

$g=0.71$). Крупнозернисті пісковики та гравеліти з K_p до 10% мають R_p від 40 до 100 (лінія 2, $R_p=2.38K_p^{-1.37}$, $g=0.94$). Степінь при K_p -1,7 та -1,37 для першого та другого типів порід відповідно підтверджує гідрофільність цих порід. Для крупнозернистих та середньозернистих пісковиків третього типу, які мають високий ступінь відсортованості кластичного матеріалу, лінія регресії знаходиться у діапазоні значень R_p від 23 до 52 (лінія 3, $R_p=0.19K_p^{-2.73}$, $g=0.90$). Дрібнозернисті породи четвертого типу мають аномально низький R_p (лінія 4, $R_p=0.45K_p^{-2.32}$, $g=0.92$). При досить високій відсортованості кластичного матеріалу породи знижується звивистість пор (T), яка визначається за формулою: $T^2 = R_p \times K_p$. Для гідрофобізованих порід третього та четвертого типів структурний коефіцієнт m дорівнює відповідно 2,73 та 2,32.

Аномально низькі значення R_p порід четвертого типу обумовлені вторинним перетворенням порового простору порід. Вони містять до 50% порових каналів розміром більше за 10 мкм. За рахунок зростання кварцових зерен у кластери породи поведуться як крупнозернисті.

Все вищезазначене вказує на те, що четвертий літотип можна вважати найкращим колектором нафти та газу серед

порід, що вивчаються, і можна впевнено віднести його до II класу піщано-алевритових колекторів (за А.А.Ханінім) [4].

Результати роботи можуть бути використані для визначення літотипу порід за характером зв'язку $R_p = f(K_p)$. Для цього за даними ГДС будується графік залежності $R_p = f(K_p)$ для порід, що вивчаються, який порівнюють з залежностями, зображеними на рис.2. За положенням лінії регресії, отриманої за даними ГДС, відносно модельних (рис.2, лінії 1, 2, 3, 4) судять про літотип порід.

1. Курганский В.Н. Петрофизические и геофизические методы изучения сложнопостроенных карбонатных коллекторов нефти и газа. – К. "Карбон-Лтд", 1998, 167 с. 2. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1985, 310 с. 3. Итенберг С.С. Промысловая геофизика. – Гостоптехиздат 1961, 388 с. 4. Ханин А.А. Порода-коллекторы нефти и газа нефтегазоносных провинций СССР. – М.: Недра, 1973, 304 с. 5. "Вивчення структури порового простору порід-колекторів нижнього карбону на Яблунівському нафтогазоконденсатному родовищі". Рябуха В.В. \ Теоретичні та прикладні аспекти геоінформатики. – Київ, 2006. с.133-139. 6. Элланский М.М. "Петрофизические основы комплексной интерпретации данных геофизических исследований скважин (методическое пособие) – Издательство ГЕРС. 2001. 229 с.

УДК 550.834

Сорокін О.П., Слободянюк С.О., Сірченко В.В.

ЗАСТОСУВАННЯ КОМПЛЕКСУ ГЕОФІЗИЧНИХ МЕТОДІВ ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ ДОСТОВІРНОСТІ ПРОГНОЗУ НАФТОГАЗОПЕРСПЕКТИВНОСТІ В УМОВАХ ПІВНІЧНОГО БОРТУ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ.

Достовірність прогнозу покладів вуглеводнів, при пошуках і розвідці резервуарів ВВ геофізичними методами, залежить від інформативності кожного методу в конкретних геологічних умовах і характеризується фактором визначеності $0 < F_D < 1$. Застосування комплексу геофізичних методів дозволяє всебічно вивчити геологічну будову перспективних об'єктів. Відповідність масштабів і методики досліджень забезпечує повноту достовірної інформації про будову, склад і стан геологічного простору. Для впевненого прогнозу геологічного розрізу (фактор визначеності більше 0,9) необхідно мати збіжність від 4 до 8 незалежних параметрів різних геофізичних полів. Це забезпечує коефіцієнт успішності пошуково-розвідувального буріння в межах 0,62 – 0,8.

Authenticity prediction of hydrocarbons deposit, at the searches and exploring of hydrocarbons reservoirs by geophysical methods, relies on informing of every method in concrete geological condition and is characterized by the factor of definiteness $0 < F_D < 1$. Application complex of geophysical methods for study allows comprehensively the geological structure of perspective objects. Conformity scales and methods of investigation provide plenitude of authentic information about the structure, composition and condition of geological space. For the sure prediction of geological section (factor of definiteness more than 0,9) it is necessary to have coordination from 4 to 8 independent parameters of different geophysical fields. It provides the successful coefficient of the exploring well drilling within the limits of 0,62 – 0,8

Вступ.

Відкриття ряду родовищ нафти і газу на Північному борту Дніпровсько-Донецької западини (ДДз) робить цей регіон актуальним для нарощування ресурсної бази України. Вирішення цієї задачі можливе на основі системного підходу і при використанні широкого комплексу геофізичних методів. Системність підходу полягає в оптимальній організації і проведенні геолого-геофізичних досліджень на всіх стадіях і етапах геологорозвідувальних робіт. При цьому необхідно витримувати відповідність масштабів досліджень, щоб одержати максимум достовірної інформації при ефективному використанні кожного методу.

В даній статті розглядається досвід застосування технологічного комплексу геофізичних методів для підвищення достовірності прогнозування нафтогазоперспективності геологічного розрізу при пошуках і розвідці резервуарів вуглеводнів Державним геофізичним підприємством "Укргеофізика". Системний підхід забезпечує повноту використання всієї геолого-геофізичної інформації і повноту реалізації можливостей кожного методу за умови оптимізації витрат на геологорозвідувальні роботи.

Прогнозування нафтогазоперспективності геологічного розрізу виконується на регіональному, зональному і локальному рівнях. Достовірність прогнозу забезпечу-

ється застосуванням широкого комплексу геофізичних методів: наземної і свердловинної сейсмозвідки, граві-магніторозвідки, електророзвідки, ГДС, тощо. Поклади вуглеводнів виявляються і фіксуються аномаліями параметрів геофізичних полів з деякою вірогідністю, або фактором визначеності в межах $0 < F_D < 1$.

Необхідність подальшого вдосконалення методики пошуків і розвідки родовищ нафти і газу геофізичними методами, обумовлена складністю будови, складу і стану геологічного середовища. Серед комплексу геофізичних методів провідна роль належить, безумовно, сейсмозвідці, що покликана забезпечити основний обсяг детальної достовірної інформації про будову геологічного простору.

З врахуванням складності будови геологічного простору, ведуться розробки більш адекватних моделей середовища для вирішення прямої і оберненої кінематичної і динамічної задач сейсмозвідки. Як правило, тонкошарувате геологічне середовище ускладнене системами тріщинуватості різного напрямку. Якщо цих систем три і більше, то такий геологічний простір можна апроксимувати моделлю триклінного гіротропного середовища [9,10]. Глибоке наукове опрацювання цих проблем покликане забезпечити розвиток нових технологій пошуків і розвідки резервуарів вуглеводнів.

Проблема пошуків і розвідки резервуарів вуглеводнів вирішується із залученням різних технологічних схем, серед яких слід зазначити розробки ЗапСибНДІгеофізики, реалізовані в проблемно-орієнтованих пакетах програм системи ІНТЕРСЕЙС [4,5], розробки ВНДІгеофізики, ВНДІ-геосистем, ЦГЕ та ІФЗ ім. О.Ю.Шмідта по широкому спектру проблем, які забезпечили глибоке розуміння складності будови геологічного середовища на різних ієрархічних рівнях [13]. Сучасний стан розробок характеризується великим числом алгоритмів вирішення обернених динамічних задач сейсморозвідки, в основу яких покладені різні підходи до вирішення проблеми інверсії – динамічної обробки та інтерпретації сейсмічних даних [2,6,8,11].

В Національній програмі "Нафта і газ України до 2010 р." зазначено, що актуальними задачами для нафтогазового комплексу в межах Північного борту ДДз, є:

- підвищення достовірності геолого-геофізичних робіт і в першу чергу сейсморозвідки при скороченні обсягів непродуктивного глибокого буріння;
- розробка технологій вивчення складних колекторів в теригенному і карбонатному розрізі, а також в тріщинуватих породах кристалічного фундаменту;
- розробка технологій вивчення насичених пористих середовищ – НПС і особливостей фільтрації вуглеводнів з метою контролю видобування нафти.

Методичні передумови підвищення достовірності прогнозування нафтогазоперспективності. Достовірність прогнозу виявлення покладу вуглеводнів за результатами розвідувальних робіт із застосуванням комплексу геофізичних методів характеризується фактором визначеності, який змінюється в межах $0 < \Phi_B < 1$ [14].

Наприклад: якщо виявлено аномалію (А), яка пов'язана з покладом вуглеводнів (П), в параметрах хвильового, гравітаційного та електромагнітного полів, то поклад буде відкрито з деяким фактором визначеності. Позначивши через $P(P)$ – апіорну вірогідність наявності покладу, а через $P(P/A) > P(P)$ – умовну вірогідність наявності покладу при існуванні аномалії, отримаємо фактор визначеності прогнозу: $\Phi_B(P/A) = [P(P/A) - P(P)] / [1 - P(P)]$.

Оскільки достовірність існування аномалії А визначається також з деяким фактором визначеності $\Phi_B(A)$, то фактор визначеності прогнозу покладу за даними цього методу (1) є добуток: $\Phi_{B1}(P) = \Phi_{B1}(A) \times \Phi_{B1}(P/A)$.

Якщо використовується два методи і більше, то величина фактора визначеності зростає при цьому відповідно до формули: $\Phi_{B12}(P) = \Phi_{B1}(P) + \Phi_{B2}(P) - \Phi_{B1}(P) \times \Phi_{B2}(P)$.

При використанні декількох методів для прогнозу покладу, остання формула застосовується послідовно. Чим вище величина фактора визначеності, тим достовірніше прогноз виявлення покладу. Фактор визначеності залежить від інформативності кожного геофізичного методу [14].

За результатами ретроспективного аналізу матеріалів застосування комплексу геофізичних методів з метою розвідки резервуарів вуглеводнів на Юліївсько-Наріжнській площі були отримані наступні попередні дані (табл.1).

Таблиця 1. Результати ретроспективного аналізу матеріалів застосування комплексу геофізичних методів з метою розвідки резервуарів вуглеводнів на Юліївсько-Наріжнській площі

Метод	$\Phi_B(P)$	$\Phi_B(P/A)$	$\Phi_B(A)$	$\Phi_{Bn+1}(P)$
1. Сейсморозвідка	0.53	0.59	0.91	
2. Електророзвідка	0.63	0.77	0.82	0.83
3. Гравірознавдя	0.69	0.77	0.90	0.95
4. Магніторозвідка	0.72	0.79	0.91	0.99

За попередніми даними витікає, що при застосуванні комплексу геофізичних методів фактор визначеності прогнозування покладу прагне одиниці (рис.1), таким чином, поклад буде виявлено. Комплекс геофізичних методів, який

широко застосовується в ДГП "Укргеофізика" для розвідки резервуарів вуглеводнів, включає наземну і свердловину сейсморозвідку, граві-магніторозвідку, електророзвідку і каротаж. Кожний метод в конкретних геологічних умовах, залежно від його інформативності, володіє своєю певною вірогідністю виявлення покладу вуглеводнів (рис.1).

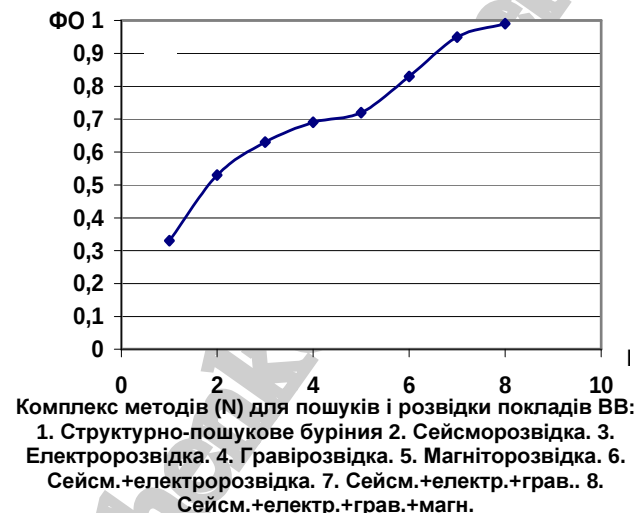


Рис. 1. Залежність фактору визначеності прогнозування покладу від складу комплексу методів розвідки $\Phi_B = f(N)$.

Стан і сучасний рівень геофізичних робіт на нафту і газ в межах ДДз. В межах ДДз виконано комплекс геологорозвідувальних робіт на нафту і газ різного масштабу: від регіональних робіт масштабу 1:200000 і 1:100000 до розвідувальних – 1:50000 і 1:25000. На окремих родовищах проведено об'ємну (3D) сейсморозвідку масштабу 1:10000. Залежно від масштабу досліджень вирішення конкретних геологічних задач і локалізація перспективних об'єктів забезпечувалися системним застосуванням комплексу геофізичних методів при послідовному дотриманні стадійності робіт.

На стадії регіональних робіт масштабу 1:200000 методом спільної глибинної точки поздовжніми хвилями (МСГТ-РР) і кореляційним методом заломлених хвиль (КМЗХ) були вивчені основні нафтогазоперспективні сейсмокомплекс осадового чохла ДДз. Були визначені основні структурно-тектонічні особливості будови розрізу, виконано реконструкцію історії розвитку западини в різні геологічні епохи. Методами глибинного сейсмічного зондування (ГСЗ), магнітотелуричного зондування (МТЗ), регіональною граві- і магніторозвідкою були вивчені основні особливості будови земної кори і верхньої мантії, виявлені зони сучасної геодинамічної активізації верхньої мантії.

При цьому встановлено визначальне значення зон геодинамічної активізації земної кори для формування і розвитку всіх сучасних структурно-тектонічних елементів будови геологічного розрізу ДДз. В межах цих зон розвивався особливий геодинамічний режим багатократної активізації дрібно-блокової тектоніки, галакінезу і активних процесів тепломасопереносу в різні геологічні епохи. Ці геодинамічні процеси і визначали трансресивно-регресивні цикли формування осадового басейну: зміну обстановок осадконакопичення, областей вивітрювання гірських порід, систем транспортування осадового матеріалу, місць його акумуляції, чергування колекторів і покришок в розрізі, особливості формування і геологічного розвитку резервуарів вуглеводнів і продуктивних горизонтів в широкому літолого-стратиграфічному діапазоні осадового чохла і фундаменту Дніпровсько-Донецької западини [1,7].

Зокрема в осадовому чохлі Північного борту ДДз розвинуті різні типи колекторів: порові, порово-кавернозно-

тріщинні і тріщинні в широкому літолого-стратиграфічному діапазоні розрізу девону, карбону, пермі, тріасу і юри. Промислова нафтогазоносність даного стратиграфічного діапазону встановлена на декількох родовищах. Резеруари ВВ сформувалися при виконанні декількох обов'язкових умов, одна з головних: наявність якісної покритишки над колектором. Основними покритишками – слабопроникними товщами і регіональними флюїдоупорами в цьому літолого-стратиграфічному діапазоні розрізу є:

глиниста бат-байоська (J); глиниста сребрянська (T₃); глиниста пересажська (T₁); глиниста московська (C_{2m}); глиниста башкирська (C_{2b}); вапняково-глинисто-карбонатна серпуховська (C_{1s}); глиниста верхньовізейська (C_{1v2}); глинисто-карбонатна нижньовізейська (C_{1v1}); глинисто-карбонатна турнейська (C_{1t}); а в кристалічному фундаменті – ділянки цементції і щільні не порушені зонами тріщинуватості різновиди порід [12].

Зони тріщинуватості в товщі щільних кристалічних порід фундаменту Північного борту ДДз є також самостійними нафтогазоносними об'єктами. Вони існують на різних глибинах і картується сейсморозвідкою як горизонт VII. Реальність існування цього горизонту було доведено свердловинною сейсморозвідкою, ГДС і результатами випробувань свердловин. В межах борту пористість порід кори вивітрювання фундаменту (КВФ) складає 9-19%, ефективна газонасичена товщина досягає 20 м, дебіт газу – 0,5 млн м³/д і більше. Пористість тріщинуватих порід в товщі непроникних порід фундаменту складає 9-17 %, товщина тріщинуватої зони – 60 м, дебіт газу – більше 150 тис. м³/д. Проникні зони у верхній частині фундаменту характеризуються задовільними фільтраційно-ємкісними властивостями – ФЄВ, що підтверджують результати випробувань і дані термодобітометрії (скорочено [13]) табл.2.

Таблиця 2. Результати випробувань свердловин і дані термодобітометрії кристалічних порід фундаменту Північного борту ДДз

Свердловина	Нф, м	Інтервал перфорації	Д, мм	Дебіт м ³ /д			Термодобітометрія
				газ, т.м ³ /д	конденс	нафта	
Юліївська 1 (КВФ – 21 м)	3509	3513-3521 3542-3795	8	169	20	-	3517-3519 3704-3708 3720-3725
Юліївська 2 (КВФ – 26 м)	3464	3468-3486 3636-3735 3735-3800	6	172	7,6	-	3468-3471 3516-3529
			7	77	13,5	-	3547-3550 3670-3710
Юліївська 3 (КВФ – 25 м)	3545	3552-3570 (7-25 м)	4	35	5,7	-	-
Юліївська 5 (КВФ – 20 м)	3754	3714-3716 3756-3760	8	126,2	-	-	-
Юліївська 7 (КВФ – 20 м)	3613	3569-3575 3578-3582 3828-3861 3614-3626	10	353	139	-	3614-3625 3632-3658
Юліївська 9 (КВФ – 29 м)	3583	3535-3545 3604-3612	10	336 з конденс.	-	-	3604-3612
Юліївська 10 (КВФ – 27 м)	3541	3618-3687 (77-146 м)	-	-	-	45	-
Юліївська 14 (КВФ – 22 м)	3679	3685-3695 (6-16 м)	7	144	12	-	-
Юліївська 50 (КВФ – 32 м)	3496	3560-3674 (64-78 м) 3500-3552 (4-56 м)	16	455	-	-	3501-3520
Юліївська 71 (КВФ – 22 м)	3477	3482-3497 (5-20 м)	18	1017 (асд2879)	-	-	-
Хухринська 1 (КВФ – 33 м)	3187	3200-3280 (13-93 м)	12	99	-	69	3204-3206 3257-3272
Хухринська 5 (КВФ – 58 м)	3202	3207-3212 (5-10 м)	6	64	-	144	-
Хухринська 6 (КВФ – 45 м)	3273	3280-3330 3000-3330 3330-3340	-	-	-	2,1	-
Хухринська 9 (КВФ – 45 м)	3201	3213-3225 3230-3250 3260-3315	10	120	-	242	-
Чернетчин. 2 (КВФ – 41 м)	3239	3244-3272	6	2,4	-	96	3251-3272
Чернетчин 3 (КВФ – 62 м)	3238	3240-3260	3	-	-	24	-
Чернетчин 7 (КВФ – 15 м)	3185	3190-3198	-	-	-	18	-
Скворців 10 (КВФ – 30 м)	3153	3238-3253	8	77	206	-	-

Оцінка можливостей комплексу МСГТ-РР, ПМ ВСП і ГДС для прогнозування резервуарів вуглеводнів. При проведенні пошукових і розвідувальних робіт масштабу 1:50000 – 1:10000 технологічний комплекс геофізичних методів включає 2D і 3D сейсморозвідку, свердловинну сейсморозвідку поляризаційним методом вертикального

сейсмічного профілювання (ПМ ВСП), площову гравімагніторозвідку і профільно-площову електророзвідку (ЧЗ-ВП і МТЗ), геофізичні дослідження свердловин (ГДС).

Структурно-тектонічні побудови перспективних інтервалів розрізу геологічного простору виконуються за результатами сейсморозвідки МСГТ-РР-PS, розвідувального буріння

і комплексу ГДС, а також свердловинної сейсмозвідки ПМ ВСП. При цьому виконується літолого-стратиграфічна прив'язка горизонтів відбиття, виділяються в розрізі і простежуються по латералі колектори і покришки, прогноуються властивості колекторів і характер флюїдонасичення.

За даними комплексу ГДС масштабу 1:500 і 1:200, ПМ ВСП і лабораторних досліджень керна визначаються петрофізичні залежності "керна-ГДС" і "ГДС-сейсмозвідка", виконується літологічне розчленування розрізу, визначається ефективна потужність колекторів – H_{ef} , коефіцієнт пористості – K_p , глинистості – C_{gl} , коефіцієнт проникності – $K_{пр}$, прогноуються характер флюїдонасичення – $K_{фг}$. За результатами детальної обробки матеріалів ПМ ВСП, згідно технологічної схеми (рис.2), вирішуються наступні задачі:

- літолого-стратиграфічна прив'язка відбиттів по-здовжними і поперечними хвилями;
- формується детальна швидкісна характеристика розрізу Р і S хвиль;
- обчислюється коефіцієнт Пуассона, коефіцієнти ефективного загасання і відношення коефіцієнтів демпфірування Р і S хвиль;
- визначаються в розрізі і простежуються по латералі колектори і покришки;
- прогноуються фільтраційно-ємкісні властивості – ФЕВ розрізу;
- вивчаються зони аномального пластового тиску – АПТ;
- визначається напружено-деформований стан середовища – НДС.

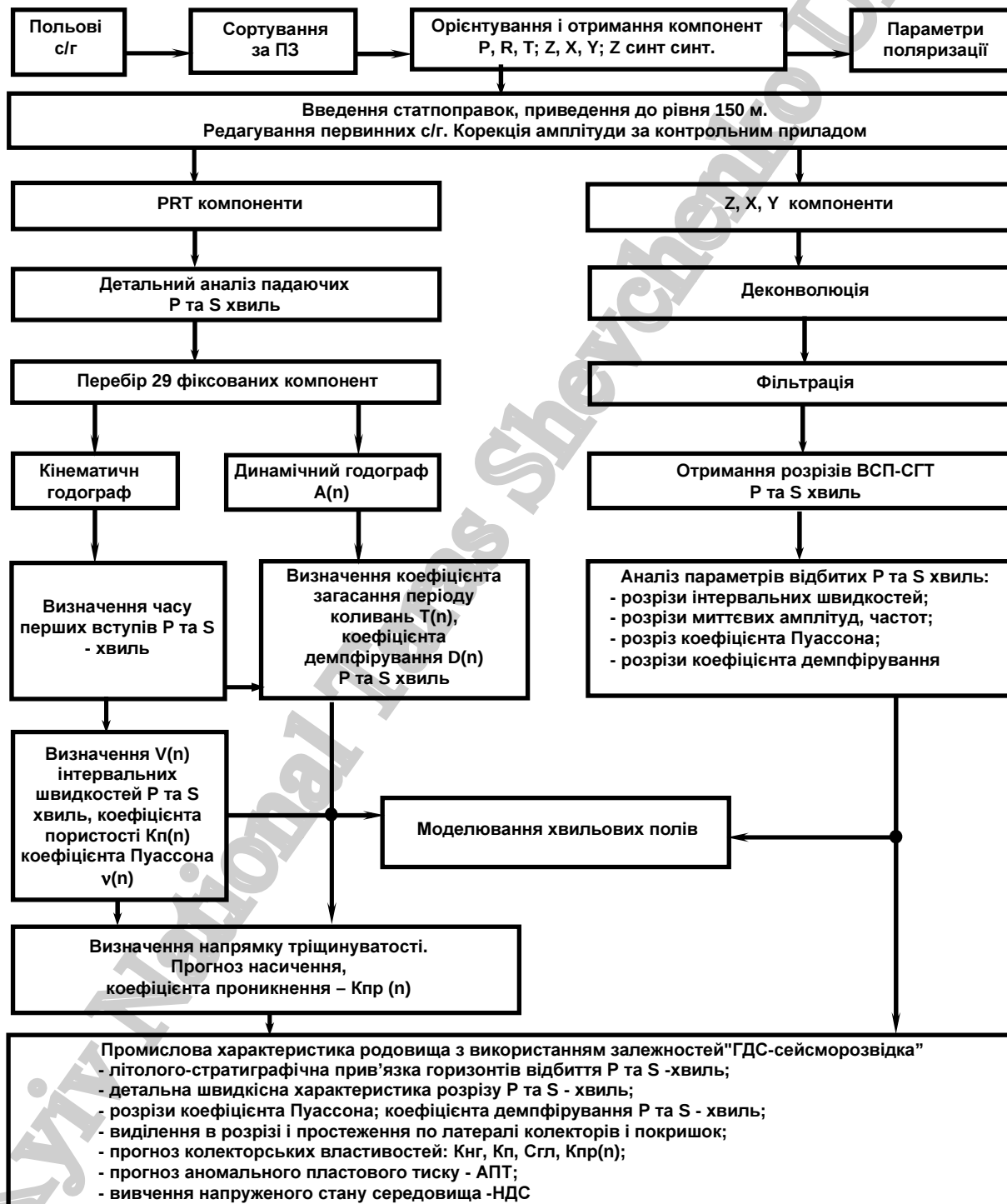


Рис.2 Технологічна схема детальної обробки матеріалів ПМ ВСП.

В результаті інтегрованої обробки даних ПМ ВСП, ГДС з врахуванням петрофізичних характеристик по керну, формується комплексна геофізична модель середовища – КГМС масштабу 1:1000, в рамках якої ув'язуються ефективні сейсмічні параметри з петрофізичними характеристиками розрізу через параметри ФЄВ, що отримані за даними ГДС. Таким чином визначаються залежності "ГДС-сейсморозвідка", які використовуються при вирішенні прямої і оберненої задач сейсморозвідки для інтегрованої обробки та інтерпретації матеріалів 2D МСГТ-PP-PS масштабу 1:50000, 1:25000 і об'ємної 3D сейсморозвідки масштабу 1:10000. Такий комплекс методів забезпечує найефективніше і повне використання всієї геолого-геофізичної інформації з метою прогнозу характеру флюїдонасичення складнопобудованих колекторів на ділянці робіт.

Оцінка можливостей гравірозувідки для прогнозування резервуарів вуглеводнів. Детальні гравірозувальні роботи масштабу 1:10000 на Юліївсько-Наріжнський площі виконано по сітці 100x100 м з точністю від $\pm 0,034$ до $\pm 0,051$ мГал. Для якісної інтерпретації гравітаційного поля будувалася зведена гравітаційна карта в редукції Буге з $\sigma_{\text{пр}} = 2,0$ г/см³ з поправками за рельєф, після цього обчислювалися локальні залишкові аномалії від усереднення в межах квадратних папеток 41x41 точку (4x4 км) і 81x81 точку (8x8 км).

Обробка виконувалася за програмою "Поліномна фільтрація" з комплексу "COSCAD". Розрахунки проводили за профілями субмеридіонального напрямку, апроксимація поля проводилася поліномом другого ступеня з вікном фільтру в 41 точку (4км). Для визначення меж об'єктів, що утворюють аномалії, обчислювалися горизонтальні градієнти V_{xz} , V_{yz} і V_{sz} гравітаційного поля [3]. Виділення і трасування розривних порушень проводилося по зонам максимальних градієнтів, за різкими змінами морфології локальних елементів поля (переважаючого простягання, форми, розмірів та інтенсивностей), зміщенню осей аномалій, по ланцюжкам аномалій, згрупованим в лінійні зони та за іншими характерними ознаками.

Досвід робіт на Північному борту свідчить про те, що більшість припіднятих блоків осадового чохла фіксується в гравітаційному полі локальними позитивними аномаліями, які корелюють із основними структурними зонами, виділеними сейсморозвідкою. Фактор визначеності виділення позитивної структури осадового чохла по аномалії гравітаційного поля складає $ФВ(A)=0,91$ (табл.1).

Прогнозування нафтогазоперспективності структур за гравіметричними матеріалами базується на кореляції між специфічними гравітаційними мінімумами і покладами ВВ (методика "ГОНГ"). При цьому ретельно вивчалася мікроструктура поля за графіками, побудованими по всім профілям рядової сітки спостережень і за профілями високоточних спостережень з метою виділення різкоградієнтних мінімумів Δg_a інтенсивністю 0,1-0,2 мГал з подальшою кореляцією їх між профілями. Фактор визначеності виявлення покладу за наявності аномалії складає $ФВ(П/A)=0,77$ (табл.1).

Для з'ясування природи деяких аномалій, при вивченні геологічної будови докембрійського фундаменту і осадового чохла виконувалося моделювання за окремими профілями з використанням програми IGM з кроком дискретизації 200 м. При складанні моделі використовувалися дані сейсморозвідки МСГТ-PP і дані про фізичні властивості порід. Критерієм завершення підбору був збіг зареєстрованої і теоретичної кривих з точністю до 0,1 мГал. Дані моделювання використовувалися при складанні геолого-геофізичних розрізів і встановленні відповідності гравіметричного поля і геологічної будови площі робіт.

Оцінка можливостей магніторозвідки для прогнозування резервуарів вуглеводнів. Детальні магніторозвідувальні роботи на Юліївсько-Наріжнський площі проведені в масштабі 1:10000, по сітці 100x50 м з точністю

від $\pm 2,64$ до $\pm 2,9$ нТл. За зведеною картою магнітного поля була зформована цифрова матриця по сітці 100x100 м, яка введена в РС і стала основою для інтерпретації даних магніторозвідки [3]. Методика обробки аналогічна обробці матеріалів гравірозувідки. Для визначення меж об'єктів, що утворюють аномалії, обчислювалися горизонтальні градієнти магнітного поля. Виділення і простеження розривних порушень по магнітному полю проводилося за тими ж характерними ознаками, що і для гравітаційного поля.

На території ДДЗ за даними високоточної магнітної зйомки над більшістю родовищ ВВ зафіксовані відносні локальні магнітні мінімуми інтенсивністю 10 – 20 нТл. Краєві частини покладів вуглеводнів характеризуються ділянками підвищених градієнтів мінливості магнітного поля. Причому градієнт змін значно більший, ніж на кривих гравітаційного поля. Виходячи з досвіду робіт ДГЕ "Дніпрогеофізика", звичайно, магнітні аномалії такого типу виділяються за графіками на основі детальних високоточних спостережень (кроком 20-100 м). З метою виділення таких аномалій ретельно вивчалася мікроструктура магнітного поля за графіками побудованими по профілям площової і профільної зйомки. Фактор визначеності виділення аномалії магнітного поля складає $ФВ(A)=0,91$ (табл.1).

Оцінка можливостей електророзвідки для прогнозування резервуарів вуглеводнів. Фізичною основою використання електророзвідки є зміни електричних параметрів порід (питомого опору, діелектричної проникності, поляризуємості) при заповненні колектора вуглеводнями, а також за рахунок вторинних змін перекриваючих поклад порід під дією вуглеводнів. Якщо природа аномалій опору принципово ясна, то природа аномалій викликані поляризації (ВП) ще детально вивчається. Можна виділити такі головні точки зору на природу аномалій ВП над покладами[3]:

- наявність в породах вторинних вкраплення сульфідів (пірит), які утворилися за рахунок впливу ВВ;
- здатність ВВ поляризуватися під дією зовнішнього впливу;

- наявність над покладами ВВ зони відновлених порід, яка характеризується надлишком електронів.

Виконані в ДДЗ на багатьох площах електророзвідувальні дослідження з використанням різних методик показують наявність над покладами ВВ аномалій геоелектричних параметрів істотної інтенсивності: аномалій підвищеного питомого опору, аномалій підвищеної анізотропії, позитивних аномалій фазових кутів викликані поляризації. Фактор визначеності виділення аномалії складає $ФВ(A)=0,82$.

Але знак, форма, інтенсивність та інші характеристики аномалій геоелектричних параметрів на різних рівнях розрізу мають свої особливості. Для прикладу приведемо результати детального аналізу змін питомого електричного опору (ρ) над Юліївським родовищем [3]:

- відносне зменшення ρ основної частини перспективної товщі ($C_{1V}-C_{1S}$);
- збільшення ρ порід над продуктивною товщею (C_{2B});
- збільшення в краєвих частинах родовища і зменшення в центральній частині ρ порід московського ярусу;
- чітке зменшення ρ порід тріасу;
- збільшення ρ порід середньої юри;
- зменшення ρ порід верхньої юри, крейди і кайнозою.

При цьому найчіткіші та інтенсивні аномалії над покладами ВВ відзначені для порід башкирського ярусу і середньої юри (збільшення ρ). Зіставлення результатів прогнозування покладів ВВ за різними геоелектричними параметрами (Скворцівське і Юліївське родовища) з даними подальшого буріння показало, що самими інформативними є параметри викликані поляризації. Електророзвідка займає важливе місце в технологічному комплексі геофізичних методів розвідки резервуарів вуглеводнів (рис.3).

За даними електророзвідки ЧЗ-ВП аналізувалися локальні складові позірною опору по електричній компоненті на

$\sqrt{T} = 5,1 \text{ с}^{\frac{1}{2}}$ і $\sqrt{T} = 3,6 \text{ с}^{\frac{1}{2}}$ ($\rho_{\text{лок-5}}$; локальні складові диференціальних фазових параметрів по електричній і магнітній

компонентам $\Delta\varphi_{\text{лок-5}}$ на $\sqrt{T} = 5,1 \text{ с}^{\frac{1}{2}}$; позірну поляризуємість; комплексні аномалії, виділені по $\rho\omega$ і $\Delta\varphi\omega$ по електричній і магнітній компонентам $\Delta\varphi_{\text{лок-5}}$ на $\sqrt{T} = 5,1 \text{ с}^{\frac{1}{2}}$ і різниця між ними (всього 15 параметрів). Над покладами ВВ зокрема над Юліївським родовищем на різних рівнях розрізу спостерігаються різні аномалії геоелектричних параметрів. Були вибрані самі інформативні і чіткі аномалії позірною опору і фазового параметра (всього 12), які потім підсумовані в плані з побудовою карти ізоліній умовного показника нафтогазоперспективності за даними електророзвідки ЧЗ-ВП. Розподіл аномалій нафтогазоперспективності в плані в загальному вигляді подібний даним гравімагніторозвідки.

Прогноз субвертикальних зон розуцільнення у фундаменті виконано за даними інтегрованої комплексної інтерпретації геофізичних методів. За даними сейсморозвідки виділялися аномалії знижених значень інтервальних швидкостей і аномалії підвищених значень резонансних частот по горизонтах відбиття. По граві-магніторозвідці виділяються лінійні зони малоінтенсивних мінімумів, а

провідні зони в кристалічному фундаменті – за даними електророзвідки МТЗ. Таким чином, достовірність виділення і простеження розривних порушень контролюється комплексом геофізичних методів.

Прогнозування нафтогазоперспективності виконувалося неформалізованим способом за набором характерних аномалій розглянутого вище комплексу геофізичних методів, а також за допомогою автоматизованих прогнозуючих систем. Виділені прогнозні контури аномалій нафтогазоперспективності кожного геофізичного методу поєднувалися в плані. Потім виконувалася кількісна оцінка збігу контурів аномалій, яка у вигляді ізоліній фактора визначеності відображалася на результативній карті (рис.4).

Виконані роботи показали, що прогноз і оцінка перспектив нафтогазоносності пасток ВВ повинен виконуватися тільки за даними комплексу геофізичних методів. Для впевненого прогнозу (фактор визначеності більше 0,9) необхідно мати збіжність від 4 до 8 незалежних параметрів різних фізичних полів (рис.1). При цьому обов'язково повинні виконуватися наступні головні умови:

- узгодженість масштабів досліджень і рівномірність вивчення площі;
- інтегрована обробка і ретельний комплексний аналіз матеріалів всіх геофізичних методів.

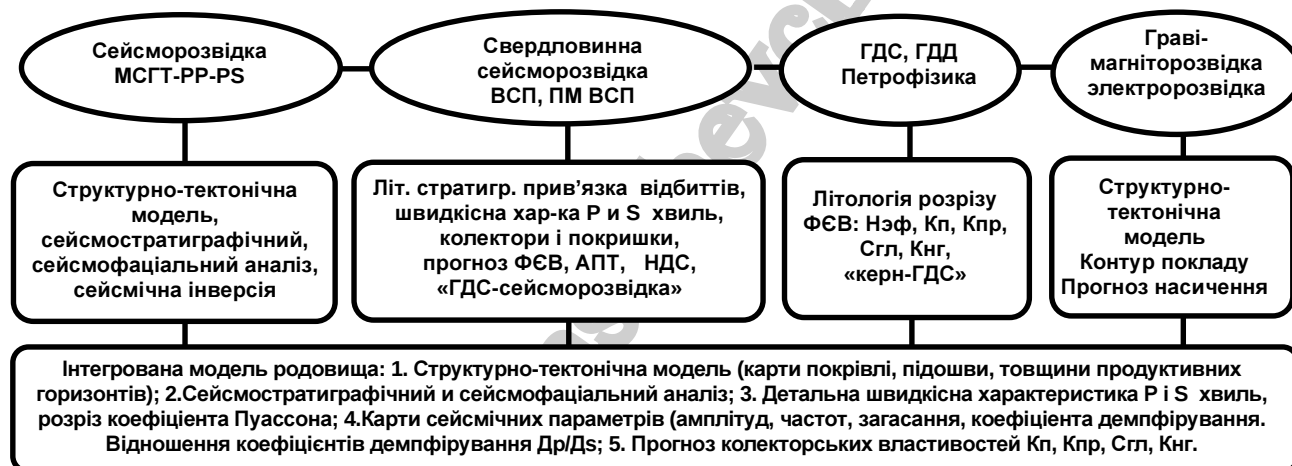


Рис.3 Технологічна схема комплексу геофізичних методів для підвищення достовірності прогнозу резервуарів вуглеводнів.

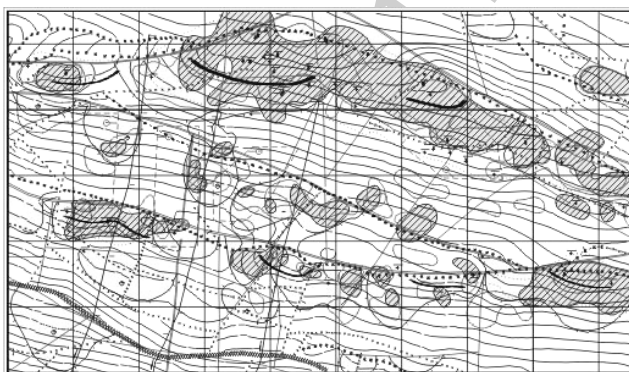


Рис.4. Карта розподілу нафтогазоперспективності на Юліївсько-Наріжнській площі[3].

Застосування комплексу геофізичних методів для підвищення достовірності прогнозу нафтогазоперспективності при пошуках і розвідці резервуарів ВВ дозволяє виконати всебічне вивчення перспективних об'єктів на всіх рівнях геологічного розрізу (докембрійський фундамент, рельєф його поверхні, осадовий чохол). Зіставлення результатів прогнозування резервуарів, яке виконане на основі вказа-

ного комплексу геофізичних методів з даними пошуково-розвідувального буріння свідчить про те, що в свердловинах, пробурених в контурі перспективних аномалій, коефіцієнт успішності буріння змінюється в межах від 0,62 до 0,8.

Запропонований технологічний комплекс геофізичних методів при розвідувальних роботах масштабів від 1:50000 до 1:10000 дозволяє отримати достовірну інформацію для побудови інтегрованої моделі резервуару відповідного масштабу. Подальше вдосконалення даного комплексу, ймовірно, буде пов'язане із застосуванням багатовхвильової об'ємної сейсморозвідки – 3D/3C. Це дозволить підвищити точність побудови структурно-тектонічних моделей масштабу 1:10000, достовірність прогнозування ефективної товщини продуктивних пластів $H_{\text{эф}}$, властивостей колекторів K_p , $C_{\text{гл}}$ і характеру флюїдонасичення $K_{\text{ф}}$, а також зон аномального пластового тиску – АРТ.

Необхідно відзначити, що сучасний рівень геологорозвідувальних робіт на нафту і газ передбачає, як найважливіший етап, створення постійно-діючих геолого-технологічних моделей, що є основою сучасних технологій по оптимізації розробки нафтогазових родовищ. Результати подальшого моніторингу їх, дозволяють оптимізувати технологічні процеси на кожному родовищі при оптимізації економічних витрат

Висновки

1. Запропонований комплекс геофізичних методів, при послідовному виконанні масштабів і видів досліджень, дозволяє створювати оптимальні інтегровані моделі резервуарів в сейсмогеологічних умовах Північного борту Дніпровсько-Донецької западини з фактором визначеності прогнозу нафтогазоперспективності близько 0,9.

2. Повнота реалізації запропонованого комплексу, як показує досвід його застосування на Північному борту ДДз (Юліївське, Наріжнє, Скворцівське та інші родовища), дозволяє підтримувати коефіцієнт успішності геологорозвідувальних робіт на нафту і газ в межах від 0,62 до 0,8.

3. Подальше підвищення ефективності геологорозвідувальних робіт, проектування, управління і контролю за розробкою родовищ пов'язане зі створенням постійно-діючих інтегрованих геолого-технологічних моделей, які акумулюють в собі всю геолого-геофізичну інформацію про геологічну будову ділянки робіт і знаходять широке застосування при розвідці і експлуатації родовищ вуглеводнів.

1. Гладун В.В. Нафтогазоперспективні об'єкти України. Дніпровсько-Донецький авлакоген. – К.: Наук. думка, 2001. – 323 с. 2. Гельфанд В.А. Уточнение модели среды с помощью синтетических сейсмограмм. // Нефтегазовая геология и геофизика. – 1977. – № 5. – С. 32-36. 3. Гошов-

ський С.В., Омельченко В.В., Пігулевський П.Г., Шемет В.Г. 2005. Роль потенціальних полів при дослідженнях на нафту та газ в Дніпровсько-Донецькій западині. // Теоретичні та прикладні аспекти геоінформатики. – С. 116-125. 4. Жданович В.В., Загоскин А.П.. Скоростная модель среды с учетом эффектов азимутальной анизотропии и квазианизотропии. // Геофизика. – 1999. – № 1. – С.18-23. 5. Жданович В.В., Абдрахманова Ф.С., Возможности и ограничения кинематической интерпретации данных объемной сейсморазведки. // Геофизика. – 1999. – № 2. – С.19-26. 6. Крылов Д.Н., Поиск моделей геологической среды по данным сейсморазведки методом последовательных приближений. – М., ВНИИОЭНГ, 1987. 7. Нефтяные и газовые месторождения СССР: Справочник, в 2 кн. / Под ред. С.П. Максимова. Кн.1. – М: Недра, 1987. – 358 с. 8. Овчаренко А.В., Сафонов А.С., Ермаков Б.В. и др. Новые геофизические технологии прогнозирования нефтегазоносности. – М., 2001. 9. Сорокин А.П., Мегедь Г.В. Аппроксимация сложнопостроенного геологического разреза моделью триклинной гиротропной среды // Геофиз. журн. – 2002. – Т.24, №6. – С. 156-174. 10. Сорокин А.П., Мегедь Г.В. Петрофизические свойства резервуаров углеводородов в гетерогенной анизотропной среде по данным ГМ ВСП и ГИС // Каротажник. – 2002. – № 97, с. 74-90. 11. Хазиев Ф.Ф., Трофимов В.Л. Модельные исследования результатов решения обратной динамической задачи сейсмики. // Геофизика, спец. выпуск "Технологии сейсморазведки – II", – 2003. – С. 27-37. 12. Чебаненко И.И., Крайшук В.А., Клочко В.П. и др. Нефтегазоперспективные объекты Украины. Нефтегазоносность фундамента осадочных бассейнов: – К., 2002. 13. Чукин Ю.К. Региональные исследования и актуальные проблемы глубинной геологии // Геофизика. – 2001. – № 1. – С.19-30. 14. Chen Young, Wang Wei, Ji Ying. Multidisciplinary approach used in expert systems for earthquake prediction China // XX General assembly IUGG: Program and abstr. Vienna. IASPEI, 1991. – P. 296.