

ПОБУДОВА ДЕТАЛЬНИХ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГІЧНИХ МОДЕЛЕЙ ПОКЛАДІВ ВУГЛЕВОДНІВ ЗА ДОПОМОГОЮ ПРОСТОРОВОЇ КОРЕЛЯЦІЇ РОЗРІЗІВ

В.П.Гришаненко, М.В.Гунда, Р.І.Дівончук, П.М.Сміх

*ДП "Науканафтогаз" НАК "Нафтогаз України", 03035, м. Київ, вул. Урицького, 45,
тел/факс: (044) 5850215, e-mail: G u n d a @ n n g . c o m . u a*

Рассматривается возможность уточнения созданной геологической модели с помощью проведения геостатистического анализа и пространственной корреляции для её использования в следующих этапах создания постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газовых месторождений и оперативной оценки запасов углеводородов

Possibility of improvement of actual geological model by conduction of geo-statistical analyses and spatial correlation for its further appliance at the next stages of creation of permanent geology-technological models of OGCF and estimation of hydrocarbon reserves is considered

Сучасний рівень техніки та технологій, що впроваджуються у нафтогазовидобувній галузі, вимагає використання детальних геологічних та гідродинамічних моделей покладів вуглеводнів на всіх стадіях освоєння родовищ нафти і газу. Широке використання у другій половині 80-х років двадцятого століття горизонтальних, багатовибійних та багатостовбурних свердловин, в тому числі й в Україні, з метою підвищення ефективності систем розробки, як на нових, так і на "старих" родовищах, ставило питання про пошуки нових підходів до створення і деталізації моделей покладів. Проривом у цьому напрямку стало математичне моделювання процесів розробки за допомогою програмних комплексів, які стрімко розвивались і впроваджувались у промисловість.

Проблема точності побудови геологічної моделі покладу та розуміння реальних процесів розробки родовищ нафти і газу існувала з самого початку промислового видобутку вуглеводнів з надр, існує і сьогодні, адже на кожній із стадій розробки родовища виникає потреба у масивах інформації, яку можливо отримати тільки за результатами наступного етапу розробки.

В цілому це призводить до неякісної оцінки промислової цінності родовищ нафти і газу та в цілому негативно впливає на його освоєння, зокрема, проектується низькоєфективні системи розробки з незадовільними техніко-економічними показниками.

Тому на кожному етапі геологічного вивчення і промислового освоєння родовищ нафти і газу пріоритетною задачею є постійне уточнення та деталізація геологічної моделі, а також вивчення процесів фільтрації у покладі.

Часткове вирішення окресленої проблеми можливе при детальному вивченні, обробці та аналізі геолого-промислової інформації за допомогою сучасних технологій та обладнання, що дає змогу обробляти великі масиви різномасштабної інформації і отримувати деталізовані математичні моделі різних процесів та поверхонь, інтегруючи їх в кінцевому результаті у

високоточні геолого-технологічні моделі (ГТМ) покладів. Для цього необхідно проводити обробку та якісний аналіз наявного геолого-геофізичного матеріалу та вносити корективи в геологічну будову відразу при надходженні нових даних. Одним із напрямків уточнення геологічної будови родовищ є проведення геостатистичного аналізу у поєднанні з просторовою кореляцією, що забезпечує найбільш повне і коректне використання геолого-геофізичних, сейсмічних даних в процесі створення та деталізації геологічних моделей об'єктів розробки.

З метою підвищення інтенсивності систем розробки складнопобудованих родовищ із застосуванням світового досвіду реалізації сучасних технологічних рішень була створена постійнодіюча геолого-технологічна модель (ПДГТМ) для двох газоконденсатних (В-16, В-19) покладів та двох нафтогазоконденсатних (В-19н та В-20) покладів, які є основними об'єктами розробки Юліївського НГКР.

В процесі створення ПДГТМ нафтогазоконденсатного покладу горизонту В-19н виникли розбіжності на етапі адаптації геологічної та гідродинамічної моделей. За результатами проведеного аналізу гідродинамічних характеристик, зокрема, тисків (пластових, вибійних, гирлових), накопичених видобутків газу, нафти з конденсатом та літолого-фаціального аналізу зроблено припущення про наявність в розрізі горизонту декількох гідродинамічноізолюваних покладів.

На основі алгоритмів, наведених в [1], та методики, розробленої ДП "Науканафтогаз", в програмному модулі "Builder" компанії Computer Modelling Group (CMG) на прикладі горизонту В-19н Юліївського НГКР був проведений геостатистичний аналіз та просторова кореляція його розрізу.

Вихідними даними для проведення аналізу та кореляції є загальні товщини всіх пропластків горизонту по розрізу свердловин з відповідними значеннями параметрів, за якими проводиться кореляція, а саме: коефіцієнт пористості, коефіцієнт вуглеводненасичення, коефіцієнт

Таблиця 1 – Приклад вихідних даних для вибору оптимальної кількості пропорційних пропластків геологічної моделі

№ св.	Коорд. X, м	Коорд. Y, м	Альtitуда, м	Глибина поверхні, м	Глибина підшови, м	Абс. гл. поверхні, м	Абс. гл. підшови, м	Загальна товщина, м	Ефективна товщина, м	Коеф. піщанистості, ч.од.	Коеф. пористості, ч.од.	Вуглеводне-насичення, ч.од.
1	8546,557	27734,060	209,800	3440,000	3441,600	3230,200	3231,80	1,600	0,000	0,000	,000	0,000
1	8546,557	27734,060	209,800	3441,600	3444,400	3231,800	3234,600	2,800	2,800	1,000	0,124	0,800
1	8546,557	27734,060	209,800	3444,400	3445,200	3234,600	3235,400	0,800	0,000	0,000	0,00	0,000
1	8546,557	27734,060	209,800	3445,200	3448,20	3235,400	3238,400	3,000	2,400	0,800	0,176	0,870

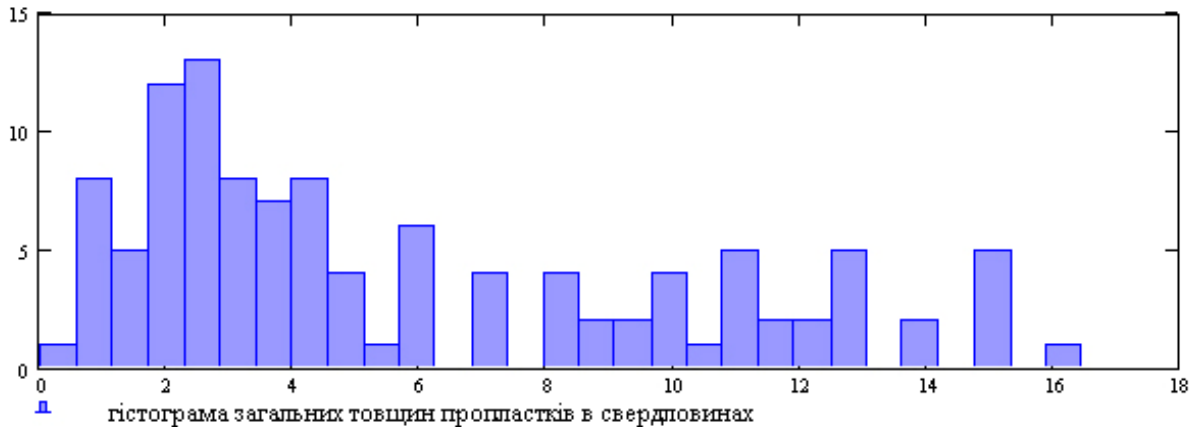


Рисунок 1 – Гістограма загальних товщин пропластків горизонту В-19н по свердловинах (вісь X – загальна товщина пропластків)

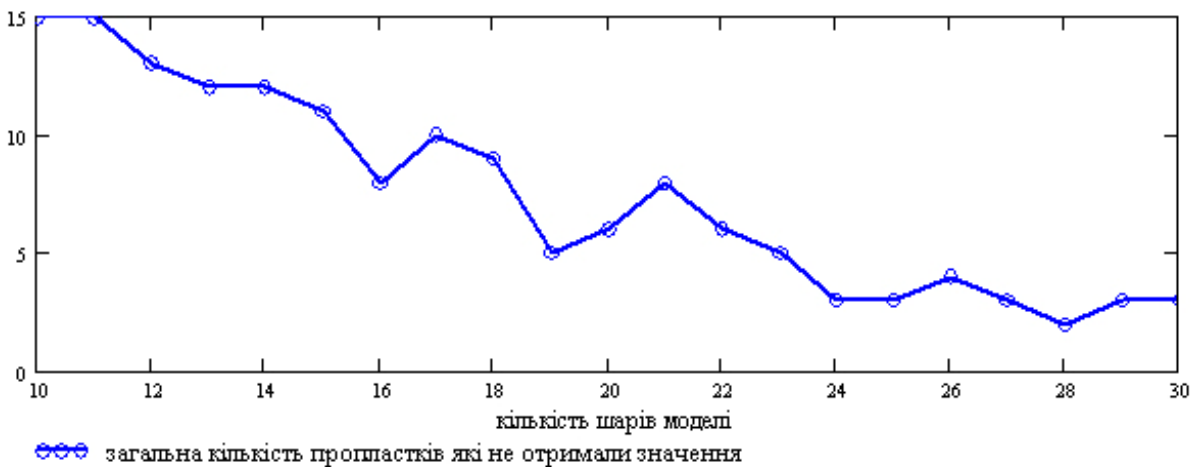


Рисунок 2 – Залежність кількості неврахованих пропластків по свердловинах від кількості пропорційних шарів геологічної моделі покладу

піщанистості (відношення ефективної товщини до загальної).

Як приклад взяті вихідні дані для свердловини № 1 горизонту В-19н Юліївського НГКР (див. таблицю 1).

Параметром, за яким виконано просторову кореляцію, в даному випадку, є коефіцієнт піщанистості. На першому етапі проведено вибір оптимальної кількості пропластків для побудови структурного каркасу геологічної моделі горизонту. На рисунках 1 і 2 наведені гістограма загальних товщин пропластків горизонту у свердловинах та залежність кількості неврахованих пропластків у свердловинах від кількості шарів геологічної моделі покладу.

Дані взяті для 48 свердловин, які розкрили продуктивний поклад горизонту В-19н.

За допомогою методики проведено оцінку в яких саме свердловинах і яка кількість пропластків явно не виділені та при необхідності доцільно збільшити їх кількість у моделі для більш коректної та детальної кореляції.

В результаті аналізу отриманих даних (рисунки 1, 2) вибраний структурний каркас моделі з 16 пропластків. При цьому не виділяються 8 пропластків із сумарних 112 виділених у 48 свердловинах, а відповідні значення параметрів цих пропластків пропорційно розподіляються

Таблиця 2 – Приклад вихідних даних для проведення просторової кореляції по свердловинах

№ св.	Коорд. X, м	Коорд. Y, м	Номер пропластка геологічної моделі	Коеф. піщаності, ч.од.	Коеф. пористості, ч.од.
1	8546,557	27734,06	1	0	0
1	8546,557	27734,06	2	0,171428571	0,021257143
1	8546,557	27734,06	3	1	0,124
1	8546,557	27734,06	4	1	0,124
1	8546,557	27734,06	5	1	0,124
1	8546,557	27734,06	6	0,074285714	0,0136
1	8546,557	27734,06	7	0,8	0,176
1	8546,557	27734,06	8	0,8	0,176
1	8546,557	27734,06	9	0,8	0,176
1	8546,557	27734,06	10	0,297142857	0,065371429
1	8546,557	27734,06	11	0	0
1	8546,557	27734,06	12	0	0
1	8546,557	27734,06	13	0	0
1	8546,557	27734,06	14	0	0
1	8546,557	27734,06	15	0	0
1	8546,557	27734,06	16	0	0

Підбір варіограми

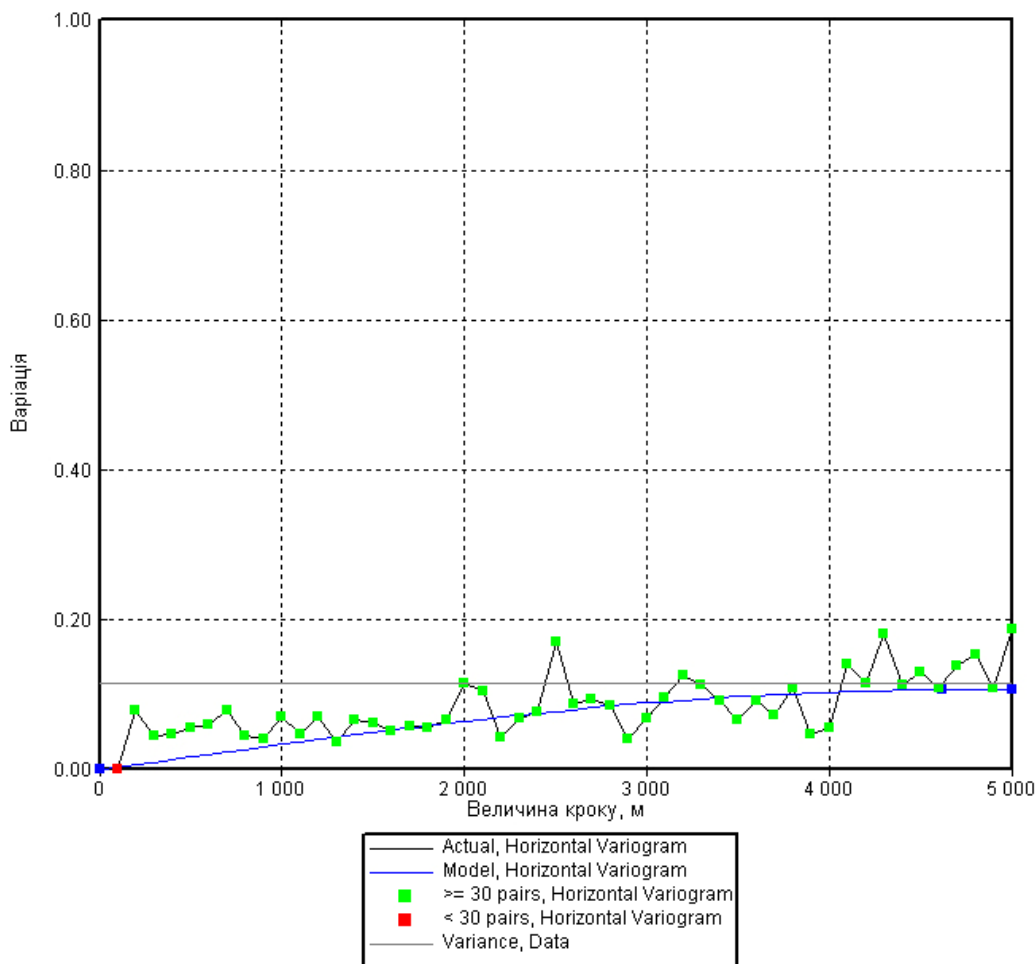


Рисунок 3 – Варіограма розподілу коефіцієнта піщаності в горизонтальному напрямку

між вище та нижче розташованими пропластками у моделі.

Приклад результатів аналізу у свердловині № 1 наведений в таблиці 2.

Отримані результати в подальшому використано в геостатистичному модулі CMG Builder. На основі аналізу варіограм (варіограма – це функція залежності варіації параметра в двох

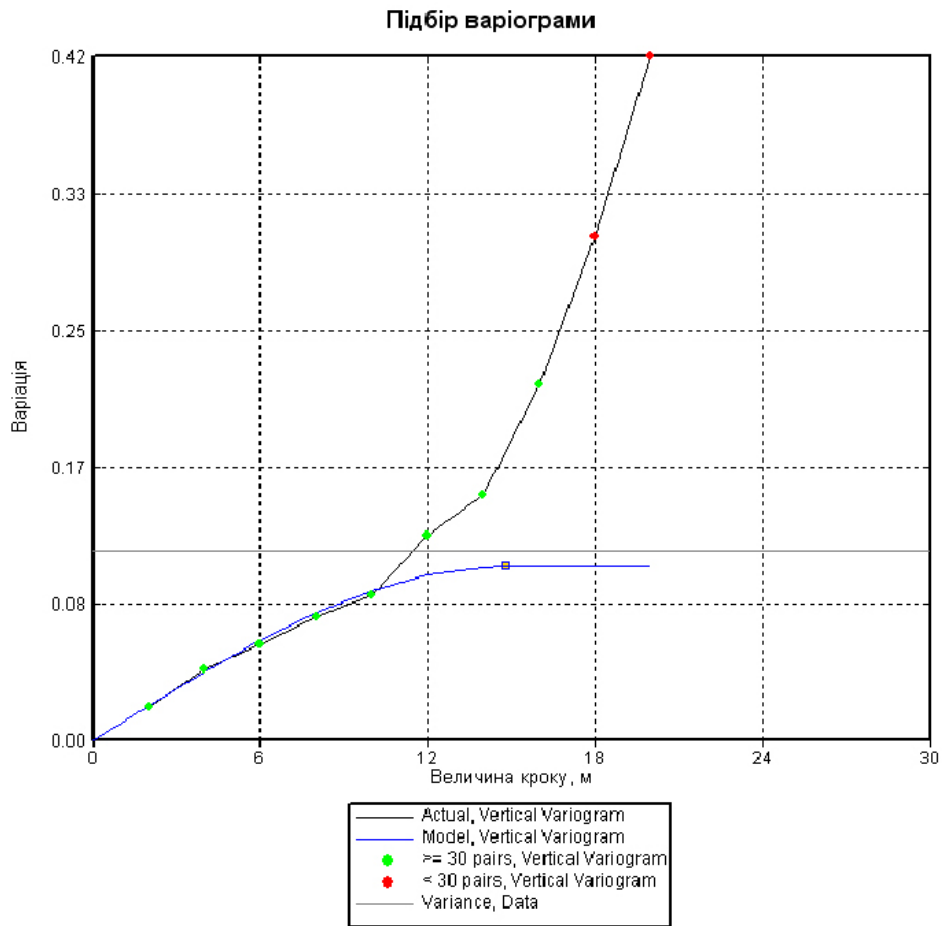


Рисунок 4 – Варіограма розподілу коефіцієнта піщаності в вертикальному напрямку

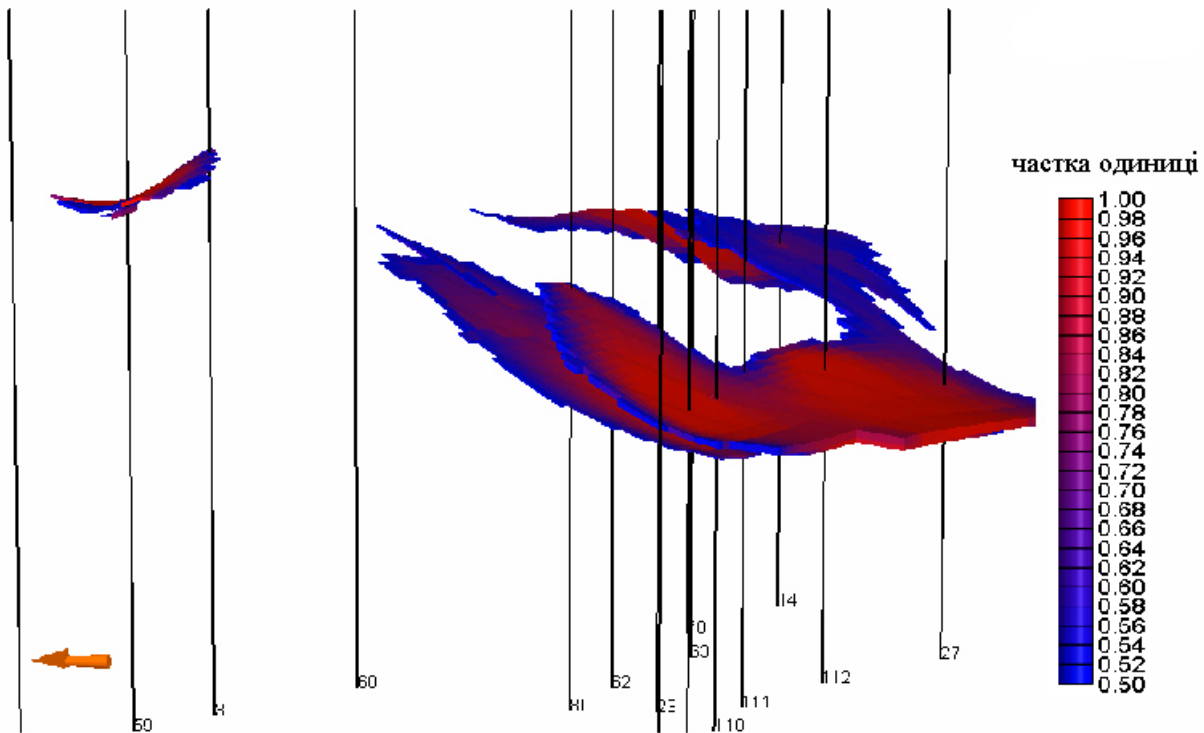


Рисунок 5 – Результати просторової кореляції розподілу коефіцієнта піщаності (горизонт В-19н Добропільський блок Юлівського НГКР)

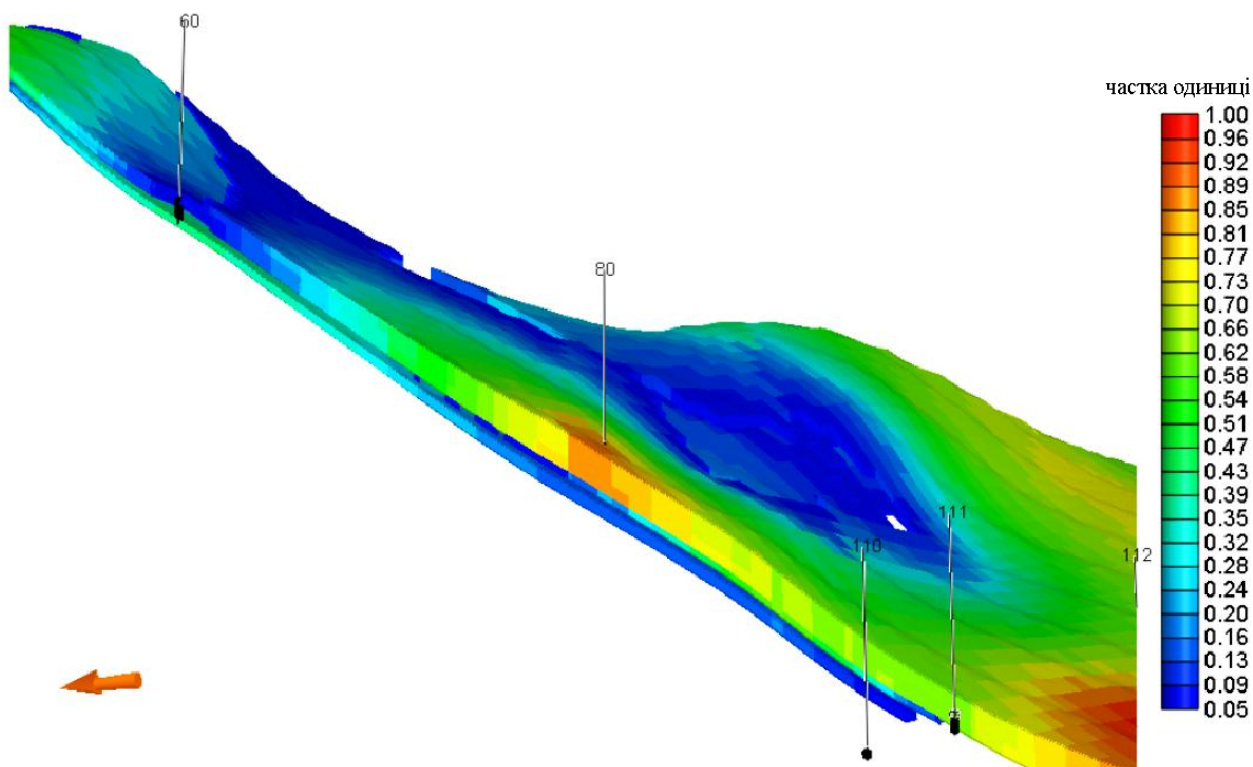


Рисунок 6 – Просторовий розподіл ефективної товщини горизонту В-19н Добропільського блоку

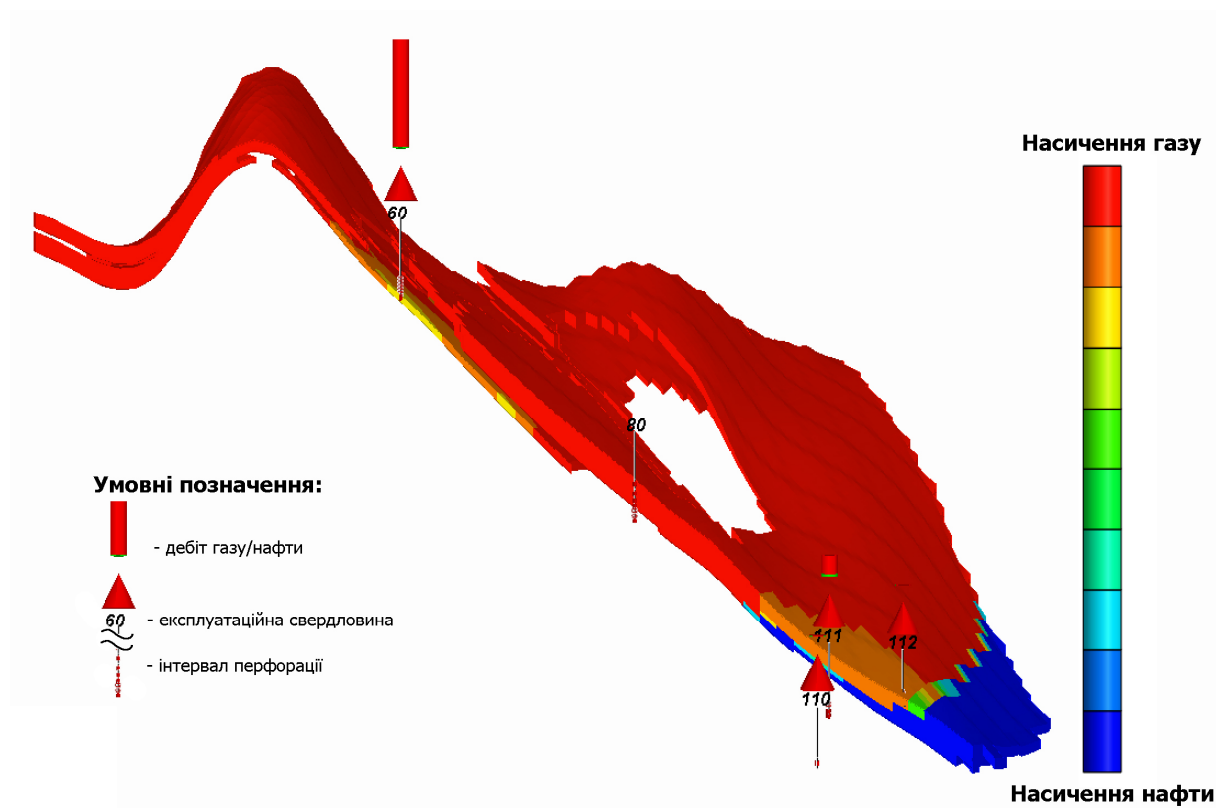


Рисунок 7 – Просторовий розподіл нафтогазонасиченості горизонту В-19н Добропільського блоку

точках від відстані між цими точками) в горизонтальному та вертикальному напрямках проведено вибір параметрів кореляції. На рисунках 3 і 4 зображені фактичні точки та модель розподілу коефіцієнта піщаності в горизонтальному (рис. 3) та вертикальному (рис. 4) напрямках. Змінюючи параметри моделі розподілу та радіуса пошуку можна отримувати велику різноманітність просторових розподілів та більш детально аналізувати певні ділянки моделі.

Зміною верхньої та нижньої границі візуалізації параметру, за яким проводиться кореляція (на рисунку 5 границі для коефіцієнта піщаності задані від 0,5 до 1,0) можна простежити та проаналізувати зони розповсюдження як порід-колекторів, так і непроникних зон в просторі об'єкту.

Таким чином, за результатами проведеної просторової кореляції розподілу коефіцієнта піщаності, на прикладі горизонту В-19н Добропільського блоку Юліївського НГКР створено уточнену модель горизонту (рисунки 6, 7), яка підтвердила наявність в його розрізі пластів-колекторів, які мають локальне розповсюдження з літологічним заміщенням. Як наслідок, у сформованих пастках складної будови утворились літологічно і тектонічно екрановані

поклади: газоконденсатний поклад пластово-склепінного типу в районі свердловини № 60 та основний газоконденсатний поклад з нафтовою облямівкою пластового типу який розробляється свердловинами №№ 80, 110, 111, 112.

На основі уточненої ГТМ проведено оперативну оцінку загальних запасів (категорії C_1+C_2) нафти з конденсатом та газу, приріст яких перевищує затверджені ДКЗ на 13,3 % по газу та 73,6 % по нафті з конденсатом. Крім того розроблено проектні рішення щодо інтенсифікації видобутку нафти з облямівки за рахунок впровадження системи горизонтальних свердловин з підтриманням пластового тиску. Вісім горизонтальних свердловин запропоновано закласти в найбільш сприятливі геологічні умови, що дозволить досягти проектних коефіцієнтів вилучення нафти 0,243 (проти 0,16 затверджених ДКЗ) та газовилучення 0,89 (проти 0,78 затверджених ДКЗ), а також зменшити період розробки на 10 років.

Література

1 Geostatistical Software Library and User's Guide by Clayton Deutsch and André Journel, 1992, 340 pp.

УДК 550.832

ВИКОРИСТАННЯ ЯДЕРНО-ФІЗИЧНИХ МЕТОДІВ ДОСЛІДЖЕНЬ СВЕРДЛОВИН ДЛЯ ОЦІНКИ МІКРОТРИЩИНОВАТОСТІ КОЛЕКТОРІВ КАРБОНАТНОГО ТИПУ

І.О.Федак, В.А.Старостін

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42056,
e-mail: geophys@nung.edu.ua

Структура порового пространства пород-колекторів сильно впливає на їх фільтраційно-ємкостні властивості. Достовірність визначення коефіцієнта насичення продуктивних пластів геофізичними методами в значній мірі залежить від розподілу радіусів пор в поровому пространстві колектора. Особливо це стосується карбонатних колекторів. В статті пропонується для вирішення задачі визначення мікротрищиноватості колекторів застосувати комплекс методів гамма-каротажа та нейтронного гамма-каротажа. Моделювання радіоактивних та нейтронних властивостей на основі комплексної обробки лабораторних та скважинних досліджень дає можливість встановити наявність мікротрищиноватості колекторів карбонатного типу.

The structure of porous space of reservoir rocks greatly influences filtration and capacity characteristics. Authenticity of determination of the reservoir rocks saturation exponent by means of using geophysical methods mostly depends on pores radius distribution in porous space of reservoir rocks. Especially it refers to carbonate reservoir rocks. For solving this problem the article suggests applying the complex of techniques of gamma-logging and neutron gamma-logging. Modeling radioactive and neutron properties on the basis of complex processing laboratory and field researches enables to define the presence of carbonate reservoir rocks micro-fractures.

Ефективність вилучення нафти і газу з порід-колекторів у процесі розробки нафтогазових родовищ залежить від дослідження розподілу пор за радіусом та оцінки початкового і поточного коефіцієнтів нафтогазонасичення. Складність дослідження структури порового простору створює перешкоди для встановлення

дійсних значень розмірів пор. Інформацію про розміри пор та їх розподіл за діаметром отримують за допомогою лабораторних досліджень зразків гірських порід (методом ртутної порометрії).

Дослідження радіусу порових каналів з використанням кернового матеріалу обмежено