53.31
03.08.2015	49.52
04.08.2015	49.99
05.08.2015	49.59
06.08.2015	49.52
07.08.2015	48.61
10.08.2015	50.41
11.08.2015	49.18
12.08.2015	49.66
13.08.2015	49.22
14.08.2015	49.03
17.08.2015	48.74
18.08.2015	48.81
19.08.2015	47.16
20.08.2015	46.62
21.08.2015	45.46
24.08.2015	42.69
25.08.2015	43.21
26.08.2015	43.14
27.08.2015	47.56
28.08.2015	50.05
31.08.2015	54.15
01.09.2015	49.56
02.09.2015	50.5
03.09.2015	50.68
04.09.2015	49.61
07.09.2015	47.63
08.09.2015	49.52
09.09.2015	47.58
10.09.2015	48.89
11.09.2015	48.14
14.09.2015	46.37
15.09.2015	46.63
16.09.2015	49.75
17.09.2015	49.08
18.09.2015	47.47
21.09.2015	48.92
22.09.2015	49.08
23.09.2015	47.75
24.09.2015	48.17
25.09.2015	48.6
28.09.2015	47.34

Дата	Ціна, USD/barel
29.09.2015	48.23
30.09.2015	48.37
01.10.2015	47.69
05.10.2015	49.25
06.10.2015	51.92
07.10.2015	51.33
08.10.2015	53.05
09.10.2015	52.65
12.10.2015	49.86
13.10.2015	49.24
14.10.2015	49.15
15.10.2015	48.71
16.10.2015	50.46
19.10.2015	48.61
20.10.2015	48.71
21.10.2015	47.85
22.10.2015	48.08
23.10.2015	47.99
26.10.2015	47.54
27.10.2015	46.81
28.10.2015	49.05
29.10.2015	48.8
30.10.2015	49.56
02.11.2015	48.79
03.11.2015	50.54
04.11.2015	48.58
05.11.2015	47.98
06.11.2015	47.42
09.11.2015	47.19
10.11.2015	47.44
11.11.2015	45.81
12.11.2015	44.06
13.11.2015	43.61
16.11.2015	44.56
17.11.2015	43.57
18.11.2015	44.14
19.11.2015	44.18
20.11.2015	44.66
23.11.2015	44.83
24.11.2015	46.12
25.11.2015	46.17
26.11.2015	45.46
27.11.2015	44.86
30.11.2015	44.61
01.12.2015	44.44

Дата	Ціна, USD/barel
02.12.2015	42.49
03.12.2015	43.84
07.12.2015	40.73
08.12.2015	40.26
09.12.2015	40.11
10.12.2015	39.73
11.12.2015	37.93
14.12.2015	37.92
15.12.2015	38.45
16.12.2015	37.19
17.12.2015	37.06
18.12.2015	36.88
21.12.2015	36.35
22.12.2015	36.11
23.12.2015	37.36
24.12.2015	37.89
28.12.2015	36.62
29.12.2015	37.79
30.12.2015	36.46
31.12.2015	37.28
04.01.2016	37.22
05.01.2016	36.42
06.01.2016	34.23
07.01.2016	33.75
08.01.2016	33.55
11.01.2016	31.55
12.01.2016	30.86
13.01.2016	30.31
14.01.2016	31.03
15.01.2016	28.94
18.01.2016	28.55
19.01.2016	28.76
20.01.2016	27.88
21.01.2016	29.25
22.01.2016	32.18
25.01.2016	30.5
26.01.2016	31.8
27.01.2016	33.1
28.01.2016	33.89
29.01.2016	34.74
01.02.2016	34.24
02.02.2016	32.72
03.02.2016	35.04
04.02.2016	34.46
05.02.2016	34.06

## Продовження таблиці В.1

Дата	Ціна, USD/barel	Дата	Ціна, USD/barel	Дата	Ціна, USD/barel
08.02.2016	32.88	14.04.2016	43.84	17.06.2016	49.17
10.02.2016	30.84	15.04.2016	43.1	20.06.2016	50.65
11.02.2016	30.06	18.04.2016	42.91	21.06.2016	50.62
12.02.2016	33.36	19.04.2016	44.03	22.06.2016	49.88
15.02.2016	33.39	20.04.2016	45.8	23.06.2016	50.91
16.02.2016	32.18	21.04.2016	44.53	24.06.2016	48.41
17.02.2016	34.5	22.04.2016	45.11	27.06.2016	47.16
18.02.2016	34.28	25.04.2016	44.48	28.06.2016	48.58
19.02.2016	33.01	26.04.2016	45.74	29.06.2016	50.61
22.02.2016	34.69	27.04.2016	47.18	30.06.2016	49.68
23.02.2016	33.27	28.04.2016	48.14	01.07.2016	50.35
24.02.2016	34.41	29.04.2016	48.13	04.07.2016	50.1
25.02.2016	35.29	02.05.2016	45.83	05.07.2016	47.96
26.02.2016	35.1	03.05.2016	44.97	06.07.2016	48.8
29.02.2016	35.97	04.05.2016	44.62	07.07.2016	46.4
01.03.2016	36.81	05.05.2016	45.01	08.07.2016	46.76
02.03.2016	36.93	06.05.2016	45.37	11.07.2016	46.25
03.03.2016	37.07	09.05.2016	43.63	12.07.2016	48.47
04.03.2016	38.72	10.05.2016	45.52	13.07.2016	46.26
07.03.2016	40.84	11.05.2016	47.6	14.07.2016	47.37
08.03.2016	39.65	12.05.2016	48.08	15.07.2016	47.61
09.03.2016	41.07	13.05.2016	47.83	18.07.2016	46.96
10.03.2016	40.05	16.05.2016	48.97	19.07.2016	46.66
11.03.2016	40.39	17.05.2016	49.28	20.07.2016	47.17
14.03.2016	39.53	18.05.2016	48.93	21.07.2016	46.2
15.03.2016	38.74	19.05.2016	48.81	22.07.2016	45.69
16.03.2016	40.33	20.05.2016	48.72	25.07.2016	44.72
17.03.2016	41.54	23.05.2016	48.35	26.07.2016	44.87
18.03.2016	41.2	24.05.2016	48.61	27.07.2016	43.47
21.03.2016	41.54	25.05.2016	49.74	28.07.2016	42.7
22.03.2016	41.79	26.05.2016	49.59	29.07.2016	42.46
23.03.2016	40.47	27.05.2016	49.32	01.08.2016	42.14
24.03.2016	40.44	30.05.2016	49.76	02.08.2016	41.8
28.03.2016	40.27	31.05.2016	49.69	03.08.2016	43.1
29.03.2016	39.14	01.06.2016	49.72	04.08.2016	44.29
30.03.2016	39.26	02.06.2016	50.04	05.08.2016	44.27
31.03.2016	39.6	03.06.2016	49.64	08.08.2016	45.39
01.04.2016	38.67	06.06.2016	50.55	09.08.2016	44.98
04.04.2016	37.69	07.06.2016	51.44	10.08.2016	44.05
05.04.2016	37.87	08.06.2016	52.51	11.08.2016	46.04
06.04.2016	39.84	09.06.2016	51.95	12.08.2016	46.97
07.04.2016	39.43	10.06.2016	50.54	15.08.2016	48.35
08.04.2016	41.94	13.06.2016	50.35	17.08.2016	49.85
11.04.2016	42.83	14.06.2016	49.83	18.08.2016	50.89
12.04.2016	44.69	16.06.2016	47.19	19.08.2016	50.88

## Продовження таблиці В.1

Дата	Ціна, USD/barel	Дата	Ціна, USD/barel	Дата	Ціна, USD/barel
22.08.2016	49.16	25.10.2016	50.79	29.12.2016	56.14
23.08.2016	49.96	26.10.2016	49.98	30.12.2016	56.82
24.08.2016	49.05	27.10.2016	50.47	03.01.2017	55.47
25.08.2016	49.67	28.10.2016	49.71	04.01.2017	56.46
26.08.2016	49.92	31.10.2016	48.3	05.01.2017	56.89
29.08.2016	49.26	01.11.2016	48.14	06.01.2017	57.1
30.08.2016	48.37	02.11.2016	46.86	09.01.2017	54.94
31.08.2016	47.04	03.11.2016	46.35	10.01.2017	53.64
01.09.2016	45.45	04.11.2016	45.58	11.01.2017	55.1
02.09.2016	46.83	07.11.2016	46.15	12.01.2017	56.01
05.09.2016	47.63	08.11.2016	46.04	13.01.2017	55.45
06.09.2016	47.26	09.11.2016	46.36	16.01.2017	55.86
07.09.2016	47.98	10.11.2016	45.84	17.01.2017	55.47
08.09.2016	49.99	11.11.2016	44.75	18.01.2017	53.92
09.09.2016	48.01	14.11.2016	44.43	19.01.2017	54.16
12.09.2016	48.32	15.11.2016	46.95	20.01.2017	55.49
13.09.2016	47.1	16.11.2016	46.63	23.01.2017	55.23
14.09.2016	45.85	17.11.2016	46.49	24.01.2017	55.44
15.09.2016	46.59	18.11.2016	46.86	25.01.2017	55.08
16.09.2016	45.77	21.11.2016	48.9	26.01.2017	56.24
19.09.2016	45.95	22.11.2016	49.12	27.01.2017	55.52
20.09.2016	45.88	23.11.2016	48.95	30.01.2017	55.23
21.09.2016	46.83	24.11.2016	49	31.01.2017	55.7
22.09.2016	47.65	25.11.2016	47.24	01.02.2017	56.8
23.09.2016	45.89	28.11.2016	48.24	02.02.2017	56.56
26.09.2016	47.35	29.11.2016	46.38	03.02.2017	56.81
27.09.2016	45.97	30.11.2016	50.47	06.02.2017	55.72
28.09.2016	48.69	01.12.2016	53.94	07.02.2017	55.05
29.09.2016	49.24	02.12.2016	54.46	08.02.2017	55.12
30.09.2016	49.06	05.12.2016	54.94	09.02.2017	55.63
03.10.2016	50.89	06.12.2016	53.93	10.02.2017	56.7
04.10.2016	50.87	07.12.2016	53	13.02.2017	55.59
05.10.2016	51.86	08.12.2016	53.89	14.02.2017	55.97
06.10.2016	52.51	09.12.2016	54.33	15.02.2017	55.75
07.10.2016	51.93	12.12.2016	55.69	16.02.2017	55.65
10.10.2016	53.14	13.12.2016	55.72	17.02.2017	55.81
11.10.2016	52.41	14.12.2016	53.9	20.02.2017	56.18
12.10.2016	51.81	15.12.2016	54.02	21.02.2017	56.66
13.10.2016	52.03	16.12.2016	55.21	22.02.2017	55.84
14.10.2016	51.95	19.12.2016	54.92	24.02.2017	55.99
17.10.2016	51.52	21.12.2016	54.46	27.02.2017	55.93
19.10.2016	52.67	22.12.2016	55.05	28.02.2017	55.59
20.10.2016	51.38	23.12.2016	55.16	01.03.2017	56.36
21.10.2016	51.78	27.12.2016	56.09	02.03.2017	55.08
24.10.2016	51.46	28.12.2016	56.22	03.03.2017	55.9

## Продовження таблиці В.1

Дата	Ціна, USD/barel	Дата	Ціна, USD/barel	Дата	Ціна, USD/barel
06.03.2017	56.01	10.05.2017	50.22	13.07.2017	48.42
07.03.2017	55.92	11.05.2017	50.77	14.07.2017	48.91
08.03.2017	53.11	12.05.2017	50.84	17.07.2017	48.42
09.03.2017	52.19	15.05.2017	51.82	18.07.2017	48.84
10.03.2017	51.37	16.05.2017	51.65	19.07.2017	49.7
13.03.2017	51.35	17.05.2017	52.21	20.07.2017	49.3
14.03.2017	50.92	18.05.2017	52.51	21.07.2017	48.06
15.03.2017	51.81	19.05.2017	53.61	24.07.2017	48.6
16.03.2017	51.74	22.05.2017	53.87	25.07.2017	50.2
17.03.2017	51.76	23.05.2017	54.15	26.07.2017	50.97
20.03.2017	51.62	24.05.2017	53.96	27.07.2017	51.49
21.03.2017	50.96	25.05.2017	51.46	28.07.2017	52.52
22.03.2017	50.64	26.05.2017	52.15	31.07.2017	52.65
23.03.2017	50.56	29.05.2017	52.29	01.08.2017	51.78
24.03.2017	50.8	30.05.2017	51.84	02.08.2017	52.36
27.03.2017	50.75	31.05.2017	50.31	03.08.2017	52.01
28.03.2017	51.33	01.06.2017	50.63	04.08.2017	52.42
29.03.2017	52.42	02.06.2017	49.95	07.08.2017	52.37
30.03.2017	52.96	05.06.2017	49.47	08.08.2017	52.14
31.03.2017	52.83	06.06.2017	50.12	09.08.2017	52.7
03.04.2017	53.12	07.06.2017	48.06	10.08.2017	51.9
04.04.2017	54.17	08.06.2017	47.86	11.08.2017	52.1
05.04.2017	54.36	09.06.2017	48.15	14.08.2017	50.73
06.04.2017	54.89	12.06.2017	48.29	15.08.2017	50.8
07.04.2017	55.24	13.06.2017	48.72	16.08.2017	50.27
10.04.2017	55.98	14.06.2017	47	17.08.2017	51.03
11.04.2017	56.23	15.06.2017	46.92	18.08.2017	52.72
12.04.2017	55.86	16.06.2017	47.37	21.08.2017	51.66
13.04.2017	55.89	19.06.2017	46.91	22.08.2017	51.87
17.04.2017	55.36	20.06.2017	46.02	23.08.2017	52.57
18.04.2017	54.89	21.06.2017	44.82	24.08.2017	52.04
19.04.2017	52.93	22.06.2017	45.22	25.08.2017	52.41
20.04.2017	52.99	23.06.2017	45.54	28.08.2017	51.89
21.04.2017	51.96	26.06.2017	45.83	29.08.2017	52
24.04.2017	51.6	27.06.2017	46.65	30.08.2017	50.86
25.04.2017	52.1	28.06.2017	47.31	31.08.2017	52.38
26.04.2017	51.82	29.06.2017	47.42	04.09.2017	52.34
27.04.2017	51.44	03.07.2017	49.68	05.09.2017	53.38
01.05.2017	51.52	04.07.2017	49.61	06.09.2017	54.2
02.05.2017	50.46	05.07.2017	47.79	07.09.2017	54.49
03.05.2017	50.79	06.07.2017	48.11	08.09.2017	53.78
04.05.2017	48.38	07.07.2017	46.71	11.09.2017	53.84
05.05.2017	49.1	10.07.2017	46.88	12.09.2017	54.27
08.05.2017	49.34	11.07.2017	47.52	13.09.2017	55.16
09.05.2017	48.73	12.07.2017	47.74	14.09.2017	55.47

## Продовження таблиці В.1

Дата	Ціна, USD/barel
15.09.2017	55.62
18.09.2017	55.48
19.09.2017	55.14
20.09.2017	56.29
21.09.2017	56.43
22.09.2017	56.86
25.09.2017	59.02
26.09.2017	58.44
27.09.2017	57.9
28.09.2017	57.41
29.09.2017	57.54
02.10.2017	56.12
03.10.2017	56
04.10.2017	55.8
05.10.2017	57
06.10.2017	55.62
09.10.2017	55.79
10.10.2017	56.61
11.10.2017	56.94
12.10.2017	56.25
13.10.2017	57.17
16.10.2017	57.82
17.10.2017	57.88
18.10.2017	58.15
19.10.2017	57.23
20.10.2017	57.75
23.10.2017	57.37
24.10.2017	58.33
25.10.2017	58.44
26.10.2017	59.3
27.10.2017	60.44
30.10.2017	60.9
31.10.2017	61.37
01.11.2017	60.49
02.11.2017	60.62
06.11.2017	64.27
07.11.2017	63.69
08.11.2017	63.49
09.11.2017	63.93
10.11.2017	63.52
13.11.2017	63.16
14.11.2017	62.21
15.11.2017	61.87
16.11.2017	61.36
17.11.2017	62.72

Дата	Ціна, USD/barel
20.11.2017	62.22
21.11.2017	62.57
22.11.2017	63.32
23.11.2017	63.55
24.11.2017	63.86
27.11.2017	63.84
28.11.2017	63.61
29.11.2017	63.11
30.11.2017	63.57
01.12.2017	63.73
04.12.2017	62.45
05.12.2017	62.86
06.12.2017	61.22
07.12.2017	62.2
08.12.2017	63.4
11.12.2017	64.69
12.12.2017	63.34
13.12.2017	62.44
14.12.2017	63.31
15.12.2017	63.23
18.12.2017	63.41
19.12.2017	63.8
20.12.2017	64.56
21.12.2017	64.9
22.12.2017	65.25
26.12.2017	67.02
27.12.2017	66.44
28.12.2017	66.72
29.12.2017	66.87
02.01.2018	66.57
03.01.2018	67.84
04.01.2018	68.07
05.01.2018	67.62
08.01.2018	67.78
10.01.2018	69.2
11.01.2018	69.26
12.01.2018	69.87
15.01.2018	70.26
16.01.2018	69.15
17.01.2018	69.38
18.01.2018	69.31
19.01.2018	68.61
22.01.2018	69.03
23.01.2018	69.96
24.01.2018	70.53

Дата	Ціна, USD/barel
25.01.2018	70.42
26.01.2018	70.52
29.01.2018	69.46
30.01.2018	69.02
31.01.2018	69.05
01.02.2018	69.65
02.02.2018	68.58
05.02.2018	67.62
06.02.2018	66.86
07.02.2018	65.51
08.02.2018	64.81
09.02.2018	62.79
12.02.2018	62.59
13.02.2018	62.72
14.02.2018	64.36
15.02.2018	64.33
16.02.2018	64.84
19.02.2018	65.67
20.02.2018	65.25
21.02.2018	65.42
22.02.2018	66.39
23.02.2018	67.31
26.02.2018	67.5
27.02.2018	66.63
28.02.2018	65.78
01.03.2018	63.83
02.03.2018	64.37
05.03.2018	65.54
06.03.2018	65.79
07.03.2018	64.34
08.03.2018	63.61
09.03.2018	65.49
12.03.2018	64.95
14.03.2018	64.89
15.03.2018	65.12
16.03.2018	66.21
19.03.2018	66.05
20.03.2018	67.42
21.03.2018	69.47
22.03.2018	68.91
23.03.2018	70.45
26.03.2018	70.12
27.03.2018	70.11
28.03.2018	69.53
29.03.2018	70.27

## Продовження таблиці В.1

Дата	Ціна, USD/barel	Дата	Ціна, USD/barel	Дата	Ціна, USD/barel
02.04.2018	67.64	05.06.2018	75.38	08.08.2018	72.28
03.04.2018	68.12	06.06.2018	75.36	09.08.2018	72.07
04.04.2018	68.02	07.06.2018	77.32	10.08.2018	72.81
05.04.2018	68.33	08.06.2018	76.46	13.08.2018	72.61
06.04.2018	67.11	11.06.2018	76.46	14.08.2018	72.46
09.04.2018	68.65	12.06.2018	75.88	15.08.2018	70.76
10.04.2018	71.04	13.06.2018	76.74	16.08.2018	71.43
11.04.2018	72.06	14.06.2018	75.94	17.08.2018	71.83
12.04.2018	72.02	15.06.2018	73.44	20.08.2018	72.21
13.04.2018	72.58	18.06.2018	75.34	21.08.2018	72.63
16.04.2018	71.42	19.06.2018	75.08	22.08.2018	74.78
17.04.2018	71.58	20.06.2018	74.74	23.08.2018	74.73
18.04.2018	73.48	21.06.2018	73.05	24.08.2018	75.82
19.04.2018	73.78	22.06.2018	75.55	27.08.2018	76.21
20.04.2018	74.06	25.06.2018	74.73	28.08.2018	75.95
23.04.2018	74.71	26.06.2018	76.31	29.08.2018	77.14
24.04.2018	73.86	27.06.2018	77.62	30.08.2018	77.77
25.04.2018	74	28.06.2018	77.85	31.08.2018	77.42
26.04.2018	74.74	29.06.2018	79.44	03.09.2018	78.15
27.04.2018	74.64	02.07.2018	77.3	04.09.2018	78.17
30.04.2018	75.17	03.07.2018	77.76	05.09.2018	77.27
01.05.2018	73.13	04.07.2018	78.24	06.09.2018	76.5
02.05.2018	73.36	05.07.2018	77.39	07.09.2018	76.83
03.05.2018	73.62	06.07.2018	77.11	10.09.2018	77.37
04.05.2018	74.87	09.07.2018	78.07	11.09.2018	79.06
07.05.2018	76.17	10.07.2018	78.86	12.09.2018	79.74
08.05.2018	74.85	11.07.2018	73.4	13.09.2018	78.18
09.05.2018	77.21	12.07.2018	74.45	14.09.2018	78.09
10.05.2018	77.47	13.07.2018	75.33	17.09.2018	78.05
11.05.2018	77.12	16.07.2018	71.84	18.09.2018	79.03
14.05.2018	78.23	17.07.2018	72.16	20.09.2018	78.7
15.05.2018	78.43	19.07.2018	72.58	21.09.2018	78.8
17.05.2018	79.3	20.07.2018	73.07	24.09.2018	81.2
18.05.2018	78.51	23.07.2018	73.06	25.09.2018	81.87
21.05.2018	79.22	24.07.2018	73.44	26.09.2018	81.34
22.05.2018	79.57	25.07.2018	73.93	27.09.2018	81.72
23.05.2018	79.8	26.07.2018	74.54	28.09.2018	82.72
24.05.2018	78.79	27.07.2018	74.29	01.10.2018	84.98
25.05.2018	76.44	30.07.2018	74.97	02.10.2018	84.8
28.05.2018	75.3	31.07.2018	74.25	03.10.2018	86.29
29.05.2018	75.39	01.08.2018	72.39	04.10.2018	84.58
30.05.2018	77.5	02.08.2018	73.45	05.10.2018	84.16
31.05.2018	77.59	03.08.2018	73.21	08.10.2018	83.91
01.06.2018	76.79	06.08.2018	73.75	09.10.2018	85
04.06.2018	75.29	07.08.2018	74.65	10.10.2018	83.09

## Продовження таблиці В.1

Дата	Ціна, USD/barel
11.10.2018	80.26
12.10.2018	80.43
15.10.2018	80.78
16.10.2018	81.41
17.10.2018	80.05
18.10.2018	79.29
19.10.2018	79.78
22.10.2018	79.83
23.10.2018	76.44
24.10.2018	76.17
25.10.2018	76.89
26.10.2018	77.62
29.10.2018	77.34
30.10.2018	75.91
31.10.2018	75.47
01.11.2018	72.89
02.11.2018	72.83
05.11.2018	73.17
06.11.2018	72.13
07.11.2018	72.07
08.11.2018	70.65
09.11.2018	70.18
12.11.2018	70.12
13.11.2018	65.47
14.11.2018	66.12
15.11.2018	66.62
16.11.2018	66.76
19.11.2018	66.79
20.11.2018	62.53
22.11.2018	62.6
23.11.2018	58.8
26.11.2018	60.48
27.11.2018	60.21
28.11.2018	58.76
29.11.2018	59.51
30.11.2018	58.71
03.12.2018	61.69
04.12.2018	62.08
05.12.2018	61.56
06.12.2018	60.06
07.12.2018	61.67
10.12.2018	59.97
11.12.2018	60.2
12.12.2018	60.15
13.12.2018	61.45

Дата	Ціна, USD/barel
14.12.2018	60.28
17.12.2018	59.61
18.12.2018	56.26
19.12.2018	57.24
20.12.2018	54.35
21.12.2018	53.82
24.12.2018	50.47
26.12.2018	54.47
27.12.2018	52.16
28.12.2018	52.2
31.12.2018	53.8
02.01.2019	54.91
03.01.2019	55.95
04.01.2019	57.06
07.01.2019	57.33
08.01.2019	58.72
09.01.2019	61.44
10.01.2019	61.68
11.01.2019	60.48
14.01.2019	58.99
15.01.2019	60.64
16.01.2019	61.32
17.01.2019	61.18
18.01.2019	62.7
21.01.2019	62.74
22.01.2019	61.5
23.01.2019	61.14
24.01.2019	61.09
28.01.2019	59.93
29.01.2019	61.32
30.01.2019	61.65
31.01.2019	61.89
01.02.2019	62.75
04.02.2019	62.51
05.02.2019	61.98
06.02.2019	62.69
07.02.2019	61.63
08.02.2019	62.1
11.02.2019	61.51
12.02.2019	62.42
13.02.2019	63.61
14.02.2019	64.57
15.02.2019	66.25
18.02.2019	66.5
19.02.2019	66.45

Дата	Ціна, USD/barel
20.02.2019	67.08
21.02.2019	67.07
22.02.2019	67.12
25.02.2019	64.76
26.02.2019	65.21
27.02.2019	66.39
28.02.2019	66.03
01.03.2019	65.07
04.03.2019	65.67
05.03.2019	65.86
06.03.2019	65.99
07.03.2019	66.3
08.03.2019	65.74
11.03.2019	66.58
12.03.2019	66.67
13.03.2019	67.55
14.03.2019	67.23
15.03.2019	67.16
18.03.2019	67.54
19.03.2019	67.61
20.03.2019	68.5
21.03.2019	67.86
22.03.2019	67.03
25.03.2019	67.21
26.03.2019	67.97
27.03.2019	67.83
28.03.2019	67.82
01.04.2019	69.01
02.04.2019	69.37
03.04.2019	69.31
04.04.2019	69.4
05.04.2019	70.34
08.04.2019	71.1
09.04.2019	70.61
10.04.2019	71.73
11.04.2019	70.83
12.04.2019	71.55
15.04.2019	71.18
16.04.2019	71.72
17.04.2019	71.62
18.04.2019	71.97
22.04.2019	74.04
23.04.2019	74.51
24.04.2019	74.57
25.04.2019	74.35

## Продовження таблиці В.1

Дата	Ціна, USD/barel
26.04.2019	72.15
29.04.2019	72.04
30.04.2019	72.8
01.05.2019	72.18
02.05.2019	70.75
03.05.2019	70.85
06.05.2019	71.24
07.05.2019	69.88
08.05.2019	70.37
09.05.2019	70.39
10.05.2019	70.62
13.05.2019	70.23
14.05.2019	71.24
15.05.2019	71.77
16.05.2019	72.62
17.05.2019	72.21
20.05.2019	71.97
21.05.2019	72.18
22.05.2019	70.99
23.05.2019	67.76
24.05.2019	68.69
27.05.2019	70.11
28.05.2019	70.11
29.05.2019	69.45
30.05.2019	66.87
31.05.2019	64.49
04.06.2019	61.97
05.06.2019	60.63
06.06.2019	61.67
07.06.2019	63.29
10.06.2019	62.29
11.06.2019	62.29
12.06.2019	59.97
13.06.2019	61.31
14.06.2019	62.01
17.06.2019	60.94
18.06.2019	62.14
19.06.2019	61.82
20.06.2019	64.45
21.06.2019	65.2
24.06.2019	64.86
25.06.2019	65.05
26.06.2019	66.49
27.06.2019	66.55
28.06.2019	66.55

Дата	Ціна, USD/barel
01.07.2019	65.06
02.07.2019	62.4
03.07.2019	63.82
04.07.2019	63.3
05.07.2019	64.23
08.07.2019	64.11
09.07.2019	64.16
10.07.2019	67.01
11.07.2019	66.52
12.07.2019	66.72
15.07.2019	66.48
16.07.2019	64.35
17.07.2019	63.66
18.07.2019	61.93
19.07.2019	62.47
22.07.2019	63.26
23.07.2019	63.83
24.07.2019	63.18
25.07.2019	63.39
26.07.2019	63.46
29.07.2019	63.71
30.07.2019	64.72
31.07.2019	65.17
01.08.2019	60.5
02.08.2019	61.89
06.08.2019	58.94
07.08.2019	56.23
08.08.2019	57.38
09.08.2019	58.53
12.08.2019	58.57
13.08.2019	61.3
14.08.2019	59.48
15.08.2019	58.23
16.08.2019	58.64
19.08.2019	59.74
20.08.2019	60.03
21.08.2019	60.3
22.08.2019	59.92
23.08.2019	59.34
26.08.2019	58.7
27.08.2019	59.51
28.08.2019	60.49
29.08.2019	61.08
30.08.2019	60.43
02.09.2019	58.66

Дата	Ціна, USD/barel
03.09.2019	58.26
04.09.2019	60.7
05.09.2019	60.95
06.09.2019	61.54
09.09.2019	62.59
10.09.2019	62.38
11.09.2019	60.81
12.09.2019	60.38
13.09.2019	60.22
16.09.2019	69.02
17.09.2019	64.55
18.09.2019	63.6
19.09.2019	64.4
20.09.2019	64.28
23.09.2019	64.77
24.09.2019	63.1
25.09.2019	62.39
26.09.2019	62.74
27.09.2019	61.91
30.09.2019	60.78
01.10.2019	58.89
02.10.2019	57.69
03.10.2019	57.71
04.10.2019	58.37
08.10.2019	58.24
09.10.2019	58.32
10.10.2019	59.1
10.10.2019	59.1
11.10.2019	60.51
14.10.2019	59.35
15.10.2019	58.74
16.10.2019	59.42
17.10.2019	59.91
18.10.2019	59.42
21.10.2019	58.96
22.10.2019	59.7
23.10.2019	61.17
24.10.2019	61.67
25.10.2019	62.02
28.10.2019	61.57
29.10.2019	61.59
30.10.2019	60.61
31.10.2019	60.23
01.11.2019	61.69
04.11.2019	62.13



## Продовження таблиці В.1

Дата	Ціна, USD/barel
05.11.2019	62.96
06.11.2019	61.74
07.11.2019	62.29
08.11.2019	62.51
11.11.2019	62.18
12.11.2019	62.06
13.11.2019	62.37
14.11.2019	62.28
15.11.2019	63.3
Дата	Ціна, USD/barel

18.11.2019	62.44
19.11.2019	60.91
20.11.2019	62.4
21.11.2019	63.97
22.11.2019	63.39
25.11.2019	63.65
26.11.2019	64.27
27.11.2019	64.06
28.11.2019	63.87
29.11.2019	62.43
Дата	Ціна, USD/barel
02.12.2019	60.92

03.12.2019	60.82
04.12.2019	63
05.12.2019	63.39
09.12.2019	64.25
10.12.2019	64.34
11.12.2019	63.72
12.12.2019	64.2
13.12.2019	65.22
16.12.2019	65.34

## ДОДАТОК Г

Графіки R/S-траєкторії та H-траєкторії для досліджуваних часових рядів

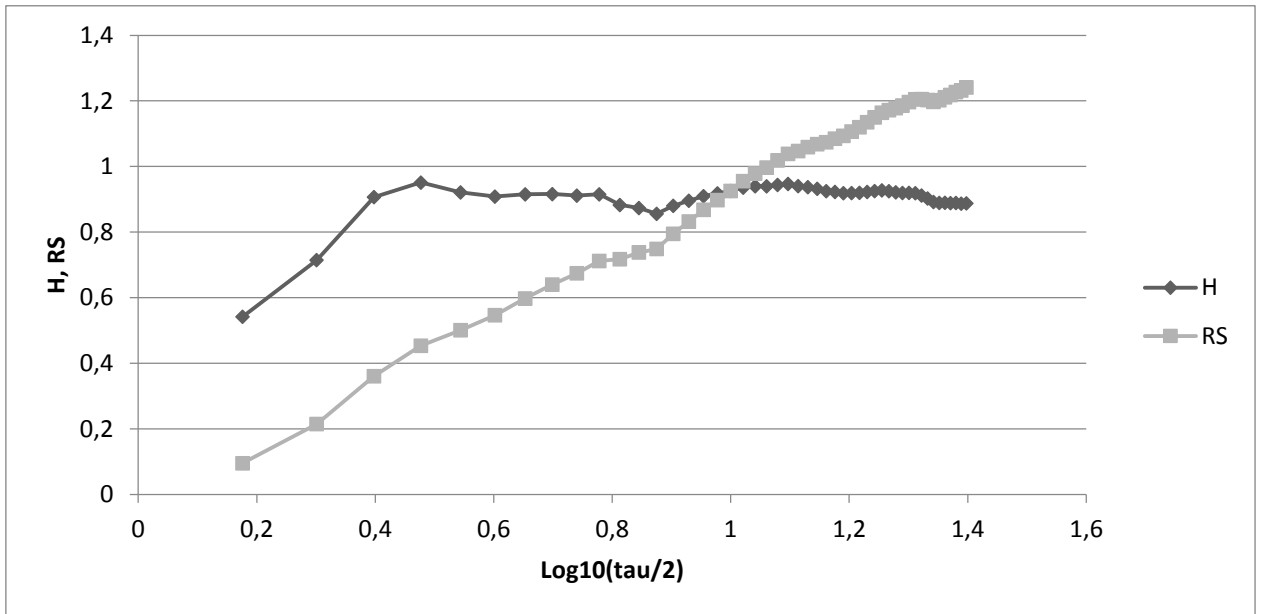


Рисунок Г.1 – R/S-траєкторія та H траєкторія для ЧР G1 (2013-2019 рр.)

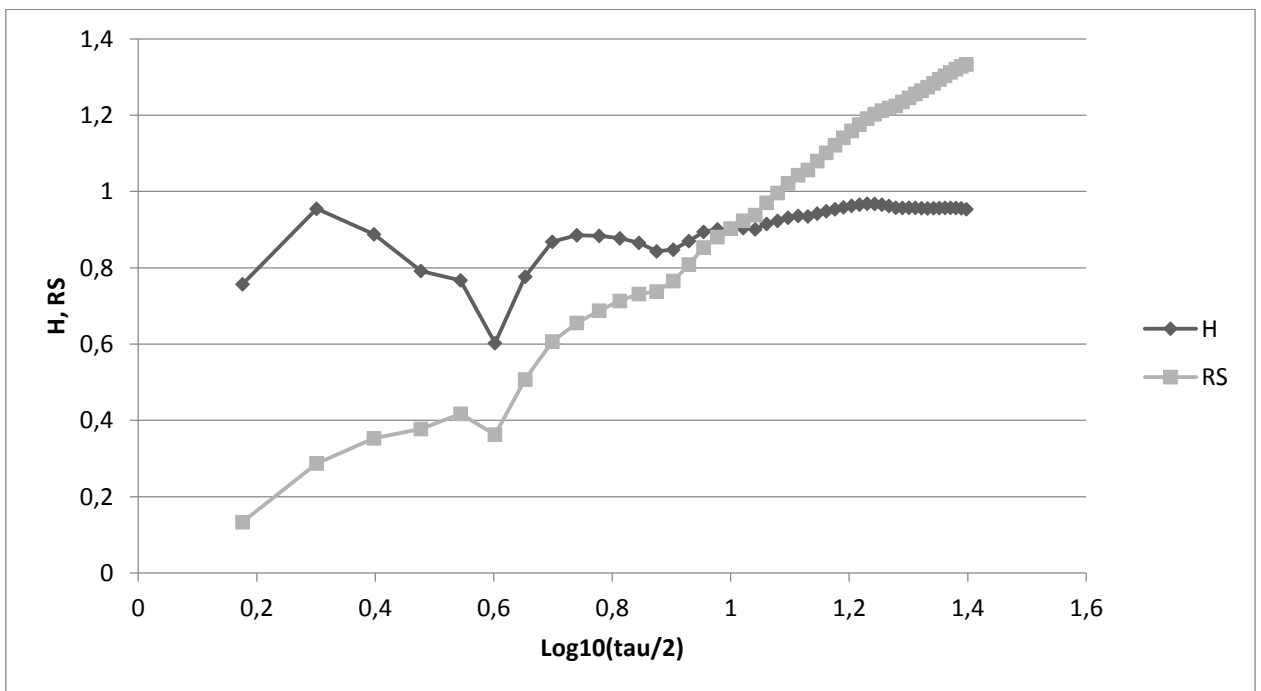


Рисунок Г.2 – R/S-траєкторія та H траєкторія для ЧР «1-частина» 2013 р.

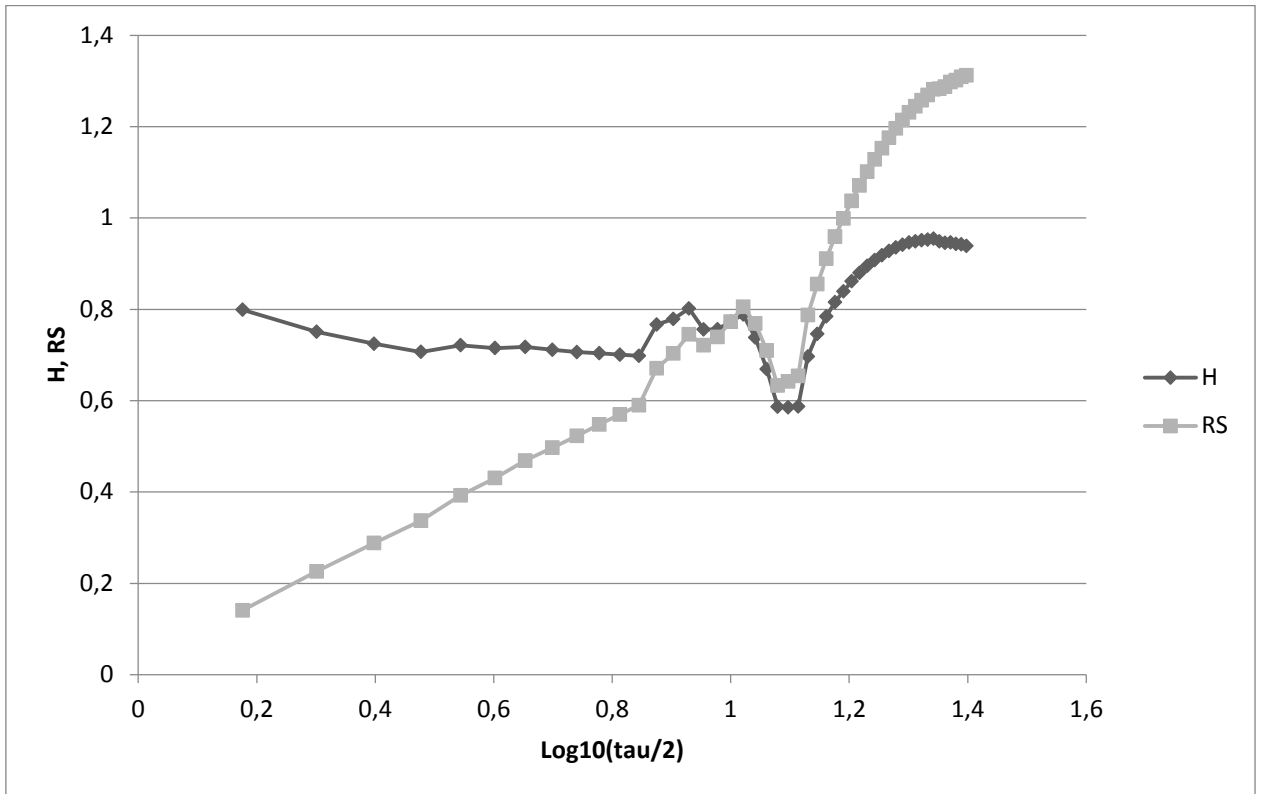


Рисунок Г.3 – R/S-траєкторія та H траєкторія для ЧР «2-частина» 2014 р.

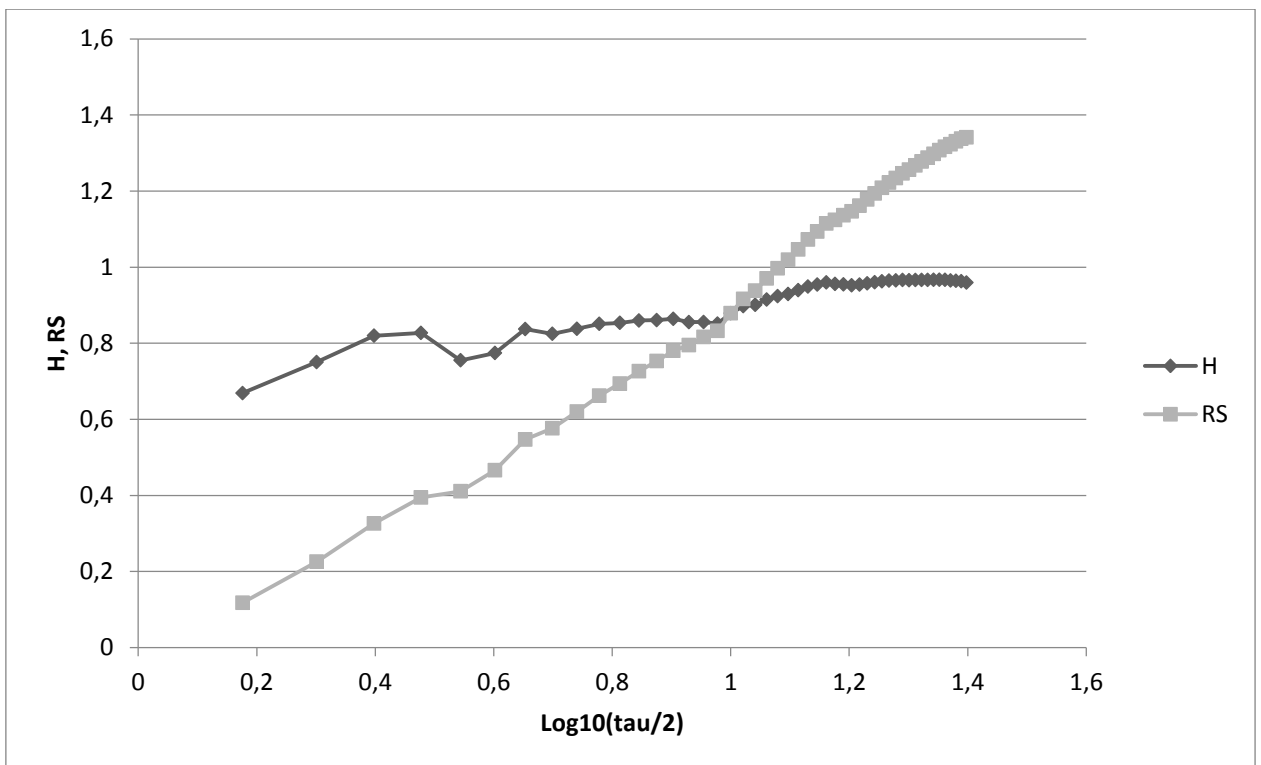


Рисунок Г.4 – R/S-траєкторія та H траєкторія для ЧР «3-частина» 2015 р.

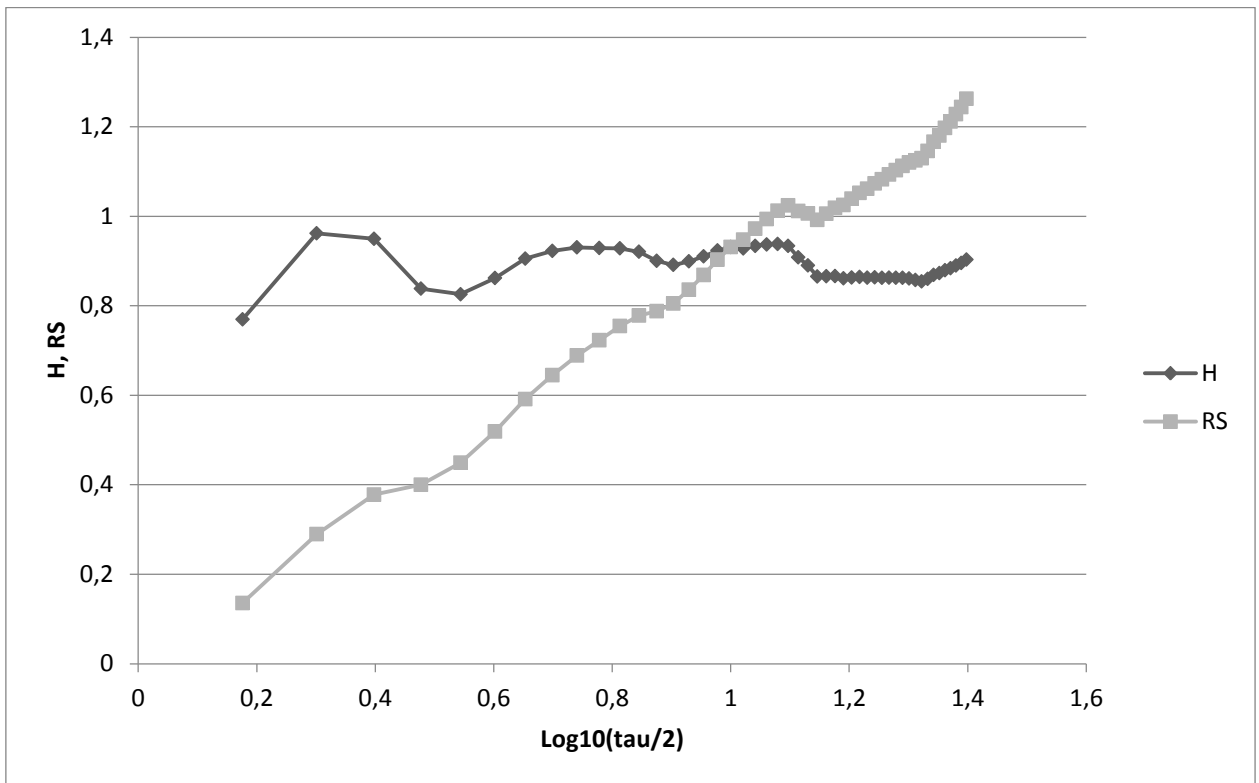


Рисунок Г.5 – R/S-траєкторія та H траєкторія для ЧР «4-частина» 2016 р.

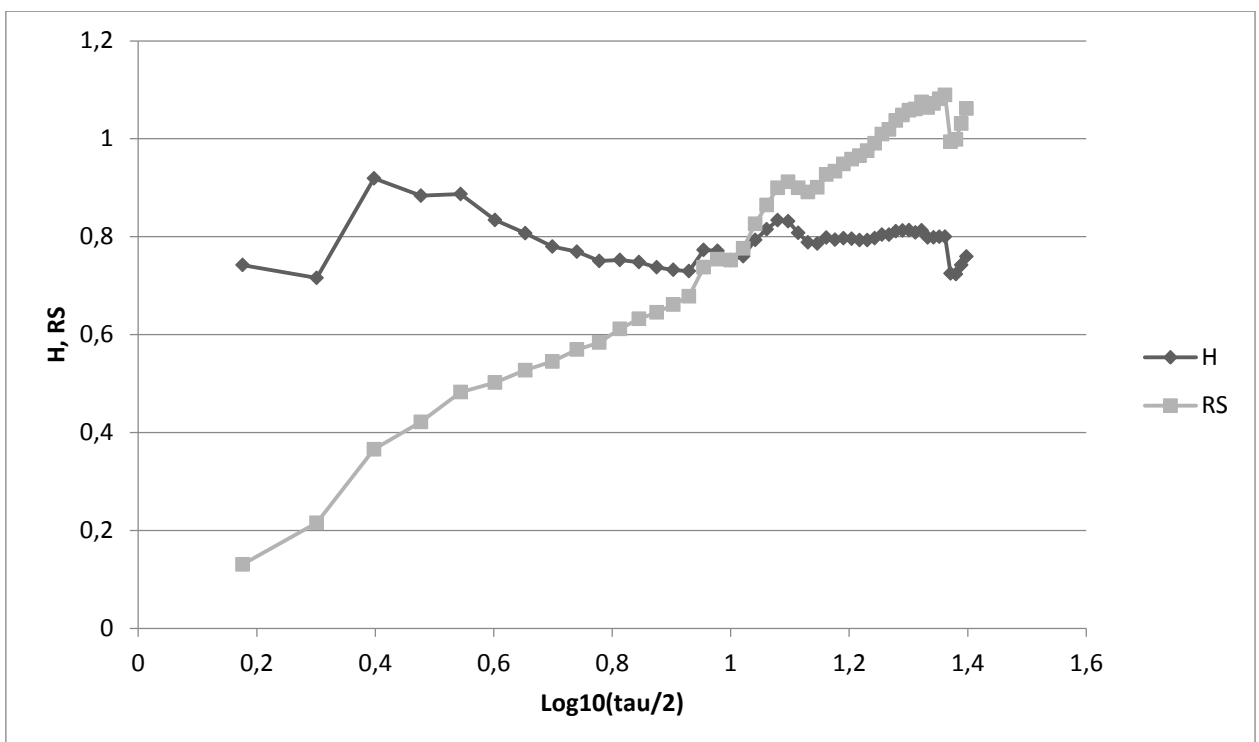


Рисунок Г.6 – R/S-траєкторія та H траєкторія для ЧР «5-частина» 2017 р.

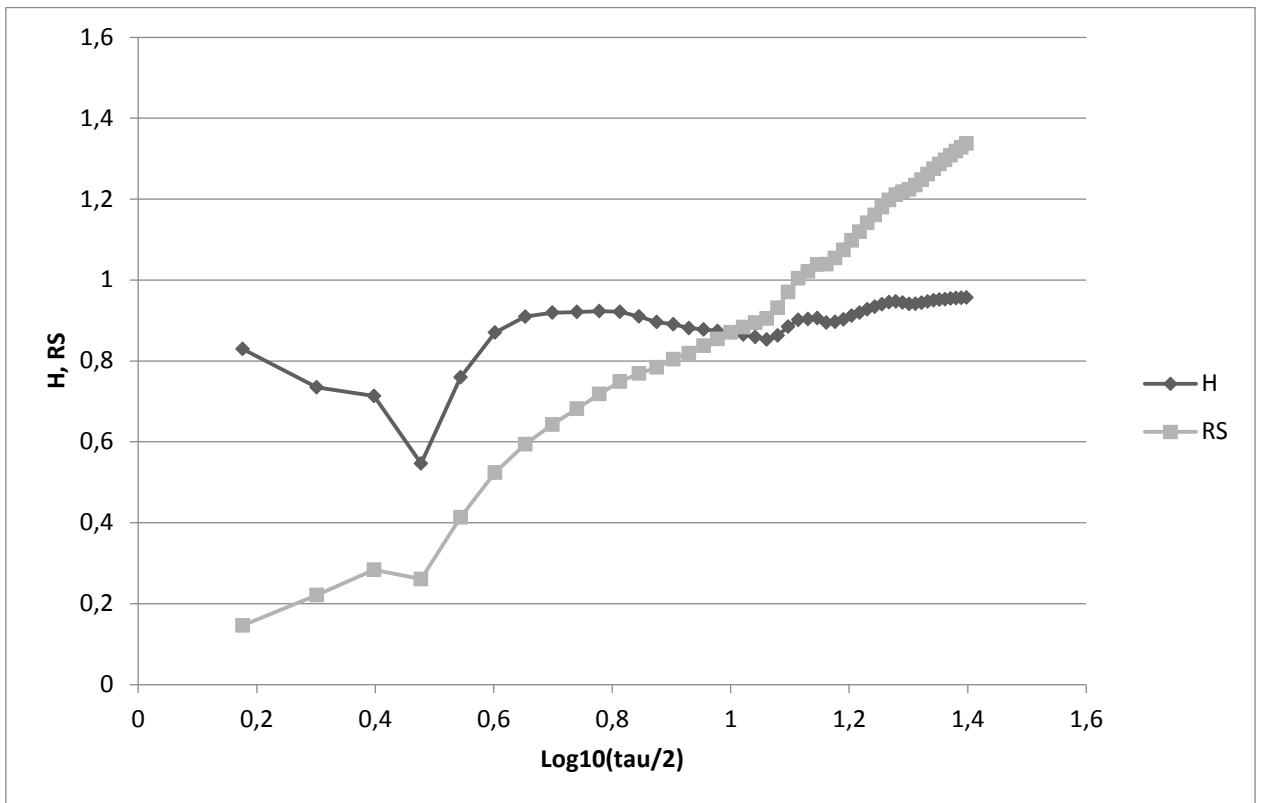


Рисунок Г.7 – R/S-траєкторія та H траєкторія для ЧР «6-частина» 2018 р.

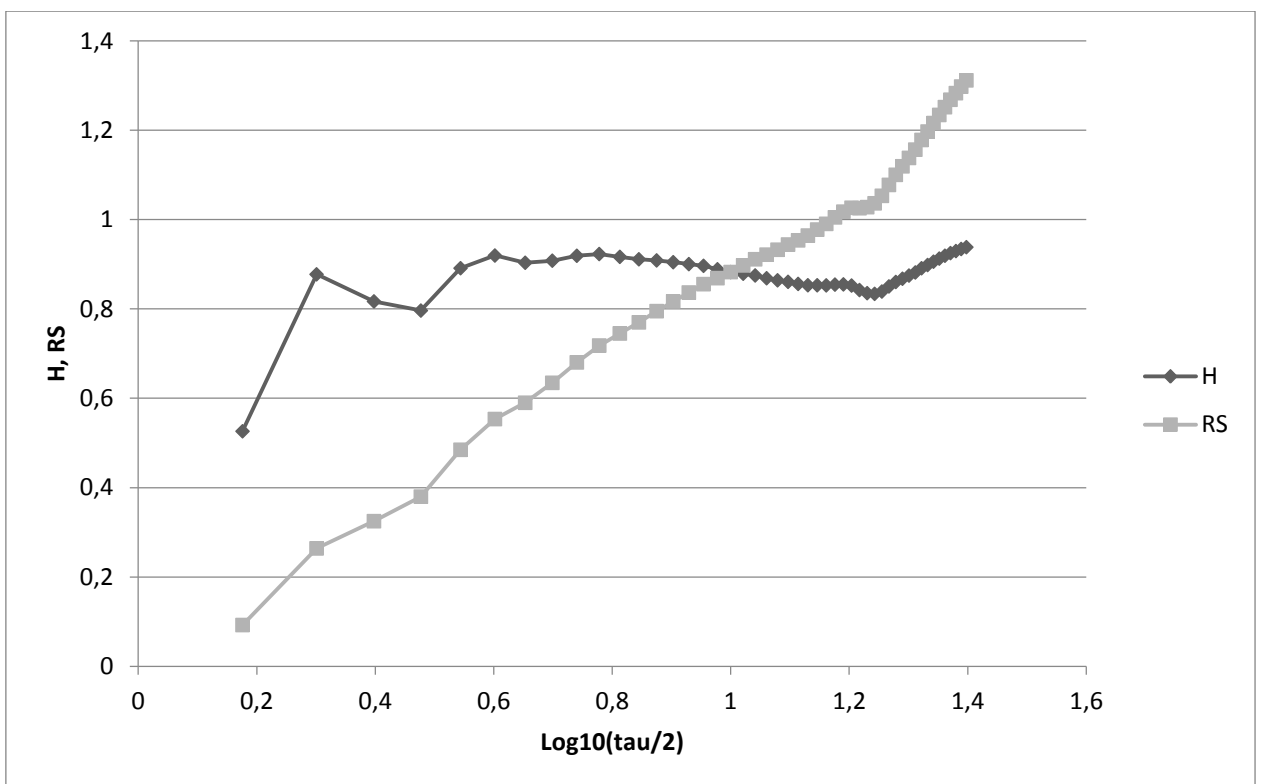
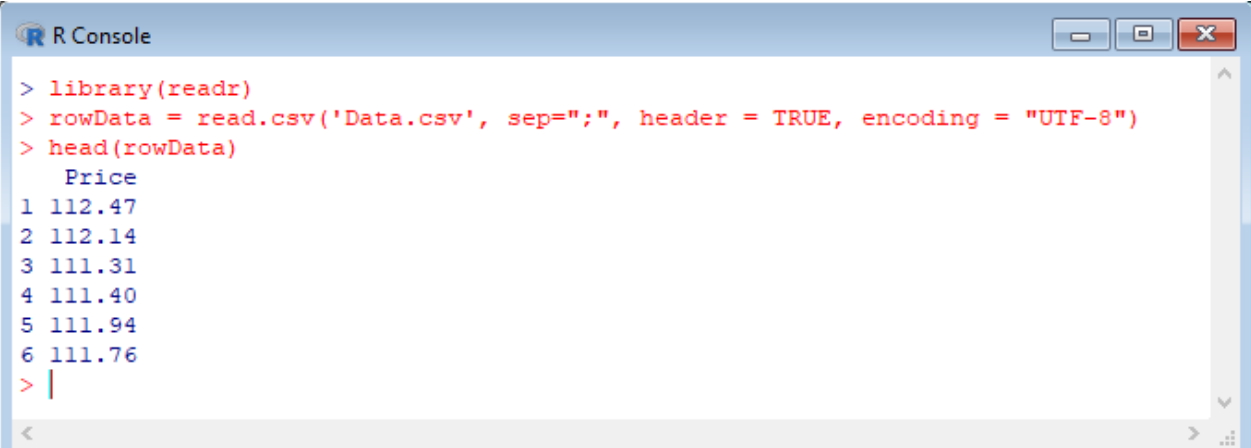


Рисунок Г.8 – R/S-траєкторія та H траєкторія для ЧР «7-частина» 2019 р.

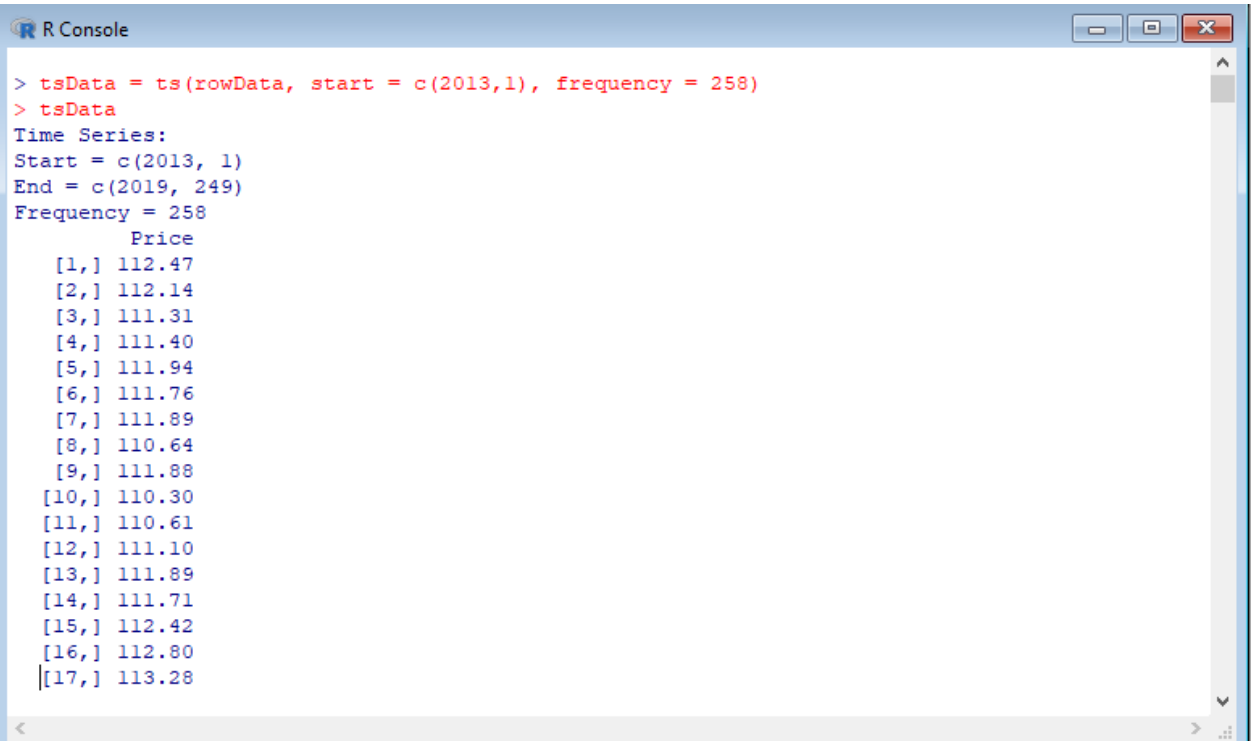
## ДОДАТОК Д

### Побудова ARIMA моделі на мові R



```
R Console
> library(readr)
> rowData = read.csv('Data.csv', sep=";", header = TRUE, encoding = "UTF-8")
> head(rowData)
  Price
1 112.47
2 112.14
3 111.31
4 111.40
5 111.94
6 111.76
> |
```

Рисунок Д.1 – Збереження ЧР у змінну *RowData*



```
R Console
> tsData = ts(rowData, start = c(2013,1), frequency = 258)
> tsData
Time Series:
Start = c(2013, 1)
End = c(2019, 249)
Frequency = 258
  Price
 [1,] 112.47
 [2,] 112.14
 [3,] 111.31
 [4,] 111.40
 [5,] 111.94
 [6,] 111.76
 [7,] 111.89
 [8,] 110.64
 [9,] 111.88
[10,] 110.30
[11,] 110.61
[12,] 111.10
[13,] 111.89
[14,] 111.71
[15,] 112.42
[16,] 112.80
|[17,] 113.28
```

Рисунок Д.2 – Перетворення вхідних даних у формат даних часових рядів

```

R Console
> library("fUnitRoots")
Loading required package: timeDate
Loading required package: timeSeries
Loading required package: fBasics
> urkpssTest(tsData, type = c("tau"), lags = c("short"), use.lag = NULL, doplot = TRUE)

Title:
  KPSS Unit Root Test

Test Results:
  NA

Description:
  Sun Jan 05 22:49:00 2020 by user: margo

> |

```

Рисунок Д.3 – Проведення тесту одиничного кореня

```

R Console
> armall <- Arima(tsData, order = c(1, 0, 1))
> summary(armall)
Series: tsData
ARIMA(1,0,1) with non-zero mean

Coefficients:
      ar1      ma1      mean
 0.9990 -0.0587 66.6817
s.e. 0.0006 0.0144 15.9315

sigma^2 estimated as 1.807: log likelihood=-8447.3
AIC=16902.61 AICc=16902.62 BIC=16928.62

Training set error measures:
      ME      RMSE      MAE      MPE      MAPE      MASE      ACF1
Training set 0.00692042 1.34397 0.9460216 -0.03744317 1.544457 0.05407743 0.0004076701
> |

```

Рисунок Д.4 – Оцінка моделі ARIMA(1, 0, 1)

```

R Console
> ar2 <- Arima(tsData, order = c(2, 0, 0))
> summary(ar2)
Series: tsData
ARIMA(2,0,0) with non-zero mean

Coefficients:
      ar1      ar2      mean
 0.9416 0.0574 66.6782
s.e. 0.0142 0.0142 15.9993

sigma^2 estimated as 1.807: log likelihood=-8447.49
AIC=16902.97 AICc=16902.98 BIC=16928.98

Training set error measures:
      ME      RMSE      MAE      MPE      MAPE      MASE      ACF1
Training set 0.006892839 1.344018 0.945983 -0.03729059 1.5444 0.05407523 -0.0008607897
> |

```

Рисунок Д.5 – Оцінка моделі ARIMA(2, 0, 0)

```

R Console
> mal <- Arima(tsData, order = c(0, 1, 1))
> summary(mal)
Series: tsData
ARIMA(0,1,1)

Coefficients:
      mal
    -0.0592
s.e.    0.0143

sigma^2 estimated as 1.808:  log likelihood=-8443.78
AIC=16891.55  AICc=16891.56  BIC=16904.56

Training set error measures:
              ME      RMSE      MAE      MPE      MAPE      MASE      ACF1
Training set 0.007232294 1.344175 0.9459402 -0.008750092 1.543999 0.05407278 0.0005051877
> |

```

Рисунок Д.6 – Оцінка моделі ARIMA(0, 1, 1)

```

R Console
> AIC(armall)
[1] 16902.61
> AIC(ar2)
[1] 16902.97
> AIC(mal)
[1] 16891.55
> |

```

Рисунок Д.7 – Оцінка конкуруючих моделей за критерієм Акаїке (AIC)

```

R Console
> resid_mal <- resid(mal)
> Box.test(resid_mal, lag = 10, type = "Ljung-Box", fitdf = 1)

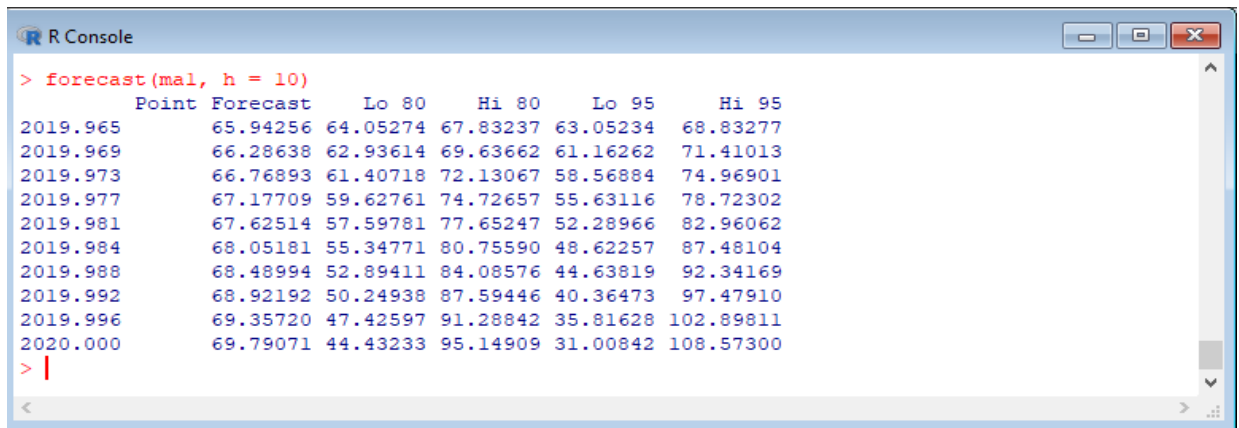
      Box-Ljung test

data:  resid_mal
X-squared = 19.744, df = 9, p-value = 0.01956
> |

```

Рисунок Д.8 – Перевірка залишків моделі ARIMA(0,1,1) на відсутність автокореляції за допомогою тесту Льюнг-Бокса



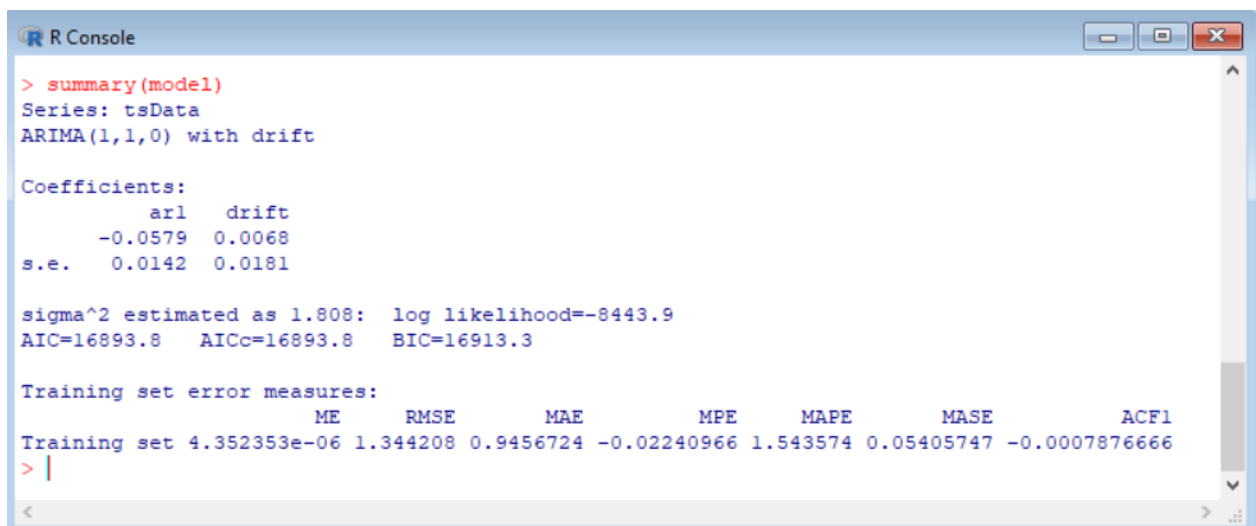


```

> forecast(mal, h = 10)
      Point Forecast   Lo 80   Hi 80   Lo 95   Hi 95
2019.965  65.94256 64.05274 67.83237 63.05234 68.83277
2019.969  66.28638 62.93614 69.63662 61.16262 71.41013
2019.973  66.76893 61.40718 72.13067 58.56884 74.96901
2019.977  67.17709 59.62761 74.72657 55.63116 78.72302
2019.981  67.62514 57.59781 77.65247 52.28966 82.96062
2019.984  68.05181 55.34771 80.75590 48.62257 87.48104
2019.988  68.48994 52.89411 84.08576 44.63819 92.34169
2019.992  68.92192 50.24938 87.59446 40.36473 97.47910
2019.996  69.35720 47.42597 91.28842 35.81628 102.89811
2020.000  69.79071 44.43233 95.14909 31.00842 108.57300
> |

```

Рисунок Д.9 – Побудова прогнозу на 10 періодів на основі моделі  $ARIMA(0,1,1)$ , яка отримана за допомогою функції *forecast()*



```

> summary(model)
Series: tsData
ARIMA(1,1,0) with drift

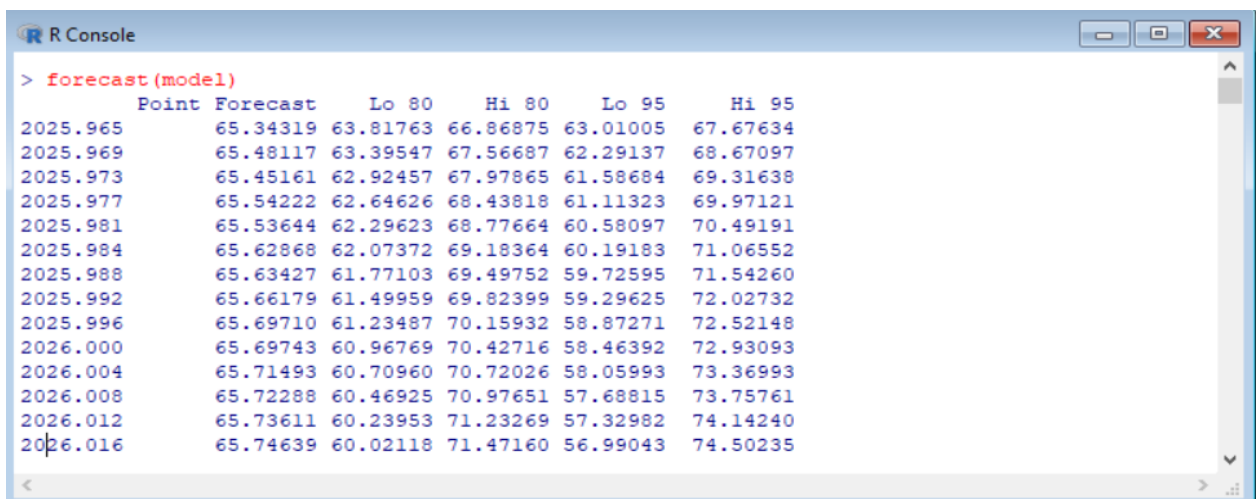
Coefficients:
      ar1  drift
    -0.0579 0.0068
s.e.    0.0142 0.0181

sigma^2 estimated as 1.808:  log likelihood=-8443.9
AIC=16893.8  AICc=16893.8  BIC=16913.3

Training set error measures:
              ME      RMSE      MAE      MPE      MAPE      MASE      ACF1
Training set 4.352353e-06 1.344208 0.9456724 -0.02240966 1.543574 0.05405747 -0.0007876666
> |

```

Рисунок Д.10 – Побудова  $ARIMA$  моделі за допомогою функції *auto.arima()*



```

> forecast(model)
      Point Forecast   Lo 80   Hi 80   Lo 95   Hi 95
2025.965  65.34319 63.81763 66.86875 63.01005 67.67634
2025.969  65.48117 63.39547 67.56687 62.29137 68.67097
2025.973  65.45161 62.92457 67.97865 61.58684 69.31638
2025.977  65.54222 62.64626 68.43818 61.11323 69.97121
2025.981  65.53644 62.29623 68.77664 60.58097 70.49191
2025.984  65.62868 62.07372 69.18364 60.19183 71.06552
2025.988  65.63427 61.77103 69.49752 59.72595 71.54260
2025.992  65.66179 61.49959 69.82399 59.29625 72.02732
2025.996  65.69710 61.23487 70.15932 58.87271 72.52148
2026.000  65.69743 60.96769 70.42716 58.46392 72.93093
2026.004  65.71493 60.70960 70.72026 58.05993 73.36993
2026.008  65.72288 60.46925 70.97651 57.68815 73.75761
2026.012  65.73611 60.23953 71.23269 57.32982 74.14240
2026.016  65.74639 60.02118 71.47160 56.99043 74.50235
> |

```

Рисунок Д.11 – Побудова прогнозу на основі моделі  $ARIMA(0,1,1)$ , яка отримана за допомогою функції *auto.arima()*

## ДОДАТОК Е

## Результати розрахунків мір точності прогнозів F1 та F2

Таблиця Е.1 – Часовий ряд світових цін на нафту за період з 17.12.2019 по 31.12.2019

Дата	Ціна, USD/barel
17.12.2019	66.1
18.12.2019	66.17
19.12.2019	66.54
20.12.2019	66.14
23.12.2019	66.39
24.12.2019	67.2
26.12.2019	67.92
27.12.2019	68.16
30.12.2019	68.44
31.12.2019	66

Таблиця Е.2 – Міри точності прогнозу для F1,  $\tau=10$ 

T	$Y_t$	Прогноз $\hat{Y}$	$Y_t - \hat{Y}_t$	$Y_t - \hat{Y}_t^2$	$ Y_t - \hat{Y}_t $	$((Y_t - \hat{Y}_t)/Y_t)^2$	$ (Y_t - \hat{Y}_t)/Y_t $
1	66.1	65.94256	0.15744	0.024787	0.15744	5.67319E-06	0.002382
2	66.17	66.28638	-0.11638	0.013544	0.11638	3.09339E-06	0.001759
3	66.54	66.76893	-0.22893	0.052409	0.22893	1.1837E-05	0.00344
4	66.14	67.17709	-1.03709	1.075556	1.03709	0.000245869	0.01568
5	66.39	68.62514	-2.23514	4.995851	2.23514	0.001133455	0.033667
6	67.2	68.05181	-0.85181	0.72558	0.85181	0.000160674	0.012676
7	67.92	68.48994	-0.56994	0.324832	0.56994	7.04146E-05	0.008391
8	68.16	68.92191	-0.76191	0.580507	0.76191	0.000124953	0.011178
9	68.44	69.3572	-0.9172	0.841256	0.9172	0.000179601	0.013402
10	66	69.79071	-3.79071	14.36948	3.79071	0.003298779	0.057435
			1.516700497	2.30038	1.066655	2.287870196	1.6001
			RMSE	MSE	MAD	RMSPE	MAPE

Таблиця Е.3 – Міри точності прогнозу для F2,  $\tau=10$ 

T	$Y_t$	Прогноз $\hat{Y}$	$Y_t - \hat{Y}_t$	$Y_t - \hat{Y}_t^2$	$ Y_t - \hat{Y}_t $	$((Y_t - \hat{Y}_t)/Y_t)^2$	$ (Y_t - \hat{Y}_t)/Y_t $
1	66.1	65.34319	0.75681	0.572761	0.75681	0.00013109	0.011449
2	66.17	65.48117	0.68883	0.474487	0.68883	0.000108368	0.01041
3	66.54	65.45161	1.08839	1.184593	1.08839	0.000267549	0.016357
4	66.14	65.54222	0.59778	0.357341	0.59778	8.16873E-05	0.009038
5	66.39	65.53444	0.85556	0.731983	0.85556	0.000166072	0.012887
6	67.2	65.62868	1.57132	2.469047	1.57132	0.000546752	0.023383
7	67.92	65.63427	2.28573	5.224562	2.28573	0.001132542	0.033653
8	68.16	65.66179	2.49821	6.241053	2.49821	0.00134338	0.036652

## Продовження таблиці Е.3

T	$Y_t$	Прогноз $\hat{Y}$	$Y_t - \hat{Y}_t$	$Y_t - \hat{Y}_t^2$	$ Y_t - \hat{Y}_t $	$((Y_t - \hat{Y}_t)/Y_t)^2$	$ (Y_t - \hat{Y}_t)/Y_t $
9	68.44	65.6971	2.7429	7.5235	2.7429	0.001606201	0.040077
10	66	65.69743	0.30257	0.091549	0.30257	2.10167E-05	0.004584
			1.577050258	2.487088	1.33881	2.324792236	1.984914
			RMSE	MSE	MAD	RMSPE	MAPE