

**Український науково-дослідний інститут природних газів
(УкрНДГаз)
Національний технічний університет
“Харківський політехнічний інститут”**

Кривуля Сергій Вікторович

**КРИТЕРІЇ ДОРОЗВІДКИ ВЕЛИКИХ РОДОВИЩ
ВУГЛЕВОДНІВ У НИЖНЬОПЕРМСЬКО-
ВЕРХНЬОКАМ'ЯНОВУГІЛЬНИХ ВІДКЛАДАХ
ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ**

Монографія

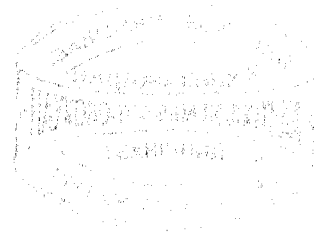
ТО Ексклюзив
Харків
2014

552.93(550.3(471.6))

УДК 550.82(477) (075)

ББК 26.325(4УКР)я7 + 33.362(4УКР)я7 2

К 82



Рекомендовано

вченою радою Українського науково-дослідного інституту природних газів (УкрНДІгаз) філії ПАТ «Укргазвидобування» протокол №1 від 21 березня 2014 р.,

вченою радою Національного технічного університету «Харківський політехнічний інститут» протокол №8 від 26 вересня 2014 р.

Рецензенти:

Лур'є А. Й. – доктор геолого-мінералогічних наук, професор, завідувач кафедри гідрогеології ХНУ ім. В.Н. Каразіна.

Височанський І. В. – доктор геолого-мінералогічних наук, провідний науковий співробітник УкрНДІгазу.

Автор висловлює подяку своєму науковому керівникові доктору технічних наук, кандидату геолого-мінералогічних наук, професору Фіку І. М.

Кривуля С. В.

К82 Критерії дорозвідки великих родовищ вуглеводнів у нижньопермсько-верхньокам'яновугільних відкладах Дніпровсько-Донецької западини: Монографія / С.В. Кривуля; за заг. ред. автора – Харків, 2014. - 174 с.

Великі родовища Машівсько-Шебелинської депресії у відкладах P_1-C_3 в Дніпровсько-Донецькій западині, що мають запаси газу від 10-30 до 300-700 млрд m^3 , експлуатуються десятки років, знаходяться на пізній стадії розробки і з них видобуто 1167 млрд m^3 . Але по цих родовищах за останні 5 років отримано приріст запасів газу ~100 млрд m^3 . На основі комплексного вивчення геологічних і геолого-промислових матеріалів необхідно було виявити причини такого явища, розробити критерії дорозвідки цих та подібних родовищ, що фактично стало методикою їх дорозвідки. Недостатньо зрозумілим був факт аномально великих абсолютно вільних початкових дебітів по ряду свердловин, які сягали до 6-8-14 млн m^3 газу на добу.

Встановлено, що основний об'єм природств запасів газу відбувається за рахунок розширення площ газоносності, уточнення підрахункових параметрів та є результатом підключення до газовіддачі великих товщ низькопроникних слабогазоносних порід, які не були враховані і які віддають газ по всій площі родовища через контакт з високопроникними пластами. Підтверджено сучасний підтік газу з глибоких горизонтів в поклади P_1-C_3 на Шебелинському ГКР.

Високі провідні властивості «суперколектору» (за аналогією з масивно-пластовими родовищами Західного Сибіру) пов'язані з наявністю тріщинуватості та високопроникних прошарків у відносно щільній матриці, що виявлено також і на родовищах ДДЗ.

За результатами комплексування геологічних та геолого-промислових критеріїв надані рекомендації щодо проведення пошуково-розвідувальних робіт та експлуатаційного буріння.

Монографія призначена для широкого кола фахівців, що займаються пошуками, розвідкою і розробкою родовищ нафти і газу: промисловців, науковців, аспірантів, студентів.

ISBN 978-966-2166-93-4

© Кривуля С.В., 2014

ВСТУП

Нарощування ресурсної бази вуглеводнів України для стабілізації щорічного видобутку газу і конденсату є важливою задачею нафтогазової промисловості і, в першу чергу, ПАТ «Укргазвидобування» НАК «Нафтогаз України» – основного видобувника газу в Україні.

Світова практика свідчить, що для стабілізації щорічного видобутку газу приріст його запасів повинен бути в 2-3 рази більший, ніж видобуток. Перші щорічні прирости запасів газу по ПО «УКРГАЗПРОМ» були обмежені тільки розрахунками по родовищах, що розробляються, і складала за 1978 р. – 1406 млн м³, за 1979 р. – 2907 млн м³. Після створення в 1998 р. ДК «Укргазвидобування» (зараз ПАТ «Укргазвидобування»), перед науковцями, буровиками і промисловцями була поставлена задача забезпечити перевищення щорічних приростів промислових запасів газу над його видобутком. Вже за 1999 р. відбулось збільшення об'єму приросту запасів газу, який по ДК «Укргазвидобування» склав 7004 млн м³ газу при річному видобутку газу 14050 млн м³. Значне збільшення об'ємів пошуково-розвідувального буріння з 70 до 180 тис. пог. м, збільшення тематичних робіт по обґрунтуванню пошуково-розвідувальних робіт, проведення сейсмічних робіт, в т.ч. по нових площах, дозволили вже з 2000 року отримати значне збільшення об'ємів приростів запасів ВВ: із 15233 млн м³ за 2000 р. до максимального значення 23794 млн м³ за 2009 р.

Приріст запасів газу відбувається за рахунок:

- відкриття нових родовищ в антиклінальних і неантиклінальних пастках;
- дорозвідки відомих родовищ;
- переоцінки параметрів і запасів відомих родовищ, що розробляються об'ємним методом і за МПТ;
- видобутку понадбалансових запасів газу по горизонтах.

Відкриття нових родовищ і покладів, дорозвідка та переоцінка запасів ВВ на відомих родовищах забезпечувала основну частину приростів запасів ВВ за останні роки.

Виходячи з того, що робота фактично присвячена дорозвідці родовищ ПАТ «Укргазвидобування» в ДДЗ для забезпечення приросту запасів газу, виникла необхідність провести детальний аналіз геологічної будови та стану запасів газу 10 «великих» масивно-пластових та багатопластових родовищ з покладами ВВ у теригенних відкладах Р₁-С₃ в ДДЗ, які знаходяться на пізній стадії розробки, виділення геологічних та геолого-промислових критеріїв їх дорозвідки, розміщення пошукових, розвідувальних, експлуатаційних свердловин, визначення подальших геологорозвідувальних робіт на родовищах та нових площах з метою нарощування запасів і видобутку газу. Геолого-промислові критерії дорозвідки, оцінка запасів за МПТ і розташування експлуатаційних свердловин на залишкові запаси газу великих родовищ в основному базувались на матеріалах газопромислових управлінь «Шебелинкагазвидобування», «Полтавагазвидобування», відділів УкрНДІгазу напрямків геології і розробки та додаткових побудовах і розрахунках.

Під «великими родовищами» маються на увазі відкриті і розвідані в 1950-1980 рр. середні, великі, крупні та унікальні (за класифікацією) газоконденсатні

родовища, умовно об'єднані в роботі в одну групу, початкові запаси яких складають від 10-30 до 300-700 млрд м³ та експлуатація яких забезпечує основну частку щорічного видобутку газу в Україні. До групи «великих родовищ» віднесені Шебелинське, Зах.-Хрестищенське, Єфремівське, Мелихівське, Розпашнівське, Медведівське, Машівське, Кобзівське, Кегичівське та Ланнівське родовища, поклади яких приурочені до відкладів Р₁-С₃. Після затвердження запасів ВВ в ДКЗ по цих родовищах отримано приріст запасів в загальному об'ємі ~200 млрд м³ газу. За останні п'ять років за рахунок «великих родовищ» отримано приріст запасів газу в об'ємі 98 млрд м³. Необхідно зрозуміти, в чому були недоліки при оцінці запасів цих родовищ, по яких фактично на пізній стадії розробки отримуються прирости, а видобуток газу по деяких перевищував затверджені в ДКЗ запаси через 30-40 років розробки.

Окремо стоять в цьому списку Єфремівське та Кобзівське ГКР. Перше, як родовище, по якому начебто не підтверджуються запаси, прийняті на баланс ДКЗ, а друге - як нове велике родовище, відкрите у 2002р., що також забезпечувало приріст запасів газу.

Наведені факти свідчать про нерозкритий потенціал «великих родовищ» і необхідність подальшої дорозвідки.

Встановлено, що основний об'єм приростів запасів газу та додатковий його видобуток на пізніх стадіях розробки великих родовищ відбувається за рахунок розширення площ газонасності, уточнення підрахункових параметрів та є результатом підключення до газовіддачі великих товщ низькопроникних слабгазоносних порід, які не були враховані при попередніх підрахунках запасів газу і які віддають газ по всій площі родовища через контакт з високопроникними пластами по мірі зниження тиску в них.

За результатами проведених досліджень розроблені головні критерії дорозвідки великих родовищ на пізній стадії їх розробки, що дозволило надати рекомендації на розміщення 23 розвідувальних свердловин на перспективні запаси газу ~25 млрд м³. З метою дорозвідки слабозадренованих ділянок і оптимізації видобутку газу рекомендовано буріння 82 оціночно-експлуатаційних свердловин на ~201 млрд м³ поточних запасів газу.

На підставі проведеного структурно-тектонічного аналізу структурної карти по відбиваючому горизонту IVГ₂ (СУГРЕ, моніторинг 2009 р.) виділені нові перспективні ділянки та площі для пошуків покладів ВВ в межах Машівсько-Шебелинської депресії та південної прибортової зони ДДЗ, перспективні ресурси газу яких складають ~30 млрд м³. Надані рекомендації на проведення сейсмічних досліджень 3D.

Автор дякує співробітникам ШГПУ, де сам багато років працював начальником геологічного відділу і безпосередньо займався з колегами розвідкою і розробкою великих родовищ та видобутком газу. Також велика подяка працівникам УкрНДІгазу напрямків геології і розробки, разом з якими в останні роки готувались проекти розробки, дорозвідки, прирости запасів газу. Дані матеріали були використані для обґрунтування критеріїв дорозвідки великих родовищ у відкладах Р₁-С₃ в ДДЗ, що лягли в основу монографії.

РОЗДІЛ 1

СТАН ВИВЧЕНОСТІ ТА ОСНОВНІ РИСИ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ ТЕРИТОРІЇ ПО ВІДКЛАДАХ $P_1 - C_3$ В МЕЖАХ ПІВДЕННО-СХІДНОЇ ЧАСТИНИ ДДЗ

1.1 Стан вивченості та структурно-тектонічна будова регіону.

В розділі наведено огляд основних етапів вивчення території досліджень, розглянуто історію її геологічного розвитку, структурно-тектонічне районування, особливості структурно-тектонічної будови, літолого-стратиграфічну і фаціальну характеристику відкладів P_1-C_3 .

Значний внесок у вивчення геологічної будови Дніпровсько-Донецької западини, в тому числі Машівсько-Шебелинської зони, де були відкриті основні великі газоконденсатні родовища у відкладах P_1-C_3 , внесли відомі численні дослідники геофізичних, геолого-розвідувальних, газовидобувних, бурових, науково-дослідних і виробничих підприємств України: Р.Й. Андреева, Ю.О. Арсірій, М.Ф. Балуховський, М.Й. Бланк, А.О. Білик, Б.С. Воробйов, І.В. Височанський, М.М. Верповський, В.К. Гавриш, В.В. Гладун, Г.Н. Доленко, І.І. Дем'яненко, В.Г. Дем'янчук, Є.С. Дворянин, М.І. Євдошук, П.В. Зарицький, М.П. Зюзькевич, М.М. Здоровенко, М.М. Іванюта, О.М. Істомін, В.І. Кітик, Б.П. Кабишев, Я.Г. Лазарук, М.С. Лебідь, О.Ю. Лукін, В.І. М'ясніков, М.І. Мачужак, В.І. Олексюк, В.Б. Порфір'єв, О.М. Палій, Л.С. Палець, Н.Т. Пашова, В.Г. Суярко, В.О. Терещенко, А.С. Тердовідов, С.А. Тхоржевський, С.В. Ткачишин, М.Г. Ульянов, М.В. Чирвінська, П.Ф. Шпак та багато інших.

Крім того, підрахунок запасів газу і розробку великих родовищ проводили відомі в Україні науковці і фахівці: М.М. Багнюк, В.М. Бенько, Є.С. Бікман, В.С. Бойко, І.І. Борисовець, Є.О. Волосник, Т.М. Галко, В.С. Григор'єв, Х.Ф. Джамалова, В.С. Іванишин, А.Л. Козлов, Р.М. Кондрат, Ю.З. Крупський, А.Й. Куль, А.А. Лагутін, А.В. Лизанець, М.І. Максимов, В.І. Олексюк, В.П. Савченко, В.Я. Сініцин, Я.І. Синишин, Й.Н. Токой, В.О. Федішин, І.М. Фик, О.М. Черняков, В.Г. Щербина, Р.С. Яремійчук та інші.

Стосовно дорозвідки великих родовищ на пізній стадії їх розробки варто вказати на обґрунтування приростів запасів газу за 1999-2012 рр. проведених І.Й. Рибчичем, Б.Б. Синюком, В.М. Бенько, С.В. Кривулею, А.В. Лизанцем, В.І. Олексюком, А.А. Лагутіним, О.Б. Горайновою, С.А. Кнюпою, В.М. Ліхваном по Шебелинському, Розпашнівському, Машівському, Мелихівському, Кегичівському та інших родовищах, де існувала суттєва невідповідність балансових запасів газу з розрахунками за МПТ (по деяких покладах видобуток був більший, ніж балансові запаси).

Питання дорозвідки родовищ на пізній стадії розробки теоретично розглядається в фундаментальній праці В.С. Іванишина «Нафтогазопромислова геологія» [71], в якій вказано, що існують дві основні задачі - виявлення нових продуктивних ділянок і уточнення параметрів покладів для перерахунку запасів. В роботі О.О. Орлова, М.І. Євдошука, В.Г. Омельченка та інших. [118] дорозвідка експлуатаційних площ передбачає виявлення нових глибше залягаючих горизонтів, про-

пущених пластів та відособлених блоків. Доцільно відмітити існування поняття про експлуатаційну розвідку та дорозвідку, що введене в «Інструкції ДКЗ із застосування класифікації запасів...» і передбачає вивчення покладів експлуатаційним бурінням.

Зараз знову стало питання пошуків неантиклінальних, літологічно-обмежених, літологічно-екранованих, стратиграфічних покладів, про що періодично писали геолого-розвідники нафти і газу в 60-70, потім у 80 роки (Р.А. Андреева, Ю.О. Арсірій, Н.Я. Барановська, А.О. Білик, Н.Т. Пашова, П.Б. Кабишев, О.Ю. Лукін, М.В. Чирвінська та ін.), прогнозуючи такі поклади на моноклінальних схилах западини, де в першу чергу перспективними розглядались зони згідних і незгідних скидів, переривів, заміщень. Подальший розвиток цей напрямок пошуково-розвідувальних робіт на неантиклінальні пастки отримав в останні роки (2002-2012). З'явилися методичні роботи О.Ю. Лукіна, Я.Г. Лазарука, І.В. Височанського, В.О. Терещенка, О.М. Істоміна, В.А. Кривошеєва, В.В. Гладуна, В.М. Бенько, М.П. Чепіля, В. Кукурузи, О. Білоцерковець, С.В. Кривулі, І.В. Карпенка та інших по літофаціальному, генетичному, геофізичному обґрунтуванню розвитку колекторів та неантиклінальних пасток. Крім того, сейсмічні дослідження 3D зараз дають можливість простежувати розвиток колекторів, проводити сейсмофаціальний аналіз на площах, що вивчаються, а головне – за останні 30 років у відкладах P_1 - C_3 вперше відкрите, розвідане та введене в розробку велике Кобзівське родовище з літологічно екранованими та літологічно обмеженими покладами.

Структурно-тектонічна будова території досліджень прийнята за І.В. Височанським, згідно з поглядами якого визначна роль у процесі утворення великих родовищ району належить галокінезу з формуванням антиклінальних зон з валами та синклінальних зон з прогинами і компенсаційними мульдами.

Дніпровсько-Донецька западина є складовою частиною Дніпровсько-Донецького авлакогену [5, 35, 152, 153, 157], зародження якого відноситься до середини девонського періоду, коли в склепінні Сарматського щита утворився складний грабен, обмежений субширотними глибинними розломами (крайові розломи).

Основні етапи розвитку Дніпровсько-Донецького авлакогену (початковий етап, етап формування грабена, етап формування субгеосинкліналі та етап формування синеклізи) висвітлені в роботі М.Ф. Бринзи, І.В. Височанського, І.І. Чабаненка та ін. [20].

Територія розташування великих за запасами родовищ газу в нижньопермсько-верхньокам'яновугільному комплексі охоплює Машівсько-Шебелинську депресію (рис. 1.1), у межах якої розташовані Шебелинське, Єфремівське, Меліхівське, Медведівське, Західно-Хрестищенське, Машівське, Кегичівське, Кобзівське, Ланівське та Розпашнівське родовища. Територія характеризується рядом структурно-тектонічних особливостей. До їх числа відносимо: 1 - широкомасштабний прояв процесів галокінезу, що визначається наявністю значної кількості соляних штоків і компенсаційних прогинів; 2 – інтенсивне поширення надштокових мезозойських структур, частіше куполоподібної форми; 3 – закономірний розвиток надштокових, приштокових, і міжштокових палеозойських брахіантікліналей

і блокових структур, які в поєднанні з соляними штоками утворюють протяжні структурні вали; 4 - разючу невідповідність мезозойського і палеозойського структурних планів і 5 – кулісоподібне зчленування структурних валів. Враховуючи важливість впливу галокінезу на умови формування покладів ВВ, розглянемо цей процес дещо детальніше.

Дніпровсько-Донецька западина відноситься до числа тих регіонів, у межах яких широкого розвитку набули процеси соляного тектогенезу, проте у формуванні структур їм відводиться різна роль. Одні дослідники [17, 50, 75] вважають, що переважна більшість виявлених підняття є соляні, інші [136] розділяють підняття на класи (типи) несоляних і соляних структур. Зокрема, в генетичній класифікації структур ДДЗ Б.П. Кабишева зазначається, що соляна тектоніка не впливала на формування близько половини всіх відомих підняття.

Досліджена зона, відноситься до унікальних територій в ДДЗ за концентрацією на відносно невеликій території 27-ми соляних штоків і генетично пов'язаних з ними 28-ми компенсаційних прогинів. Максимальний розвиток солянокупольних структур пояснюється глибинною будовою надр: геофізичними дослідженнями встановлена наявність по поверхні фундаменту Чутівської і Розпашнівсько-Миронівської депресій, де накопичувались значні товщі девонської солі, які послужили запорукою для наступного інтенсивного штокоутворення. Спостерігається повний збіг контурів зазначених депресій і зони концентрації соляних штоків.

Для віддзеркалення суті процесів розвитку соляних структур, І.В. Височанським [27] виділяються наступні етапи: 1 - етап формування соляної подушки; 2 - етап діапїризму; 3 - конседиментаційний етап.

На останньому етапі, якщо підтік солі перевищував інтенсивність розмиву, то синхронно з осадконакопиченням появлялись сприятливі умови для формування соляних карнизів. При наявності сприятливих умов вищеописані етапи в історії розвитку соляних штоків могли повторюватись з утворенням карнизів в різних частинах розрізу. Якщо ж інтенсивність розмиву перевищувала масштаби підтоку девонської солі, то соляні карнизи не утворювались, а продукти розмиву солі відкладались неподалік від ніжки штоку у вигляді шлейфів.

Формування карнизів (козирків) у відкладах нижньої пермі відбувалось найбільш інтенсивно у зв'язку з тим, що в солеродному басейні розмив штокової девонської солі здійснювався в незначних масштабах. Остання, поширюючись від соляного штоку, поступово перекривала все більш молоді відклади микитівської, слов'янської, а подекуди і краматорської світ, утворювала надійну покривку для пасток, пов'язаних з приштоковими і міжштоковими палеозойськими підняттями. Формування соляних штоків і козирків зумовлювало виникнення компенсаційних прогинів, розташуванням яких чітко фіксуються ділянки максимального відтікання соляних мас із соляних подушок.

Дослідженнями солянокупольних структур ДДЗ доведено, що внаслідок процесів галокінезу, проникність девонської солі в осадову товщу визначається різними стратиграфічними рівнями, зумовленими фазами тектогенезу. Практично всі штоки Машівсько-Шебелинської депресії, і в цьому теж полягає її своєрідна унікальність, на завершальній стадії діапїризму досягли передтріасового стратиг-

рафічного рівня, а ті соляні штоки, що перекриті відкладами палеогену, досягли цього рівня внаслідок розмиву відкладів тріасу, юри і крейди в апікальних частинах куполів (Медведівський, Миронівський, Біляївський, Токарівський).

Можна висловити припущення, що для Кобзівської структури, яка розташована поза межами активного розвитку чітко виражених соляно-купольних структур і тяжіє до Григорівського прогину, структуроформуючим фактором теж був соляний тектогенез. Результати моделювання (В.С. Попович, партія 232/82) свідчать про наявність у межах Кобзівської площі чітко вираженої від'ємної аномалії, що дає можливість прогнозувати похований масив девонської солі. Його наявність прогнозується і за даними сейсмозвідки.

1.2 Стисла літолого-стратиграфічна та фаціальна характеристики відкладів P_1 - C_3 .

У геологічній будові продуктивної товщі території досліджень приймають участь відклади верхнього відділу кам'яновугільної та нижнього відділу пермської систем.

Верхній відділ кам'яновугільної системи.

Верхньокам'яновугільні відклади, у відповідності до Уніфікованої схеми (1965 р.), розглядаються в обсязі світ C_3^1 (ісаївської), C_3^2 (авіловської), C_3^3 (араукаритової) і низів картамиської світи C_3^{kt} . Нижня частина світи C_3^1 (від вапняка N_1 до вапняка N_2) відноситься до московського ярусу середнього карбону, а решта розрізу світи C_3^1 , світи C_3^2 і C_3^3 та низи картамиської світи C_3^{kt} – відносяться до гзельського ярусу верхнього карбону.

Відклади повного розрізу верхнього карбону розкриті на Шебелинському, Зах.-Хрестищенському, Мелихівському, Єфремівському, Кобзівському родовищах, на Веселівській, Світлівській та ін. площах.

У розрізі верхньокам'яновугільних відкладів чітко прослідковується зміна умов седиментації – від паралічного осадконакопичення, характерного для середнього карбону, яке продовжувалося і протягом ісаївського, авіловського і ранньо-араукаритового часу (до вапняку P_5) – до континентально-лагунного в пізньоараукаритовий час, коли формувались переважно строкатоколірні утворення.

Світа C_3^1 (ісаївська) за літологічними ознаками розділяється на 3 товщі. Нижня – складена темно-сірими аргілітами і алевролітами з прошарками дрібнозернистих кварцових пісковиків і доломітизованих вапняків; середня – представлена перешаруванням сірих польовошпатово-кварцових пісковиків, алевролітів, темно-сірих вапнистих аргілітів і сірих тріщинуватих вапняків; верхня – складена прошарками сірих алевритистих аргілітів, алевролітів, дрібнозернистих кварцових пісковиків і сірих, тріщинуватих вапняків.

Світа C_3^2 (авіловська) складена чергуванням пачок сірих різнозернистих пісковиків, алевролітів і аргілітів. Пласти пісковиків у розрізі світи сягають 20-70 м. На Миролюбівській площі виділяється 5 таких пачок, до одної із яких приурочений газовий поклад.

Світа C_3^3 (араукаритова) вивчена досить детально, оскільки розкрита великою кількістю свердловин на всіх структурах зони. У будові світи виразно прослідковуються дві літологічні товщі: нижня (від вапняку P_1 до вапняку P_5) – сіро-

колірна, піскувата з прошарками аргілітів, глин і малотовщинних вапняків, і верхня (від вапняка P₅ до вапняка P₈) – строкатоколірна, глиниста з прошарками пісковиків і вапняків. Відклади араукаризованої світи містять піщані продуктивні горизонти Г-7–Г-13.

Товщина піщаних пачок і пластів у нижній частині світи іноді сягає 160 м. На багатьох підняттях пісковики араукаризованої світи газоносні. Загальна товщина араукаризованої світи складає: на Зах.-Хрестищенському родовищі 750 м, на Мелихівському – 700 м, на Шебелинському – 870 м, на Єфремівському – 800 м, на Зах.-Соснівському – 740 м, на Кегичівському 740 м, на Кобзівському 760 м (рис. 1.2).

Світа C₃^{kt} (нижня частина картамиської світи). Дослідженнями розрізу картамиської світи в південно-східній частині ДДЗ підтверджена обґрунтованість віднесення до верхнього карбону нижньої її частини (від вапняка Q₁ до вапняка Q₅). Верхня частина світи (між вапняками Q₅ і Q₈), яка отримала назву мелихівської товщі, що незгідно залягає на картамиській світі, відноситься до нижньої перми [79].

Літологічно світа представлена червоноколірними глинами, аргілітами, глинистими алевролітами і в меншій мірі пісковиками. Рідко зустрічаються збагачені теригенним матеріалом карбонатні прошарки.

У межах дослідженої території картамиська світа поширена не повсюдно. На площах, просторове положення яких характеризує поширення світи в поперечному напрямі (рис. 1.3) відбувається різка зміна її товщин від практично повного розрізу (св. Мелихівська 4, Єфремівська 50) до різкого її зменшення (св. Єфремівська 6) і цілковитої відсутності (св. Хрестищенська 9).

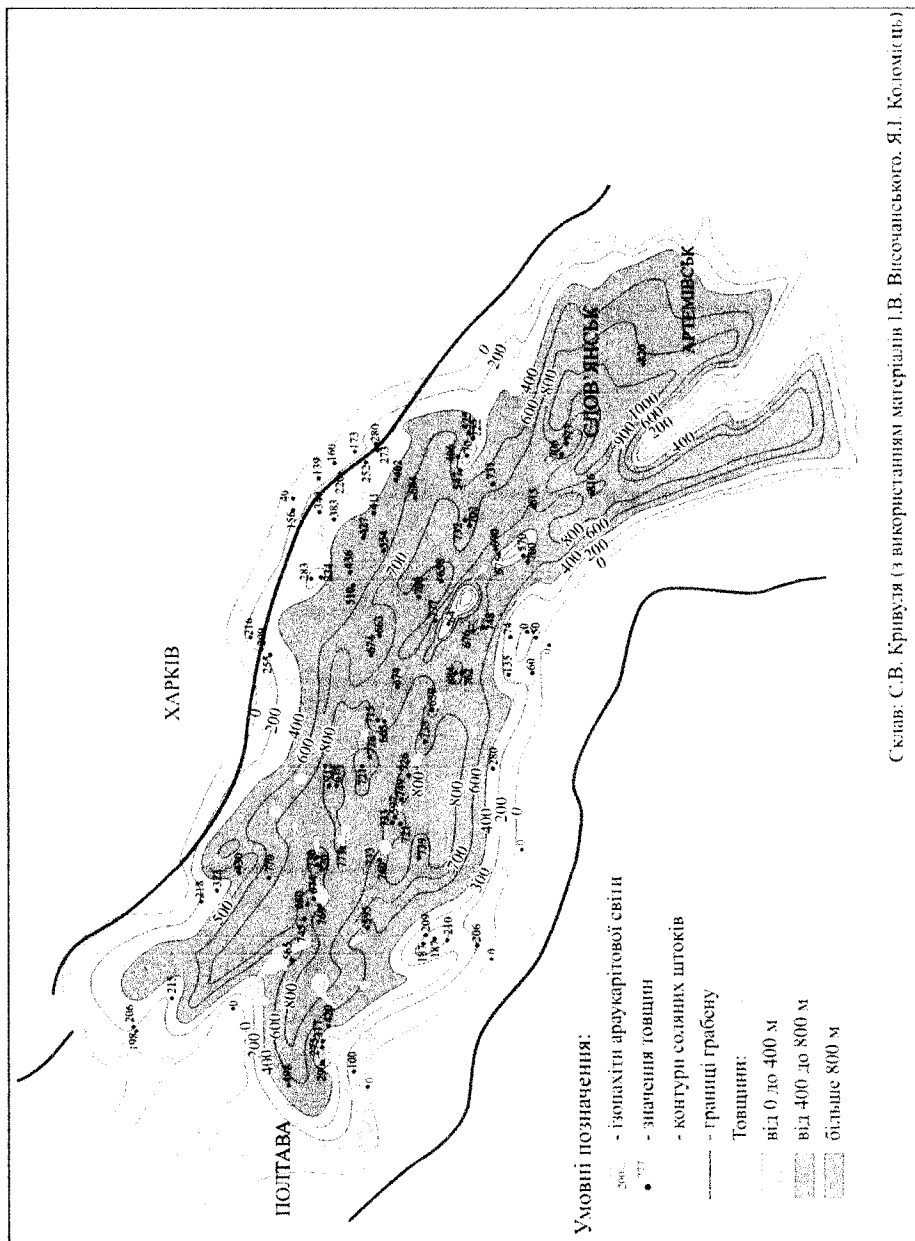
Зміну товщини картамиської світи в південно-східній частині ДДЗ ілюструє рис. 1.4, на якому простежується закономірне її збільшення в східному напрямку (до Бахмутської і Кальміус-Торецької котловин) та показано як зональні області відсутності цих відкладів, так і локальні ділянки на окремих підняттях (Чутівсько-Розпашнівське, Зах.-Хрестищенське, Зах.-Медведівське, Олексіївське, Зах.-Соснівське, Ланнівське), де картамиська світа розмита. Відклади верхньокам'яновугільної частини картамиської світи містять піщані продуктивні горизонти Г-4–Г-6.

Сумарна товщина верхньокам'яновугільних відкладів у межах дослідженої зони змінюється від 800 до 2000 м.

Нижній відділ пермської системи.

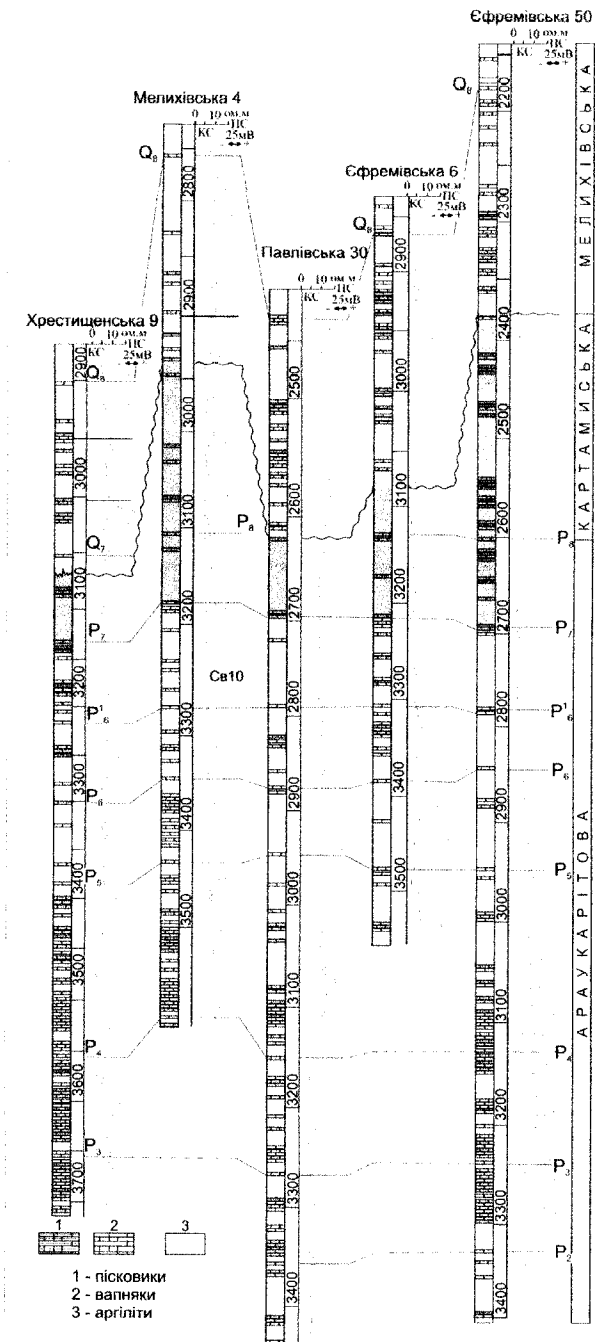
В основу стратифікації розрізу пермських відкладів покладена схема стратиграфії пермських відкладів Російської платформи (1965), згідно з якою виділяються нижній і верхній відділи.

У розрізі нижньопермських відкладів виділено (знизу вверху): картамиська, микитівська, слов'янська і краматорська світи. Перші три світи відповідають асельському ярусу, а остання – сакмарському ярусу єдиної стратиграфічної шкали.



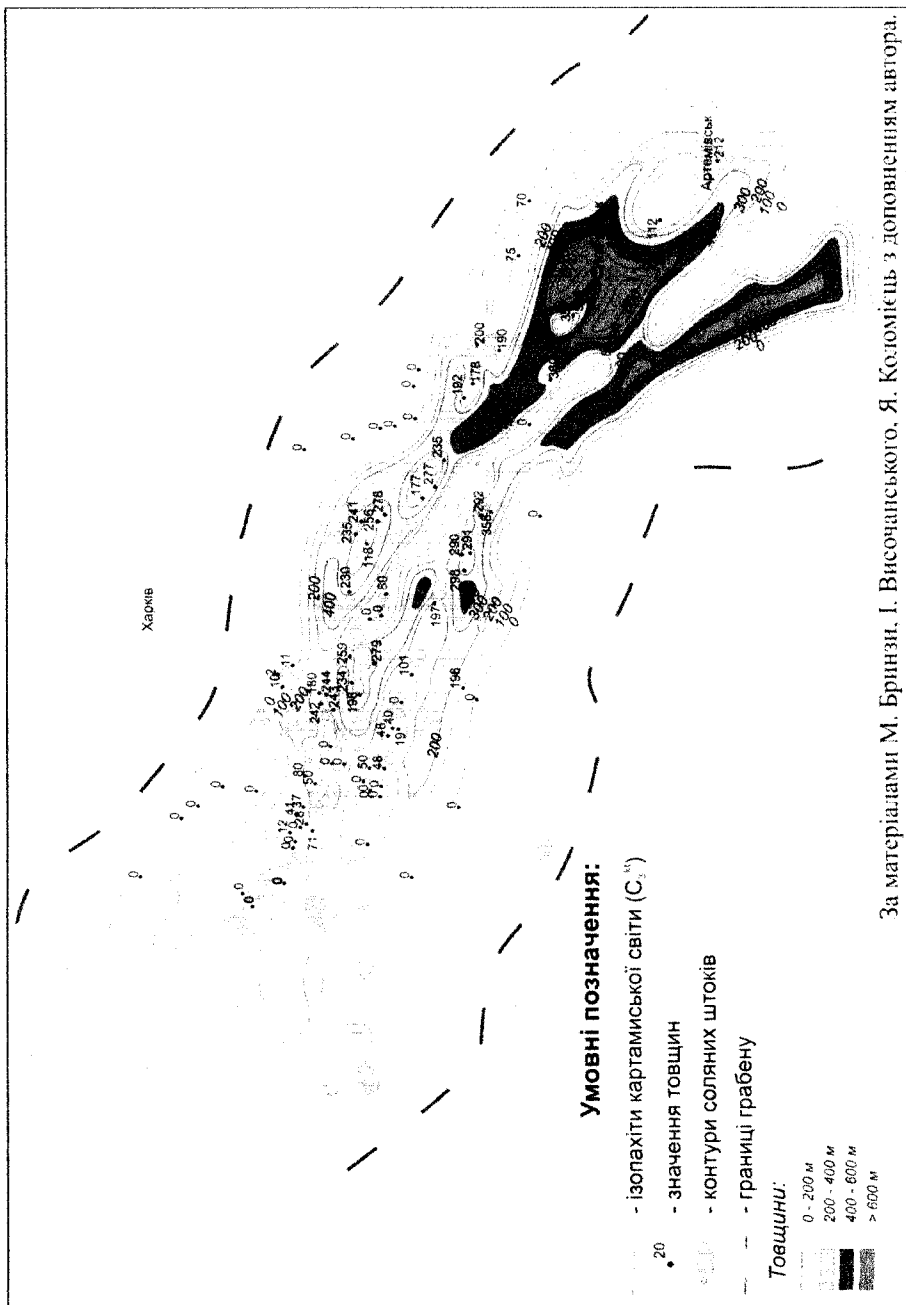
Склад: С.В. Кривуля (з використанням матеріалів І.В. Вісочанського, Я.І. Коломийця)

Рис. 1.2. Карта товщин араукаритової світи верхнього карбону.



За матеріалами Я.І. Коломієць та ін. 1971 р.

Рис. 1.3. Зіставлення розрізів мелихівської товщі, картамиської та араукаритової світ.



За матеріалами М. Бринзи, І. Височанського, Я. Коломієць з доповненням автора.

Рис. 1.4. Схема розподілу товщин картамиської світи верхнього карбону.

Вивчення розрізу нижньої пермі на території південно-східної частини Дніпровського грабена [77] дозволило деталізувати існуючу схему стратиграфії цих відкладів. У складі микитівської світи виділено святогірську і торську ритмопачки, слов'янської світи – підбрянцівську, брянцівську, надбрянцівську і красносільську ритмопачки.

Мелихівська товща (верхи картамиської світи) незгідно перебиває різні за віком нижчезалягаючі відклади. На Зах.-Хрестищенській, Зах.-Медведівській, Зах.-Соснівській, частково Кегичівській площах ця товща залягає на араукаритовій світі, а на решті площ – з розмивом на картамиській світі верхнього карбону. Літологічно мелихівська товща представлена червоно-бурими і зеленувато-сірими глинами, алевролітами і пісковиками з прошарками конгломератів суттєво глинистого складу та рідкими прошарками і жовнами ангідриту. Товщина мелихівської товщі порівняно стабільна і складає 240-300 м. Відклади мелихівської пачки містять піщані продуктивні горизонти А-6-А-8.

Микитівська світа на дослідженій території має широкий розвиток, зазначаючи лише частковий розмив у склепінні Веселівського і Миролюбівського підняття а також повний розмив на Лозовеньківському і Волвенківському підняттях та північній частині Степнівського купола, розташованих за межами району досліджень. У складі світи виділяються святогірська і торська ритмопачки.

Святогірська ритмопачка в нижній частині представлена перешаруванням сірих і строкатоколірних глин з доломітами, вапняками, ангідритами, алевролітами і кам'яною сіллю. У верхній частині залягає святогірський пласт солі. Досить чітко вираженими маркувальними горизонтами є вапняки $Q_8 - Q_{10}, Q_{12}, R_1$ і R_1^1 .

Торська ритмопачка в нижній частині теж складена ритмічним перешаруванням сірих і темносірих глин, алевролітів з доломітами, ангідритами і пластами кам'яної солі. Завершується торська ритмопачка потужним торським пластом солі.

У розрізі ритмопачки виділяються маркувальні горизонти R_2, R_3, R_4 , що представлені доломітами і ангідритами.

Товщина микитівської світи (повна) змінюється від 300 до 440 м, а на ділянках розмиву – 0-250 м. Слід відмітити, що в склепіннях Світлівського, Веселівського і Миролюбівського підняття розріз світи безсолевий. Микитівська світа містить продуктивні горизонти А-4-А-5.

Слов'янська світа у межах дослідженої зони має значне поширення, проте, як і микитівська, зазнає на відмічених вище підняттях частковий або повний розмив. У складі світи виділяються підбрянцівська, брянцівська, надбрянцівська та красносільська ритмопачки, які мають дуже подібну будову. Нижня частина представлена товщею чергування пластів ангідритів, доломітів і кам'яної солі з прошарками глин і вапняків. Верхня частина ритмопачок складена однорідною товщею сірої крупнокристалічної солі.

Маркувальними горизонтами слов'янської світи є карбонатні пласти $R_4^2, S_1^1, S_2, S_2^1, S_3, S_3^1$, представлені сірими, глинистими і детритусовими вапняками. Товщина слов'янської світи складає 500-600 м, а на ділянках, де вона зазнає розмиву, товщина змінюється від 0

до 400 м, не вміщуючи пластів солі. Слов'янська світа містить продуктивні горизонти А-1-А-3.

Краматорська світа переважно представлена кам'яною сіллю, безколірною, крупнокристалічною. В товщі галіту зустрічаються рідкі прошарки ангідритів, алевролітів буруватих і строкатих глин, найтовстіші з яких є маркувальними. Відмічаються також прошарки калійних солей. В підшовній частині світи залягає, як правило, товща іржаво-бурих пісковиків і алевролітів, що зветься «плямистим» або «белбасівським» горизонтом, а в покрівлі – брекчія вилуговання. Товщина світи змінюється від 0 до 500 м. Сумарна товщина нижньопермських відкладів у межах досліджуваної території змінюється від 0 до 1500 м.

Формування відкладів C_3-P_1 пов'язане з орогенним підетапом етапу формування субгеосинкліналі, що продовжувався від середини пізнього карбону майже до кінця пізньої пермі. Під час цього етапу район робіт перетворився у периклінальний прогин ДСС з характерним набором перехідних осадових формацій. Палеогеографічно район досліджень у карбоні представляв собою то вузьку і відносно глибоку затоку Східно-Руського морського басейну, то алювіально-болотяну рівнину, що примикає до нього. У пермі занурення тривало і накопичувалися континентальні і лагунні відклади, у тому числі соленосні, оскільки усе це відбувалося на тлі поступової аридизації клімату, а саме перехідні формації найбільш відчують зміни клімату в області їх утворення. Спостерігається звичайна для орогенного формаційного ряду зміна від низу до верху сіроколірних піщано-глинистих, часто вугленосних відкладів, червоноколірними, потім соленосними і знов червоноколірною моласою. На відміну від Донбасу, в межах району робіт відклади верхів карбону - низів пермі не були піддані істотним деформаціям і були перекриті з переривом і місцями з невеликою кутовою незгодою червоноколірними континентальними відкладами тріасу, що виконують вже більш широку і пласку, ніж авлакоген, платформну западину - Українську синеклізу.

Продуктивна товща C_3-P_1 в обсязі верхньої частини араукаризової та картамиської світ за літологічними ознаками може бути об'єднана у червоноколірну формацію верхнього палеозою. Червоноколірна формація підстеляється сіроколірною вугленосною формацією та перекривається хомогенною товщею нижньої пермі.

Найбільш детально червоноколірна формація досліджена у Донбасі, де вона виходить на поверхню, за результатами буріння простежена по всій ДДЗ і Прип'ятському прогині. В Бахмутській котловині виділена в об'ємі верхньої червоноколірної частини араукаризової світи (вище вапняку P_4^1) і картамиської світи нижньої пермі. У межах ДДЗ має стратиграфічно ковзну донизу границю з підстеляючою сіроколірною товщею в напрямку з південного сходу на північний захід, де суттєво червоноколірними стають відклади верхів московського ярусу [111, 131]. Верхня границя цієї товщі проведена зараз по вапняку Q_8 , однак, слід мати на увазі, що в період інтенсивного вивчення червоноколірної формації границю часто проводили по першому, найбільш потужному пласту доломіту або ангідриту у підшві хомогенної товщі, який умовно зіставлявся з вапняком R_1 і, таким чином, при кореляціях об'єм червоноколірної товщі збільшу-

вався на об'єм більшої частини святогірської пачки. Потужність червоноколірної формації (в згаданому об'ємі) зменшується у напрямку з південного сходу на північний захід: так, у Донбасі вона складає біля 1200 м, в районі Слов'янська – біля 840 м, в Шебелинці – біля 700 м і біля 150 м в районі Чернігова.

Розріз формації представлений перешаруванням червоноколірних глин, алевролітів і пісковиків з нечисленними, малопотужними прошарками карбонатів, переважно доломітового складу. На більшій частині площі відмічається закономірний розподіл різниць у розрізі, який проявляється у тому, що нижня частина товщі переважно глинисто-алевритова, середня – піщано-алевритова, а верхня – карбонатно-алеврито-глиниста. Вміст піщано-алевритових різниць поступово зростає зі сходу на захід. У тому ж напрямку змінюються форми залягання літологічних різниць; якщо на сході переважає лінзоподібне залягання з частим перешаруванням різниць, їх виклинюванням, літологічним заміщенням, то на заході переважає вже пластове залягання, пласти стають все більш потужними і витриманими по площі.

Поряд з безумовною формаційною єдністю, у напрямку з південного сходу на північний захід спостерігаються і зміни мінералогічного і літофаціального складу. Так, для пісковиків червоноколірної товщі у цілому характерні тонка та дрібна зернистість, кварцовий або польовошпатово-кварцовий склад, але у напрямку на захід пісковики стають більш крупнозернистими, гірше сортованими, містять включення кварцових уламків різної обкатаності та катуні глин, у кластичній частині з'являються калішпати. Поступово зменшується і зникає широко розповсюджений на Шебелинці ангідритовий цемент. Приблизно такі самі зміни простежуються і до південного борту западини. У розрізі червоноколірної формації виділяються морські, лагунні та континентальні відклади, при переважній ролі лагунних [59, 60, 61], утворених в умовах поступово зростаючої аридизації клімату. Обриси лагун постійно змінюються, це чисто екзогенні, геологічно ефемерні водойми. Стосовно ДДЗ їх можна розглядати як другорядні відгалуження основного мілководного морського басейну з аномальною солоністю, яка помітно зростала протягом картамиського часу. Таку точку зору поділяли І.Ю. Лапкін [108] і О.Ф. Рябих [132].

О.Ю. Лукін [111] вважав, що ці відклади накопичувались у великій, дуже мілководній, періодично пересихаючій водоймі, причому надходження теригенного матеріалу здійснювалось шляхом делювіального площинного змиву, як при накопиченні осадів у великих водоймах-такирах безстічних западин сучасних аридних зон. Приймаючи лагунний генезис основної товщі, слід відмітити її поліфаціальний характер: у її складі, як лагунні, виділялися фації піщаних виносів рік (підводна частина дельти), фації піщаних осадів пересипів, кіс і барів, фації піщано-алевритових осадів хвильової брижі затоко-лагунного мілководдя, фації алеврито-глинистих осадів лагун і заток та фації сульфатно-карбонатних осадів засоленої лагуни. У межах розглянутої території переважають три останні групи, при зростаючій у часі ролі осадів засоленої лагуни.

РОЗДІЛ 2

ОСОБЛИВОСТІ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ ТА СТАН ЗАПАСІВ ГАЗУ ВЕЛИКИХ РОДОВИЩ

2.1 Основні умови формування великих родовищ Машівсько-Шебелинської зони та особливості їх колекторів і покришок.

Розглянуті вище особливості структурно-тектонічної та літолого-стратиграфічної будови району досліджень зумовили формування у цьому районі скупчення багатьох великих родовищ. Узагальнюючи наведений матеріал, можна стверджувати, що основні умови формування великих родовищ даного району полягають у наступному.

1. Інтенсивний розвиток галокінезу, особливо характерний для даного району, має двояку дію. По-перше, численні діапіри і криптодіапіри девонської солі часто мають значні розміри і при підйомі здатні формувати великі структури (розміри Шебелинського ГКР до 40 км), як надштокові, так і міжштокові. По-друге, зростаючи, соляні тіла під час руху утворюють численні канали як вертикальної, так і латеральної міграції вуглеводнів, по яких останні заповнили великі за розмірами структурні пастки.

2. Наявність потужної колекторської товщі $P_1kt-C_3^3$, що підстеляє хомогенну покришку, і завдяки невеликому ступеню катагенетичних перетворень має достатні колекторські властивості.

3. Наявність надійної соляної покришки, що утворена як нормально залягаючими відкладами бахмутської серії, так і козирками девонських соляних штоків, що завдяки конседиментаційному росту злилися з пермськими солями в суцільну екрануючу товщу.

4. Глибшезалягаючі відклади нижнього, середнього та верхнього карбону мають величезні товщини порід з великим вмістом розсіяної органічної речовини, що зумовлює великі можливості для утворення і міграції вуглеводнів як органічного, так і неорганічного походження з фундаменту в пастки, утворені вищезгаданими процесами.

На площі Машівсько-Шебелинської депресії зустрічаються колектори з максимальними значеннями відкритої пористості до 30%, абсолютної газопроникності – до $2930 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ (Західно-Хрестищенське родовище). Середні значення, як правило, невисокі, вже зразки, більші $50 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, одиничні.

Характерною особливістю колекторів $P_1kt-C_3^3$ є наявність аномально високих початкових дебітів, що часто були присутні у свердловинах Хрестищенського, Шебелинського, Єфремівського, Медведівського, Машівського та деяких інших родовищ. Аномально високими назвемо дебіти, що, по-перше, різко відрізняються від переважаючих на даному родовищі в більшу сторону, по-друге, мають високі абсолютні значення (умовно, вище 1 млн $\text{м}^3/\text{добу}$). Абсолютно вільні початкові дебіти по ряду свердловин Машівського, Шебелинського, Зах.-Хрестищенського та ін. родовищ сягали 6-14 млн м^3 газу на добу (Машівська св. 21, Шебелинські св. 110, 34, 21, 143, 138, Зах.-Хрестищенські св. 104, 105 та ін.). Накопичений видобуток газу з початку розробки по деяких свердловинах цих родовищ сягає 5-6 млрд м^3 . При цьому, матричні значення коефіцієнтів пористо-

сті та газопроникності у ряді випадків не значні і сягають 12-13-15% та $10\text{-}40\cdot 10^{15}\text{ м}^2$ за керном [78, 122].

На основі аналізу співвідношення міжгранулярної (кern, ГДС) і повної (з тріщинним компонентом) фазової газопроникності, визначеної за даними газодинамічних досліджень свердловин, наявності у розрізі високопроникних порових колекторів, та інших факторів, серед продуктивних пластів встановлена присутність прошарків «суперколектору», що забезпечує аномально високі дебіти [90].

Основними газонасиченими колекторами відкладів $P_1\text{-}C_3$ в ДДЗ є тонко- і дрібнозернисті пісковики з пористістю до 5-8-13%, рідко до 17%, та проникністю від $1\text{-}10\cdot 10^{-15}\text{ м}^2$, рідко до $50\cdot 10^{-15}\text{ м}^2$. У зв'язку з низькими колекторськими властивостями цих порід та наявністю аномально високих (до 6-14 млн $\text{м}^3/\text{д}$), абсолютно вільних дебітів газу та накопиченого видобутку до 5-6 млрд м^3 у деяких свердловинах, було розглянуте питання природи цього явища.

Встановлено, що пласти з низькими K_p (3-5-7%) віддають газ в більшості не в саму свердловину, а, в першу чергу, в пласти з суттєво кращими значеннями міжзернової проникності і пористості (до 13-20%) або у високопроникні тріщинуваті пласти, при «відборі» газу і суттєвому зниженню тиску в останніх. Ця схема «дренажу» або «підживлення» працює по всій величезній площі газонасиченості контактів високопористих або високо-тріщинуватих колекторів з низькопористими та по порушеннях.

Таких висновків вперше дійшли дослідники, що аналізували розробку великих масивних та масивно-пластових покладів газу і нафти, таких як Оренбурзьке, Астраханське в Прикаспії, Уренгойське, Медвеже в Західному Сибіру. С.П. Закіров, І.П. Жабрев, М.А. Політикіна назвали ці зони «суперколекторами» [57]. Аналогічні погляди на сумісну роботу щільних і проникних колекторів розвивали і вчені України, не використовуючи при цьому терміну «суперколектор».

Проникність тріщинуватого «суперколектору» може бути надзвичайно високою. Для картамиської світи Шебелинського родовища пористість тріщин, визначена методом шліфів, сягає 1,7% [78], відповідно тріщинна проникність [71, 151] при розкритості, наприклад, в 0,25 мм становить $88200\cdot 10^{-15}\text{ м}^2$ (88,2 дарсі), а відомо, що численні зразки кернів ШГКР мають макротріщини розкритістю до 3-5 мм [78]. Присутність в товщі «суперколектору» зумовлює аномально високі початкові дебіти, а поступове підключення менш проникної матриці за рахунок великої площі контактів пластів і високої провідної властивості дозволяє «суперколектору» досить довго підтримувати відносно високі дебіти окремих свердловин.

Аномально високі дебіти часто відповідають настільки невеликим значенням проникності (визначеної по керну і ГДС та по газодинамічних дослідженнях), що повністю спростовуються уявлення про умови отримання таких дебітів. На погляд автора, причиною цього є те, що при розрахунках середня проникність визначається для всієї ефективної товщини пласта, а фактично вона повинна бути віднесена до дуже невеликої товщини тріщинуватої зони, і в такому розрахунку значення проникності зростуть на 2-3 порядки.

Високі провідні властивості «суперколектору» можуть бути обумовлені як тріщинуватістю (Шебелинське, Машівське та ін. родовища), так і високими первинними колекторськими властивостями порід (Зах.-Хрестищенське родовище). У першому випадку вони контролюються зонами розвинення тріщинуватості, а у другому – фаціальними факторами.

Визначальну роль у формуванні пасток, як і природних резервуарів у цілому, відіграють покришки (флюїдоупори). Характеристика флюїдоупорних товщ досліджена багатьма авторами (Б.С. Воробйов, 1961 р.; В.М.Зав'ялов, 1964 р.; Б.П. Стерлін; С.А. Тхоржевський, 1964 р.; В.М. Зав'ялов, В.О. Старинський, 1965 р.; Г.Е. Прозорович 1970, 1972 рр. та інші).

Для відкладів $P_1kt-C_3^3$ найбільші значення мають нижньопермська хомогенна покришка та глиниста товща тріасу (переважно пересазька світа).

Хомогенні відклади нижньої пермі в ДДЗ мають широкий розвиток (М.Ф. Бринза та інші, 1966 р.; С.М. Кореневський та інші, 1968 р.; В.І. Андрєва та інші, 1971 р.; Ю.О.Арсирій та інші, 1984 р.) і представляють собою найбільш надійний флюїдоупор. Пересазька товща широко розповсюджена в ДДЗ (О.Д. Білик та інші, 1966 р.). Під цим флюїдоупором сконцентровано багато покладів, переважно у північно-західній частині регіону. У південно-східній частині западині ці відклади зазнають суттєвого заміщення пісковиками і на значній території втрачають властивості флюїдоупорів.

Максимальна товщина (до 1800 м) нижньопермської хомогенної регіональної покришки фіксується в синклінальних прогинах Машівсько-Шебелинської депресії. Високі екрануючі властивості цієї регіональної покришки сприяли формуванню значних скупчень вуглеводнів на Шебелинському, Зах.-Хрестищенському, Єфремівському, Меліховському, Машівському та інших газоконденсатних родовищах, що сумарно складають понад 90% всіх виявлених запасів газу в регіоні. В міру віддалення від найзануренішої частини дослідженої зони в сторону північного і південного бортів ДДЗ, товщина нижньопермського флюїдоупору закономірно, але досить різко, зменшується аж до повного виклинювання. Така ж картина спостерігається і на окремих, найбільш припіднятих, валах на сході зони досліджень (Лозовеньківсько-Петрівський, східна частина Гриньківсько-Степнівського валу) та на захід від неї (Солохівсько-Диканьський вал). Значно скорочена товщина даної покришки на Східно-Павлівській, Світлівській, Веселівській, Миролюбівській і Першотравневій структурах (до 80% фонові товщини).

До особливостей будови нижньопермської хомогенної товщі слід віднести наявність так званих безсолевих розрізів, приурочених до крайових частин території її розвитку та до склепінь деяких піднять. Емпірично встановлена залежність між літологічним складом нижньопермської хомогенної покришки та наявністю покладів вуглеводнів дозволяє дійти висновку про те, що формування газових покладів у межах дослідженої території, при інших рівних умовах, зумовлено наявністю горизонтів солі, для якої характерна найвища здатність до пластичної деформації і найкращі екрануючі властивості.

Ступінь збереження покладу в пастках знаходиться у прямій залежності від якості флюїдоупору, замкнутості структури по екрануючих хомогенних

відкладах, порушеності склепіння та ін. Розглянемо це на прикладі Кегичівського родовища і поряд розташованої Східно-Павлівської структури.

Кегичівське газоконденсатне родовище приурочене до високоамплітудного палеозойського підняття, перикліналі якого ускладнені девонськими соляними штоками. Ці штоки при взаємодії з нижньопермськими (особливо з краматорською сіллю) соляними масами формують регіональну соленосну покришку та мезозойський структурний план, відмінний від палеозойського. Розміри структури між девонськими соляними штоками складають 6,5×5 км.

Масивно-пластовий поклад родовища (висотою понад 500 м) екранується потужною товщею нижньопермських соленосних утворень. В формуванні цієї покришки особлива роль належить краматорській солі. Крім цього, в розрізі нижньопермської хомогенної покришки чітко виділяються святогірська, торська та брянцівська пачки кам'яної солі (рис. 2.1), що утворюють (у сукупності з краматорською сіллю) надійний екран, який створює сприятливі умови для збереження покладу у відкладах $P_1kt-C_3^3$.

Зовсім іншу картину спостерігаємо на Східно-Павлівській структурі, яка розташована по іншу сторону Павлівського соляного штоку. Характерною особливістю будови її являється відсутність у розрізі нижньопермської хомогенної товщі (в склепінній частині структури) краматорської, брянцівської, торської та святогірської солі. Причому, соленосні пачки заміщуються тут засолененими глинами, які не можуть створити надійної покришки для збереження скупчень ВВ (рис. 2.1) у вигляді масивно-пластового покладу.

Таким чином, у склепінній частині деяких структур утворюються ділянки відсутності кам'яної солі, тобто, «соляні вікна», які порушують замкнутість структур по хомогенних відкладах і негативно впливають на збереження покладів нафти та газу у відкладах $P_1kt-C_3^3$.

Аналогічна картина спостерігається на Веселівській структурі у склепінні якої через відсутність краматорської, брянцівської, торської та святогірської пачок солей утворилося величезне «соляне вікно», котре свідчить про безперспективність структури, по відкладах P_1-C_3 . Газ, який мав би утворювати поклади під сольовою покришкою, мігрує по підйому пластів і виходить в «соляне вікно» (рис. 2.1), розташоване над поступово зростаючим штоком, в зоні найбільш інтенсивної тріщинуватості. По порушеннях потенційні колектори нижньої пермі - верхнього карбону контактують з відкладами тріасу, але пересазька товща, яка є другою за значенням регіональною глинистою покришкою в ДДЗ, на цій ділянці має пониженою товщину (<40 м), підвищену піщанистість, та тріщинуватість, тобто, знижені екрануючі властивості і не спроможна утримати поклад у відкладах P_1-C_3 (рис. 2.1). Тріщинуватість її доведена дослідженнями О.В. Зарицької, 1963 р.; Є.Є.Вороного, 1963 р.; І.О. Мухаринської та інших (1967 р.); Ю.В. Соболевського та інших (1969 р.); Л.Д. Галян та інших (1970 р.).

На основі вищесказаного можливо пояснити факт відсутності покладів вуглеводнів у відкладах P_1-C_3 на таких великих структурах, якими являються Східно-Павлівська, Веселівська та інші. Піщано-алевролітові колектори нижньої пермі і верхнього карбону в даному випадку, як правило, водоносні.

2.2 Геологічна будова і стан запасів газу великих родовищ.

На великих і середніх родовищах ДДЗ, таких як Шебелинське, Зах.-Хрещищенське, Єфремівське, Мелихівське, Розпашнівське, Медведівське, Машівське, Кобзівське, Кегичівське, Ланнівське, що пов'язані з нижньопермсько-верхньокам'яновугільним (P_1-C_3) комплексом, відзначається суттєвий ріст балансових запасів газу після їх затвердження в ДКЗ [86]. По всіх родовищах, крім Єфремівського, за даними дорозвідки та останніх розрахунків методом падіння тиску (МПТ), початкові балансові запаси виявились більшими від затверджених ДКЗ. Це дозволило приростити після захисту в ДКЗ по вищезгаданих родовищах, разом з новим відкритим у 2002 р. Кобзівським ГКР, ~200 млрд m^3 газу (табл. 2.1). Максимальні прирости на 01.01.2013 р. отримані по Шебелинському (83,6 млрд m^3), Мелихівському (27 млрд m^3), Зах.-Хрещищенському (26,8 млрд m^3) та Кобзівському (~27 млрд m^3) родовищах (табл. 2.1). Ці дані свідчать про те, що великі родовища у відкладах P_1-C_3 можуть ще мати значний потенціал по нарощуванню ресурсів і запасів газу та його видобутку.

Факторами нарощування балансових запасів газу можуть бути: уточнення геологічної будови родовищ, підрахункових параметрів, в т.ч. виявлення пропущених газоносних пластів, підключення в розробку слабодренованих ділянок та слабогазоносних пластів, розширення контурів газоносності та інш., а також підтік газу в поклади з глибоких горизонтів по порушеннях та з підшовної води з під ГВК, насиченої розчиненим газом, та вплив на оцінку запасів неотектоніки і зниження тиску в пластах.

Для будови всіх цих родовищ, окрім Кобзівського, характерним є те, що структури, до яких вони приурочені, пов'язані з процесами галокінезу, в результаті якого сформувались надштокові, приштокові або міжштокові палеозойські підняття.

Формування пасток на зазначених вище газових родовищах відбувалось завдяки структурному фактору, тобто наявності відповідних структурних форм, та літологічному фактору – поширенню у розрізі відкладів P_1-C_3 потужних колектуючих товщ та надійного хомогенного флюїдоупора, які в сукупності створили найсприятливіші обставини для накопичення і збереження покладів ВВ різних розмірів.

Соляні штоки при їх рості, окрім формування структур і частковому екрануванні продуктивних горизонтів, створювали порушення, які служили шляхами вертикальної міграції ВВ з глибинних зон їх генерації до природних резервуарів і пасток.

В роботі наведено стислу характеристику геологічної будови кожного родовища, приведені дані про запаси, затверджені в ДКЗ, прирости запасів за рахунок їх розвідки і сучасний стан запасів та видобутку газу. Загальними рисами будови великих родовищ є наступні: масивно-пластовий характер більшості покладів з єдиним ГВК, або наявність багатопластових покладів, серед яких виділяються один чи 2-3 основних за запасами; великий поверх газоносності; не витриманий характер розвитку колекторів по площі, особливо на рівні пермської частини картамиських відкладів; підключення в роботу на пізній стадії

Таблиця 2.1

Стан запасів газу великих[®] родовищ з масивно-пластовими та багатопластовими покладами у відкладах Р₁-С₃ в ДДЗ.

Родовища	Рік затв. ДКЗ	Початкові запаси, затвержені ДКЗ, млн м ³		Початкові балансові запаси станом на 01.01.2013р., млн м ³		Поточні балансові запаси станом на 01.01.2013р., млн м ³		Видобуток газу, млн м ³ , станом на 01.01.2013 р.		Приріст запасів за 2007-2012 рр., млн м ³ +Кобзівське ГКР ^{®®®}	Приріст запасів за всі роки після затвердження в ДКЗ, млн м ³ +Кобзівське ГКР ^{®®®}
		кат. С ₁	кат. С ₂	кат. С ₁	кат. С ₂	кат. С ₁	кат. С ₂	за 2012р.	з початку розробки		
Шебелинське ГКР (Р ₁ -С ₃)	1988	650000	-	733600	-	119878	-	2342	613722	83600	66600
Зх.-Хрестищенське ГКР (Р ₁ -С ₃)	1975	318178	41851	345012	17539	54936	17539	884	290076	26834	9912
Сфремівське ГКР (Р ₁ -С ₃)	1970	119971	11336	109970	11336	38846	11336	536	71124	-10001	
Мєлєхівське ГКР (Р ₁ -С ₃)	1990	53020	-	80561	1316	26721	1316	916	53840	27541	9880
Розпашнівське ГКР (Р ₁ -С ₃)	1983	44237	-	51214	-	13660	-	317	37554	6977	3795
Мєдєвдівське ГКР (Р ₁ -С ₃)	1980	45065	470	49253	-	18233	-	326	31020	4188	
Машівське ГКР ^{®®} (Р ₁ -С ₃)	1971	28530	8120	42140	6239	7597	6239	283	34826	13610	
	2012	37348	5787	38899	5787	4073	1430	283	34826		
Кобзівське ГКР ^{®®®} (Р ₁ -С ₃)	2011	26874	16511	26874	16511	18593	6079	1552	8281	31547	7606
Кєгчівське ГКР (Р ₁ -С ₃)	1972	18087	-	27766	-	6613	-	292	21153	9679	1132
Ланнівське ^{®®} ГКР (Р ₁ -С ₃)	1997	9813	1693	11910	-	6326	-	105	5689	2097	
	2013	11716	3775	11716	3775	6027	3308	105	5689		
Всього		1324496	79730	1474865	56264	307580	10817	7553	1167285	206073	98925

[®] умовно великих (10-700 млн м³ газу),^{®®} приведені дані передостаннього та останнього затвердженнь в ДКЗ,^{®®®} відкрите у 2002 р.

розробки пластів-колекторів з гіршими колекторськими властивостями; значна, але ще недостатня, розбуреність родовищ свердловинами. Разом із загальними рисами геологічної будови, кожне родовище має свої особливості, серед яких в роботі приділено найбільшу увагу геологічній будові, причинам і обґрунтуванню нарощування балансових запасів газу (приростах) Шебелинського ГКР, в т.ч. підтоку газу в поклад, та відкриттю Кобзівського ГКР з великими літологічно-екранованим та літологічно-обмеженими покладами.

Шебелинське ГКР.

Родовище приурочене до великої розміром $\sim 40 \times 13$ км по покрівлі P_1^{kt} брахіантиклінальної складки, витягнутої з північного заходу на південний схід. Складка має ряд тектонічних порушень скидового типу, ускладнюючих склепінну частину підняття (рис. 2.2). Північно-західна перикліналь складки широка, овальна, а південно-східна перикліналь вузька, витягнута.

Особливістю формування величезної структури і унікального покладу у відкладах $P_1^{nk}-P_1^{kt}-C_3^3$ з хомогенною покришкою Шебелинського ГКР є зв'язок його походження з наявністю соляного криптодіапіра – похованого соляного тіла розміром $\sim 6,5 \times 13$ км, товщиною 2,6-3,2 км, на глибинах 4,7-7,0 км, формування якого відбувалось внаслідок проникнення солі по глибинному розлому давнього закладання (рис. 2.2). Глибокий розмив крейдових відкладів (~ 700 м) в склепінні структури свідчить про значний її ріст в передпалеогеновий час і заповнення пастки вуглеводнями за рахунок латерально-вертикальної міграції як з глибшезалягаючих товщ, так і, можливо, частково мантійного походження. Переміщення соляного тіла та підвищені надлишкові тиски призвели до розбитості структури порушеннями і широкорозвиненої тріщинуватості порід в розрізі (рис. 2.3, Вороной Є.Є.), особливо в склепінні структури над криптодіапіром з суттєвим покращенням тут колекторських властивостей та промислових показників у свердловинах і погіршенням їх від склепіння на периферію.

У зв'язку з великим поверхом газоносності, значним перевищенням початкових пластових тисків над гідростатичними та високими дебітами газу, родовище, що виділяється як єдиний масивно-пластовий поклад у відкладах P_1-C_3 з поверхом ~ 1160 м з однією поверхнею газоводяного контакту на а.п. -2270 м і зв'язком між окремими проникними пластами, було розділено розробниками і геологами на три експлуатаційних об'єкти, що відповідають стратиграфічним комплексам продуктивних відкладів зверху вниз загальними товщинами, відповідно, 120, 450 та 590 м: НАГ (нижньоангідритовий горизонт) микитівської світи (P_1^{nk}); СМП (світи мідистих пісковиків) або картамиської світи P_1^{kt} та АСК (араукаритової світи верхнього карбону).

Микитівська світа (P_1^{nk}) представлена ангідритами, доломітами, вапняками, глинами, алевролітами з прошарками дрібнозернистих пісковиків і солі. Середня товщина світи ~ 120 м. Колекторами газу є дрібнозернисті пісковики та крупнозернисті алевроліти, у вигляді лінз та пластів. Серед карбонатних порід до колекторів відносяться кавернозно-тріщинопористі вапняки та доломіти з Кп від 0,6 до 14,2%, а Кпр – $0,03-24,5 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Тріщинна проникність в середньому – $8,1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Кп пісковиків змінюється від 3,1 до 14,1%; алевролітів – 5-31%, газопроникність змінюється від 0,1 до $27 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$.

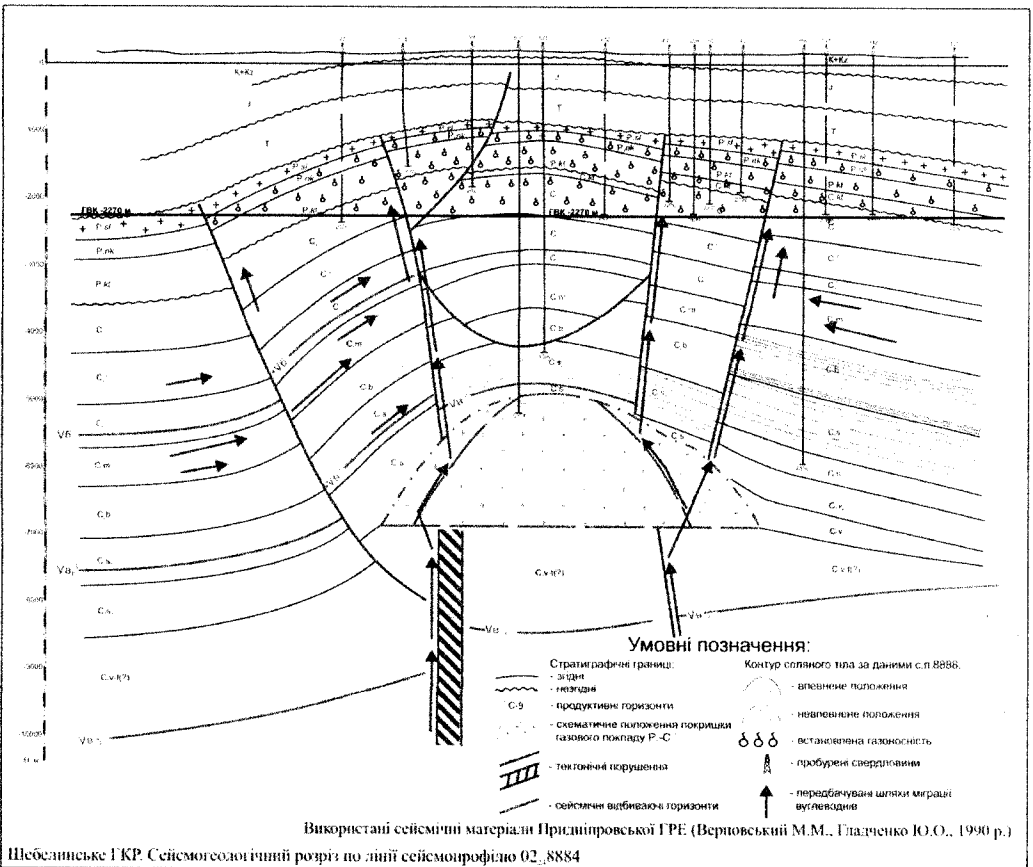
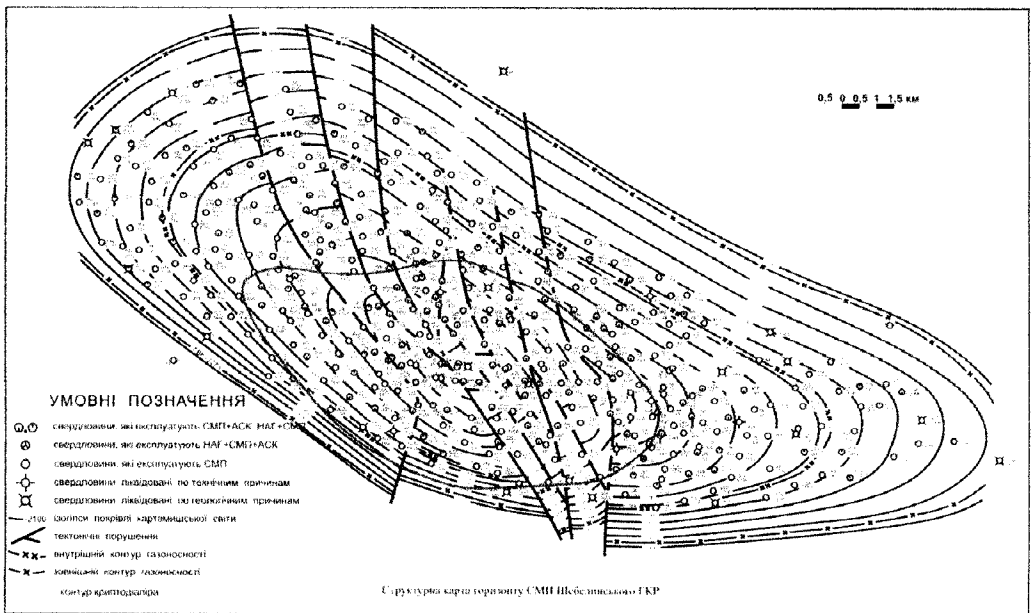
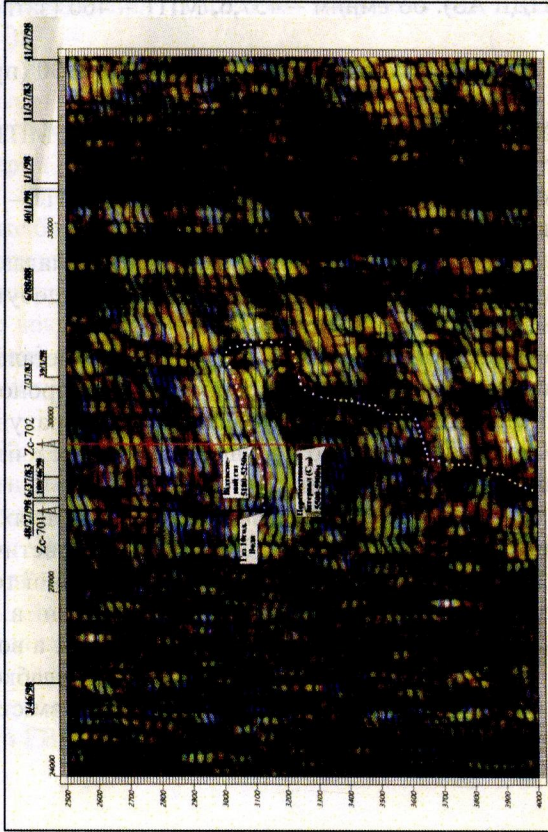


Рис. 2.2. Шибелінське ГРП. Головні елементи геологічної будови.

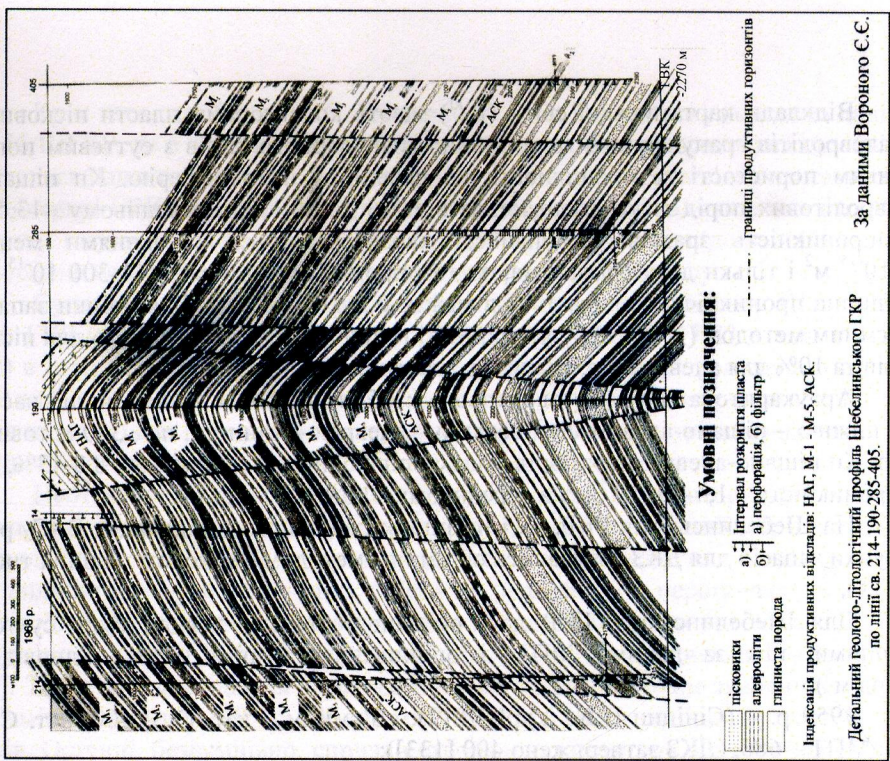


Сейсмітологічний розріз профілю 15-37/83 (свердловини 701 + 702)
Умовні позначення.

зони непроникних порід

проникні зони, канали підтоку газу.

За даними Пилипшина Б. В.



Умовні позначення:

- підписаний
- а) Інтервал розкриття пласта
- алевроліт
- б) перфорация, б) фільтр
- глиниста порода
- Індикація продуктивних відкладів: НАГ, М-1 - М-5, АСК.

Детальний геолого-літологічний розріз Шебелінського ГПК
по лінії св. 214-190-285-405.

За даними Вороного С.Є.

Рис. 2.3. Шебелінське ГПК. Головні елементи геологічної будови. Сейсмітологічний розріз та геолого-літологічний профіль.

Відклади картамиської світи (P_1^{kt}) мають колекторами пласти пісковиків та алевролітів гранулярного та тріщинно-гранулярного типів з суттєвим погіршенням пористості та проникності від склепіння на периферію. Кп піщано-алевролітових порід світи коливається від 5% до 26,1%, в середньому $\sim 13,5\%$, газопроникність зразків в більшості характеризується значеннями менше $10 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ і тільки деякі зразки мають газопроникність в межах $11-300 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, тріщинна проникність коливається в межах $0,1-112 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Для оцінки запасів об'ємним методом (1963 р.) були прийняті граничні значення Кп - 8% для пісковиків та 10% для алевролітів, граничне значення Кпр – $0,5 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$.

Араукаритова світа (C_3^3) верхнього карбону підрозділяється на дві частини: нижню – піщано-алевролітову і верхню – алевроліто-глинисту, по ~ 300 м товщиною. Кп піщано-алевролітових порід-колекторів коливається в межах 8,8-13%, газопроникність – $1,4-70 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, в середньому $\sim 11,9 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$.

На Шебелинському ГКР, як і по інших родовищах у відкладах P_1-C_3 розрахунки запасів для ДКЗ готувались об'ємним методом і методом падіння тиску (МПТ).

Для Шебелинського ГКР дані об'ємного методу завжди були суттєво меншими, ніж за даними МПТ, і оцінювались в різні роки, відповідно, (млрд м^3):

1959 р. – (Сініцин В.Я., УкрНДГРІ): об'ємним – кат. C_1 – 400, кат. C_2 – 100; МПТ – 686, (ДКЗ затверджено 400 [133]);

1963 р. – (Козлов А.Л., ВНДГАЗ): об'ємним – 457,6, МПТ – 466 (затверджено ДКЗ);

1969 р. – (Григор'єв В.С., УкрНДІГаз): об'ємним – 478,8, МПТ – 530 (прийнято ЦКЗ Мінгазпрому);

1987 р. (Григор'єв В.С., УкрНДІГаз): об'ємним – не рахувалось; МПТ – затверджено ДКЗ – 650 (в корективах розробки закладено 712);

2010 р. – (Соболь В.В., УкрНДІГаз): об'ємним – не рахувалось; МПТ – запропоновано 715,4 (прийнято в корективах розробки).

Станом на 01.01.2013 р. балансові запаси за даними МПТ складають 733,6 млрд м^3 за кат. C_1 , з яких видобуто ~ 614 млрд м^3 при річному видобутку $\sim 2,4$ млрд м^3 за останні 8 років.

Умови формування Шебелинського ГКР, його будова досить детально описані в ряді статей і найбільш повно в статті Б.С. Воробйова, Є.Є. Вороного, 1961 р. [24] і вже тоді було відмічено, що формування покладів йшло за рахунок вертикальної міграції газу з глибоких горизонтів по порушеннях, які зараз чітко простежуються за даними сейсміки (1992 р.) і буріння.

Підтвердженням уявлень про формування Шебелинського ГКР шляхом вертикальної міграції вуглеводнів були виявлені О.В. Заріцькою епігенетичні вторинні утворення антраколіту в червоноколірних породах продуктивної товщі [59]. Результати гідрогеологічних досліджень показали, що розчинені в підшовних водах гази мають такий самий склад, як і вільні гази покладу, а води гранично насичені газом, в той час як законтурні води відзначаються слабкою газонасиченістю, низьким вмістом метану і його гомологів та високим вмістом азоту [63].

Крім того, в роботах Ю.С. Застежко та В.О. Терещенка приведено дані по св. 56 ШГКР, де в підшовних водах верхнього карбону розрахована пружність виявилась вище пластового тиску, що вказувало на наявність вільного газу нижче поверхні ГВК і можливість сучасного поповнення покладу шляхом струйної міграції газу знизу [64]. Ці дані були одержані до того, як в підшовній зоні почалося зниження пластового тиску внаслідок розробки покладу.

Сучасні геофізичні матеріали сейсмолітологічного аналізу Шебелинського ГКР (рис. 2.3, Б.В. Пилипишин, 2006 р., профіль 15-37/83 в колі св. 701, 702) в інтервалі від серпуховських до пермських відкладів пронизані субвертикальними зонами холодних кольорів, які інтерпретуються як проникні зони (каналі підводу) для газу у нижньопермсько-верхньокам'яновугільні відклади Шебелинського родовища.

Неотектонічні процеси, що відмічаються зараз на території ДДЗ поблизу великих родовищ, є одним із головних факторів для активізації підтоку газу по порушеннях та тріщинах, які розкриваються для проходження газу, тим паче, що видобуток газу в величезних об'ємах з родовищ, і в першу чергу з ШГКР, призводить до ущільнення скелету складки і родовища, про що свідчить також опускання поверхні території родовища, інструментально виявлене ~ на 0,44 м [19]. Територія досліджень характеризується досить високим значенням ізобаз, які змінюються від 140 до 190, що свідчить про інтенсивність неотектонічних рухів. Останні, безсумнівно, сприяли створенню умови для виникнення поетапно-відроджених розривних порушень (за класифікацією І.В. Височанського [28]).

Таким високим значенням позитивних сумарних амплітуд неоген-четвертинних рухів даної площі цілком логічно пояснити різку зміну напрямку течії річки Сіверський Донець, яка, досягнувши підніжжя вододілу, міняє свій напрям із субмеридіонального на субширотний.

Загальним проявом неотектонічних рухів у межах Шебелинської структури може бути, крім того, аномально мала товщина четвертинних відкладів і близьке залягання від денної поверхні, а місцями і виходи на денну поверхню товщі червонобурих глин в результаті активного розвитку ерозійно-денудаційних процесів; локальний розвиток активних ерозійних і денудаційно-зсувних процесів (в районі р.р. Шебелинки і Мелової) можуть відтворювати рухи окремих блоків структури.

На підставі геоморфологічних даних (С.І. Проходський, І.Г. Черваньов, 1962 р.) у свій час було проведено контур Шебелинської структури, який майже повністю збігається з контуром підняття, побудованого за геологічними даними по покрівлі світи мідистих пісковиків (ізогіпса -2270 м).

Вищенаведені аргументи дозволяють стверджувати, що процеси вертикальної міграції флюїдів відбувались на протязі всієї історії формування покладів ВВ, включаючи, очевидно, і останні її етапи в пліоценчетвертинний час, коли, внаслідок неотектонічних рухів, тектонічні порушення знову набували властивостей флюїдопровідників.

Існує декілька джерел можливого надходження газу в поклад через поверхню ГВК. По-перше, підшовні води масивно-пластового покладу гранично на-

сичені вуглеводневим газом такого ж складу як і газ в покладі. При розробці зниження тиску передається на підшовні води, відбувається виділення газу з розчину, поступово фазова проникність для газу зростає, і він надходить у поклад. Проте кількість такого газу, мабуть, незначна, оскільки концентрація газу, розчиненого в підшовній воді, невелика внаслідок високої мінералізації вод і складає всього близько $0,8 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Крім того, сама кількість підшовної води незначна в порівнянні з об'ємом масивно-пластового покладу, хоча не виключається постійне поповнення газом з глибоких горизонтів цієї підшовної води і таким чином родовища.

Дані про наявність бульбашок вільного газу в підшовних водах Шебелинського родовища ще до того, як в них відбулось зниження пластового тиску внаслідок розробки, свідчать про існування підживлення покладу з більш глибоких джерел. Таких джерел також може бути декілька.

В південно-східній частині ДДЗ в нижній сірококольорній частині верхнього карбону (ісаївська та авіловська світи) повсюдно розвинуті вуглеводневі водорозчинені гази. Склад їх близький до складу вільних газів в покладах верхньої частини нижньопермсько-верхньокам'яновугільного комплексу (CH_4 – 90-95%, Σ важкі ВВ – 2-5%). Ступінь газонасиченості підземних вод близька до граничної.

Вуглеводневі водорозчинені гази, близькі за складом до газів масивно-пластових покладів P_1 - C_3 комплексу, розвинуті також в середньокам'яновугільному комплексі. Тут практично на всіх структурах приосьової зони зустрінуто невеликі газові скупчення з аномально високими пластовими тисками, які фіксувались у вигляді газопроявів при бурінні і невеликих припливів газу або газу з водою при випробуванні.

На Шебелинському родовищі такі скупчення газу з АВПТ зустрінуто у св. 200, 300, 500, 600 на глибинах 4200-5400 м. При випробуванні було отримано припливи газу, що склали 2-5 тис. $\text{м}^3/\text{добу}$. На Західно-Шебелинській структурі з горизонтів московського ярусу в інтервалі глибин 4300-5400 м отримано припливи газу з водою (св. 701), невеликі припливи газу (св. 704) або припливи води з великим вмістом водорозчиненого газу (св. 702). Склад газів досить близький до складу газу масивно-пластового покладу.

Невеликі припливи сухих метанових газів отримано також при випробуванні горизонтів башкирського та серпуховського ярусів в св. 600, 800.

Ці верстви газогенеруючих порід в природних умовах послуговували основним джерелом висхідної латерально-вертикальної міграції газів і концентрації його в пастках під хомогенною покришкою. При розробці покладів такі скупчення, що залягають безпосередньо під масивно-пластовими покладами, при розкритті диз'юнктивних порушень можуть бути одним з джерел підживлення покладів. Різке зниження пластових тисків в покладах, що розробляються, створює сприятливі умови для активізації міграційних процесів.

Нарешті, можливий підтік газу по диз'юнктивних порушеннях з ще більших глибин геологічного розрізу.

Для оцінки масштабів підтоків газу в поклад з-під газоводяного контакту, на жаль, не має надійних вихідних даних. Однак, є всі підстави вважати, що над-

ходження газу з усіх вказаних джерел менші, ніж виділення мобілізованого газу з слабогазоносних порід і слабодренованих ділянок в середині масивно-пластового покладу.

Таким чином, ріст балансових запасів по ШГКР пов'язується з декількома факторами:

- підключенням в газовіддачу великої товщі слабогазоносних порід, не врахованих раніше, що стало можливим після суттєвого зниження пластового тиску у високопроникних пластах, через які і дренуються слабогазоносні;

- величезною кількістю експлуатаційних свердловин (~600 св.), в яких дебіти газу зараз (2011 р.) складають від сотень м³/добу до 30-50 тис. м³/добу по окремих свердловинах;

- в умовах суттєвого зниження пластового тиску в покладі зросли можливості для підтоку газу в поклад з глибини через ГВК.

На можливість підтоку газу в поклад з глибини і його вертикальну міграцію по порушеннях в склепінні структури вказували дослідники на початку розробки ШГКР на основі даних пружності розчиненого газу в св. 56, 63 у відкладах АСК, P_1^{nk} вищої, ніж пластовий тиск (Б.С. Воробйов, Є.Є. Вороной, 1961; Ю.С. Застежко, В.О. Терещенко, 1963-1964 рр. та Б.В. Пилипишин за даними сейсмотомологічного аналізу, 2006 р.).

Сучасний підтік газу в поклад через ГВК з глибоких горизонтів підтверджується:

1) підвищенням тиску по родовищу та його стабілізацією в заощадливий період розробки (1992-2003 рр.) при річному видобутку ~2,0 млрд м³;

2) підвищеними тисками (2011 р.) по найнижчому гор. АСК, в порівнянні з вищезалегаючими гор. СМП та P_1^{nk} , в склепінні структури над соляним діапіром і порушеннями в зоні ГВК;

3) витісненням газом води (~8 м) в ряді свердловин, що обводнилися, після припинення їх експлуатації (1987 р.);

4) постійним зростанням запасів вуглеводнів по родовищу (1990-2012р.), що відмічали ряд дослідників (П.М. Чепіль, 2008 р.; Ю.Л. Фесенко, Є.О. Волосник, І.М. Фик, 2009 р.);

5) неотектонічними процесами (розкриваючими канали підтоку газу), що притаманні зараз Шебелинській площі і на які вказували дослідники в різні роки (М.Г. Волков, А.І. Лур'є та ін., 1975р.; А.М. Маринич, 1987 р.; І.В. Височанський, 1990 р.);

6) ізотопним складом $\delta^{13}C$ (Г.Д. Лепігов та інш. 2011 р.) газу, який свідчить про його частково абіогенне походження.

Таким чином, аналіз особливостей геологічної будови, динаміки підрахунку запасів газу та розробки Шебелинського ГКР дозволяє дійти висновку про підживлення газом продуктивних горизонтів під час розробки, особливо на пізніх стадіях. Основним джерелом надходження газу є слабопроникні пісковики та алевроліти з пористістю 5-7% і, можливо, менш тріщинуваті глинисті породи, які займають значну частину об'єму пастки і також починають віддавати газ при значному зниженні пластового тиску в покладі. За даними ТК в газовому середовищі породи з K_p 3-5% газовіддаючі. Додатковим джерелом поповнення по-

кладу є висхідна міграція вуглеводневого газу через поверхню ГВК з більш глибших горизонтів. На думку автора, існує деяка подібність у відробці таких слабопроникних порід за участю природних дренажних каналів та видобуванням центральнобасейнового та сланцевого газу за допомогою новітніх технологій, що передбачають горизонтальне буріння та гідророзрив пластів з низькою пористістю (tight reservoirs). В останньому випадку горизонтальні тріщини створюються штучно, а в нашому випадку існує природна дренажна система, розвинена особливо в склепінні структури.

В певному сенсі можна стверджувати, що деяка частина газу, що видобувається на Шебелинському та інших родовищах цього типу в теперішній час, є аналогом центральнобасейнового і сланцевого газу, який знаходиться в щільних пісковиках та глинистих породах в середині покладу і мобілізований на пізніх стадіях розробки родовища завдяки зниженню пластового тиску і існуванню природної дренажної системи.

Західно-Хрестищенське ГКР.

Західно-Хрестищенська структура знаходиться в південно-східній частині ДДЗ та входить до складу Кочубеївсько-Старовірівського валу.

Брахіантиклінальна складка має північно-західне простягання і ускладнена Білуківським та Хрестищенським соляними штоками. В північно-східній частині структури встановлено ряд скидів в основному субмеридіонального простягання, амплітудою від 50 до 150 м. Північне та південне крила складки круті та характеризуються кутами падіння до 12°. Розміри складки - 5×10 км (рис. 2.4).

Поклади вуглеводнів на родовищі приурочені до відкладів авіловської та араукаритової світ верхнього карбону, картамиської світи нижньої пермі та верхнього карбону і слов'янської світи нижньої пермі (C_3^2 , C_3^3 , P_1^{kt} , P_1^{sl}). Загальна висота поверху газоносності досягає 1,5 км. Поклад горизонту А-2 (P_1^{sl}) пластовий, склепінний. Скупчення ВВ інших горизонтів утворили єдиний масивно-пластовий поклад.

Родовище було відкрите в 1968 році, коли в свердловині 9 з відкладів верхнього карбону було отримано промисловий приплив газу дебітом 612 тис. м³/добу на 18 мм шайбі. Пошуково-розвідувальні роботи тривали до 1975 року. В 1975 році по Західно-Хрестищенському ГКР за даними 25-ти пошукових та розвідувальних і 50-ти експлуатаційних свердловин були підраховані та затверджені в ДКЗ запаси газу в об'ємі 318,178 млрд м³ за кат. C_1 і 41,851 млрд м³ за кат. C_2 .

На теперішній час, за результатами довготривалої експлуатації та великої кількості геолого-промислових даних, в розрізі родовища виділено три експлуатаційних об'єкта: I об'єкт - араукаритова та авіловська світи карбону до вапняку P_5 , II - картамиська світа та верхня частина араукаритової світи, III - хемогенні відклади пермі, які розробляються окремими сітками свердловин.

I експлуатаційний об'єкт - відклади C_3^3 та C_3^2 , в межах продуктивної частини розрізу представлені пісковиками, що чергуються з алевролітами та глинами і є основним за запасами. Скупчення газу містяться в витриманих по площі пластах пісковиків з високими фільтраційно-ємнісними властивостями

(пористість по керну - 8-29%, проникність - $1,6-2930 \cdot 10^{15} \text{ м}^2$). Кращі колекторські властивості характерні для піщаних горизонтів Г-10, Г-11. В перших свердловинах, які розкрили цей розріз, абсолютно вільний дебіт досягав 1,0-1,5 млн м^3 /добу.

Поклад обмежено газоводяним контактом на абс. відмітці - 3720 м. На заході та сході границею покладу є соляні штоки, на північному-сході – тектонічне порушення. Поклад розробляється в умовах незначного впливу водонапірної системи з підйомом ГВК з початкового положення на а. в. -3720 м до поточного – близько -3620 м (при видобутку понад 89% запасів).

Ії експлуатаційний об'єкт - продуктивні горизонти картамиської світи та верхньої частини араукаризової світи, які представлені пісковиками та алевролітами з невисокими фільтраційними властивостями (пористість по керну 8-21%, проникність - $171 \cdot 10^{15} \text{ м}^2$). Пласти-колектори літологічно та фаціально невитримані по площі родовища, тому в південній та північній частині структури є контур літологічно ущільнений, а на сході та заході обмежений соляними штоками.

Станом на 1.01.2011 р. на родовищі початкові запаси газу за кат. С₁ (коди класів 111+211+121+221) складають 345,012 млрд м^3 , з яких видобуто 288,305 млрд м^3 ; за кат. С₂ (код класу 332) - 17,539 млрд м^3 . Розподіл поточних запасів та видобутку по об'єктах експлуатації наведено в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2

Стан запасів газу Західно-Хрестищенського ГКР на 01.01.2011 р.

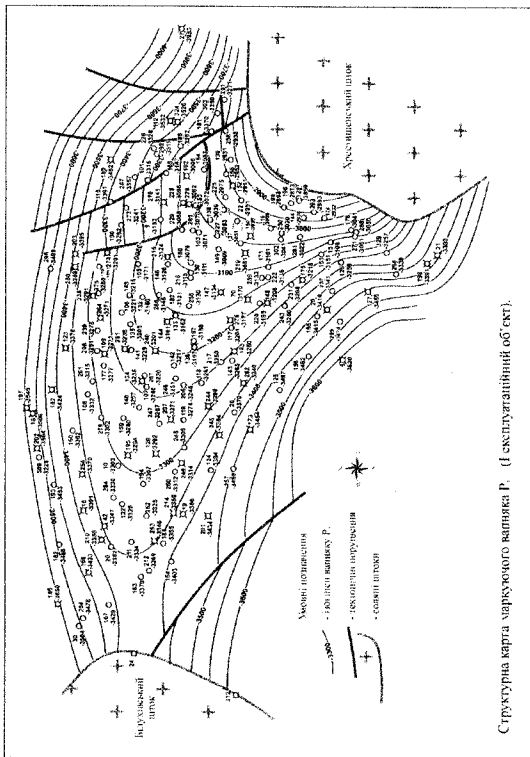
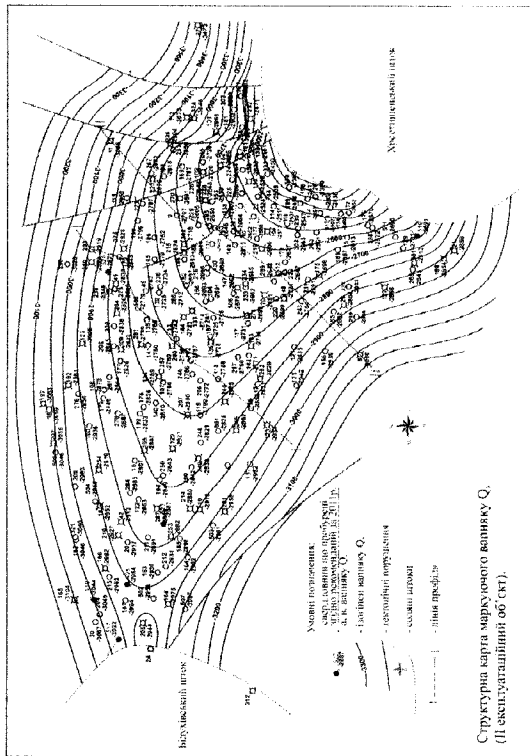
Об'єкт		Горизонт	Поточні запаси газу, млн м^3		Видобуток, млн м^3
			кат. С ₁	кат. С ₂	
експлуатації	підрахунку				
III		P _{1sl}	491		140
II	I	P _{1kt} +C _{3³_в}	24779	14155	19988
I	II-IV	C _{3³_н} +C _{3²}	31436	3384	268177
Разом:			56706	17539	288305

На родовищі існувало декілька етапів буріння розвідувальних та оціночно-експлуатаційних свердловин, з якими пов'язані етапи підрахунку запасів газу масивно-пластового покладу (МПП).

1. В підрахунку запасів, затвердженому ДКЗ, поклад був умовно розділений на чотири підрахункових об'єкти (на той час газоносність гор. А-2 ще не була встановлена) (рис. 2.5):

- I-й об'єкт (P_{1^{kt}}-C_{3³}) включав породи картамиської світи та верхню частину світи C_{3³} до вапняку P₅ (гор. А-6–А-8, Г-4–Г-9);
- II-й об'єкт (C_{3³}) – середня частина араукаризової світи (гор. Г-10-11);
- III-й об'єкт (C_{3³}) – нижня частина араукаризової світи (гор. Г-12-13);
- IV-й об'єкт (C_{3²}) – від покрівлі авіловської світи до рівня ГВК (гор. К-1-2).

Згідно з протоколом ДКЗ, запаси газу у першому підрахунковому об'єкті (відклади P_{1^{kt}}-C_{3^{ar}}) оцінювалися тільки об'ємним методом. До категорії С₁ (41,765 млрд м^3) були віднесені запаси газу в пластах з пористістю більше 13%, а до категорії С₂ (17,155 млрд м^3) з пористістю 10-13 %



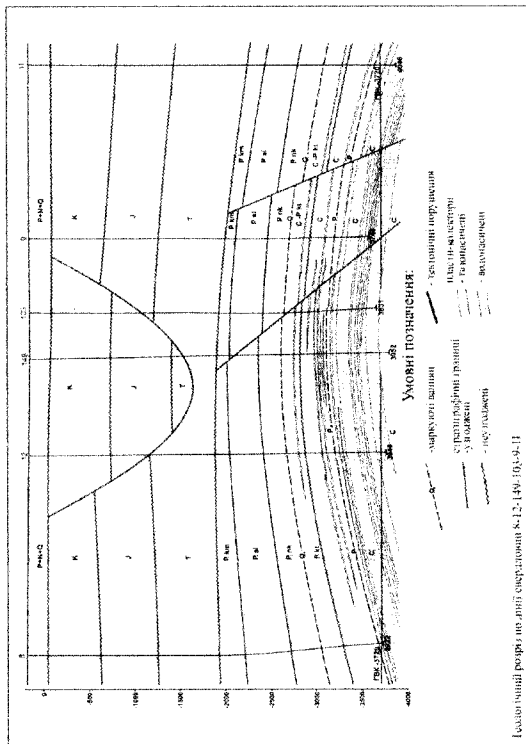
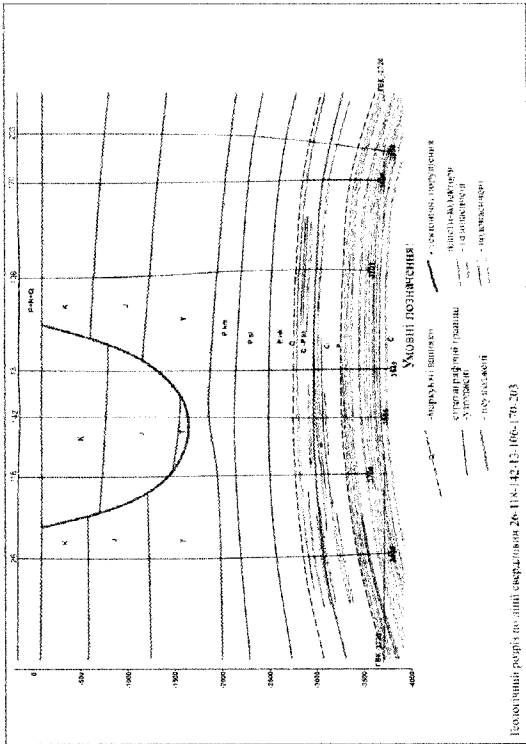


Рис. 2.4. Західно-Хрестищенське ГПР. Фрагменти геологічної будови покладів.

По решті підрахункових об'єктів (відклади C_3^3 - C_3^2) запаси газу оцінювались двома методами, однак, до затвердження були прийняті ті, що розраховані за методом падіння пластового тиску. За кат. C_1 вони склали 276,413 млрд m^3 . До категорії C_2 було віднесено 50% різниці в об'ємі запасів газу, підрахованих об'ємним методом та методом падіння тиску. Запаси газу за кат. C_2 склали 24,696 млрд m^3 .

2. В 1977 році на підставі нового підрахунку запасів методом падіння тиску було переведено 14,4 млрд m^3 газу з категорії C_2 в категорію C_1 , з яких на II-IV підрахункові об'єкти (відклади C_3^3 - C_3^2) приходилось 11,4 млрд m^3 . По першому підрахунковому об'єкту (P_1^{kt} - C_3^3) переведення в об'ємі 3 млрд m^3 базувалося на результатах буріння та випробування свердловин 40 та 16, в яких приплив був отриманий з пластів пористістю 8-12%. Як зазначалося раніше, запаси цих пластів в підрахунку запасів 1975 р. відносилися до кат. C_2 .

3. В 1982 та 1984 роках за результатами буріння св. 303 та 291 були прирощені запаси газу, відповідно, 1020 та 870 млн m^3 по другому підрахунковому об'єкту (C_3^3) на площі, яка раніше не була включена в підрахунок запасів.

4. В 2010 р. аналіз розробки I-го експлуатаційного об'єкту (II-IV підрахункові об'єкти) дозволив переоцінити початкові дренавані запаси у відкладах C_3^3 - C_3^2 за МПТ в кількості 299,613 млрд m^3 , тобто було переведено з кат. C_2 в кат. C_1 ще 9,912 млрд m^3 .

В цілому, Західно-Хрестищенське родовище знаходиться на пізній стадії розробки, який характеризується значним виснаженням покладів. Дренування масивно-пластового покладу на рівні картамиських відкладів носить нерівномірний характер, на відміну від відкладів араукаритової та авіловської світ. Зважаючи на це, згідно доповнення до проекту розробки, рекомендовано буріння 9-ти додаткових експлуатаційних свердловин, закладання яких проводилось за участю автора, а саме – св. № 516-523, 525. На цей час вже пробурено 6 свердловин - №№ 516, 517, 519, 520, 523 та 525. За результатами буріння цих свердловин автором уточнені структурна карта та карта ефективних товщин.

Єфремівське ГКР.

Єфремівське ГКР розташоване в приосьовій південно-східній частині ДДЗ і приурочене до зануреної палеозойської структури, що є складовою частиною Єфремівсько-Олексіївського валоподібного підняття. Єфремівська структура це брахіантиклінальна складка субширотного простягання розмірами за ізогіпсою -3200 м 10 x 7 км, периклінальні частини якої прорвані Єфремівським і Західно-Єфремівським доверхньопермськими соляними штоками. Характерною особливістю будови родовища є різка невідповідність палеозойського і верхньопермсько-мезозойського структурних планів та інтенсивна порушеність східної частини палеозойської складки розривними порушеннями, які затухають у верхній пермі. Тектонічні порушення розбили східну перикліналь на сім блоків. Амплітуда скидів змінюється в широких межах: від 80-100 м в прикупольній частині до 450-600 м в південному та північному напрямках.

Родовище відкрито в 1965 р. першою пробуреною свердловиною, коли з відкладів микитівської світи пермі отримали приплив газу дебітом 167 тис.

м³/добу, а в 1967 р. було вже введено в дослідно-промислову експлуатацію. Розвідка родовища тривала до 1969 року. Продуктивними виявились нижньопермські і верхньокам'яновугільні відклади слов'янської (P_{1sl}), микитівської (P_{1nk}), картамиської (P_{1kt}) і араукаритової (C₃³) світ. Поклади, приурочені до цих світ, являють собою єдину гідродинамічну систему із загальним положенням ГВК на абс.позначці-3260 м. Повний поверх газонасності складає 1640 м, з яких 1400 м припадає на основний газонасний об'єкт – картамиську світу.

Частина покладу горизонту P_{1kt} містить біля 80 % від загальних запасів газу родовища і є основним об'єктом розробки (рис. 2.6). Колекторами газу служать піщано-алевролітові різниці, що утворюють в світі п'ять продуктивних пачок. Перша і друга пачки зосереджені у верхній частині розрізу, четверта і п'ята - в нижній. Особливе місце в товщі посідає третя пачка - пласт 3. Він головний за об'ємом газу і характеризується витриманістю по товщині і площинному розповсюдженню в межах структури, тоді як інші мають лінзовидну будову. Кожна продуктивна пачка містить від одного до п'яти піщаних пластів, товщина яких від 1 до 10 м, в склепінній частині родовища товщина третього пласта досягає 80 м. Пісковики мають пористість від 9-10 до 17,5% і проникність до $22 \times 10^{-15} \text{ м}^2$. Алевроліти мають більш низькі ємнісно-фільтраційні властивості і характеризуються пористістю від 7 до 13 %, а проникністю від 0,01 до $1,73 \times 10^{-15} \text{ м}^2$. Сумарна ефективна газонасичена товщина картамиської світи змінюється в межах від 36,5 до 136 м.

Араукаритова світа карбону містить два продуктивних горизонти К-1 (алевроліто-глинистий) і К-2 (піщаний). Пісковики являються основними колекторами в цій товщі, їх частка коливається в межах 30-40%.

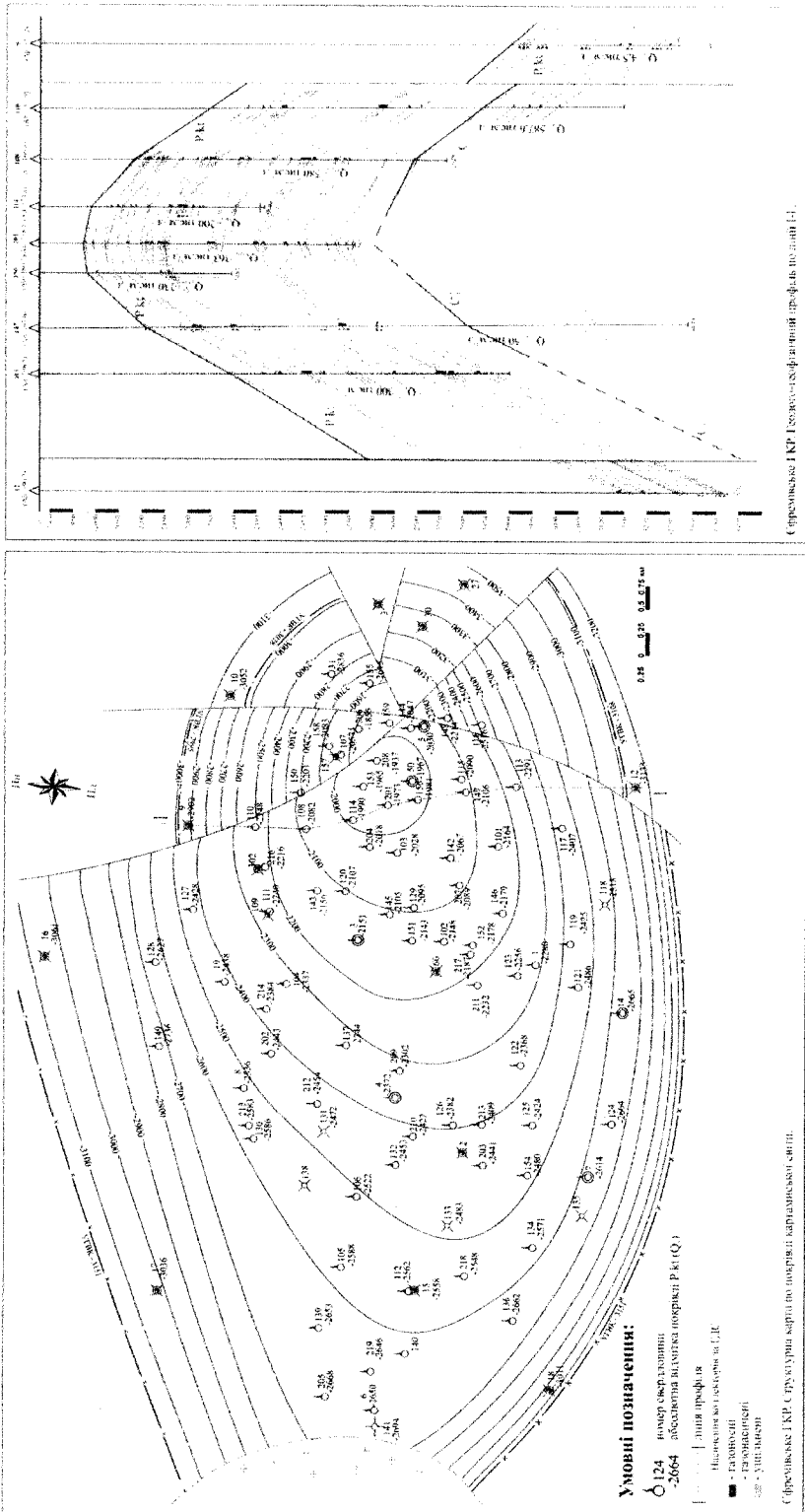
Горизонт К-1 простежується по всій площі покладу і містить від 2-х до 15-ти газонасних пластів товщиною від 2-3 до 12 м. В напрямку від периферії до склепіння кількість пластів збільшується, а їх товщина значно зменшується.

Горизонт К-2 представлений чергуванням пісковиків, алевролітів і аргілітів з тонкими (0,3-1,0 м) прошарками вапняків. Товщина піщаних пластів змінюється в межах від 5-10 м до 30-40 м. Сумарна ефективна газонасичена товщина по продуктивних горизонтах К-1 і К-2 змінюється від 123 м (св. 142) до 44 м (св. 152).

Станом на 1.01.2012 р. на родовищі початкові балансові запаси газу за кат. С₁ (код класу 111) складають 109,970 млрд м³, за кат. С₂ (код класу 332) – 11,336 млрд м³, з яких видобуто 70,588 млрд м³. Ця величина запасів формувалась при затвердженні запасів в ДКЗ в 1970 р. і одноразовому списанні запасів.

1. В 1969 р. на затвердження ДКЗ СРСР були представлені підраховані об'ємним методом початкові запаси газу у відкладах нижньої пермі і верхнього карбону в об'ємі 150154 млн м³. На дату підрахунку запасів на родовищі були пробурені 16 пошукових і розвідувальних і 10 експлуатаційних свердловин.

По верхньому об'єкту підрахунку - слов'янській світі – ДКЗ затвердила запаси газу кат. С₂ в обсязі 1136 млн м³.



Сфривське ГКР. Геологічний профіль по лінії І-І.

Рис. 2.6. Сфривське ГКР. Головні елементи геологічної будови

По покладу в микитівській світі за методом питомого дренажу св. 5, яка експлуатує поклад, запаси за кат. C_1 складають 3845 млн m^3 , кат. C_2 - 10200 млн m^3 .

По головному об'єкту підрахунку - картамиській світі - подані на затвердження запаси вільного газу були підраховані об'ємним методом. Однак, ДКЗ через недостовірність одного з підрахункових параметрів - величини газонасиченої товщини, визнала об'ємний метод неприйнятним. Запаси газу були підраховані за МПТ, при цьому було уточнено, що поклад P_{1kt} характеризується різною ступінню продуктивності: високої у межах центральної склепінної частини і більш слабкої, з меншою газовіддачею, на решті примикаючої площі, обмеженої ізобарою початкового пластового тиску, що дорівнює 37,35 МПа. В цілому по картамиській світі за кат. C_1 запаси газу затверджені ДКЗ в обсязі 93532 млн m^3 . Однак ця величина запасів фахівцями УкрНДІгазу вважалася завищеною, і в проєкт розробки 1972 р. закладались запаси в об'ємі 58 000 млн m^3 .

Запаси газу по відкладах араукаризованої світи підраховувались окремо для горизонту К-1 і горизонту К-2, однак були прийняті тільки по гор. К-2 - 22594 млн m^3 .

В цілому по родовищу ДКЗ затвердила початкові запаси газу за кат. C_1 в кількості 119971 млн m^3 , а за кат. C_2 - 11336 млн m^3 .

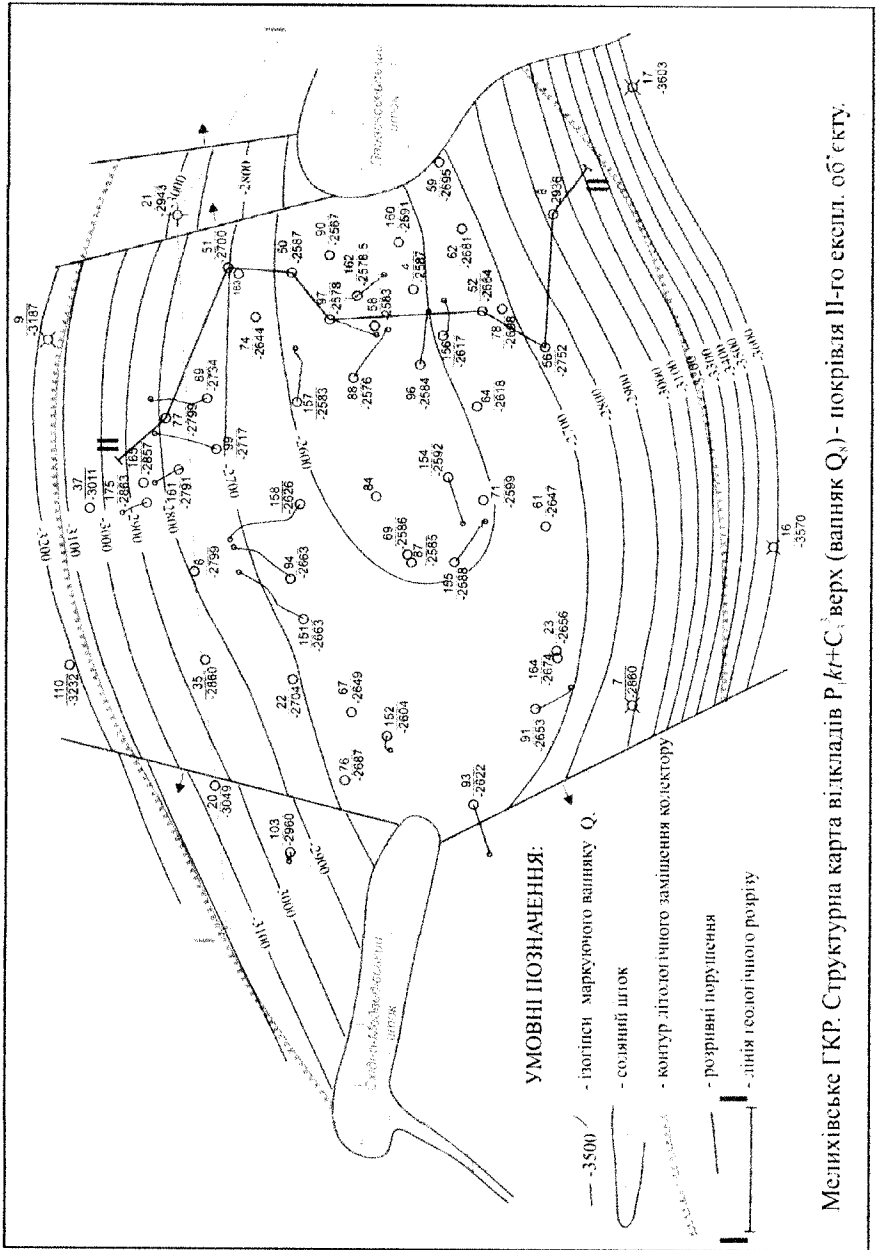
2. Результати розробки і проведених оцінок запасів газу показали, що у процесі експлуатації родовища виявилась невідповідність величини запасів, затверджених ДКЗ і визначених за даними розробки. З урахуванням цього, у 1985р. по відкладах араукаризованої світи (гор. К-2) було списано 10001 млн m^3 газу. Однак, така ж невідповідність запасів у відкладах нижньої пермі залишилась.

Непідтверджуваність запасів існує і на теперішньому етапі розробки родовища. Однак оцінка за МПТ свідчить, що з роками величина дренуємих запасів по родовищу (відклади $P_{1nk}+P_{1kt}+C_3$) суттєво зростає з 58000 млн m^3 (1972р.) до 100419 млн m^3 (2012 р.) [82]. Єфремівське ГКР – це єдине серед родовищ, що розглядаються, по якому не було ні єдиного приросту запасів по відкладах $P_{1kt}-C_3$.

Мелихівське ГКР.

Мелихівська палеозойська структура знаходиться в південно-східній частині ДДЗ і розташована між Східно-Медведівським і Парасковейським соляними штоками, контури яких на початку розвідки та розробки були проведені за даними сейсмозондування та даних св. №№ 13 (в тілі штоку), 5, 12, 53, 59 (в крайових частинах). Пізніше контур Східно-Медведівського штоку уточнювався за даними нових свердловин. На рівні стратиграфічних реперів вапняк P_5 , вапняк Q_8 і вапняк S_2 , Мелихівська структура представляє собою значного розміру (~5,5x5 км) складку субширотного простягання. Газоконденсатні поклади обмежені соляними штоками, тектонічними порушеннями (з заходу і сходу) і контурами газонасиченості. Автором уточнені за даними буріння останніх свердловин структурні карти по вапняку Q_8 і вапняку P_5 (рис. 2.7, 2.8).

На цей час в продуктивному розрізі родовища виділено три експлуатаційних об'єкти: I-й об'єкт - P_{1nk+sl} ; II-й об'єкт - P_{1kt} та C_3 верх. світи до вапняку



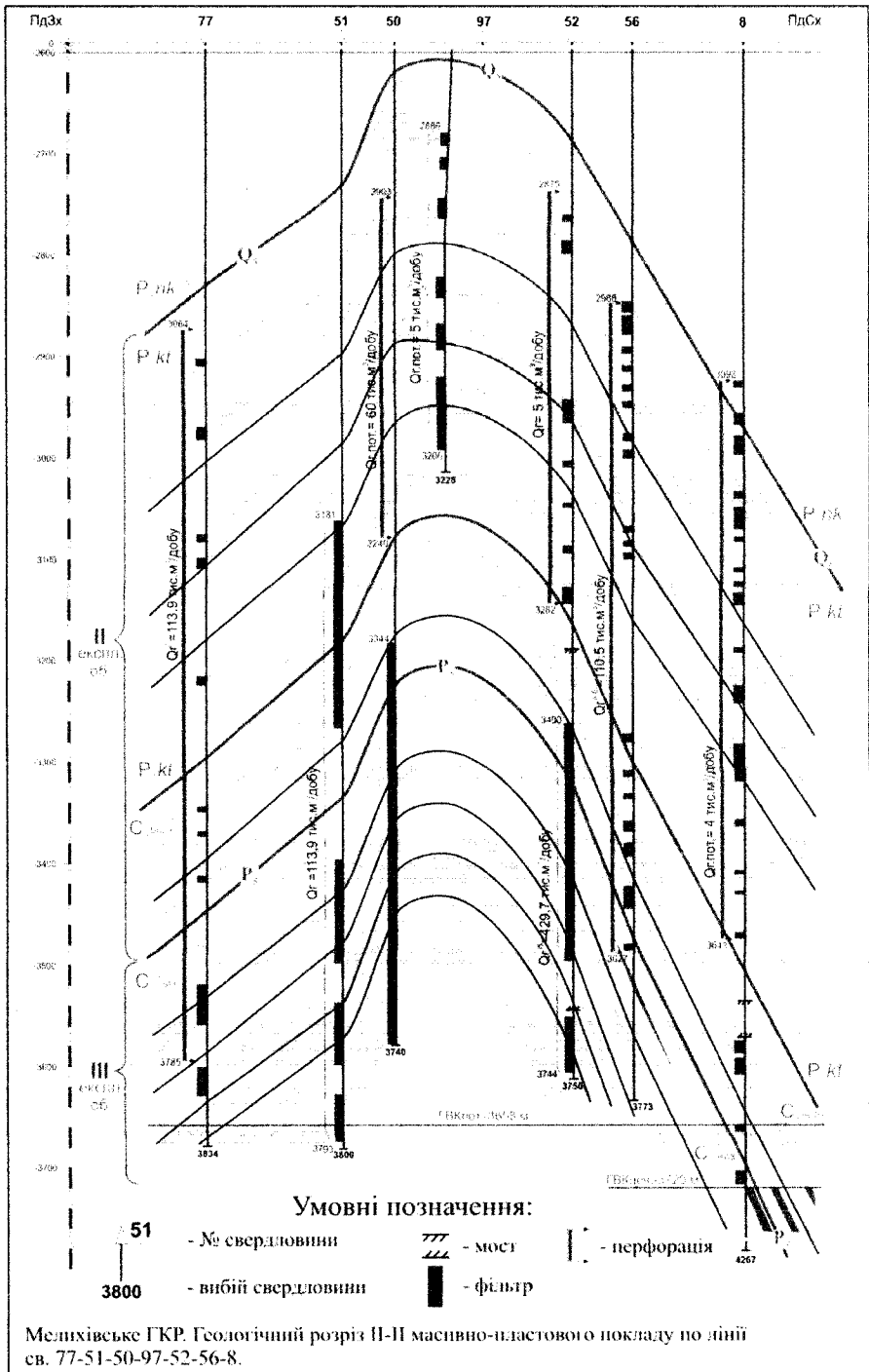


Рис. 2.8. Мелихівське ГКР. Фрагменти геологічної будови.

P_5 ; III-й об'єкт – C_3^3 низ. у межах вапняків $P_5 - P_1$. Два останніх об'єкта входять до складу МПП, на які приходиться переважна частина початкових запасів ВВ.

Площа покладу на рівні відкладів P_1^{kt} та C_3^3 верх. обмежується УКГ, проведеним на середині відстані між продуктивними і непродуктивними свердловинами. Основні газонасичені пласти МПП пов'язані з відкладами C_3^3 низ. (в подальшому, як поклад верхнього карбону) і обмежуються ГВК, початкове положення якого на а. в. -3720 м, а поточне – 3658 м.

Відклади C_3^3 низ. у межах Мелихівського ГКР слабководозбагачені і водонапірна система не відзначається значною гідродинамічною активністю. Аналіз експлуатації свердловин свідчить, що на даному етапі розробки двох об'єктів МПП спостерігається газовий режим розробки [145].

В процесі дорозвідки та розробки родовища неодноразово прирошувались балансові запаси. Станом на 01.01.2011 р. на Держбалансі значаться початкові запаси газу кат. C_1 в об'ємі - 80772 млн m^3 : P_{1nk+sl} - 7750 млн m^3 ; $P_{1kt} + C_3^3$ верх. - 24135 млн m^3 ; C_3^3 низ. - 48676 млн m^3 , запаси блоку св. 107 ($P_1^{kt} + C_3^3$) – 211 млн m^3 .

На родовищі існували декілька етапів буріння та оцінки запасів газу МПП.

1. 1967-1974 рр. На той час розріз МПП розкрито 17-ма розвідувальними свердловинами та 10-ма експлуатаційними з поверхом газонасності 1160 м. Поклад з заходу та сходу екранувався соляними штоками та тектонічними порушеннями, на північному та південному крилах він обмежувався літологічним контуром. В 1974р. були підраховані та захищені в ДКЗ запаси газу в кількості 41260 млн m^3 : у відкладах $P_{1kt} + C_3^3$ верх. - 11440 млн m^3 та у відкладах C_3^3 низ. - 29820 млн m^3 .

2. 1974-1979 рр. За даними буріння трьох розвідувальних та однієї експлуатаційної свердловин контури соляного штоку значно зменшились, що призвело до збільшення площі газонасності. Розширення площі газонасності в північній приштокової частині покладу дозволило приростити запаси газу МПП у відкладах $P_{1kt} + C_3^3$ верх. – в об'ємі 869 млн m^3 , у відкладах C_3^3 низ. - 784 млн m^3 .

3. 1979-1980 рр. В північній приштоковій зоні в окремому тектонічному блоці св. 102 було уточнено контур солі, визначено продуктивність картамиських відкладів та прирошено 256 млн m^3 .

За результатами пробурених експлуатаційних свердловин на північному крилі структури була розширена площа газонасності відкладів верхнього карбону, що дозволило приростити 4602 млн m^3 . Границя покладу на сході була обмежена положенням ГВК на а.в. -3720 м.

4. 1980-1990 рр. На родовищі були перераховані початкові запаси покладу методом падіння пластового тиску, які в 1990 р. були затверджені ДКЗ в кількості 53020 млн m^3 ($P_{1kt} + C_3^3$ верх. - 13520 млн m^3 ; C_3^3 низ. - 39500 млн m^3).

5. 1990-1993 рр. Поряд з активною розробкою МПП на родовищі проводилось розвідувальне буріння і було уточнено положення північно-західної частини Східно-Медведівського штоку. Розширення площі газонасності картамиських відкладів дозволило приростити балансові запаси на 202 млн m^3 .

6. 1993 - 2001 рр. Проведений аналіз розробки покладу показав, що дренавання відкладів C_3^3 низ., які складені якісними колекторами, мало доволі рівномірний характер.

В будові картамиського об'єкту беруть участь пісковики та алевроліти з досить розбіжними фільтраційно-ємнісними властивостями; внаслідок чого процес формування депресійних зон та розподілу дренажних об'ємів мав ускладнений характер. Це призвело до невідповідності темпу падіння пластових тисків і частки вилучених в процесі видобутку запасів від початкових, що числились на балансі. В процесі розробки сталося залучення в дренавання ділянок і окремих пластів з параметрами колекторів, що на стадії початкового підрахунку запасів були визнані, як такі, що нижче граничних, і штучно виведені з підрахунку.

Було здійснено перерахунок початкових запасів картамиського покладу об'ємним методом, прирощено по покладу $P_1^{kt} + C_3^3$ верх. 9911 млн m^3 .

8. 2001-2007рр. Аналіз розробки МПП та результати пробурених похило-спрямованих свердловин (151, 152, 154-158), дозволили уточнити в центральній частині структури початкові запаси за МПП. Було прирощено 4219 млн m^3 газу ($P_1^{kt} + C_3^3$ верх. - 704 млн m^3 ; C_3^3 низ. - 3515 млн m^3).

9. 2007-2010 рр. Аналіз показників розробки Мелихівського ГКР, проведений в 2010 році, вказує, що завдяки підключенню низькопроникних прошарків прирощено запаси газу III-го експлуатаційного об'єкту (C_3^3 низ.) в об'ємі 5,661 млрд m^3 за даними МПП.

Родовище має три тектонічних блоки з газоносним розрізом – найбільший центральний, північно-західний та північно-східний. Останній містив незначні запаси і з 1996 року вже не розробляється, тому рекомендації щодо подальшого його довищення та розробки не розроблялись.

Розпашнівське ГКР.

Розпашнівське родовище розташоване в осьовій частині Дніпровсько-Донецької западини в межах Кочубіївсько-Старовірівського валу. Являє собою приштоковий схил, обмежується з півночі, заходу і сходу тектонічними порушеннями та Розпашнівським і Білухівським соляними штоками, на південному заході – Максимівським прогином.

Запаси газу родовища приурочені до теригенних відкладів нижньої пермі та карбону (продуктивні горизонти П(пермь)-1, К(карбон)-1-2, Б-5, Б-9, Н-4, Н-6). В 1977 р. родовище введено в дослідно-промислову розробку, а в 1983 р. в ДКЗ за категорією C_1 затверджені запаси вуглеводнів в об'ємі: по гор. П-1 – 5281 млн m^3 газу та по гор. К-1-2-3 – 38956 млн m^3 , що в сумі складає 44237 млн m^3 . Після затвердження в ДКЗ зміни балансових запасів пов'язані з приростами 1989, 1990 1992, 1993 та 2007 рр. (рис. 2.9). В 1992 р. було проведено дорозвідку південно-східної частини родовища (св. 200, 204) в результаті чого площа газоносності була збільшена на 855 тис. m^2 (приріст 548 млн m^3) по продуктивному горизонту П-1 та на 920 тис. m^2 (приріст 1170 млн m^3) по гор. К-1-2.

Масиви порід основних покладів П-1 та К-1-2 представлені перемережовуванням колекторів та непроникних порід. Непроникні породи представлені переважно аргілітами. Колектори – алевролітами, дрібно- середньозернистими,

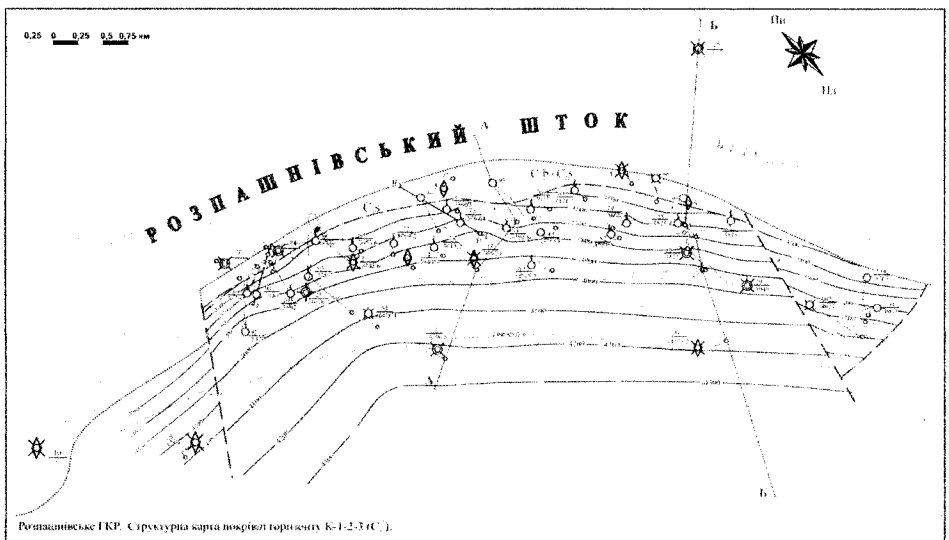
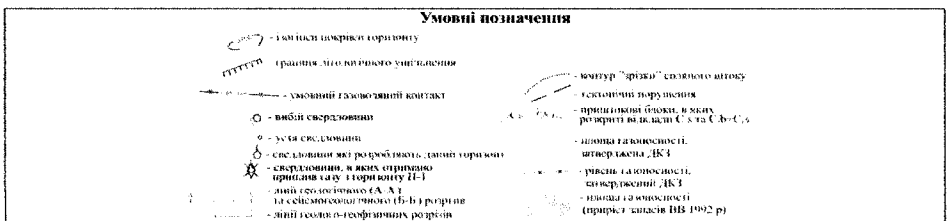
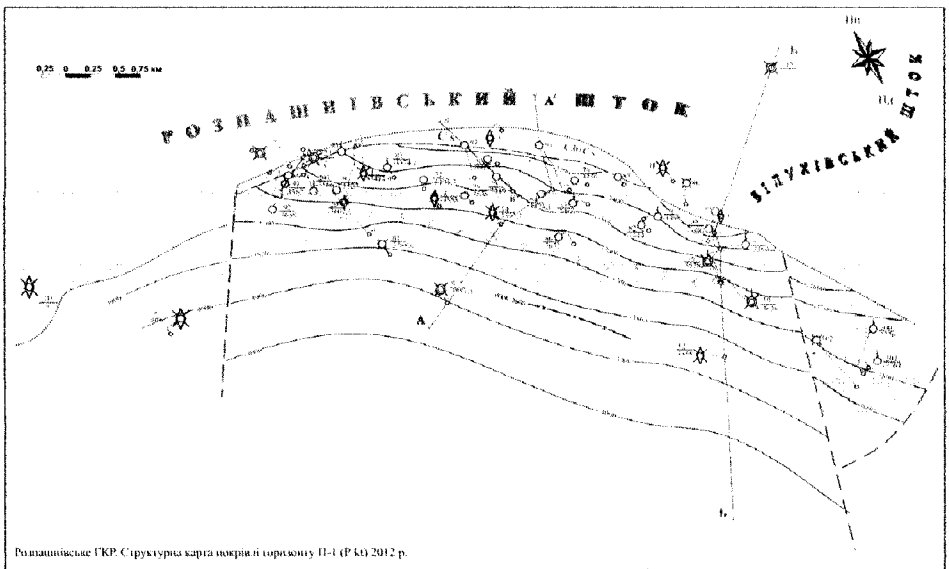


Рис. 2.9. Розпашнівське ГКР. Геологічна будова за новими даними розробки (2012 р.).

рідко крупнозернистими пісковиками. Пористість – 10,5-14%, проникність до $41,12 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Фаціально пласти пісковиків відносяться до прибережно морських відкладів.

Масивно-пластовий поклад гор. П-1 стратиграфічно відповідає відкладам картамиської світи нижньої пермі. Попередній УГВК (що фактично є НГВП) прийнято по підшві газоносного пласта в св. 19 на а.в. -3900 м. Пластова вода отримана в св. 12 на а.в. -3927,7 м., отже рівень УГВК знизився на а.в. -3913,9 м. Довжина покладу складає близько 6 км, а ширина ~750-900 м. Висота покладу – до 700 м. Ефективні товщини проникних порід 2,6-41,2 м при товщині пласта ~100м. Поклад газоконденсатний, розробляється 9 свердловинами. Накопичений видобуток газу на 01.01.2012 р – 9647 млн м³. Режим роботи газовий. Початкові балансові запаси – 11088 млн м³, дреновані за МПТ – 12051 млн м³.

Масивно-пластовий водоплаваючий поклад горизонту К-1-2 – основний поклад родовища, стратиграфічно розташований в араукаритовій світі верхнього карбону. Умовний рівень ГВК (що фактично НГВП), прийнято на а.в. -4203,4 м по підшві газоносного пласта в св. 13, де отримали приплив газу з $Q_r^{a,b} = 2250$ тис. м³/добу. Водоносний пласт в цій свердловині випробувано (покрівля на а.в. -4222 м) – отримано приплив води. Таким чином, рівень УГВК знаходиться на а.в. -4212,7 м, а не на а.в. -4203,4 м, як прийнято ДКЗ, що розширює площу газоносності. Розміри покладу ~6,0x0,8 км, висота в межах моноклінального блоку – 750 м, а з урахуванням задраних приштокових блоків C_{1s} та C_{2b}, з якими горизонт К-1-2 утворює спільний поклад >1000 м. Ефективні товщини проникних порід від 3 до 282 м, при товщині горизонту близько 350 м. Поклад газоконденсатний, розробляється 15 свердловинами. Накопичений видобуток газу на 01.01.2012 р. склав 27 593 млн м³. Режим роботи газовий. Початкові балансові запаси гор. К-1-2 оцінені в 40126 млн м³, дреновані за МПТ - 35575 млн м³.

На сьогоднішні початкові балансові запаси родовища по відкладах гор. П-1, К-1-2 складають 51214 млн м³ газу (табл. 2.3), а разом з горизонтами відкладів C₁-C₂ – 55195 млн м³.

Таблиця 2.3

Початкові запаси газу, млн м³, які числяться на Державному балансі (станом на 1.01.2012 р).

Продуктивний горизонт	P _{1kt} (П-1), C ₃ ³ (К-1-2)	C _{2b} (Б-6-9)	C _{1s} (С-3-4-6)	Всього
Категорія (клас)				
C ₁ (111)	44680	3147	834	48661
C ₁ (121)	6534			6534
Всього	51214	3147	834	55195

Медведівське ГКР.

Медведівська структура представляє собою брахіантиклінальну складку, східна перикліналь та склепіння якої зрізані Медведівським соляним штоком. Склепіння складки пологі та вузьке. Крила структури розбиті тектонічними порушеннями.

Газоносність Медведівського родовища пов'язана з теригенними відкладами

картамиської світи та верхнього карбону, а також хомогенною товщею нижньої пермі.

В теригенних відкладах нижньої пермі і верхнього карбону був розвіданий крупний масивно-пластовий газоконденсатний поклад, з поверхом газоносності ~954 м. В 1982 р. встановлена промислова газоносність пластового покладу горизонту S₃ слов'янської світи в основному західному блоці.

За літолого-фізичними особливостями і стратиграфічною приуроченістю продуктивного розрізу масивно-пластового покладу, газоносна товща розділена на два основних експлуатаційних об'єкти: верхній (II-й) і нижній (I-й), індексація яких протилежна індексації підрахункових об'єктів при захисті запасів в ДКЗ.

Верхній (I підрахунковий, або II експлуатаційний) об'єкт покладу (рис. 2.10) включає теригенні відклади P_{1k}-C₃³ верх. Це продуктивні горизонти А-6-А-8 і Г-4-Г-9, де переважно глиниста товща вміщує пласти пісковиків і алевролітів, які не витримані по площі і розрізу. Площа газоносності цього об'єкту обмежена лінією літологічного заміщення.

Нижній (II підрахунковий, або I експлуатаційний) об'єкт вапняком Р₅ відділяється від верхнього (рис. 2.10). Поклади газу знаходяться в продуктивних горизонтах Г-10-Г-13 араукаристової світи (С₃³), а також в продуктивному горизонті К-1 авіловської світи (С₃²). Пісковики нижнього об'єкта покладу характеризуються більш високими ємнісними показниками і у зв'язку з цим більш високою продуктивністю свердловин.

Газоводяний контакт покладу Медведівського родовища початково для західної і північної частин було прийнято єдиним на а. в. -3696 м [83].

Розподіл початкових запасів та видобутку по об'єктах експлуатації наведено в таблиці 2.4.

Таблиця 2.4

Стан запасів газу Медведівського ГКР на 01.01.2011 р.

Об'єкт		Горизонт	Початкові запаси газу, млн м ³		Видобуток, млн м ³
експлуатації	підрахунку		кат. С ₁	кат. С ₂	
III		P _{1sl}	1088		1083
II	I	P _{1kl} -C ₃ ³ _в	15992		10018
I	II	C ₃ ³ _н -C ₃ ²	32016		19285
РАЗОМ:			49096		30386

На родовищі існувало декілька етапів буріння, з якими пов'язані етапи підрахунку запасів газу.

1. В 1980 р. в ДКЗ СРСР були представлені та захищені запаси ВВ Медведівського родовища. Сумарні затверджені запаси газу покладів картамиської та араукаристової світ по категорії С₁ склали 45065 млн м³, по категорії С₂ – 470 млн м³. В підрахунку поклад був умовно розділений на два підрахункових об'єкти, кожний з яких тектонічними порушеннями розбитий на блоки.

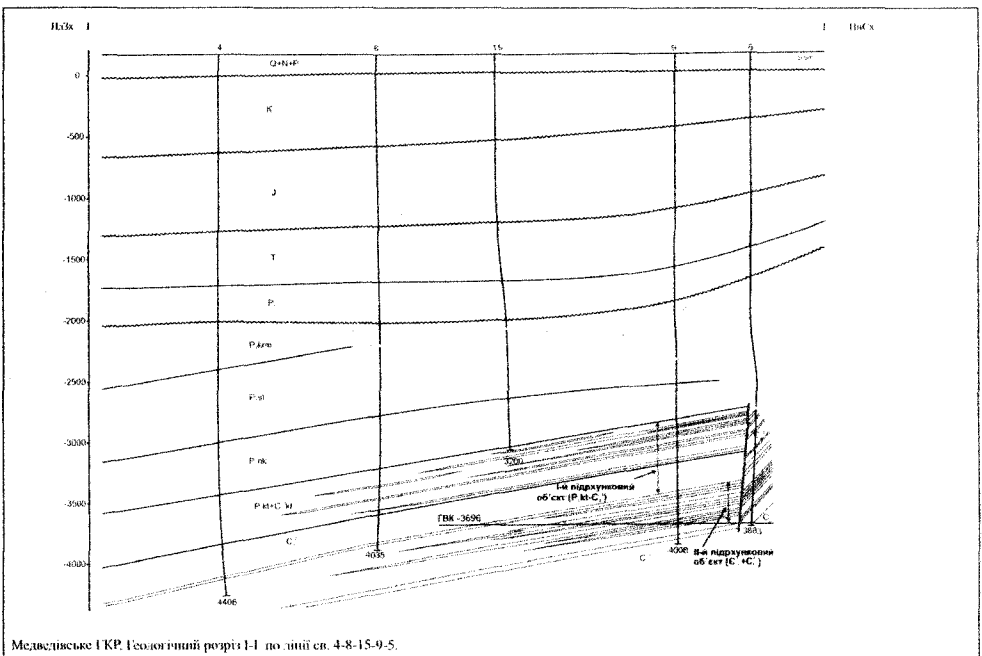
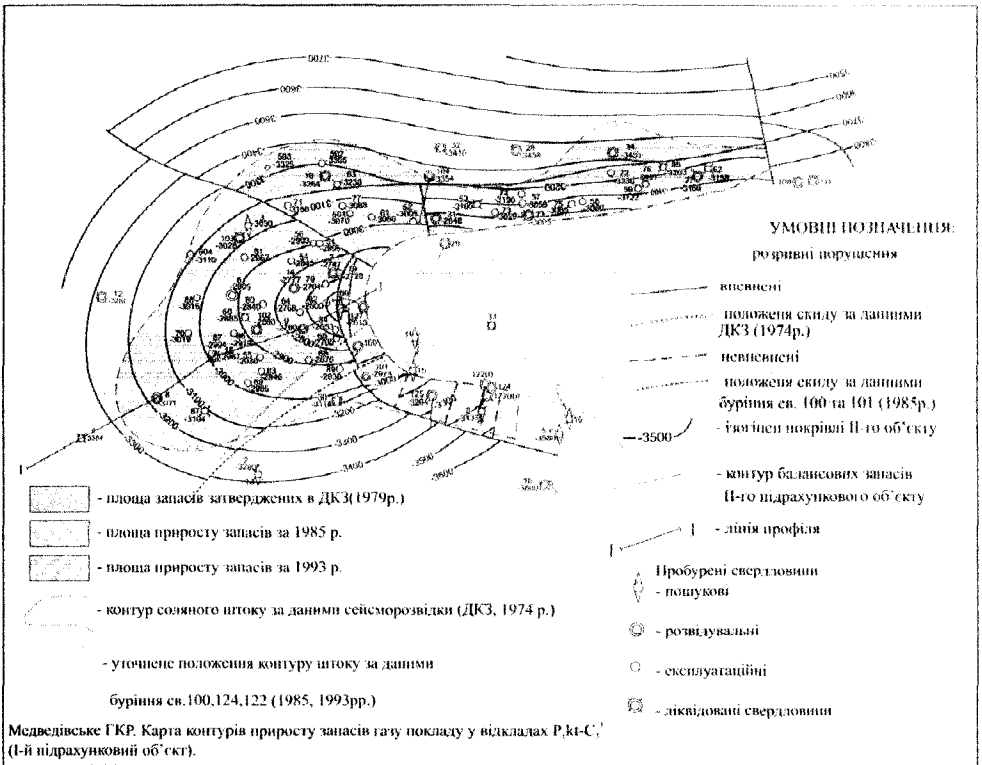


Рис. 2.10. Медведівське ГКР. Фрагменти геологічної будови родовища, підрахунковий план за ДКЗ та наступні прирости запасів.

Початкові запаси I-го об'єкту (відклади $P_1^{kt}-C_3^3$) складали за кат. C_1 14189 млн m^3 газу, за кат. C_2 - 470 млн m^3 (в блоці св. 30, рис. 2.9). Початкові запаси II-го об'єкту (відклади $C_3^3-C_3^2$) складали за кат. C_1 30876 млн m^3 газу.

2. В 1985 р. в південно-західній приштоковій частині пробурені св. 100 та 101, які уточнили контур солі та положення тектонічного порушення, що відділяє основний західний блок від південного блоку св. 30.

Отримання промислового припливу в св. 101 та позитивні дані ГДС в св. 100 дозволили перерахувати початкові запаси в блоці св. 30, запаси якого по I-му об'єкту ($P_1^{kt}-C_3^3$) були захищені ДКЗ СРСР за C_2 в кількості 470 млн m^3 . Перерахунок виконано в тому ж контурі, що був прийнятий ДКЗ, однак він збільшився за рахунок зміни границі з штоком на сході та тектонічного порушення на південному сході. За даними перерахунку запаси були переведені з кат. C_2 в кат. C_1 , а приріст пластового газу склав 624 млн m^3 .

Промисловий приплив в св. 100 з відкладів C_3^3 н.- C_3^2 також дозволив розширити контур балансових запасів II-го підрахункового об'єкту в бік штоку і на південний схід і приростити 912 млн m^3 .

3. В 1993 р. в західній та південно-західній приштоковій частині були пробурені свердловини, які уточнили контур солі, тим самим збільшили площу продуктивності, що дозволило збільшити запаси по двох підрахункових об'єктах.

У св. 127, що пробурена в західній частині родовища на площі, що раніше відносилась до соляного штоку, були розкриті картамиські відклади, які при випробуванні дали приплив газу. Площа приросту обмежена с півночі та півдня тектонічними порушеннями, с заходу контуром ДКЗ, а зі сходу новою границею соляного штоку. Приріст запасів газу склав 553 млн m^3 .

За даними св. 124 та 125, які також були пробурені на контурі соляного тіла, була визначена газонасиченість відкладів $P_1^{kt}-C_3^3$. Це дозволило приростити 626 млн m^3 на площі, що межує на заході з контуром балансових запасів, на сході – границею Котлярівського родовища, на півночі тектонічним порушенням, що ускладнює приштокову південну частину, а на півдні – умовною лінією через свердловини № 30 та № 6.

Похила свердловина 122 під сіллю розкрила відразу відклади $C_3^3-C_3^2$, які відносяться до II-го об'єкту, при їх випробуванні отримали приплив газу дебітом 189 тис m^3 /добу на шайбі діаметром 6 мм. Це дозволило у виявленому при штоковому тектонічному блоці приростити 228 млн m^3 газу.

Таким чином, в результаті затвердження запасів ДКЗ і наступних приростів початкові запаси масивно-пластового покладу (без відкладів P_1^{st}), станом на 1.01.2012 р., складають 48008 млн m^3 .

Машівське ГКР.

Машівське родовище належить до центральної приосьової частини ДДЗ та входить до складу Машівсько-Шебелинського газонасного району.

На формування площі великий вплив мав Селешинський соляний шток, який прорвав кам'яновугільні та нижньопермські (P_1^{kt} , P_1^{nk} , P_1^{st}) відклади і перевідклався у краматорський вік, утворивши «грибоподібне» соляне тіло.

По відкладах мезозою структура являє собою куполоподібну складку, що повторює у плані область розповсюдження козирка соляного штоку розмірами біля 6,5×9,5 км.

В межах Машівського родовища у продуктивній частині розрізу в структурному відношенні можна виділити чотири основних елементи: північне та південне крило Машівського склепіння, Західно-Єлізаветівське та Західно-Машівське напівсклепіння, які, переходячи одне в одне, «облямовують» на рівні карбону (C_3^3) та пермі ($P_1^{kt}-P_1^{sl}$) Селещинський шток. На південь від штоку спостерігається занурення розрізу до Тагамлицького, на північ – до Північно-Машівського прогинів.

Родовище відкрите у 1962 р. свердловиною № 6, в якій отримали відкритий фонтан газу з відкладів P_1^{kt} . Перший контрольований промисловий приплив газу було отримано в 1967 році зі свердловини 21, максимальний дебіт якої склав $Q_r^{24}=1511,2$ тис. m^3 /добу (розрахований а.в. дебіт – 8838 тис. m^3 /добу).

На Державний баланс ДКЗ СРСР в 1979 р. було прийнято запаси газу по продуктивних комплексах C_3^3 та P_1 в обсязі 28 530 млн m^3 (C_1) та 8 120 млн m^3 (C_2) (табл. 2.1). На час затвердження запасів газу родовища в ДКЗ вважалось, що горизонти верхнього карбону містять єдиний масивно-пластовий поклад, який для зручності був поділений на три частини – К («карбон»)-1, К-2, та К-3. (рис. 2.11). Розміри основного покладу гор. К-2 (кат. C_1) на час оцінки в ДКЗ (1971 р.) складали: 4 875 м x 2 075 м.

Одержані за наступні роки результати буріння, ГДС і випробування свердловин, уточнення геологічної моделі за результатами сейсморозвідувальних робіт дозволили встановити межі розповсюдження соляного штока, які за рахунок нових даних: після буріння свердловини 47 (дубль свердловини 41, яка на час підрахунку запасів ВВ 1971 року не вийшла із «козиркової» солі і ліквідована за технічними причинами) та сейсмічних досліджень помітно збільшилися відносно попередніх уявлень. За рахунок даних розвідувального і експлуатаційного буріння, та сейсморозвідки 3D уточнено трасування тектонічних порушень, їх амплітуда та розміри і форма тектонічних блоків, які повністю змінилися відносно попередніх уявлень. За роки експлуатації родовища декілька разів (в 1972, 1979, 1983 та 2001 рр.) на Держбаланс України було прирощено запаси ВВ, видобувна частина яких на 01.01.2012 р. в сумі складає 42 140 млн m^3 (по категорії C_1) та 6 239 млн m^3 (по категорії C_2) (табл. 2.5).

Таблиця 2.5

Балансові запаси газу Машівського ГКР на 1.01.2012 р.

Категорія запасів	Клас запасів	Загальні запаси, млн m^3	Видобувні запаси, млн m^3
C_1	111+122 111	42140	42140
C_2	122+222 122	6239	6239
$C_{2ГТЗБ}$	222	380	
Всього:		48759	48379

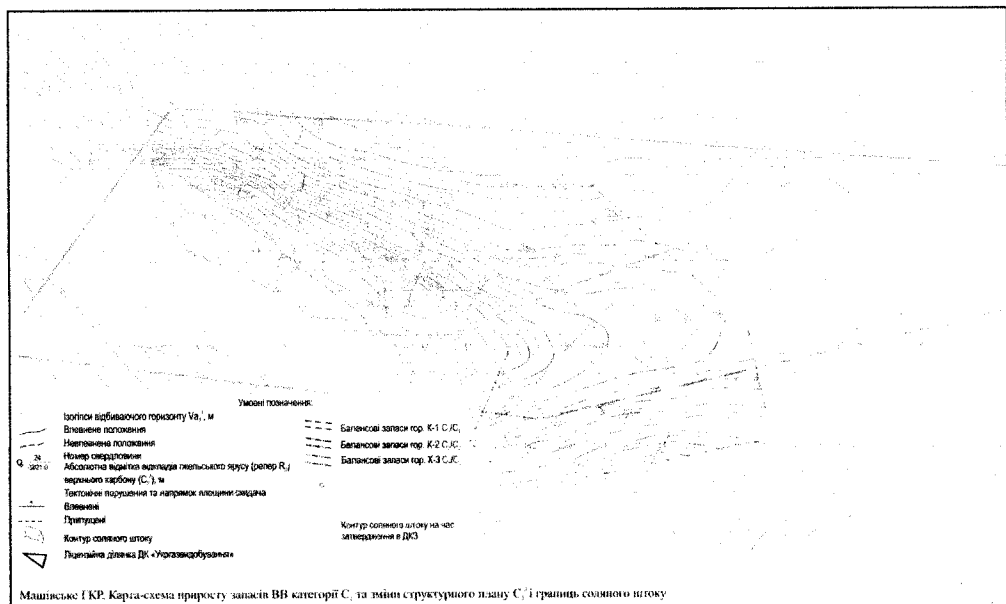
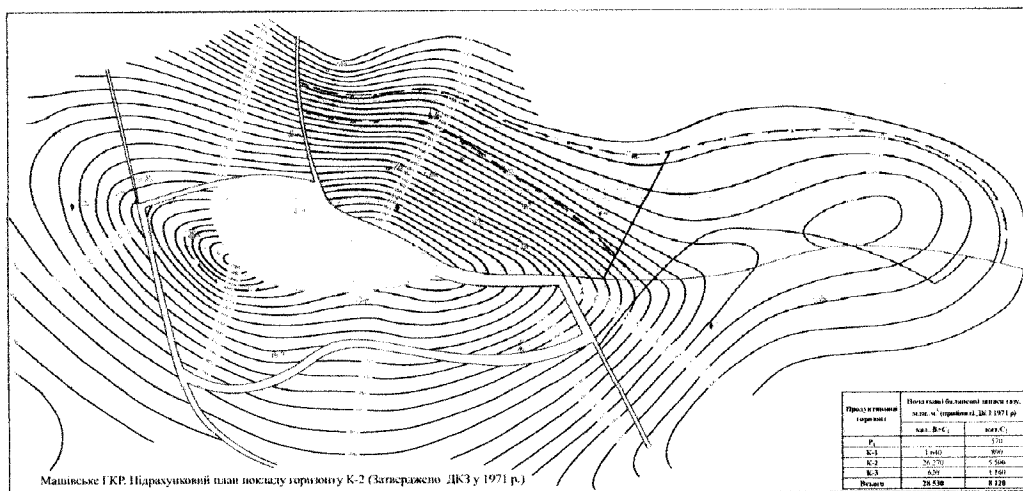


Рис. 2.11. Машівське ГКР. Підрахунковий план, затверджений ДКЗ та наступні прирости запасів газу.

Машівське ГКР введено в розробку в 1968 році, і за цей час, станом на 1.01.2012 р., вилучено 34 543 млн м³ газу та 1 166 тис. т. конденсату. На Машівському ГКР на сучасному етапі виділяється два експлуатаційних об'єкти в межах теригенних відкладів К-1-2-3 – в приштоковій склепінній частині та на східній периклінальній частині структури.

Збільшення балансових запасів основного масивно-пластового покладу родовища К-2 відбулося у зв'язку з перерахунком за даними МПТ та за рахунок розширення площі газоносності після буріння нових продуктивних свердловин №№ 51, 52, 53.

В 1972 р. за результатами розробки основного покладу К-2 частину запасів (3300 млн м³) кат. С₂ було переведено до категорії С₁.

В 1979 році прийняті на баланс запаси хомогенної товщі в обсязі 6027 млн м³ за категорією С₁ та 1419 млн м³ за категорією С₂.

В 1983 р. приріст запасів газу (2203 млн м³) відбувся за рахунок збільшення площі газоносності на східній перикліналі родовища після отримання промислового припливу газу $Q_r^{10}=500$ тис.м³/доб із свердловини 51, накопичений видобуток якої є близько 2,2 млрд м³ газу. Пластовий тиск горизонту К-2, розкритого при випробуванні, склав ~395 ата (3972 м) і це свідчить, що дана частина покладу не дренується пробуреними раніше свердловинами.

У 2001 році, з приростом запасів газу (2079 млн м³) по основному покладу родовища також відбулося збільшення площі газоносності за рахунок пробурених в південно-східній частині родовища свердловин 52 та 53, з яких отримали промислові припливи, відповідно: $Q_r^6=41,2$ тис.м³/доб та $Q_r^{10}=35$ тис.м³/доб.

В подальшому була уточнена геологічна модель родовища: уточнені контури соляного штоку та розповсюдження покладів, змінено уявлення про структуру покладів Машівського родовища. На даний час замість єдиного масивно-пластового покладу ДКЗ України затверджено запаси ВВ по дванадцяти окремих теригенних продуктивних горизонтах: А-8, Г-7, Г-8а, Г-8б, Г-9, Г-10, Г-11а, Г-11б, Г-12а, Г-12б, Г-12в, Г-13 [24].

Крім того, представлена оцінка запасів по таких продуктивних горизонтах як: А-2а, А-2б – поклади в карбонатних колекторах та по горизонтах А-6, А-7, К-1, К-2, К-4, К-6 (не плутати з К-1, К-2, К-3, які були частинами єдиного масивно-пластового покладу), Б-1а, Б-1б, Б-2 з покладами газу в теригенних колекторах.

Всього виділено 23 продуктивних горизонти з сумарними загальними запасами та ресурсами в межах ліцензійної ділянки ПАТ «Укргазвидобування» 44015 млн м³ (табл. 2.6).

Найбільші запаси ВВ категорії С₁ розміщені в склепінній частині родовища в покладах горизонтів Г-9 та Г-10 (22667 млн м³ «сухого» газу). Для даної роботи найбільшу зацікавленість представляють запаси категорії С₂, класів 122 та 332 і перспективні ресурси категорії С₃ класу 333, які зосереджені в основному в чотирьох горизонтах (табл. 2.7). Всі ці поклади склепінні тектонічно екрановані та з літологічним обмеженням колектора по простяганню.

Таблиця 2.6

Запаси та ресурси газу затверджені ДКЗ України в 2012 р. в межах ліцензійної ділянки ПАТ «Укргазвидобування».

Категорія запасів	Клас запасів	Загальні запаси, млн м ³	Видобувні запаси, млн м ³
C ₁	111+122 111	37348	36785
C ₂	122+222 122	1835	1430
C _{2твб}	222	30	
C ₂	332	3952	
C ₃	333	850	
Всього:		52490	42434

Слід зазначити, що, незважаючи на один газonosний комплекс відкладів, західна та східна частини основного покладу родовища розробляються як окремі експлуатаційні об'єкти у зв'язку з різною динамікою падіння тиску. Цей факт враховується в новій геологічній моделі, де основний поклад приштокової частини структури Г-9, Г-10, вимушено відділений від покладів Г-9, Г-10 східної периклінальної частини структури (рис. 2.12, 2.13).

Таблиця 2.7

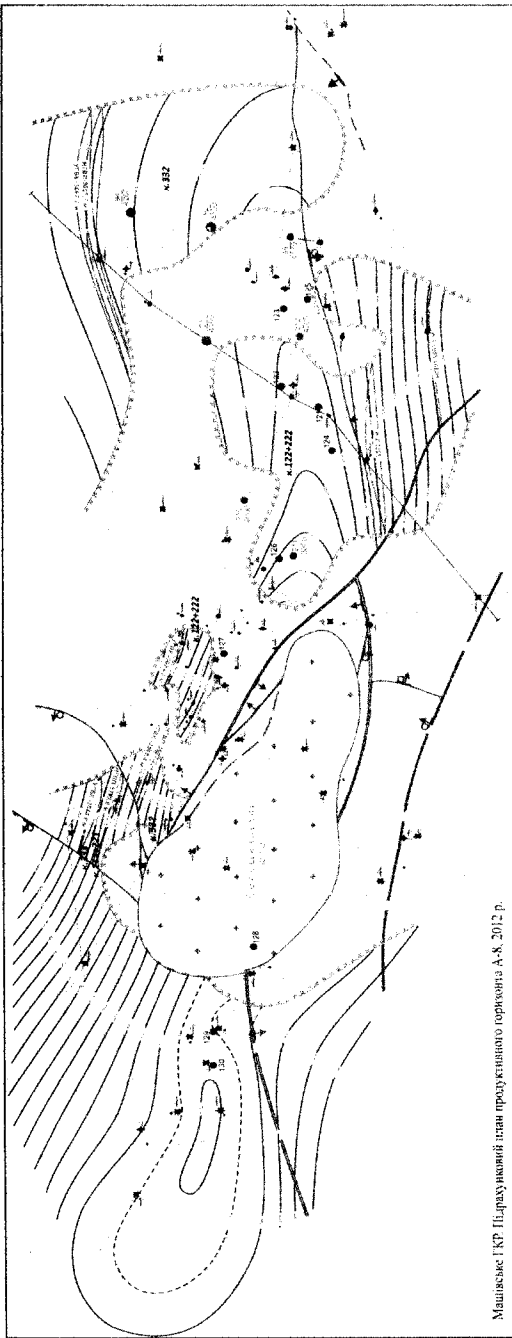
Основні продуктивні горизонти із запасами, затвердженими ДКЗ України у 2012 р.

Продуктивні горизонти	Запаси «сухого газу» категорії C ₁ (111+221), млн м ³	Запаси ВВ категорії C ₂ , млн м ³		Ресурси ВВ класу 333, млн м ³	Всього запаси та ресурси кат. C ₂ +C ₃ , млн м ³
		клас 122+222	клас 332		
А-8	81	468	257	66	791
Г-9	8327		300		300
Г-10	14340	274	1196		1470
Г-11а	1757	407	783	70	1260
Всього	24505	1149	2536	136	3821

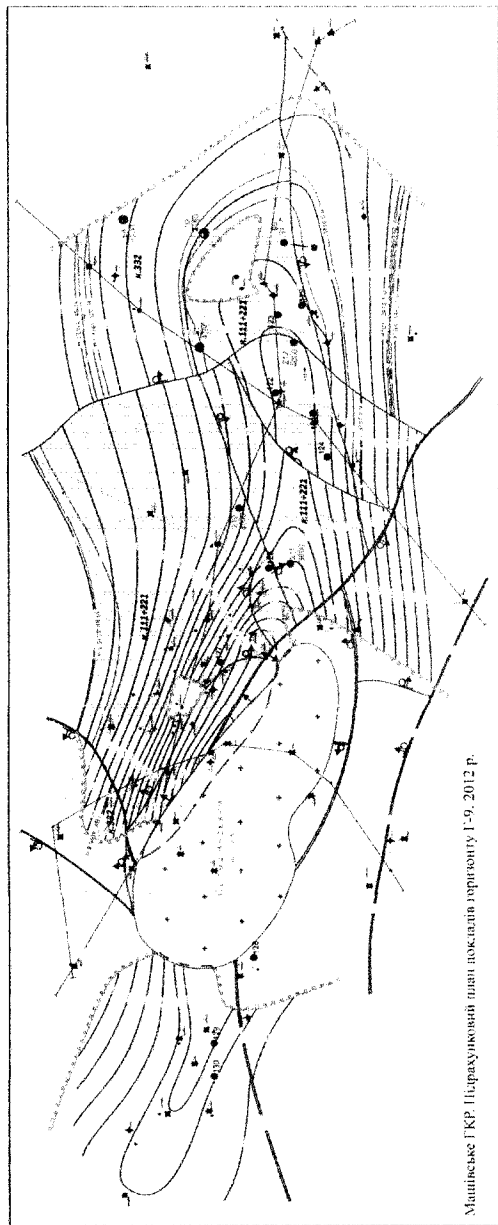
Кобзівське ГКР.

Кобзівське ГКР розташоване на території Красноградського та Кегичівського районів Харківської області. Приурочене до приосьової частини центрального грабену ДДЗ, а саме до валоподібного схилу (структурного носу), який гіпсометрично підіймається від сідловини, що у півніжжя Октябрського підняття до Кегичівського підняття. Це єдине з великих родовищ, формування покладів якого у відкладах Р₁-С₃ не пов'язане з галокінезом, хоча на глибинах ~13 км відмічається девонська соляна подушка.

Кобзівська структура по відбиваючих горизонтах палеозою являє собою брахіантикліналь субширотного простягання. Південне крило занурюється в Григорівський синклінальний прогин, а північне - на північний захід в Півден-



Машівське ГКР Підраунковий план продуктивного горизонту А-8, 2012 р.



Машівське ГКР Підраунковий план дождяного горизонту Г-9, 2012 р.

Умовні позначення

Категорії та класи запасів ресурсів газу

С. клас 11	С. клас 12	С. клас 32	С. клас 33
С. клас 21	С. клас 22	С. клас 31	С. клас 34

Свердловини
- пробурені
- вивчені

Розвідні порожнини:
- напірний ступінь та його заміна
- вивчені
- напірні

Лінії проточного заміщення
- ліній крайового поштовху частини поровану
- соляний білок

*111, *122 - класи балансових запасів
 *211, *222 - класи позалиній розвідних запасів
 *311, *322 - класи перспективних ресурсів
 *221, *222 - класи позалиній запасів

Рис. 2.12. Машівське ГКР. Підраункові плани горизонтів А-8, Г-9 та Г-9-10 затверджені ДКЗ, 2012 р.

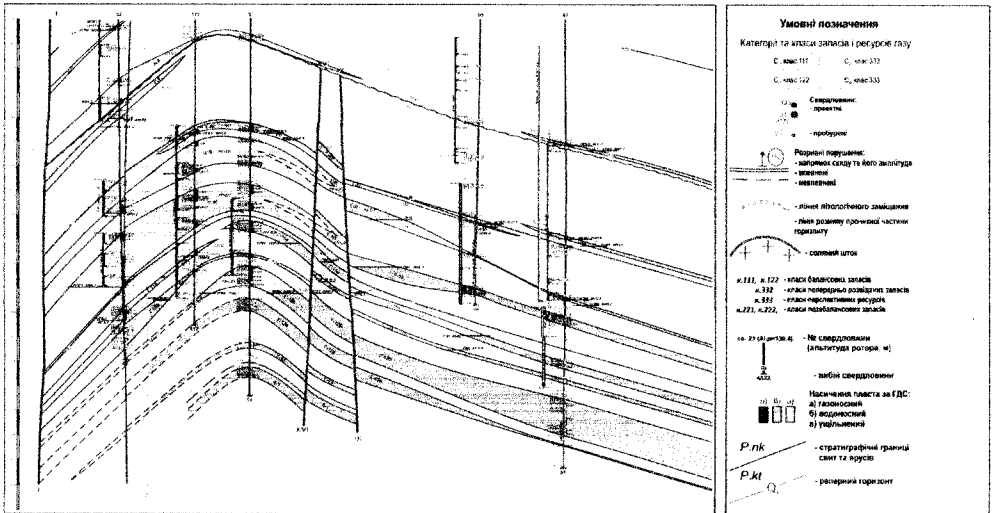
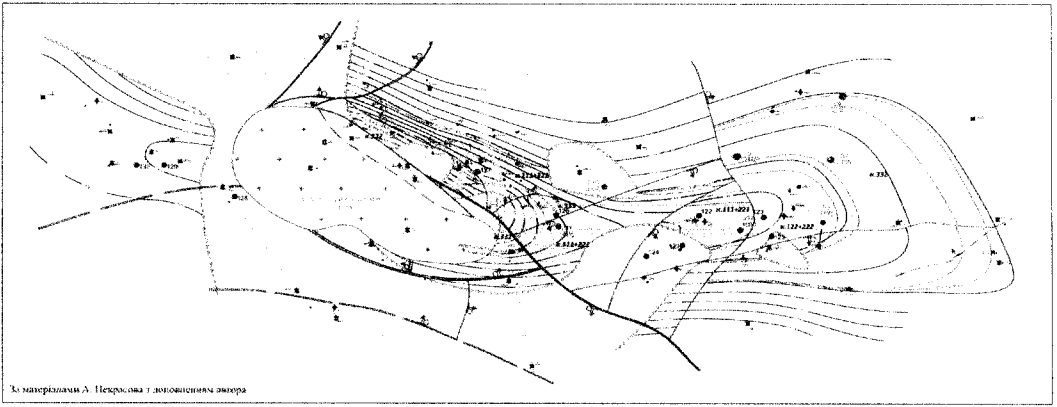
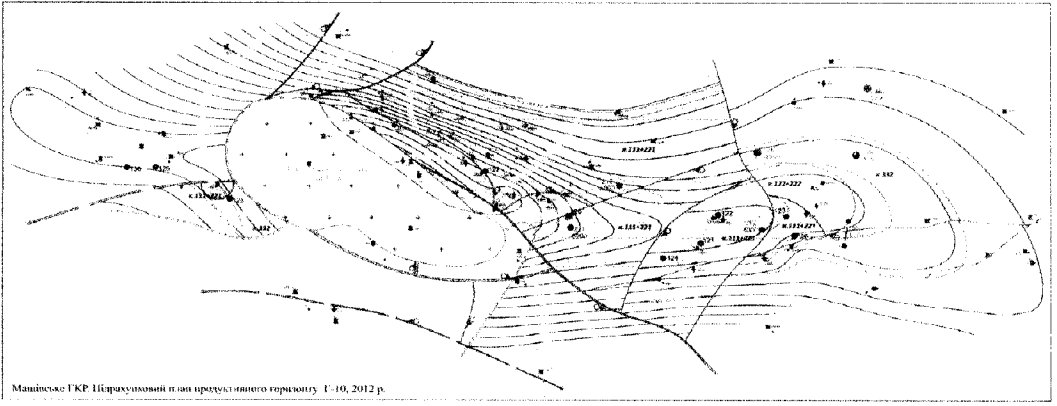


Рис. 2.13. Машівське ГКР. Підрахункові плани горизонтів Г-10, Г-11а, затверджені ДКЗ у 2012 р., та геолого-геофізичний профіль.

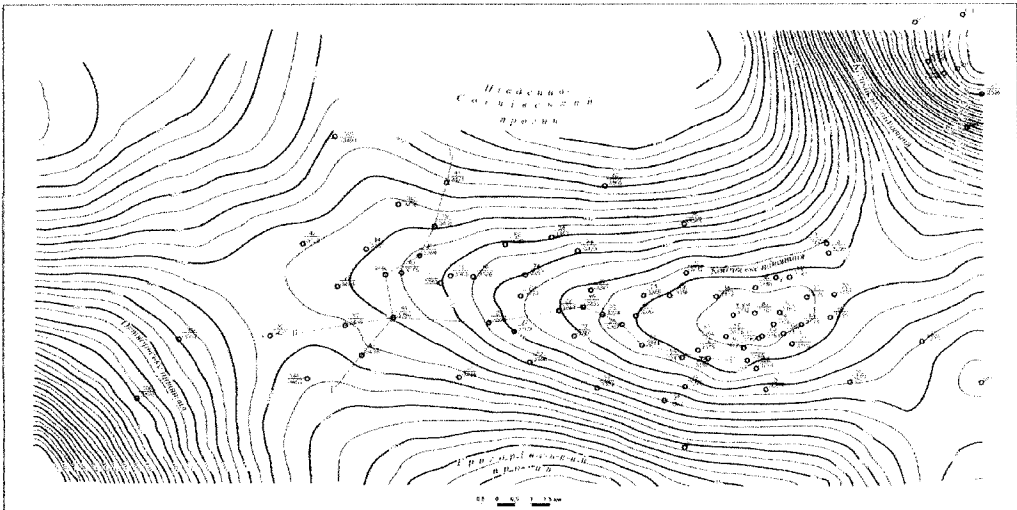
но-Соснівський прогин та утворює сідло, що на північному сході відокремлює Кобзівську структуру від Кегичівського підняття.

Західна перикліналь вузька та довга, занурюється в бік сідла, що відокремлює Кобзівську складку від північних схилів Октябрського підняття. Східна перикліналь коротка та широка, занурюється в бік Сахновщанського структурного виступу.

Зі зменшенням глибин склепіння складки дещо зміщується у північно-східному напрямку. Одночасно зменшується глибина сідловини, що розділяє Кобзівське та Кегичівське підняття, яка у відкладах верхнього карбону зникає і по них та вищезалягаючих відкладах нижньої пермі на Кобзівській площі зафіксовано лише структурний ніс субширотного простягання. По подошві відкладів микитівської світи нижньої пермі (відбиваючий горизонт IV g_2 , вапняк Q_8) ніс має розміри приблизно 16 x 8 км з невеликою антиклінально в районі свердловини 4 амплітудою 16 м та розміром в межах замкненої ізогіпси -3175 м – 5,5x1,75 м [1] (рис. 2.14). На рівні картамиських відкладів для Кобзівської структури характерна відсутність тектонічних порушень [69]. Незначні розміри антикліналі, та відсутність тектонічних екранів, начебто, зумовлюють існування малих за розмірами склепінних покладів. Однак, для Кобзівського родовища виявилось характерним наявність існування великих за площею покладів, що «виходять» за межі склепіння. Часто вони розташовані в західній зануреній частині площі, яка гіпсометрично розкривається на сході, і своїм існуванням зобов'язані наявності літологічних екранів.

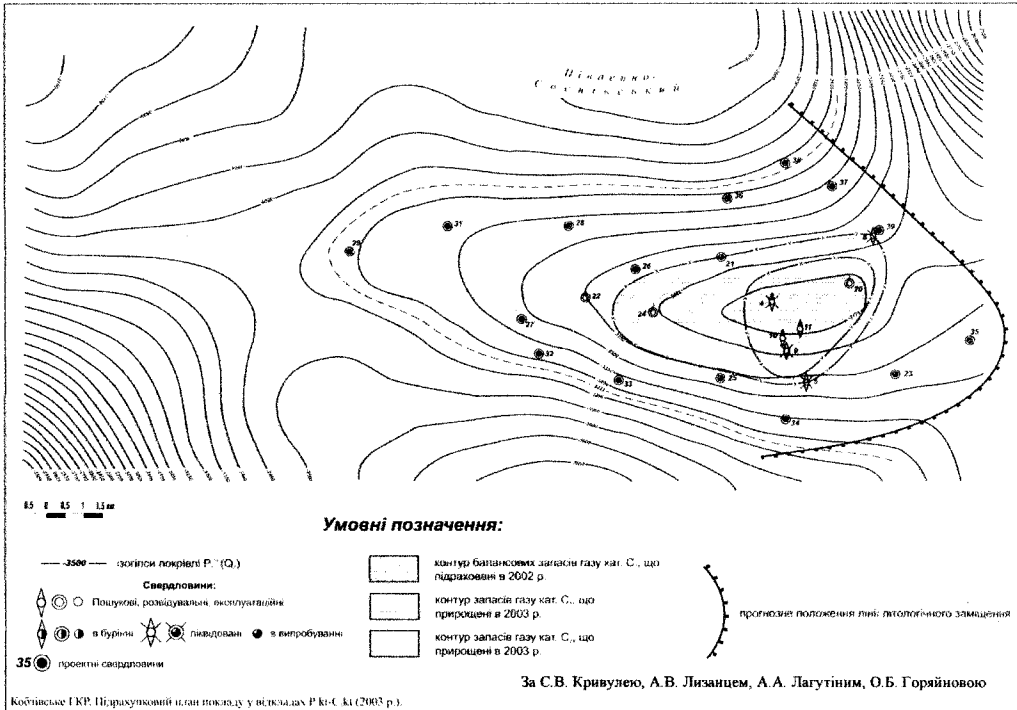
В період 1962-1981 років в склепінній та присклепінній частинах структури було пробурено 8 пошукових свердловин, з яких сім були ліквідовані без спуску експлуатаційної колони, а одна № 4, що розташована в апікальній частині структури, при випробуванні дала непромисловий приплив і також була ліквідована.

В 2000 році УкрНДІгаз склав проект пошуково-розвідувального буріння на Кобзівській площі [101]. В 2002 році вже було відкрите родовище, коли при випробуванні свердловини 10 з картамиських відкладів (P_1kt , гор. А-6-7-8) отримали приплив газу дебітом 47,5 тис. m^3 /добу на 4 мм діафрагмі. Родовище було введено до Державного балансу з початковими запасами 2245 млн m^3 , які потім зростали майже кожного року, а площа газонасиченості значно збільшувалась (рис. 2.14). Введено в розробку в 2003 році. Подальше буріння не тільки підтвердило газонасиченість цих горизонтів, а й горизонту А-5 і головне - визначило високу продуктивність гор. Г-6² (C_3kt), поклад якого займає значну площу і з якого отримано припливи газу дебітом до 300-400 тис. m^3 /добу на 8 мм діафрагми. Слід відзначити, що пісковик, який вміщує поклад горизонту Г-6², в склепінній частині структури заміщується аргілітом (рис. 2.15). Це робить поклад літологічноекранованим і пояснює, чому розвідка склепінної частини родовища в 1962-1981 роки не виявила цей високопродуктивний горизонт. При складанні ГЕО Кобзівського ГКР для розрахунку запасів по цьому горизонту з складним розташуванням колектору були побудовані карта K_p та карта h_{ef} . з використанням ідеї п. Лазарука Я.Г., що зону поширення ефективних газонасичених товщин треба обмежувати ізопорою, яка відповідає нижній границі K_p –



Кобзівське ГКР. Сейсмічна структура карта по підбавному горизонту IV г.

Матеріал ІЛТ – Україна, геофізика



Кобзівське ГКР. Підрахунковий план покладу у відкладах Р₁к-С₁к1 (2003 р.).

Рис. 2.14. Кобзівське ГКР. Головні елементи геологічної будови.

0,088 тому, що пласт як геологічне тіло продовжується і за границею його ефективної товщини, а погіршуються лише його колекторські властивості. Станом на 01.01.2011 р. в межах Кобзівського родовища пробурено 83 свердловини, з яких 33 - пошукові та розвідувальні, а 50 – експлуатаційні. За даними цих свердловин в 2011 році було складено та захищено в ДКЗ ГЕО запасів ВВ [41]. В продуктивній товщі за даними випробування і промислово-геофізичних досліджень свердловин виділено 15 продуктивних горизонтів, які містять газоконденсатні поклади, що приурочені до товщі теригенних порід нижньої пермі : горизонти А-5¹, А-5² (Р_{1пк}), А-6¹, А-6², А-6³, А-7¹, А-7², А-8¹, А-8² (Р_{1кт}) та верхнього карбону: горизонти Г-6¹, Г-6², Г-6³, Г-6⁴ (С₃кт), Г-7¹, Г-7² (С₃³), з яких припливи газу не отримані тільки з гор. Г-7¹ та Г-7² (рис. 2.15). Найявність різних рівнів ГВК обумовило при складанні ГЕО прийняти багатопластову модель родовища. Поверх газоносності складає близько 657 метрів між найнижчим рівнем ГВК -3767 в горизонті Г-6² та покрівлею найвищого виділеного за ГДС газоносного пласта горизонту А-5¹.

Продуктивні горизонти складені переважно вкрай невитриманим колектором з плямистим розповсюдженням по латералі, що зумовило існування в кожному з них окремих, не пов'язаних між собою покладів газу, більшість з яких не приурочені до склепінної частини структури. Їх розташування, в основному, контролюється не структурним, а літологічним фактором.

За даними ГЕО запасів Кобзівського ГКР, за кількістю початкових видобувних запасів газу – 31547 млн м³ родовище відноситься до великих. Їх видобуток здійснюється двома експлуатаційними об'єктами: I-й включає 15 горизонтів А-6-7-8 та Г-6, поклади яких приурочені до склепіння структури, а II-й – переважно гор. Г-6² та 13 локальних покладів гор. А-5, А-6-7 та Г-6 західного крила структури.

Породи колектори складені пісковиками з пористістю за даними керну 8,8-17%, газопроникністю 0,25-261·10⁻¹⁵ м². Середнє значення пористості, що була прийнята при складанні ГЕО по горизонтах А-5-8, коливалась від 9,5 до 11,1%, а по гор. Г-6² зросла до 14,7%.

Основним продуктивним горизонтом є горизонт Г-6², який вміщує ~60% початкових видобувних запасів родовища (кодів класів 111+122). На відміну від усіх інших покладів, цей має витриманий характер розповсюдження по площі. Поклад займає західну перикліналь Кобзівського підняття і через сідловину простягається до північних схилів Октябрського підняття.

Як видно з таблиці 2.8, запаси кат. С₂ коду класу 332 складають 10017 млн м³, з яких 9401 млн м³ приходить на гор. Г-6², що свідчить про необхідність подальшої розвідки. Слід наголосити, що основний продуктивний горизонт Г-6² Кобзівського родовища є прикладом того, що в зонах фаціально мінливих порід, великі поклади ВВ можуть вміщуватися не лише в загально відомих склепінних пастках, а й на валоподібному схилі. Кобзівське родовище є єдиним в Україні, де в літологічно екранованій пастці розвідано досить великий пластовий поклад об'ємом в 19 800 млн м³ видобувних запасів газу. Цей факт відкриває нові перспективи для пошуків родовищ в неантиклінальних пастках – на схилах прогинів та западини.

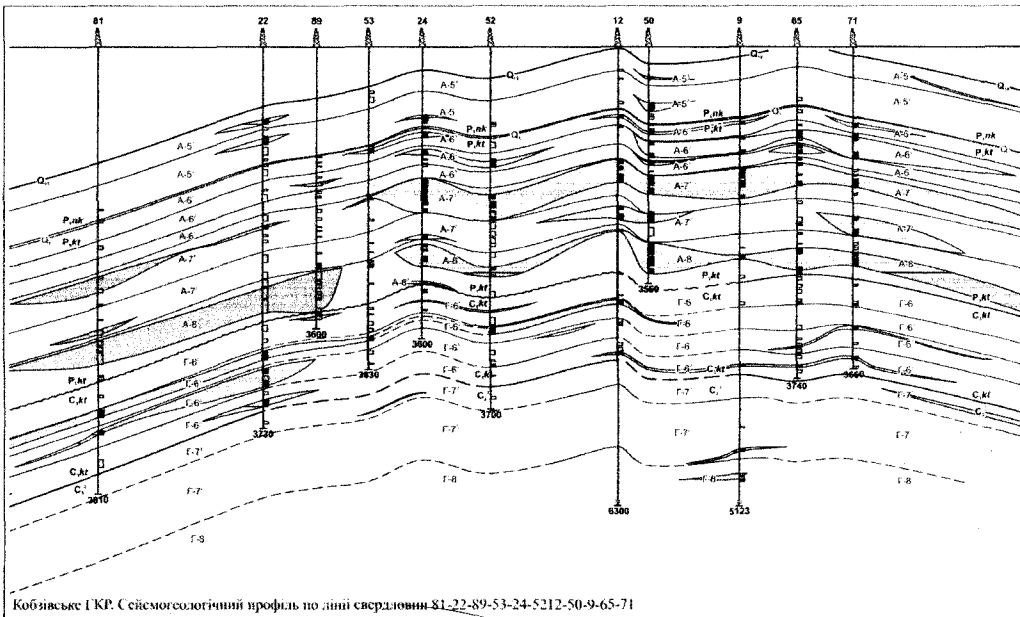
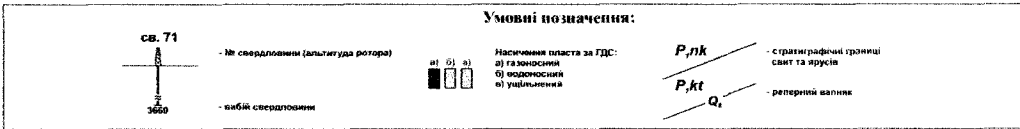
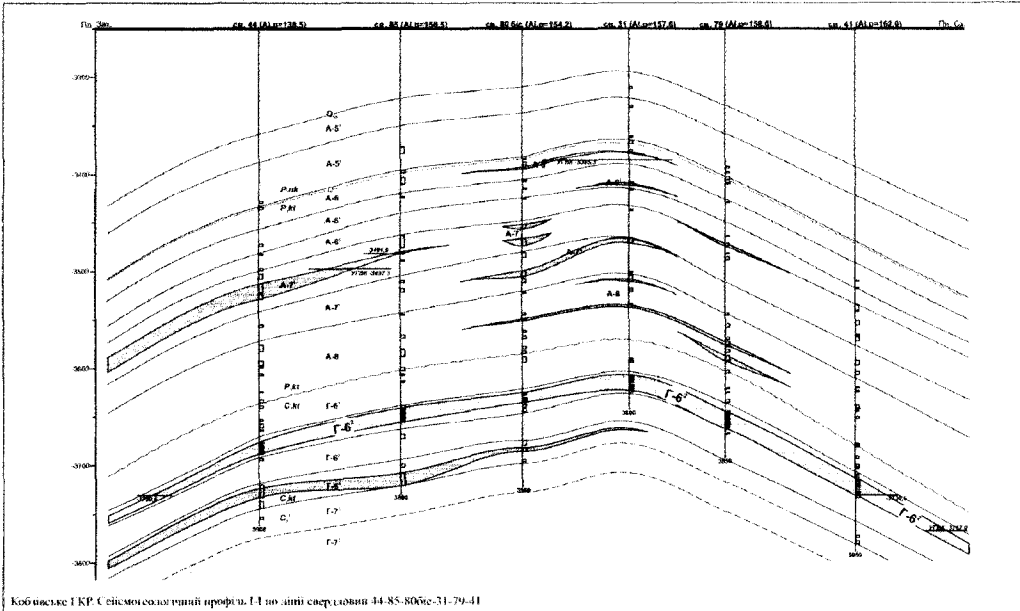


Рис. 2.15. Кобзівське ГРП. Головні елементи геологічної будови покладів.
За С. Кривулею, А. Лагутіним, А. Загородновим.

**Початкові запаси газу Кобзівського ГКР
(за даними ГЕО, станом на 1.01. 2012 р.).**

Категорія	Код класу	Початкові запаси загальні/видобувні, млн м ³	Видобуток млн м ³
Кат. С ₁	111+221/111	26874/25468-	
	121+221/121	-	
Кат. С ₂	122+222/122	6494/6079-	
Σ запасів з промисловим значенням		33368/31547	
Кат. С ₂	332	10017/-	
Загальні запаси по родовищу		43385	6729

Кегичівське ГКР.

Кегичівська структура знаходиться в південно-східній частині ДДЗ та входить до складу Гриньківсько-Миролюбівського валоподібного підняття. Являє собою брахіантикліналь субширотного простягання, східна перикліналь якої зрізана Павлівським соляним штоком, який і є екраном для газоконденсатних покладів. По покрівлі картамиської світи (вапняк Q₈) у межах ізогіпси -2750 м розміри складки складають 5×8 км, висота 534 м (рис. 2.16).

Запаси вуглеводнів Кегичівського родовища були затверджені ДКЗ СРСР у 1972 р. в об'ємі 18087 млн м³ газу категорій А+В+С₁ і розподілені по трьох експлуатаційних об'єктах:

I. 3817 млн м³ у відкладах Р₁^{pbr} в пластовому літологічно екранованому покладі (виведено з експлуатації).

II. 14000 млн м³ у відкладах Р₁^{kt} та С₃³ в масивно-пластовому газоконденсатному покладі (від вапняку Q₁₀ до вапняку Р₇).

III. 270 млн м³ в пластовому газоконденсатному покладі С₃³н.

Переважаюча частина початкових запасів ВВ приходить на МПП на глибинах 2400-2920 м у відкладах Р₁^{kt} [89]. Положення УГВК прийнято на -2725 м - найнижча відмітка в св. 21, де було одержано приплив газу (глибина 2904 м).

В процесі дорозвідки та розробки покладу неодноразово проводилась переоцінка початкових запасів газу і станом на 01.01.2011 р. на Держбалансі України за категорією С₁ числяться початкові запаси газу по II-му об'єкту в об'ємі 23970 млн м³.

На родовищі можливо виділити декілька етапів буріння розвідувальних та оціночно-експлуатаційних свердловин, з якими пов'язані етапи приросту запасів.

1. 1965-1972 рр. Розріз МПП розкрито 11-ма розвідувальними свердловинами та 14-ма експлуатаційними, що дозволило підрахувати та захистити в 1972 р. в ДКЗ 14000 млн м³ запасів газу. Поклад був умовно поділений на 2 підрахункових об'єкти (I-від вапняку Q₁₀ до вапняку Р₈; II-від вапняку Р₈ до вапняку Р₇). До затвердженої величини приймалися запаси, що оцінені за МПТ.

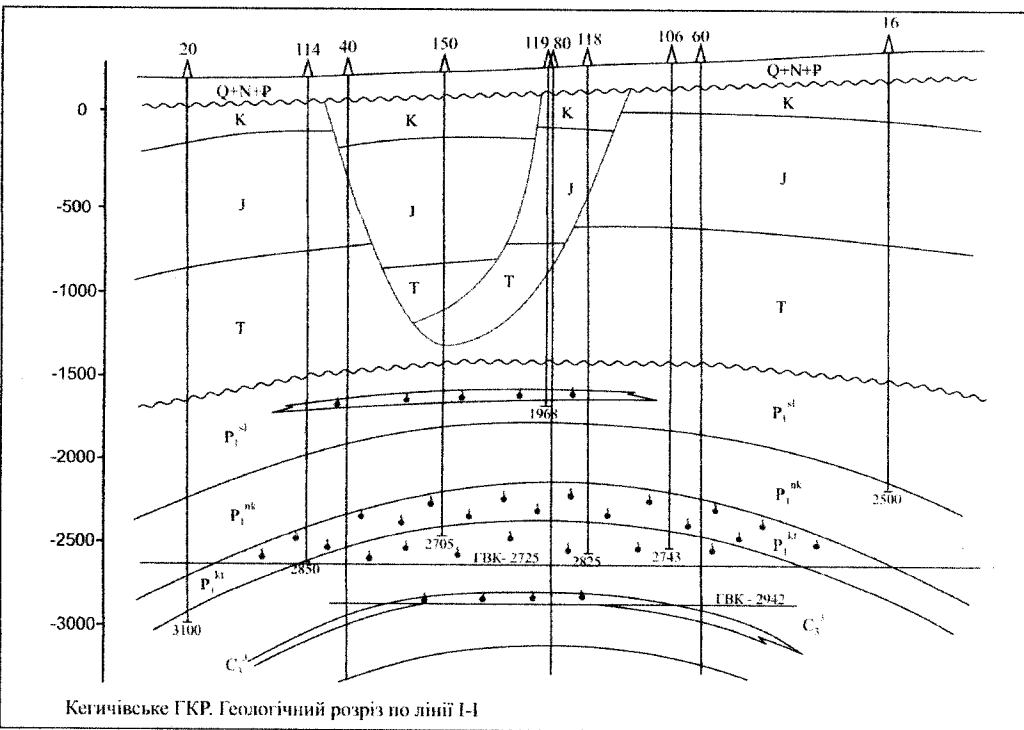
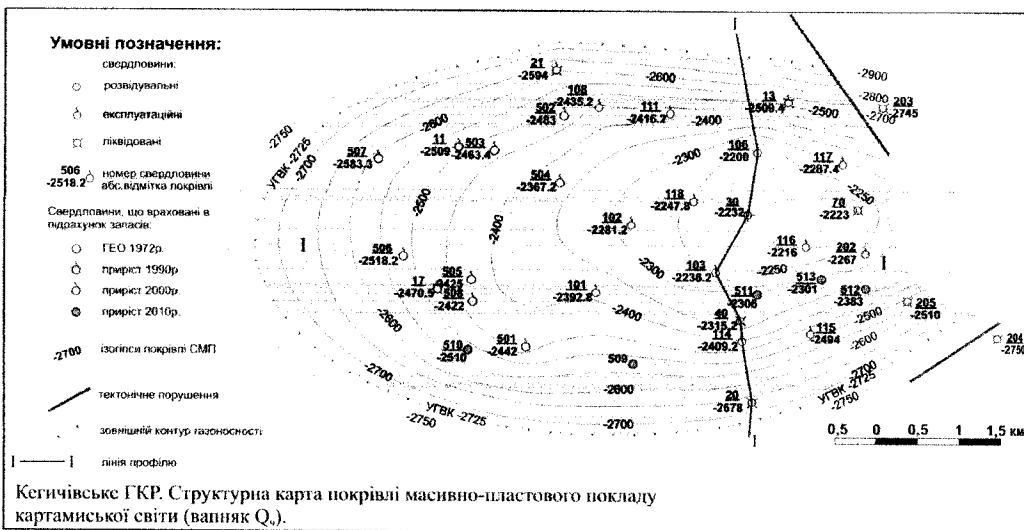


Рис. 2.16. Кегичівське ГКР. Фрагменти геологічної будови родовища.

2. 1987-1990 рр. З метою уточнення контуру Павлівського соляного штоку були пробурені 4 розвідувальні свердловини №№ 202-205. За даними їх буріння зменшилась площа солі, границя якої була перенесена на схід на 500-900 м і, відповідно, збільшилась площа продуктивності МПП, що дозволило в 1990 році оцінити запаси об'ємним методом і приростити 3208 млн м³ газу.

3. 1995 р. Показники розробки родовища дозволяли переоцінити початкові запаси газу МПП методом МПТ до 18000 млн м³, і приріст в такому разі склав 730 млн м³.

4. 2000-2003 рр. В 2000 році УкрНДГазом сумісно з фахівцями ГПУ «ШГПУ» було проведено аналіз розробки покладу і складені рекомендації по його подальшому розбурюванню оціночно-експлуатаційними свердловинами. В розробці покладу були визначені 2 періоди:

1) Період інтенсивного відбору (1965-1975 рр.) - річний видобуток коливався від 1180 млн м³ (1968 р.) до 556 млн м³ (1975 р.).

2) Період зниження відбору різної інтенсивності: в 1975-1988 рр. - на родовищі річний видобуток коливався від 633 до 235 млн м³ газу; в 1989-2000 рр. - річний видобуток склав 225-99 млн м³ газу.

Аналіз розробки показав, що основна частина фонду свердловин розташована в склепінні, в приштоковій частині та східних ділянках північного та південного крил структури, західна частина родовища після ліквідації св. 17 не розроблялась. В 2000-2003 рр. на західній частині структури пробурено 7 оціночно-експлуатаційних св. №№ 501-507.

В 2000 році були враховані результати пробурених св. 501, 505 та 506, проведена переінтерпретація первинних даних ГДС з урахуванням даних ГДС-контролю. Здійснено перерахунок початкових запасів об'ємним методом, що дозволило приростити 4900 млн м³ газу.

5. 2009-2010 рр. Згідно з аналізом розробки покладу рекомендовано буріння експлуатаційних свердловин № 509-513 для більш повного вилучення ВВ.

Св. 509, 510, 512, та 513 розкрили поклад із значно підвищеним пластовим тиском у порівнянні з середнім по родовищу і працюють з робочими дебітами 15-78 тис. м³/добу. Автором уточнена структурна карта покрівлі масивно-пластового покладу, що відповідає вапняку Q₉ з урахуванням даних недавно пробурених св. 509-513.

Існуюча динаміка зниження пластового тиску, яка простежується на родовищі, дозволила в 2010 році оцінити початкові дреновані запаси масивно-пластового покладу по кінцевому темпу падіння пластового тиску, згідно залежності приведенного пластового тиску від видобутку газу. Початкові запаси покладу в такому разі склали 23,970 млрд м³ проти 14 млрд м³, що були затверджені в ДКЗ, а приріст за 2010 рік становив 1,132 млрд м³ газу.

Ланнівське ГКР.

Ланнівське ГКР розташоване у південно-східній частині Дніпровсько-Донецької западини у межах Тарасівсько-Ланнівського валу. Являє собою асиметричну брахіантиклінальну складку південно-східного простягання, північно-західна перикліналь і частково склепіння якої ускладнені Верхньоланнівським

соляним штоком. Розміри Ланнівського підняття в верхньокам'яновугільних відкладах на рівні покрівлі горизонту Г-13 становлять 7,5×4,5 км.

Основні запаси газу Ланнівського ГКР вміщують масивно-пластові поклади в продуктивних горизонтах картамиської світи (горизонти А-6-А-8, Г-6а) та араукаритової світи (горизонти Г-9-Г-13) включно з горизонтом К-1 авіловської світи. Продуктивними на родовищі також є горизонти Г-6б, Г-6в, Г-7а, Г-7б, Г-7в, Г-7г, Г-8а, Г-8б, Г-9а, Г-9б, Г-9в.

Продуктивні горизонти Ланнівського родовища складені перешаруванням глин, аргілітів, алевролітів та пісковиків, рідко вапняків. Колекторами, які вміщують газові поклади, є пісковики та алевроліти. Пористість пісковиків продуктивних горизонтів картамиської світи складає 5,5-10%, спостерігається мінливість їх колекторських властивостей по площі, в напрямку занурення структури спостерігається поступове заміщення проникних порід на їх ущільнені та щільні аналоги або на глинисті породи. Вірогідно, границя масивно-пластового покладу картамиської світи в напрямку занурення пластів може бути пов'язана з літологічним заміщенням порід, але вона до цього часу пробуреними свердловинами не встановлена.

Колекторські властивості пісковиків верхньокам'яновугільних відкладів є вищими та більш витриманими по площі. Пористість пісковиків продуктивних горизонтів складає від 10-12% до 17%. Границею масивно-пластового покладу горизонтів Г-9г-Г-13 + К-1 є ГВК, який встановлено на абс. відмітці -3887,5 м.

Починаючи з відкриття Ланнівського родовища у 1965 р., можна виділити 4 основні етапи його освоєння.

Перший етап - 1965 – 1972 рр. В цей період було відкрито Ланнівське родовище, пробурено 14 пошуково-розвідувальних свердловин (1, 2, 3, 4, 5, 8, 9, 10, 15, 50, 51, 52) та 3 експлуатаційні свердловини (101, 102, 106), розпочата промислова експлуатація родовища (1971 р.), підраховані та затверджені ДКЗ запаси газу та конденсату.

У 1972 р. на затвердження ДКЗ СРСР були представлені запаси газу за кат. А+В+С₁ в об'ємі 4290 млн м³ та кат. С₂ – 970 млн м³. Проте, ДКЗ під час аналізу матеріалів поставила під сумнів достовірність визначених ефективних товщин, визнала родовище не зовсім розвіданим і затвердила запаси газу за категорією А+В+С₁ в об'ємі 2685 млн м³ і за категорією С₂ – 1349 млн м³.

Другий етап - 1972 – 1996 рр. В цей період були пробурені додаткові експлуатаційні (свердловини 104, 103, 105) та розвідувальні (23, 25, 27) свердловини. Була проведена дорозвідка приштокової зони Ланнівського родовища, за рахунок чого були зменшені контури соляного штоку та розширені контури газоносності в приштоковій зоні. Підраховані прирости запасів газу. За цей період початкові запаси газу кат. С₁ перевищили затверджені ДКЗ більш ніж в 2 рази, а оцінені дренавані запаси газу - майже в 3 рази. Аналіз подальшої розробки Ланнівського родовища, результатів вимірів пластових тисків, відсутність підйому ГВК вказували на те, що запаси газу були недооцінені.

Третій етап - 1996 – 2011 рр. В 1996 р. запаси газу Ланнівського ГКР були перераховані та в 1997 р. затверджені ДКЗ України в наступних об'ємах: за кат. С₁ – 9813 млн м³, за кат. С₂ – 1693 млн м³, за кат. С₃ – 934 млн м³. Контури за-

пасів газу кат.С₂ і ресурсів кат.С₃ були визначені умовно. В 2000 р. складено проект дорозвідки Ланнівського ГКР, згідно з яким з 2000 по 2005 рр. пробурено 5 розвідувальних свердловин. За рахунок дорозвідки периферійних ділянок родовища в межах контурів запасів кат. С₂, були розширені контури газоносності кат. С₁ та підраховані прирости запасів газу в загальному об'ємі 2097 млн м³. У 2007-2010 роках на Ланнівському родовищі проведені детальні сейсмозвідувальні роботи 3D, які дозволили уточнити структурно-тектонічну будову родовища.

Четвертий, сучасний етап освоєння родовища, пов'язаний з ГЕО запасів газу Ланнівського родовища станом на 01.01.2012 р., яка виконана в 2012 р.

Згідно з оцінкою запасів 2012 р., початкові загальні запаси газу Ланнівського родовища за кат. С₁ (коди класів 111+221) склали 11717 млн м³. Початкові загальні запаси газу за кат. С₂ (коди класів 122+222) склали 3542 млн м³. Початкові загальні запаси газу кат. С₂ коду 332 склали 237 млн м³, ресурси газу кат. С₃ коду 333 - 701 млн м³. Контури запасів газу кат. С₂ та ресурсів С₃ визначені умовно (рис. 2.17, 2.18).

Основними за запасами на Ланнівському ГКР є 3 об'єкти: I об'єкт – горизонти А-6+А-7а, II об'єкт – горизонти А-7б+А-8+Г-6а, III об'єкт – горизонти Г-9г+Г-10+Г-11+Г-12+Г-13+К-1 (табл. 2.9).

Таблиця 2.9

Запаси та ресурси газу основних горизонтів Ланнівського ГКР станом на 01.01.2012 р., млн м³

Об'єкт	Горизонт	Кат. С ₁	Кат. С ₂		Кат. С ₃
		111	122+222	332	333
I	А-6+А-7а	1995	652	34	219
II	А-7б+А-8+Г-6а	5477	878	200	271
III	Г-9г+Г-10+Г-11 + Г-12+Г-13+К-1	3628	1637	-	-

Таким чином, початкові балансові запаси газу Ланнівського ГКР з 1972 р. збільшились майже в 4 рази – з 2685 млн м³, що були затверджені ДЗК в 1972 р. до 11717 млн м³, що визначені за результатами перерахунку запасів для ДКЗ у 2012 р. Накопичений видобуток газу по Ланнівському ГКР станом на 01.01.2012 р. складає 5584 млн м³. Зростання початкових запасів газу було пов'язано, перш за все, з дорозвідкою приштокової зони родовища та його периферійних ділянок.

РОЗДІЛ 3

КРИТЕРІЇ ДОРозВІДКИ ПЕРСПЕКТИВНИХ ДІЛЯНОК НА ВЕЛИКИХ РОДОВИЩАХ

По Шебелинському, Західно-Хрестищенському, Мелихівському, Машівському, Медведівському, Розпашнівському, Кегичівському, Ланнівському, Кобзівському та Єфремівському ГКР було визначено 10 головних критеріїв, за рахунок яких відбувалась розвідка, дорозвідка та наросування запасів газу і які дозволяють виділити перспективні ділянки для подальшої дорозвідки родовищ.

Геологічні критерії (структурно-тектонічні та геолого-геофізичні).

Уточнення структурно-тектонічних побудов:

- розширення площі газоносності за рахунок скорочення площі штоку;
- виявлення нових газоносних блоків;
- уточнення будови структури та покладу і розширення площі газоносності завдяки зміні положення початкового ГВК, літологічного контуру або умовного контуру газоносності;

Уточнення літофізичних властивостей порід-колекторів:

- оцінка достовірності підрахункових параметрів-пористості (Кп), газонасиченості (Кг) та ефективної товщини (h_{ef});
- підключення в газовіддачу слабгазоносних пластів і слабодренованих ділянок;
- оцінка властивостей порід-колекторів за даними сейсмічних досліджень 3D та визначення їх фаціальної належності.

Геолого-промислові критерії (оцінка стану розробки родовищ):

- розподіл ефективних товщин (або параметру $m\alpha$);
- розподіл тисків по горизонтах (карти ізобар);
- виділення зон по накопиченому видобутку газу із свердловин;
- оцінка запасів газу за МПТ.

В роботі вперше використаний комплекс геологічних та геолого – промислових критеріїв дорозвідки. Використання геолого–промислових критеріїв зумовлено тим, що всі родовища, за винятком Кобзівського, знаходяться на пізній стадії розробки. Це означає, що в газовіддачу вже підключились низькопроникні слабгазоносні пласти, з часом відбулося уточнення підрахункових параметрів та проявились слабодреновані ділянки покладу, існування яких зумовлено мінливістю колекторських властивостей порід, яку важко було простежити на початку вивчення родовища. Всі ці фактори необхідно враховувати при дорозвідці розвідувальними свердловинами периферійних частин покладів за межами балансових запасів, а тим більше при дорозвідці оціночно-експлуатаційними свердловинами слабодренованих ділянок в межах покладу.

В розділі автором проведений детальний аналіз кожного критерію. Показано, як критерій, в залежності від ступеню вивченості родовища і стану його розробки, сприяв освоєнню родовища до сучасного стану. Обґрунтовано, на яких родовищах на теперішній час цей критерій має вирішальне значення для подальшої дорозвідки. По кожному родовищу виявляється свій комплекс вирішальних критеріїв.

3.1 Геологічні критерії (структурно-тектонічні та геолого-геофізичні).

3.1.1 Уточнення структурно-тектонічних побудов.

Дорозвідка родовищ, що розглядаються в роботі, базується на уточненні положення контуру соляних штоків, виявленню та уточненню трасування тектонічних порушень, визначенні зміни положення ГВК, літологічного контуру, вивченні периферійних ділянок покладів, які навіть на пізній стадії розробки по ряду родовищ мають умовні контури газоносності.

Розширення площі газоносності за рахунок скорочення площі штоку на початковому етапі пошуків та розвідки родовищ було предметом вивчення ряду дослідників, особливо сейсміків, і відіграло значну роль на всіх родовищах, окрім Шебелинського та Кобзівського, які взагалі не екрануються штоками.

Так, на Мелихівському ГКР, що розташоване між двома соляними штоками - Східно-Медведівським і Парасковейським – неодноразово уточнювався контур штоків. Границі солі на початку розвідки та розробки були проведені за даними сейсморозвідки та даних свердловин №№ 13 (в тілі штоку), 5, 12, 53, 59 (в крайових частинах). Пізніше контур Східно-Медведівського штоку неодноразово уточнювався за даними нових свердловин. В період 1974-1980 рр. з метою уточнення контуру Східно-Медведівського соляного штоку в приштоковій зоні були пробурені 4 розвідувальні свердловини №№ 100, 102, 103, 104, а потім експлуатаційна св. 68. За їх даними контури соляного штоку значно зменшились: його північно-східна частина перемістилась на південь - південний захід (св. №№ 100, 102 та 103), а південна - на північ (св. 104), що призвело до збільшення площі газоносності покладу. В 1990-1993 рр. поряд з активною розробкою масивно-пластового покладу на родовищі проводилось розвідувальне буріння з метою подальшого уточнення контуру солі. За даними пробурених свердловин №№ 106 та 107 було уточнено положення північно-західної частини Східно-Медведівського штоку. Свердловиною 107, що пробурена із стовбура св. 106, підтвердилось уявлення про те, що границі штоку більш вузькі, ніж це прогнозувалось за даними сейсморозвідки (рис. 3.1). Неодноразове розширення площі газоносності покладу дозволило приростити в цілому 1,3 млрд м³ газу.

На Кегичівському ГКР, східна перикліналь якого зрізана Павлівським соляним штоком, також відбулось уточнення його контуру після захисту запасів в ДКЗ. В 1987-1990 роки з метою уточнення контуру солі були пробурені 4 розвідувальні свердловини №№ 202-205. За даними їх буріння зменшилась площа солі, границя якої була переміщена на схід на 500-900 м, і, відповідно, збільшилась площа продуктивності масивно-пластового покладу, що дозволило в 1990 році приростити 3208 млн м³ газу (рис. 3.1).

На Медведівському ГКР в процесі пошуково-розвідувального і навіть експлуатаційного буріння триває уточнення контуру соляного штоку. На родовищі площа газоносності покладу, що була прийнята до підрахунку при

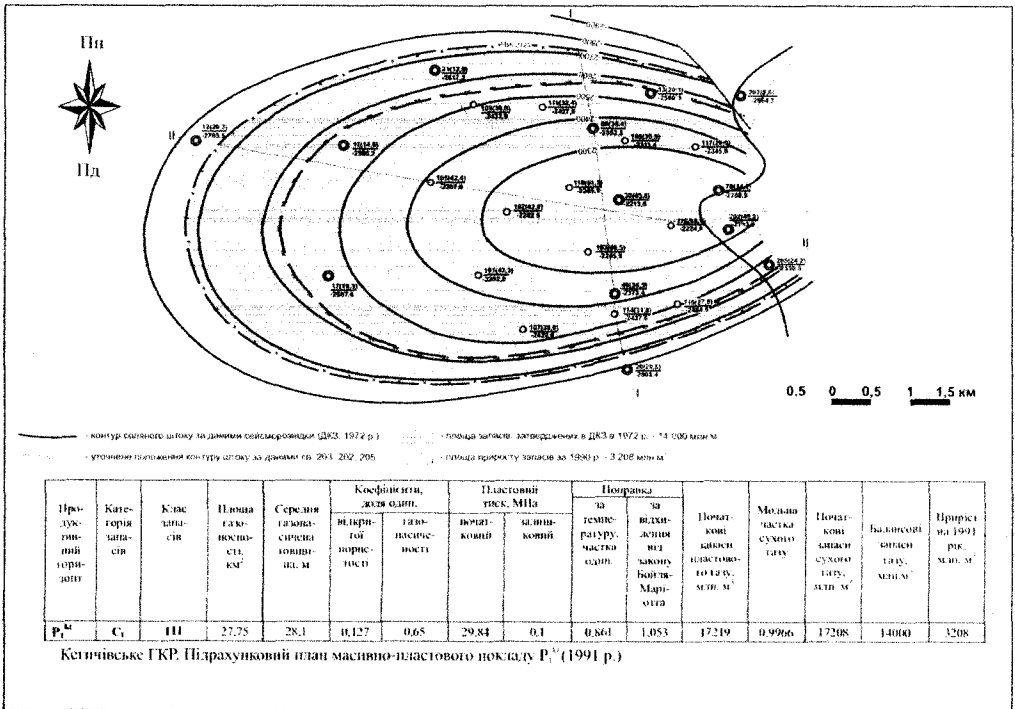
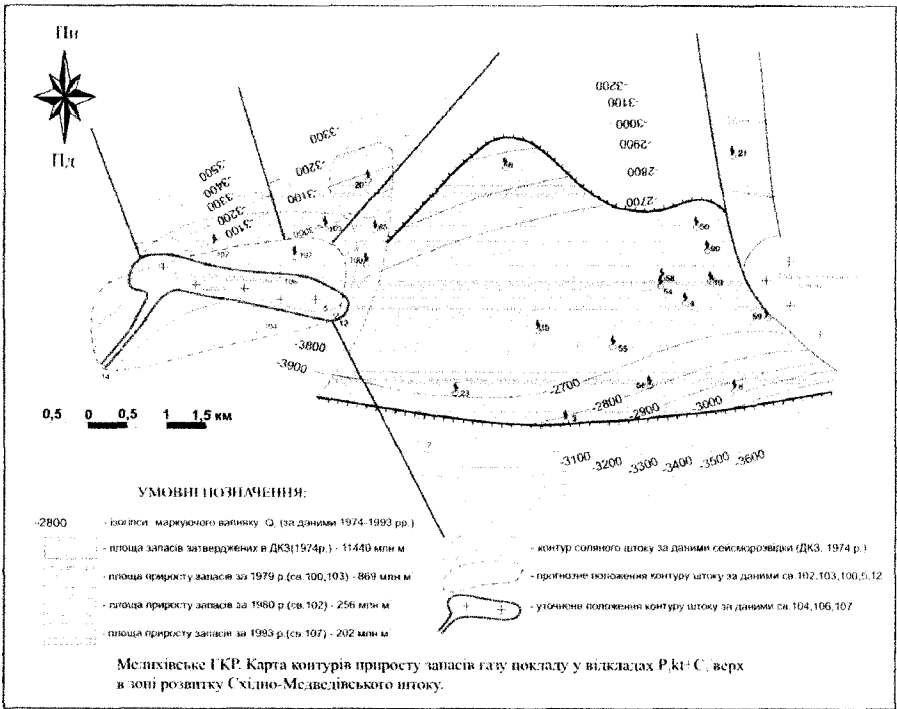


Рис. 3.1. Меліхівське та Кегичівське ГКР. Уточнення структурно-тектонічних побудов. Розширення площі газонасиченості за рахунок скорочення площі штоку.

затвердженні запасів в ДКЗ, пізніше збільшилась за рахунок скорочення штоку. Свердловини 100 та 101, які були пробурені в південно-західній частині структури на площі, що раніше відносилась до соляного штоку, розширили площу газоносності, що дозволило приростити в 1985 р. 624 млн м³ газу по відкладах P₁^{kt}-C₃³ і 912 млн м³ по відкладах C₃³-C₃² (рис. 3.2). Св. 127, що була пробурена в західному приштоковому блоці, і св. 124 та 125 - на південному крилі структури – також збільшили площу газоносності по відкладах P₁^{kt}-C₃³ і приростили 1179 млн м³ в 1993 році. Похила свердловина 122, яка пробурена поруч з св. 124, під сіллю розкрила не кармаміські відклади, а відразу - газоносні відклади карбону, які відносяться до II-го об'єкту (C₃³-C₃²), тобто виявлено вузький приштоковий продуктивний блок, що дозволило приростити в 1993 році 228 млн м³ газу.

Сейсмічні дослідження методом 3D продовжують уточнювати контури солі. В 2011 році навколо Медведівського штоку ТОВ «Вікоіл ЛТД» [66] проведено сейсмічні дослідження методом 3D. В площу цих досліджень увійшла частина північного та південного блоків Медведівського родовища. Згідно з цими дослідженнями незначно змінився північний контур солі Медведівського штоку, а саме, зменшився та збільшив площу газоносності в районі св. №№ 27, 62. В районі св. №№ 31, 53 та 73 контур, навпаки, збільшився і захопив площу балансових запасів. На думку автора, достовірність такої зміни на границі сейсмічних досліджень (св. 31) невисока, так як в цій частині кратність підсумовування по СГТ має значення менше 20, на відміну від максимальної на досліджуемій площі – 96, середньої – 48, що знижує надійність геологічних побудов. Це підтверджує і той факт, що границя солі за сейсмічними даними фактично підходить до св. 31, яка в своєму розрізі розкрила не сіль, а продуктивні горизонти у відкладах пермі та верхнього карбону з пористістю 12-18%. Однак найбільший на родовищі видобуток по св. 31, який складає 4 млрд м³ газу, не може пояснюватися однією високою пористістю, а скоріш за все, свідчить і про високу тріщинуватість порід, що зумовлена близькістю штоку. Тому, саме ці змінені положення контуру солі враховані автором при визначанні перспективності північної частини родовища.

Уточнення контуру солі сучасною сейсморовідкою, окрім Медведівського ГКР, пройшло на Ланівському ГКР, де площа штоку також незначно скоротилась. На Машівському ГКР, навпаки, збільшилась в північно-західній частині за сейсмічними даними і буріння [67]. На інших родовищах, що достатньо вивчені в минулі роки, уточнення контурів солі сейсмічними дослідженнями методом 3D, скоріш за все, не призведуть до суттєвих їх змін. Однак, часто в приштокових частинах покладів, за рахунок підвищеної тріщинуватості порід, свердловини працюють з підвищеними дебітами, тому для збільшення видобутку так важливо знати точне положення контурів соляних штоків.

На Розпашнівському ГКР лінія контуру ніжки соляного штоку, окрім сейсмічних досліджень 2D, підтверджена бурінням лише декількох свердловин №№: 7, 8, 10, 11, відстань між якими іноді складає більше 4 км (св. №№ 10-7 відстань 2675 м; св. №№ 7-11 відстань 4073 м). В результаті подальшого

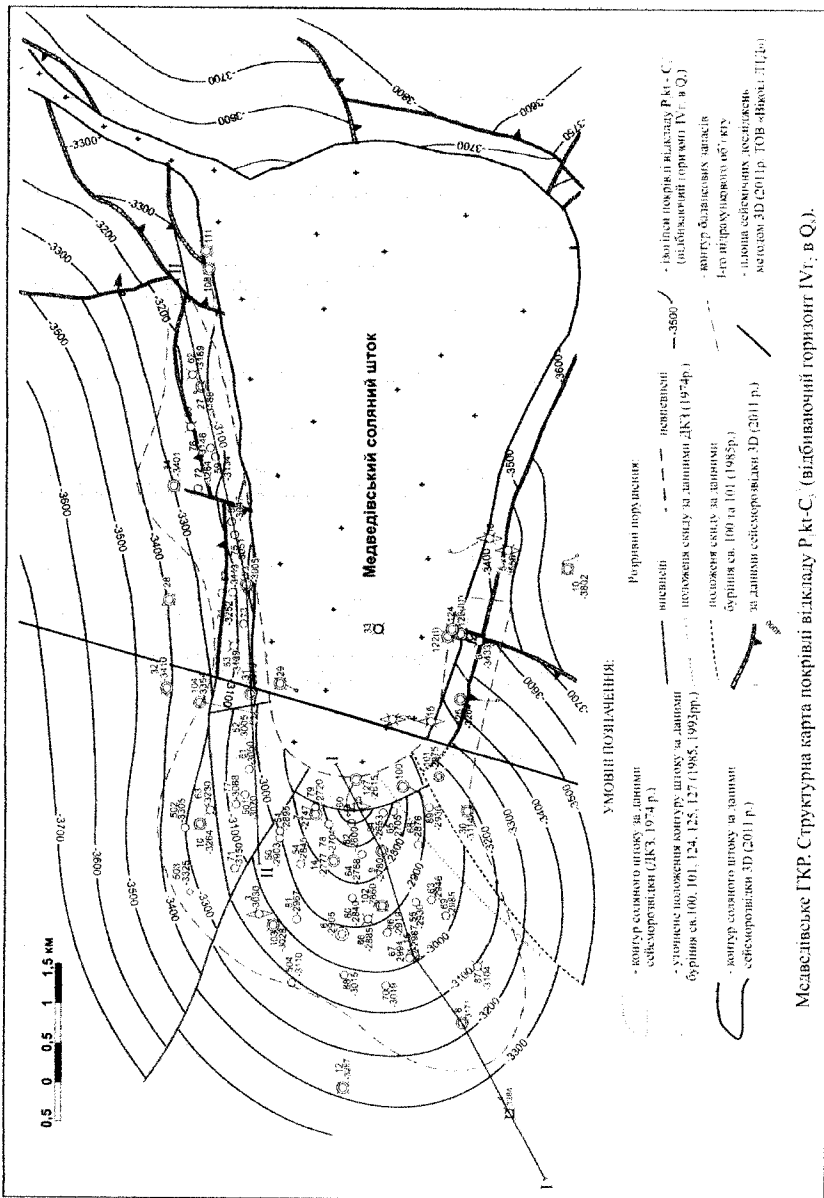


Рис. 3.2. Медведівське ГКР. Уточнення структурно-тектонічних побудов. Розширення площі газозносності за рахунок скорочення площі штоку.

експлуатаційного буріння контури штоку зменшувалися, збільшуючи площу приштокових блоків.

Аналіз будови приштокових частин родовищ виявив, що через значне їх розбурювання фактор розширення площі газонасності за рахунок скорочення площі штоку, хоч і продовжує відігравати свою роль, однак втратив своє вирішальне значення, окрім західної маловивченої частини Розпашнівського родовища.

Виявлення нових газонасних блоків в процесі розвідки відбувалось на всіх родовищах, окрім Кобзівського, яке, за даними буріння 80 свердловин і даних сейморозвідки методом 3D, на рівні продуктивного розрізу $P_{1kt} - C_{3kt}$ не має жодного встановленого порушення. В значній мірі виявлення нових блоків пов'язано з вивченням приштокових частин покладів. Так, на Західно-Хрестищенському родовищі площа газонасності масивно-пластового покладу, що була прийнята до підрахунку при затвердженні запасів в ДКЗ, пізніше збільшилась за результатами випробування св. №№ 303 та 291, що були пробурені в північному приштоковому блоці. За контуром затверджених ДКЗ запасів, були отримані промислові припливи газу в гор. Г-10–Г-11, що дозволило в 1982 та 1984 роки приростити запаси газу, відповідно, 1020 та 870 млн m^3 по відкладах араукаристової світи (рис. 3.3).

На Машівському ГКР, за рахунок даних буріння та сейморозвідки 3D [67], також уточнено трасування та амплітуду тектонічних порушень, розміри і форму тектонічних блоків, які повністю змінилися відносно попередніх уявлень. Незважаючи на один газонасний комплекс відкладів, західна та східна частини основного покладу родовища розробляються там як окремі експлуатаційні об'єкти у зв'язку з різною динамікою падіння тиску, зумовленою тектонічним екрануванням. На Розпашнівському ГКР розвідка південно-східної частини родовища виявила продуктивність східного блока і дозволила в 1992 році приростити за межами затверджених в ДКЗ запасів 1,718 млрд m^3 газу по гор. П-1 та К-1-2 (рис. 3.3).

Виявлення нових газонасних блоків є вирішальним для запропонованої в роботі дорозвідки західного приштокового блоку Розпашнівського ГКР, де в аварійній свердловині 6 гор. П-1, К-1-2 помилково віднесені до ущільнених, хоча в керні представлені і крупнозернистими пісковиками ~50 м.

Уточнення будови структури та покладу і розширення площі газонасності завдяки зміні положення початкового ГВК, літологічного контуру або умовного контуру проявилось в різній мірі на кожному з родовищ, що розглядаються.

Зміна положення початкового ГВК передбачає собою два явища. Перше – це його поглиблення, а друге – це коли абсолютна відмітка ГВК залишається незмінною, а через уточнення структури змінюється його положення на площі. Так, на Кобзівському ГКР завдяки тому, що структура виявилась більш положою, ніж передбачалось сейморозвідкою 3D, по мірі розвідки покладу гор. Г-6² положення ГВК (а.п. -3767 м) постійно змінювалось і площа газонасності збільшувалась. На Медведівському ГКР, навпаки, буріння св. №№ 67, 68, 81 та 83 уточнило кут падіння пластів в західному, північно- і південно-західному на-

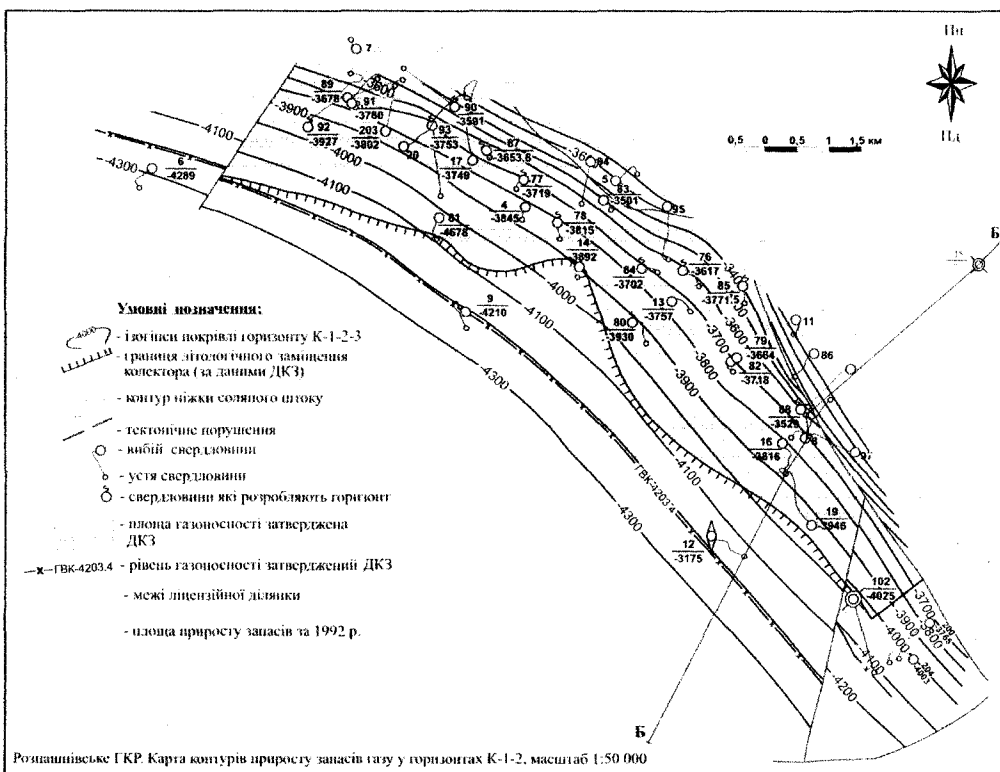
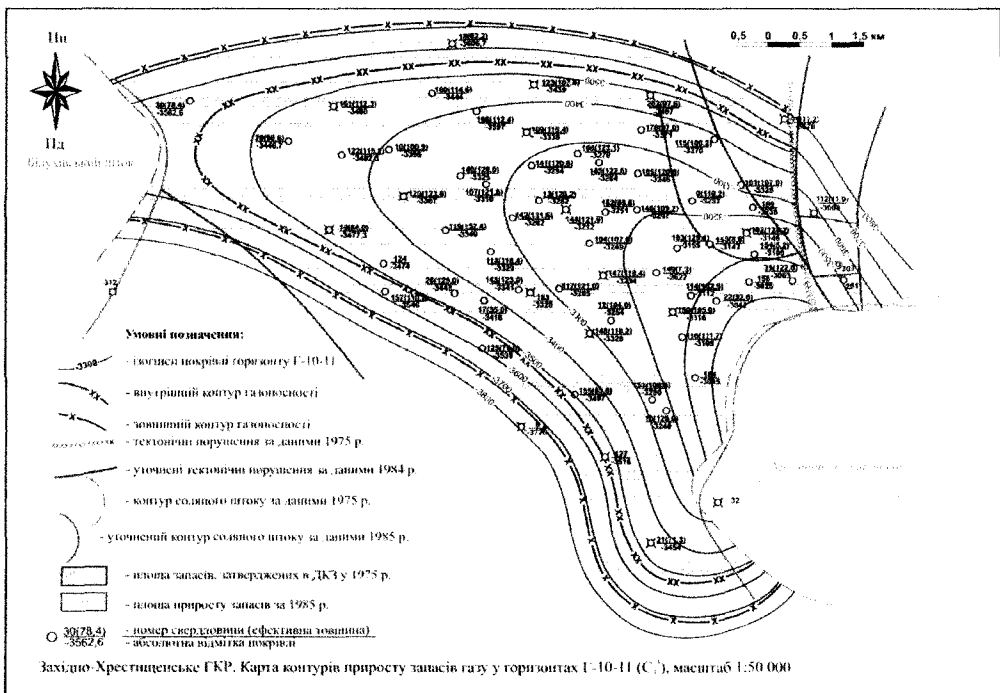


Рис. 3.3. Західно-Хрещищенське ГПР та Розпашнівське ГПР. Уточнення структурно-тектонічних побудов. Виявлення нових газоносних блоків.

прямакх і змінило положення ГВК (а. п. -3696 м), що незначно зменшило площу покладу на рівні відкладів $C_3^3-C_3^2$ (рис. 3.4).

Поглиблення ГВК відбувається тоді, коли свердловини, що пробурені в більш зануреній частині покладу, виявляють газonosний розріз на більших глибинах, ніж раніше встановлене ГВК, або умовне положення ГВК, яке було прийнято при початкових підрахунках запасів, зараз приймається на більшій глибині. Саме так відбувається в роботі при запропонованій дорозвідці Розпашнівського ГКР, де при захисті запасів в ДКЗ УГВК приймався на а.в. - 4203,4 м, що відповідало нижнім отворам перфорації пласта К-1-2 в св. 13, де було отримано приплив газу $Q_r^{a.b.}=2250$ тис. m^3 /добу. Водonosний пласт в цій свердловині випробувано в інтервалі 4392-4382 м (покрівля на а.в. -4222 м) – отримано приплив води $Q_v^6=2,2$ m^3 /добу. Виходячи з цього, рівень УГВК можна прийняти на середині відстані між водою і газом на а.в. - 4212,7 м. Таке поглиблення ГВК не суперечить даним по св. 16 та 12, які розкрили горизонт на більших глибинах (рис. 3.4) і дозволяє збільшити площу покладу.

На рівні картамиських відкладів нижньої пермі, для яких характерна суттєва мінливість площинного розподілу, практично усі поклади мають літологічний контур, який проводиться на середині відстані між продуктивними і непродуктивними свердловинами. Збільшення кількості пробурених свердловин призводило до уточнення цього контуру. Так, на Зах.- Хрестищенському ГКР нещодавно пробурені за літологічним контуром св. 321 та 509 перемістили північну, а св. №№ 265, 507 та 511 південну літологічні границі, однак дані розробки св. №№ 125, 135 та 241 та сусідніх до них свердловин визначили ділянки відсутності колекторів. Тому на рівні картамиських відкладів контур запасів, в порівнянні з прийнятим при захисті запасів в ДКЗ, змінився, а величина площі газonosності - практично залишилася незмінною (рис. 3.5).

В роботі проведений аналіз правомірності літологічного обмеження покладів П-1 та К-1-2 Розпашнівського ГКР при захисті запасів в ДКЗ (рис. 3.3). Детально розглянувши наявний матеріал по свердловинах №№ 6, 9, 12, продуктивні горизонти в яких вважалися ущільненими, можна дійти висновку, що це не зовсім вірно і дані свердловини мають ефективні товщини в межах продуктивного розрізу. Як видно з рисунку 3.4, в свердловині 12 поклади містять газо- та водонасичені пласти, при випробуванні яких отримані незначні припливи газу та води, тобто ущільненим розріз не являється. Свердловина 6 є найбільш проблемною, бо під час буріння вона зазнала аварії (обрив бурового інструмента) і в зв'язку з цим не було можливості її дослідити в повному обсязі. При глибині свердловини 4873 м дослідження можливо було провести лише з глибини 4055 м перфорувавши 219-мм обсадну колону. В результаті випробування 3-х об'єктів в інтервалах продуктивного горизонту П-1 припливів флюїду не отримали. З опису ядерного матеріалу, який характеризує продуктивну частину розрізу, видно, що існують пласти пісковика середньо-крупнозернистого до гравелітистого середньо зцементованого, з явно добрими колекторськими властивостями. На підставі опису ядра, який в продуктивній частині розрізу відбирався безперервно, можна стверджувати, що існує мінімум 23 м ефективної товщини по продуктивному горизонту П-1 (інтервали: 4328-4338, 4281-4289,

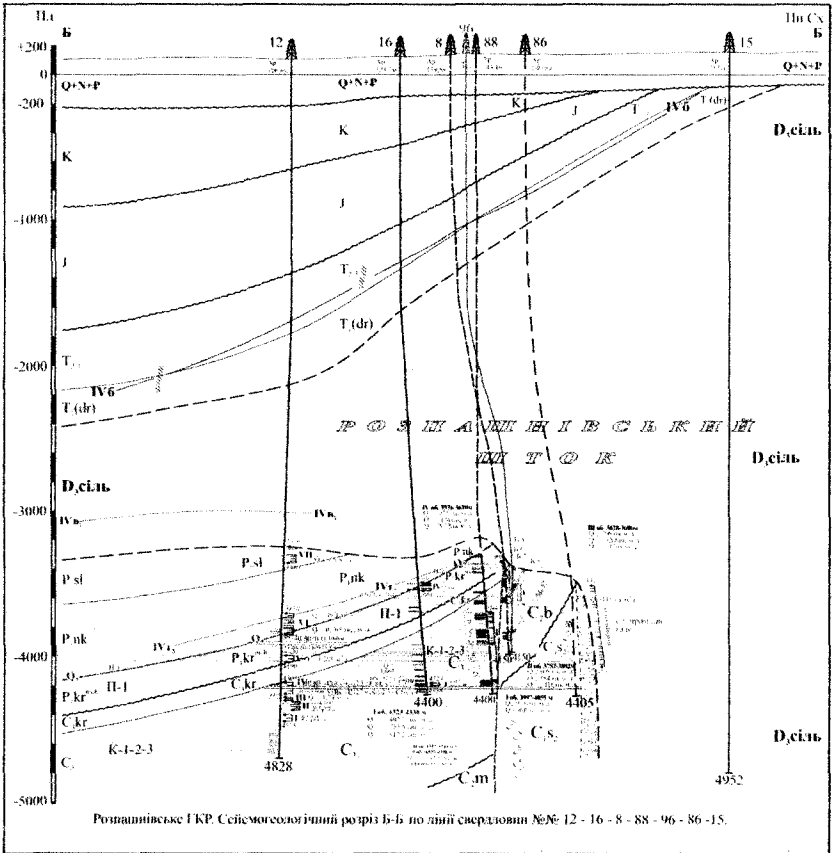
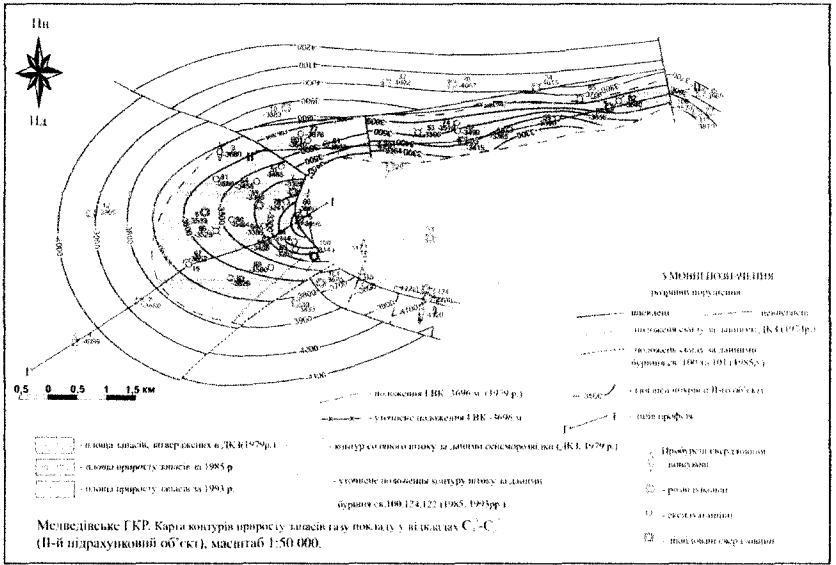
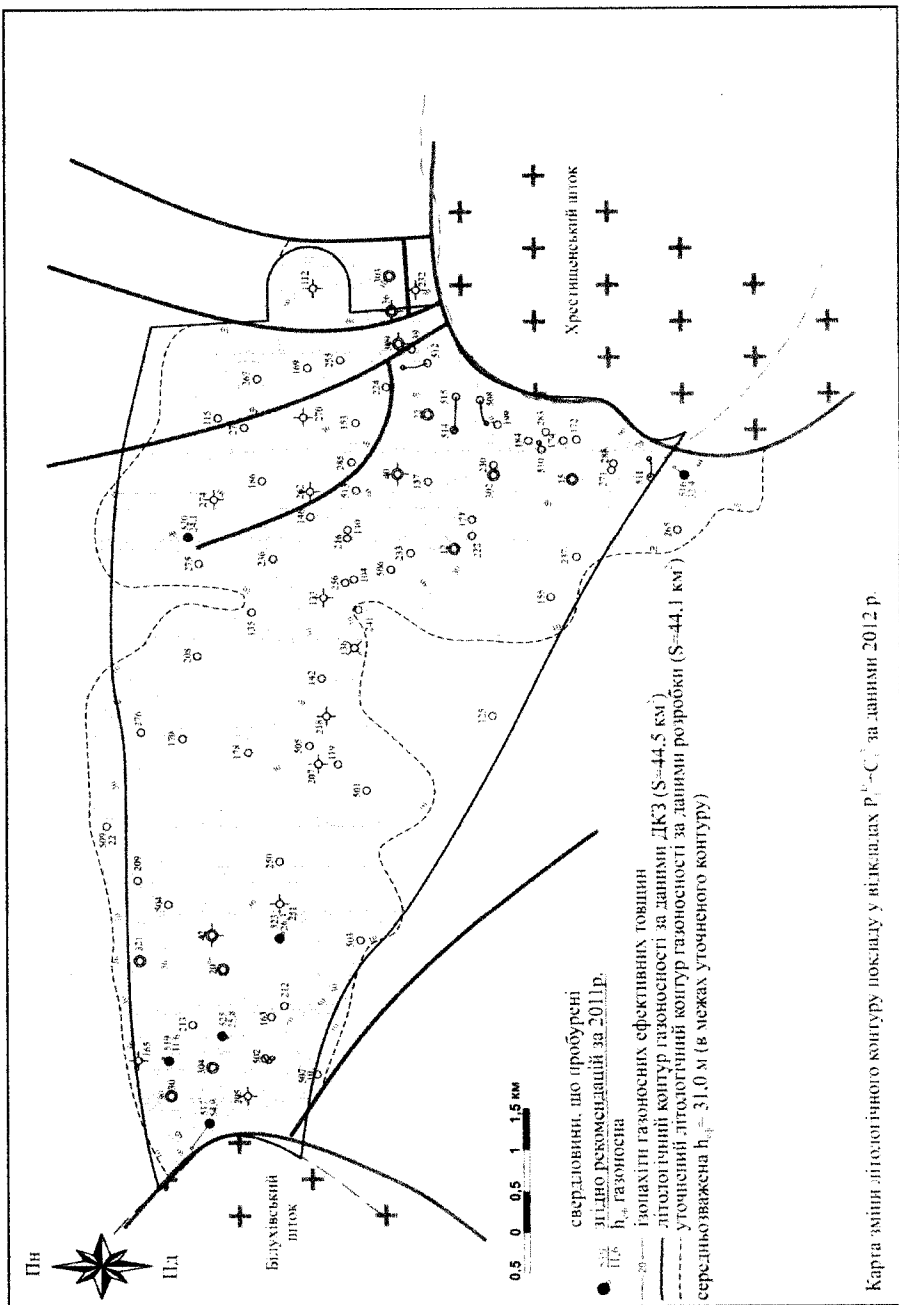


Рис. 3.4. Медведівське ГПР та Розпашнівське ГПР. Уточнення структурно-тектонічних побудов. Розширення площі газоносності завдяки зміні положення початкового ГВК (за даними розробки 2012 р.).



Карта зміни літологічного контуру покладу у відкладах $P_1^1-S_1$ за даними 2012 р.

Рис. 3.5. Західно-Хрестищенське ГКР. Уточнення структурно-тектонічних побудов. Розширення площі газонасності завдяки зміні літологічного контуру.

4255-4263, 4247-4255 м) та 30 м ефективної товщини по горизонті К-1-2 (інтервали: 4694-4704, 4683-4694, 4626-4634, 4536-4544 м). Отже, продуктивний розріз свердловини 6 не може вважатися ущільненим. В свердловині 9 за даними первинної обробки матеріалів ГДС всі пласти продуктивного розрізу були визначені як ущільнені. Але при проведенню детальному розгляді геофізичних параметрів виявилось, що в товщі горизонті П-1 (інтервал 4217,2-4222,4 м), при визначеній за даними ГДС пористості 12,5% та прийнятому граничному значенні пористості 11%, його помилково було віднесено до ущільнених порід. До речі, прийняте за граничне значення пористості 11%, теж може виявитися завищеним, як це вже було доведено на Шебелинському, Кегичівському та інших родовищах, де в процесі розробки аналогічних відкладів Р_{к1} та С₃³ починали працювати пласти з пористістю значно нижчою від прийнятої за граничну. Якщо прийняти це до уваги, то в цьому випадку інтервали 4478,8-4487,8 м, 4610,2-4612 м, 4622-4631 м з визначеною за даними ГДС пористістю 10-10,5%, слід віднести до колекторських порід, а лінію літологічного заміщення проникних порід взагалі зняти з підрахункових планів. Уточненню розповсюдженості колектора сприятиме проведення сейсмічних досліджень методом 3D.

На Кобзівському ГКР значний за розмірами і запасами поклад гор. Г-6² має встановлену літологічну границю на сході, що проходить через апікальну частину Кобзівського підняття. В процесі розвідки західна границя покладу приймалось як умовний контур, положення якого постійно пересувалось на захід і вже вийшло за межі підняття. Тобто, західна границя досі не встановлена бурінням і поклад недорозвіданий.

Недостатня вивченість покладів в процесі розвідки та відсутність даних про те, як вони обмежені, також приводила до використання умовного контуру як при неодноразових приростах, так і при складанні ГЕО на Ланнівському [38, 51] та Машівському ГКР [39, 40]. Як видно з рисунку 3.6, значні розміри Ланнівської структури та недорозвіданість її периферійних частин призвели до використання умовних контурів газоносності при захисті запасів в ДКЗ в 1997 році, при наступних за цим приростах в 2002 та 2005 роках та при підготовці ГЕО Ланнівського ГКР в 2012 році.

Аналіз всіх факторів, які призводять до зміни контурів газоносності, свідчить, що на стадії дорозвідки родовищ зміна положення ГВК вирішальна на Розпашнівському ГКР, а зміна літологічного контуру – на Зах.-Хрестищенському, Кобзівському, Медведівському та Меліхівському ГКР. Подальша дорозвідка Кобзівського, Ланнівського та Машівського ГКР, які мають умовно проведені контури газоносності, збільшить їх площу та запаси.

3.1.2 Уточнення літофізичних властивостей порід-колекторів.

Уточнення властивостей порід-колекторів відбувалось за рахунок підвищення достовірності підрахункових параметрів, за рахунок підключення в газовіддачу слабгазоносних пластів і слабодренованих ділянок і за рахунок уточнення розподілу порід-колекторів за даними сейсмічних досліджень методом 3D та визначення їх фаціальної належності.

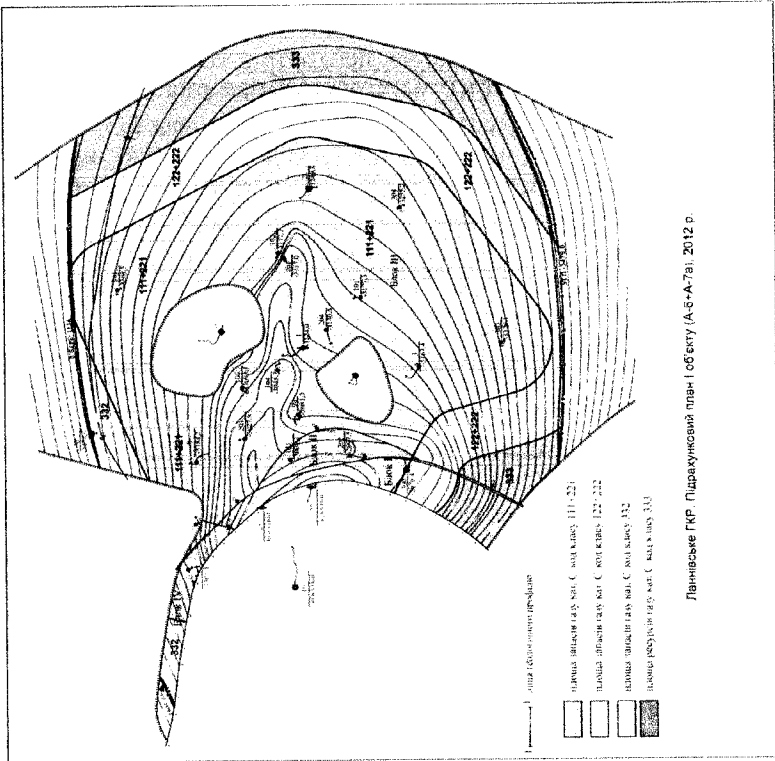
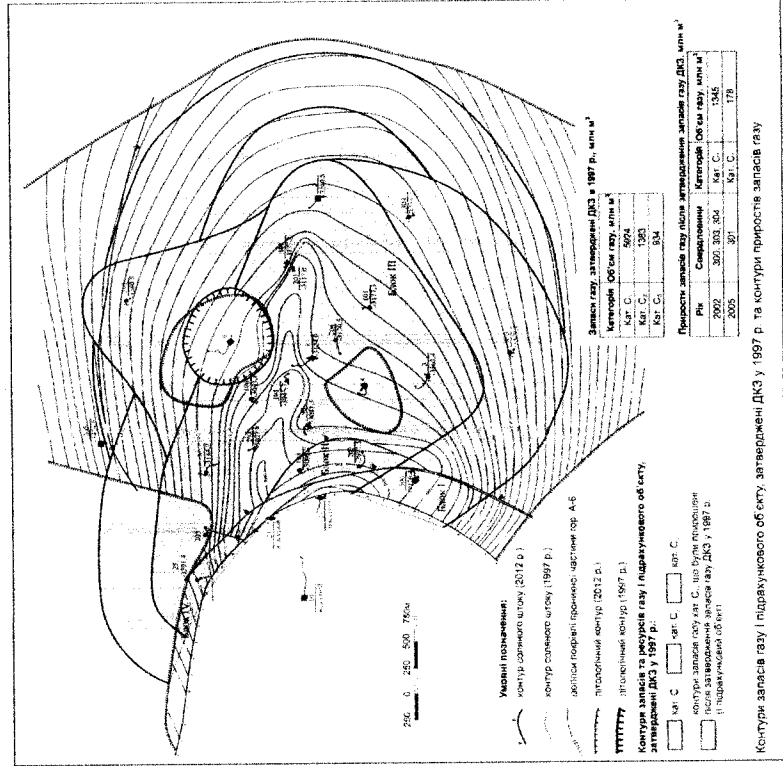


Рис. 3.6. Ланівське ГКР. Уточнення структурно-тектонічних побудов. Розширення площі газоносності і приросту запасів газу завдяки зміні умовного контуру газоносності.

Уточнення достовірності підрахункових параметрів найбільш потужно відіграє свою роль на Шебелинському ГКР, де дані розробки свідчать про суттєве зростання запасів газу з часом. Розрахунки за МПТ завжди були більшими, ніж дані об'ємного методу. Так, в 1963 р. при захисті запасів в ДКЗ [78], запаси газу об'ємним методом склали 457,6 млрд м³, а за МПТ - 466 млрд м³. В 1969 р. (Григор'єв В.С.) запаси газу були оцінені, відповідно, в 478 млрд м³ і 530 млрд м³. В подальшому розрахунки проводились тільки за МПТ і при останній оцінці запасів, затверджених ДКЗ в 1987 р. [126], вони склали 650 млрд м³, з яких видобуто на 01.2012 р. близько 612 млрд м³. Після послідовних неодноразових переоцінок за МПТ балансові запаси вже зросли до 723 млрд м³ [122, 123], що на 245 млрд м³ більше, ніж оцінка запасів об'ємним методом (1969 р.). Основною з причин невідповідності запасів підрахованих різними методами є неврахування в 1963 р. та 1969 р. об'ємним методом великої товщі низькопористих газонасних порід з K_p 0,05-0,07, що суттєво зменшувало значення ефективної товщини по родовищу та невисокі значення коефіцієнтів газонасиченості, що приймалися для відкладів НАГ, СМП і АСК (від 0,40 до 0,56).

За даними переінтерпретації даних ГДС 90-та свердловин, що була виконана в 2005 р. [125], коефіцієнти газонасиченості пластів у найбільших за запасами відкладах СМП зросли і коливаються по свердловинах від 0,50 до 0,90, і до працюючих пластів були віднесені пласти алевролітів та пісковиків з пористістю 5-7%. Це суттєво збільшує ефективну газонасичену товщину по більшості свердловин родовища. Наприклад, по відкладах СМП до підрахунку запасів об'ємним методом в 1963 р. [78] було прийнято $h_{\text{еф.газ}}$ 93 м з 450 м товщі (табл. 3.1).

Таблиця 3.1

Основні характеристики продуктивних горизонтів Шебелинського ГКР

Відклади	Загальна товщина, м	$h_{\text{еф}}$ газових відкладів, м	K_p	K_r	$K_{\text{газ.проники.}} \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$
за даними 1963 р. (ДКЗ)					
НАГ	120	15	0,10	0,40	5
СМП	450	93	0,135	0,50	10
АСК	590	51	0,17	0,56	12

Дані переінтерпретації значно збільшили ефективні товщини в свердловинах. Так, по св. 190 $h_{\text{еф}}$ була 61,3 м, а стала 174 м (табл. 3.2); по св. 219 була 71,5 м, а стала 166 м. При цьому максимальне значення $h_{\text{еф.газ}}$, оцінене по св. 220, після переінтерпретації склало 210,5 м.

На прикладі Шебелинського ГКР показано наскільки відрізняються підрахункові параметри на початковому і пізньому етапах розробки на кожному з родовищ, що вивчаються. На даний час достовірними є параметри на Кобзівському, Машівському та Ланнівському ГКР, де в 2011-2012 р. за участю автора виконано геологічну оцінку запасів, яка передбачає комплексний перегляд геофізичних та геолого-промислових матеріалів. На Кегичівському та Мелихівському ГКР автором самостійно, на підставі критеріїв, які будуть розглянуті

Таблиця 3.2

Зіставлення підрахункових параметрів розрізу СМЛІ св. 190 ШЕБЕЛИНСЬКОГО ГКР

Первинні результати ГДС. 1963 р.				Переінтерпретовані у 2005р. результати ГДС					
Інтервал пласту, м	h _{зар.} , м	h _{эф.} , м	Кл., %	Кг., %	Інтервал пласту, м	h _{зар.} , м	h _{эф.} , м	Кл., %	Кг.
1486,0 - 1487,0	1,0		3,0		1555,5 - 1559,5	4,0	2,0	19,0	0,77
1487,0 - 1489,0	2,0		1,0		1567,0 - 1569,0	2,0	2,0	14,0	0,61
1504,2 - 1506,2	2,0	2,0	8,0	40,0	1577,0 - 1580,0	3,0	3,0	14,0	0,65
1511,0 - 1516,0	5,0	5,0	7,5-9,0	40,0	1609,5 - 1613,0	3,5	35,0	11,0	0,60
1531,0 - 1532,0	1,0	1,0	10,0	50,0	1630,0 - 1638,0	8,0	5,0	10,5	0,66
1546,0 - 1550,0	4,0	4,0	10,0	50,0	1641,5 - 1647,5	6,0	5,0	15,5	0,74
1558,0 - 1560,0	2,0	2,0	15,0	55,0	1649,0 - 1651,5	2,5	1,0	8,0	0,58
1628,0 - 1635,0	7,0	3,0	8,0	40,0	1658,0 - 1663,5	5,5	2,0	12,0	0,54
1642,0 - 1652,0	10,0	8,0	5,0-7,0	25-30	1674,5 - 1677,0	2,5	2,5	13,0	0,68
1697,0 - 1704,8	7,8	3,0	7,0-12,0	35-60	1685,0 - 1694,0	9,0	5,5	6,5	0,50
1752,0 - 1764,8	12,8		7,0	35,0	1696,0 - 1702,5	6,5	5,0	15,5	0,87
1772,5 - 1777,5	5,0		6,0	29,0	1708,0 - 1717,0	9,0	4,0	6,0	0,50
1822,2 - 1826,0	3,8		6,0	29,0	1751,5 - 1768,0	16,5	12,0	6,5	0,50
1844,0 - 1862,8	18,8	5,0	8,0	40,0	1773,5 - 1775,0	1,5	2,5	6,0	0,50
1940,0 - 1950,0	10,0	10,0	11,0	55,0	1780,5 - 1785,0	4,5	3,0	8,0	0,50
1962,0 - 1966,5	4,5	4,5	8,0	40,0	1788,0 - 1794,0	6,0	3,0	12,0	0,64
1974,0 - 1979,8	5,8		5,0	25,0	1794,0 - 1798,5	4,5	4,0	6,0	0,50
2019,0 - 2034,8	15,8	13,8	12-15-17	60-70-71	1799,5 - 1808,5	9,0	5,0	8,0	0,54
		Σ = 61,3	10,3	48,3	1809,5 - 1815,5	6,0	3,0	6,0	0,50
					1841,0 - 1862,0	21,0	18,5	15,5	0,82
					1865,5 - 1901,5	36,0	14,0	8,0	0,68
					1904,5 - 1919,0	14,5	7,0	6,0	0,50
					1920,5 - 1940,5	20,0	6,0	8,0	0,66
					1940,5 - 1951,0	10,5	9,5	23,0	0,94
					1962,5 - 1969,0	6,5	3,5	10,5	0,87
					1970,5 - 1980,5	10,0	5,0	6,0	0,73
					1981,5 - 1991,5	10,0	6,0	6,0	0,73
							Σ = 174,0	10,7	0,66

нижче, визначено, що сучасні підрахункові параметри є цілком достовірними, а на Зах.-Хрестищенському, навпаки, недостовірні. Таким чином, критерій уточнення достовірності підрахункових параметрів залишається актуальним на Шебелинському, Зах.-Хрестищенському, Єфремівському, Розпашнівському та Медведівському родовищах, де давно не було єдиного перегляду підрахункових параметрів, а запаси, підраховані об'ємним методом та методом падіння тиску, не збігаються.

Підключення в газовіддачу низькопористих слабогазоносних пластів і слабодренованих ділянок підтверджено промислово-геофізичними даними на всіх вивчаємих родовищах і є одним з головних чинників росту запасів та видобутку. Так, на Шебелинському ГКР по мірі зниження пластового тиску за даними ГДС-контролю до роботи підключились пласти значної товщини з пористістю 3-5%, які на початковому етапі не враховувались в ранніх підрахунках запасів. Визначено, що вони дренуються через контакт з високопроникними пластами по всій площі покладу [90, 93].

На Кегичівському ГКР в 2000 році була проведена переінтерпретація первинних даних ГДС [80] з урахуванням даних ГДС – контролю, який виявив підключення в роботу нових пластів (табл. 3.3), які теж раніше вважались як слабо газонасичені і не враховувались в початковому підрахунку. За результатами переінтерпретації в продуктивному розрізі багатьох свердловин збільшились ефективні товщини, пористість та газонасиченість в порівнянні з первинними даними (табл. 3.4). Це та дані по пробурених св. №№ 501, 505 та 506 дозволили в 2000 р. приростити об'ємним методом 4900 млн м³ газу.

Критерій підключення з часом в газовіддачу низькопористих пластів характерний для всього продуктивного розрізу на родовищах, але в більшій мірі притаманний для картамиської частини розрізу. Саме мінливість колекторських властивостей картамиських відкладів призводить до існування слабодренованих ділянок навіть на пізньому етапі їх розробки, які являються предметом вивчення в роботі.

Оцінка властивостей порід-колекторів за даними сейсморозвідки 3D та визначення їх фаціальної належності здійснена на Кобзівському [69], Машівському [67], Ланнівському [65] та на частині Медведівського ГКР [66].

Кобзівське ГКР - це перше родовище на Україні, де в 2006 році при проведенні сейсмічних досліджень методом 3D здійснено прогноз розподілу колекторів у вигляді карт прогнозного розвитку пористості, глинистості та піщаності колекторів. Ці карти виявили вкрай мінливий характер розподілу колекторів гор. Г-6-7 верхнього карбону і тим паче гор. А-6-7-8 нижньої пермі, який був врахований при розташуванні проектних розвідувальних свердловин. Прогнозний поклад найбільшого за запасами горизонту Г-6² при розвідці обмежувався на крильових частинах структури розрахунковим положенням УГВК, а на сході та заході літологічним контуром, положення якого визначалось згідно карти пористості за даними сейсморозвідки 3D. На теперішній час положення східного літологічного контуру підтвердилось та уточнилось пробуреними свердловинами, а положення західного контуру залишається прогнозним через

Таблиця 3.3

Зміна газавіддачі по рід-колекторів з часом за даними термометрії і РК, виконаної в газовому середовищі на прикладі свердловин 101-103, 114, 116, 118 Кегинівського родовища.

№ св.	Інтервал досліджень пласта, м	ГДС порис. %	ГДС газон., %	Дата ви-конання першого ТК	Робочий дебіт при першому ТК в ін-пі перф., тис. м ³ /д	Характер газавіддачі	Дата ви-конання остан-нього ТК	Робочий дебіт при ТК в ін-пі перфор., тис. м ³ /д	Характер газавіддачі
101	2560.4-2563.6	13.5	60	03.7бр.	400	не газавіддаючий	04.88р.	90	газовіддаючий
	2587.6-2591.4	13.6	80			газовіддаючий			не газавіддаючий
102	2489.8-2493.0	17.0	73	07.80р.	10	не газавіддаючий	11.82р.	дані відс-ні	газовіддаючий
	2537.0-2541.6	10.3	56			газовіддаючий			не газавіддаючий
	2566.0-2570.0	16.6	60			газовіддаючий			газовіддаючий
	2582.0-2588.8	15.5	63			газовіддаючий			газовіддаючий
	2617.2-2621.6	14.3	65			газовіддаючий			газовіддаючий
103	2501.2-2505.6	16.4	78	07.67р.	1000	не газавіддаючий	03.89р.	дані відс-ні	не газавіддаючий
	2521.0-2536.0	17.14	83			"-			газовіддаючий
	2539.0-2548.0	17.0	80			"-			газовіддаючий
	2608.4-2610.4	12.2	62			"-			газовіддаючий
114	2620.0-2622.0	12.4	74	09.80р.	100	"-	01.83р.	дані відс-ні	газовіддаючий
	2647.0-2649.0	13.0	65			"-			газовіддаючий
116	2600.8-2602.0	13.8	85	08.76р.	200	"-	04.78р.	130	газовіддаючий
118	2447.0-2450.0	14.6	69	05.76р.	125	"-	12.82р.	50	газовіддаючий
	2593.0-2600.0	16.3	70			"-			газовіддаючий
	2593.0-2600.0	16.3	70			"-			газовіддаючий

Таблиця 3.4

Зміна підрахункових параметрів колекторів масивно-пластового покладу на прикладі свердловин 101-103, 114, 116, 118 Кегичівського родовища

№ св.	Дані за 1972 р.			Дані за 1999 р.			К _п , дол. од.	К _г , дол. од.
	Інтервал проникної час- тини, м	h _e , м	К _г , дол. од.	Інтервал проникної час- тини, м	h _e , м	К _п , дол. од.		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
	І підрахунковий об'єкт (P_гsv+mlch)							
101	2559,6-2732,3	43,3	0,13	0,68	2523,2-2727,6	63,8	0,125	0,676
102	2461,0-2622,0	42,0	0,13	0,65	2450,0-2622,0	52,4	0,153	0,624
103	2419,2-2659,2	66,5	0,12	0,68	2421,4-2658,4	64,4	0,13	0,686
114	2619,4-2810,2	31,8	0,14	0,76	2589,8-2810,4	56,8	0,135	0,648
116	2406,8-2612,8	68,6	0,13	0,74	2393,0-2612,8	83,4	0,123	0,741
118	2435,2-2634,5	51,5	0,14	0,72	2426,2-2683,4	55,6	0,147	0,696

недорозвіданість західної частини покладу Г-6², дорозвідка якої рекомендується в роботі.

На Медведівському ГКР площинний розподіл літофізичних властивостей порід був здійснений в межах сейсмічних досліджень 3D, проведених в 2011 р. Проведений в даній роботі аналіз карт пористості, які за досвідом сейсмічних досліджень Кобзівського ГКР виявились більш інформативними, ніж карти піщанистості та лінійних запасів, дозволив спрогнозувати ділянки найбільш пористого колектору не тільки в межах, а й за межами балансових запасів в північному блоці.

Для відкладів $P_1^{kt}-C_3^3$ (II-й екс. об'єкт) в межах вивчаємої частини північного блоку найбільш продуктивними виявились інтервали, що відповідають гор. А-6, Г-8 та Г-9. Саме карти пористості по цих горизонтах прийняті в роботі для уточнення місцеположення рекомендованих оціночно-експлуатаційних свердловин та визначення місцеположення розвідувальних свердловин за межами балансових запасів. Автором проведений аналіз зіставлення пористості, що визначена за даними ГДС і за даними сейсморозвідки та визначено, при яких значеннях пористості ймовірно очікувати припливи газу. В таблиці 3.5 наведені значення пористості продуктивних пластів гор. А-6, Г-8, Г-9 та Г-10 в св. 23 та 27, що були визначені за ГДС. Саме ці свердловини прийняті автором за еталон, тому що вони розвідувальні і в них кожний горизонт випробувався окремо. Більш високі значення пористості, що виявлені за ГДС, ніж ті, що вказані по свердловинах на карті пористості, пояснюються тим, що сейсмічний прогноз стосується не самого пласта, а інтервалу глибини, що більший ніж товщина пласта, тобто значення пористості погіршується за рахунок впливу щільних прошарків.

Згідно з картою пористості гор. А-6 (рис. 3.7), свердловина 27 розташована на ділянці пористості 10-12 % в приштоковому блоці. При її випробуванні з гор. А-6 було отримано приплив газу дебітом 167 тис.м³/добу. За даними сейсморозвідки північніше, в біляштоковому блоці, розташована значна за площею ділянка колектору з пористістю 13-17%, яка виходить навіть за межі балансових запасів, тобто площа газонасності може бути більшою.

Згідно з картами пористості гор. Г-8 та гор. Г-9 (рис. 3.7) свердловини 23 та 27 розташовані в приштоковому блоці на ділянках з пористістю 13-16 %. При їх випробуванні були отримані значні припливи газу. За даними сейсморозвідки, північніше, в біляштоковому блоці, розташовані значні за площею ділянки колектору обох горизонтів з пористістю 12-16 %, які також виходять за межі балансових запасів.

Для відкладів $C_3^3 - C_3^2$ (I-й експлуатаційний об'єкт) в межах вивчаємої частини північного блоку найбільш продуктивним виявився інтервал, що відповідає гор. Г-10. Згідно з картою, найкращі колектори розвинуті в районі св. №№ 23, 58 та 75, де пористість складає 16-17 %. Підтвердженням наявності високопористого колектору є видобуток по св. 58 та 75, який, відповідно, складає 1,5 та 2 млрд м³.

Таблиця 3.5

Результати геофізичних досліджень Медведівського родовища

№ свердловин, альтиметра, ротора, м	Інтервал пласта, м	$h_{\text{зап.}}$, м	$h_{\text{эф.}}$, м	Пористість, %	K_{Γ}	Інтервал (м) та результати випробування (тис. м ³ /добу)	Характер насичення
1	3	4	5	6	7	8	9
Горизонт А-6							
27 170,7	ІІ об. (P ₁ kt- C ₃ ³)	1,4	1,4	15,3	0,73	3485-3460 (А-6) $Q_2^I = 167$	газоносний
		3,2	3,2	16,2	0,76		газоносний
		4,0	4,0	18,7	0,78		газоносний
		7,2	7,2	17,3	0,82		газоносний
		4,8	4,8	18,3	0,81		газоносний
Горизонт Г-8							
23 163,3	ІІ об. (P ₁ kt- C ₃ ³)	34,0	34,0	18,0-19,2	0,89-0,85	3660-3740 (Г-8) $Q_{\text{ав}} = 55,6$	газоносний
		2,6	2,6	11,8	0,63	3890-3831 (Г-8)	газоносний
27 170,7		47	45	13,2-16,2	0,68-0,79	$Q_{\text{ав}} = 1523$	газоносний
Горизонт Г-9							
23 163,3	ІІ об. (P ₁ kt- C ₃ ³)	39,0	39,0	12,1-16,0	0,72-0,65	3858-3763 (Г-9-10) $Q_{\text{ав}} = 22,6$	газоносний
Горизонт Г-10							
23 163,3	І об. (C ₃ ³ -C ₃ ²)	35,6	35,6	14,0	0,69	3858-3763 (Г-9-10) $Q_{\text{ав}} = 22,6$	газоносний
		8,0	8,0	16,0	0,69		газоносний

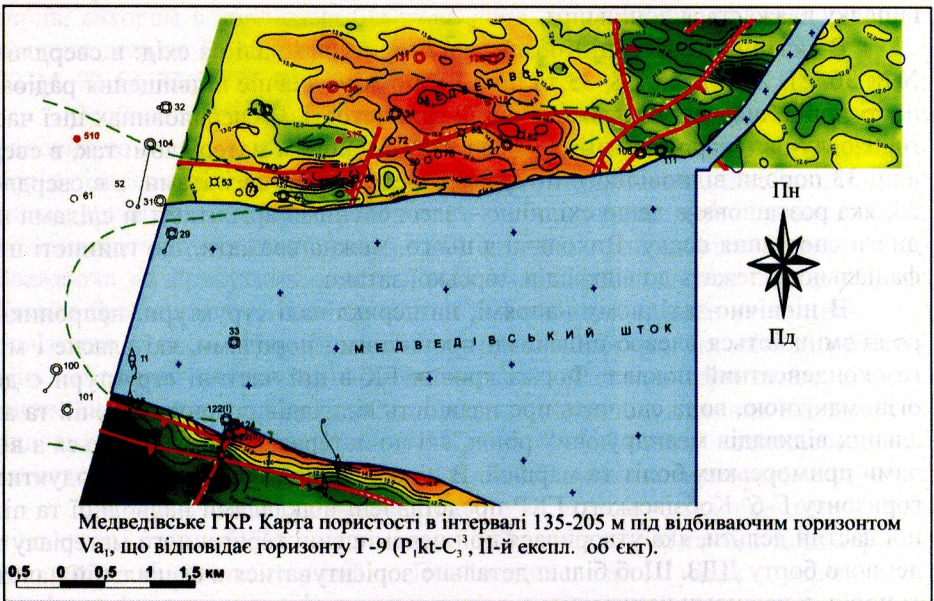
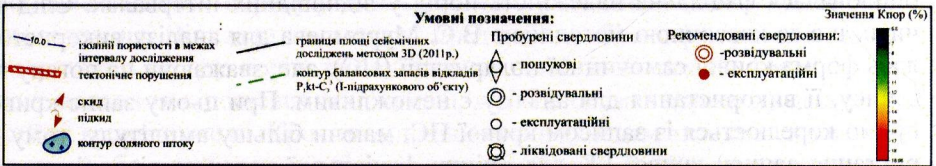
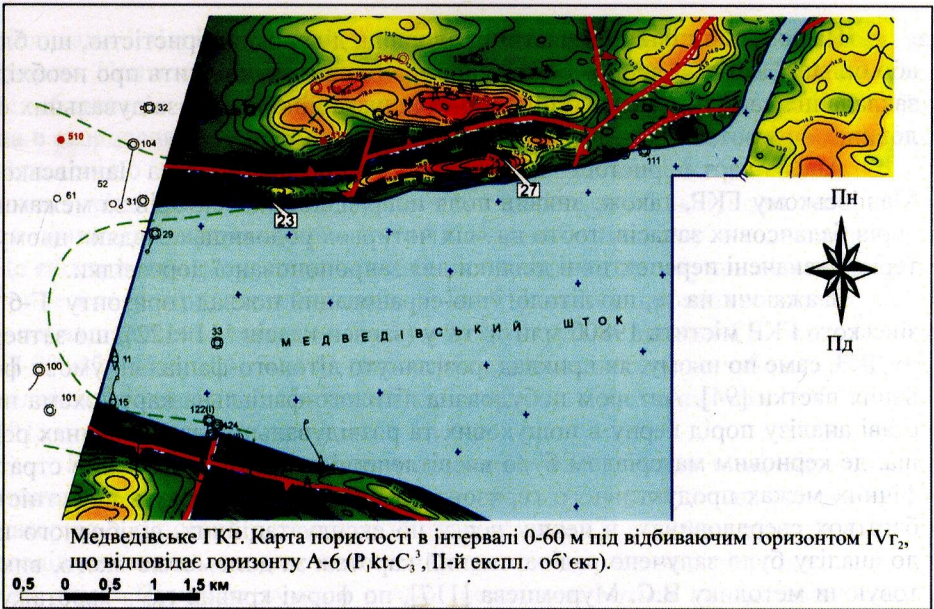


Рис. 3.7. Медведівське ГКР. Уточнення літофізичних властивостей порід-колекторів. Оцінка властивостей порід-колекторів за даними сейсмічних досліджень (за матеріалами ТОВ «ЮСЕЙС» з доповненням автора).

Наявність в північній частині родовища ділянок з пористістю, що близька або більша до тієї, з якої вже отримано приплив газу, свідчить про необхідність закладання саме в їх межах оціночно-експлуатаційних та розвідувальних свердловин.

Аналіз карт пористості за даними сейсмозв'язки 3D на Ланнівському та Машівському ГКР, також, виявив поля покращених колекторів за межами контурів балансових запасів, тобто на всіх чотирьох родовищах завдяки цьому критерію визначені перспективні ділянки для запропонованої розвідки.

Зважаючи на те, що літологічно-екранований поклад горизонту Г-6² Кобзівського ГКР містить 19800 млн м³ газу (запаси класів 111+122), що затверджені ДКЗ, саме по ньому, як приклад, розглянуто літолого-фаціальні умови формування пастки [94]. Автором побудована літолого-фаціальна карта-схема на підставі аналізу порід керну в пошукових та розвідувальних свердловинах родовища, де керновим матеріалом було висвітлено відповідний інтервал в стратиграфічних межах продуктивного горизонту. Крім того, у зв'язку з відсутністю по багатьох свердловинах, в першу чергу по експлуатаційних, відібраного керну, до аналізу було залучено радіоактивний каротаж за допомогою якого, використовуючи методику В.С. Муромцева [117], по формі кривих гама-каротажу (ГК) оцінювалася фаціальна належність порід у відповідних інтервалах. Слід зазначити, що за класичною методикою В.С. Муромцева для аналізу використовувалась форма кривої самочинної поляризації (ПС), але, зважаючи на погану якість запису, її використання для аналізу є неможливим. При цьому запис кривої ГК прямо корелюється із записом кривої ПС, маючи більшу амплітуду, тому використання запису кривої ГК для оцінки фаціальної належності порід в даному випадку вважається доцільним.

В склепінній частині Кобзівської структури і далі на схід: в свердловинах №№ 36, 21, 23, 57, 25, 38, 33 та інші ГК показує значне підвищення радіоактивності порід, що прямо залежить від їх глинистості. В свердловинах цієї частини горизонту дані каротажу підтверджуються керновим матеріалом: так, в свердловині 33 породи відповідного інтервалу представлені аргілітами, а в свердловині 23, яка розташована дещо східніше – засолоненими аргілітами зі слідами підводного сповзання осаду. Виходячи з цього, можна вважати, що глинисті породи фаціально належать до відкладів морської затоки.

В північно-західному напрямі, на перикліналі структури, непроникні породи змінюються алевро-піщаними проникними породами, які власне і містять газоконденсатний поклад. Форма кривих ГК в цій частині структури є досить різноманітною, вона свідчить про наявність відкладів розривних течій та алювіальних відкладів меандруючих річок, які по латералі іноді чергуються з відкладами приморських боліт та маршей. В цілому породи основного продуктивного горизонту Г-6² Кобзівського ГКР представлені відкладами надводної та підводної частин дельти, яка утворилася при переміщенні теригенного матеріалу з південного борту ДДЗ. Щоб більш детально зорієнтуватися в фаціальній належності порід, в кожному конкретному випадку до аналізу залучався літологічний матеріал, аналізувався його колір, структура, іноді мінеральний склад. Непроникні породи в цій частині структури розташовані хаотично, незначними за площею

ділянками і відрізняються від морських глинистих порід, в першу чергу, за кольором. Континентальні відклади мають переважно коричнево-буре або строкасте забарвлення на відміну від морських відкладів сіро-зеленого кольору. Зокрема в свердловині 40 породи високої (за даними ГК) глинистості не можуть бути віднесені до морських, так як в керні вони представлені в верхній частині аргілітами з тріщинами усихання, в яких вниз по розрізу збільшується зернистість аж до появи прошарків алевритового та піщаного матеріалу в підшві горизонту. Це свідчить про регресивний цикл – ріст суходолу за рахунок відкладення осаду принесеного теригенного матеріалу. Інші ділянки непроникних глинистих порід в периклінальній частині Кобзівської структури за даними ГК свердловин №№ 77-80, 42-42біс, 101, 30-100 також фаціально віднесені до заболочених ділянок дельтової рівнини, що підтверджується керном в свердловинах №№ 30, 40, 100, 101.

Власне дельтові відклади поділяються на надводну та підводну ділянки – авандельту. Їх розподіл, як за формою кривої ГК, так і за даними літологічного матеріалу, є досить складним. Форма кривих ГК та гранулометричний склад осадів надводної частини дельти нагадує форму та склад рівнинних меандруючих річок. Відклади рукавів дельти перешаровуються глинистими породами континентального обрису у зв'язку із зміною напрямку потоку, або під час його пересихання. Відклади авандельти представлені більш різкою зміною гранулометричного складу порід, що відповідно відображається на формі кривої ГК – покривельна та підшовна лінії кривої, яка відображає проникну частину пласта, майже горизонтальні. Крім того, підводним відкладам авандельти властиві сіро-зелений або сірий кольори піднятих в керні порід. Виходячи з перелічених критеріїв, автором встановлена берегова лінія, що розділяє надводну та підводну частини дельти. Вона умовно проходить між свердловинами №№ 32-43, 43-72, 72-24, 72-53, 72-22, 75-81, 75-76, 75-74, 74-28, 28-82, 28-40 (рис. 3.8).

Особливої уваги заслуговують відклади, розкриті в даному горизонті свердловиною 31. За формою кривої ГК видно, що тут має місце перешарування порід різного гранулометричного складу, а з керну видно, що в розрізі присутні галька аргіліту, пісковики, гравеліти та карбонатні оолітові пісковики, всі ці відклади мають сіро-зелений колір, який свідчить про наявність водного басейну. Зважаючи на присутність оолітів, можна зробити висновок, що даний водний басейн був закритим і мав застійний режим, який сприяв утворенню та росту оолітових стяжін. Періодично дана водойма під час активізації потоків (повінь), або ж штормів поповнювалася крупнозернистим теригенним матеріалом, таким як гравій та галька аргіліту. Слід зазначити, що відклади горизонту в свердловині 80біс за формою кривої ГК, також відносяться автором до відкладів закритого водного басейну, незважаючи на відсутність кернового матеріалу.

Для визначення напрямків руху течій враховується відносна близькість південного борту ДДЗ, гранулометричний склад порід, та відповідна форма визначеної берегової лінії. Приймаючи до уваги мінералогічний

склад осадів, вважається, що накопичений теригенний матеріал є продуктом руйнування Українського кристалічного щита і був принесений з південного борту западини. Напрямок транспортування теригенного матеріалу було два: з південного заходу, де найближче розташовується південний борт, та із заходу, де в районі Михайлівського та Ливенського газоконденсатних родовищ він досить різко повертає на північ. Західний напрям привносу теригенного матеріалу виник з необхідності пояснити механізм його розповсюдження на схід, про що свідчить берегова лінія. Привніс теригенного матеріалу з південного заходу не може бути ігнорованим через безпосередню близькість борту. Крім того, даний напрямок руху течій зможе пояснити наявність піщано-алевритового матеріалу у відкладах відповідного горизонту на Західно-Соснівському родовищі, розташованому північніше. В межах Кобзівської структури напрями течій та переміщення теригенного матеріалу розповсюджувалися як показано на складеній літолого-фаціальній карті-схемі (рис. 3.8). Згідно цих уявлень, південна, а тим паче західна недорозвідана частина покладу, що знаходиться за межами Кобзівського підняття, залишається перспективною з точки зору площинного розвитку колектору.

На прикладі основного продуктивного горизонту Г-6² Кобзівського родовища автор вважає, що в зонах фаціально мінливих порід, великі поклади ВВ можуть вміщуватися не лише в загальновідомих склепінних пастках, а й на структурних носачах та схилах западини.

Проведені дослідження свідчать, що всі із запропонованих геологічних критеріїв мають значення для вивчення геологічної будови родовищ, однак їх вирішальне значення змінюється на різних стадіях розвідки та розробки. В роботі для кожного родовища визначено свій набір вирішальних геологічних критеріїв, який дозволить продовжити геолого-розвідувальні роботи.

3.2 Геолого-промислові критерії (оцінка стану розробки родовищ).

Всі родовища, що досліджуються, мають значний фонд експлуатаційних свердловин. Незважаючи на це, проведений в роботі аналіз стану їх розробки свідчить про існування на них, навіть на пізній стадії, слабодренованих ділянок, які потребують додаткового вивчення та додаткового буріння для оптимізації видобутку. Це явище в більшій мірі притаманне саме картамиським відкладам, які мають гірші колекторські властивості, і до того ж їх фаціальна належність обумовлює мінливий характер розповсюдження колекторських властивостей по площі і розрізу. Для вивчення можливості існування таких перспективних ділянок та визначення їх місцеположення важливими являються геолого-промислові критерії: розподіл ефективних товщин (або параметру $m\alpha$), розподіл тисків по горизонтах (карти ізобар), виділення зон по накопиченому видобутку газу із свердловин та оцінка запасів газу за МПТ.

Розподіл ефективних товщин (або параметру $m\alpha$) є головним для виявлення зон максимального розвитку колекторів і скупченню більшої кількості газу. Карти h_{ef} та $m\alpha$ побудовані в роботі для покладів на Машівському, Кобзівському, Західно-Хрестищенському, Мелихівському та Кегичівському ГКР.

В процесі розбурювання покладів збільшується кількість фактичного матеріалу, що призводить до уточнення цього параметру.

На Західно-Хрещищенському ГКР витриманість колекторів карбону по площі призвела до того, що уявлення про розподіл їх ефективних товщин, яке було прийняте при захисті запасів в ДКЗ, практично залишилось незмінним і на цей час. Картамиські відклади нижньої пермі, навпаки, мають вкрай мінливий характер розподілу колекторів по площі, тому із збільшенням кількості свердловин суттєво змінилися первісні уявлення про їх площинний розподіл. В роботі проведено аналіз цих змін за період розробки родовища для частини покладу у відкладах $P_1^{kt}-C_3^3$ (II експлуатаційний об'єкт). Контур газоносності відкладів $P_1^{kt}-C_3^3$ був затверджений ДКЗ СРСР в 1975 році на основі результатів буріння 75 свердловин. При підрахунку запасів карта ефективних товщин не будувалась, а будувалась карта параметру $m\alpha$ на підставі визначених за даними ГДС параметрів пористості, ефективної товщини та газонасиченості. Використавши значення h_{ef} в межах затвердженої при підрахунку в ДКЗ площі, автором побудовані карти розподілу еф. товщин по 52 свердловинах. Площа газоносності відкладів $P_1^{kt}-C_3^3$ на той момент складала 44,5 км². Побудовано дві карти ефективних товщин. На одній карті винесені ефективні товщини тільки тих пластів, які мають пористість рівну або більше 13 % і запаси яких віднесені ДКЗ до кат. C_1 . Середньозважена товщина таких високопористих пластів складає 27,2 м (рис. 3.9). На іншу карту винесені товщини усіх газонасичених пластів з пористістю 10 та більше процентів, запаси яких віднесені ДКЗ до кат. $C_1 + \text{кат. } C_2$ (рис. 3.9). Розрахована середньозважена товщина за такою картою складає аж 45,0 м. Станом на 01.01.2012 р. загальний фонд свердловин, пробурених на масивно-пластовий поклад, вже складає близько 250 свердловин. Таке суттєве збільшення свердловин дозволило уточнити розподіл ефективних товщин відкладів $P_1^{kt}-C_3^3$ II експлуатаційного об'єкту. Автором на підставі даних наведених в проєкті розробки [54] та даних тільки-но пробурених свердловин, побудована нова карта розподілу ефективних товщин. При складанні сучасної карти враховувались усі газонасичені за ГДС пласти, пористість яких дорівнює, або перевищує нижню границю пористості колектора, яка була визначена при підрахунку, а саме 10 %. Слід зауважити, що при побудові цієї карти по багатьох свердловинах враховувались дані ГДС-контролю в газовому середовищі, який визначав працюючі пласти. Розраховане по цій карті середньозважене значення ефективної товщини значно зменшилось, воно дорівнює тільки 31,0 м (рис. 3.5).

Аналіз цих карт дозволяє визначити, що, в порівнянні з 1975 роком, змінились уявлення про поширення емнісних властивостей колекторів. На картах 1975 року розподіл товщин має більш рівномірний характер, а самі товщини значно більші. На сучасній карті значення товщин зменшились, і їх розподіл став більш мінливий. Так, в центральній частині покладу у північному та південному напрямку виявлені зони відсутності ефективних товщин, а також підтвердилась наявність найбільших значень ефективних товщин на

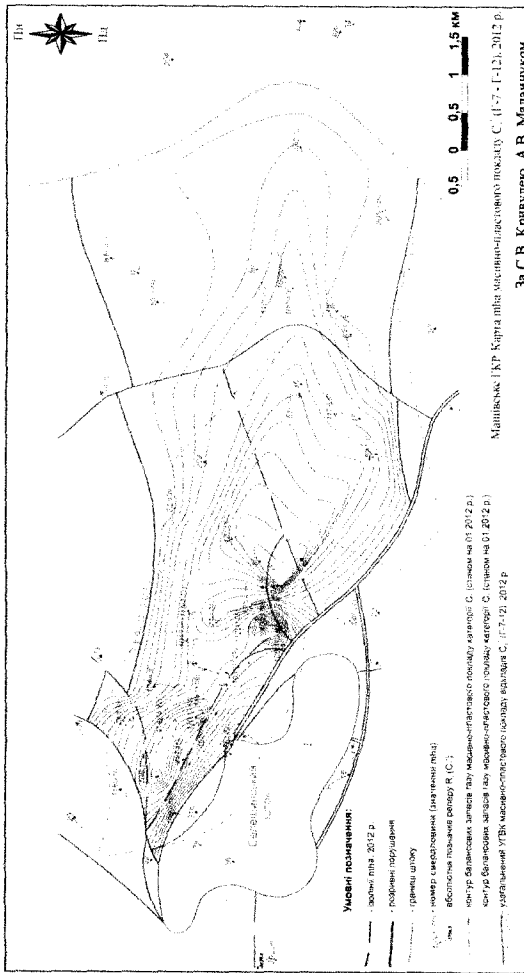
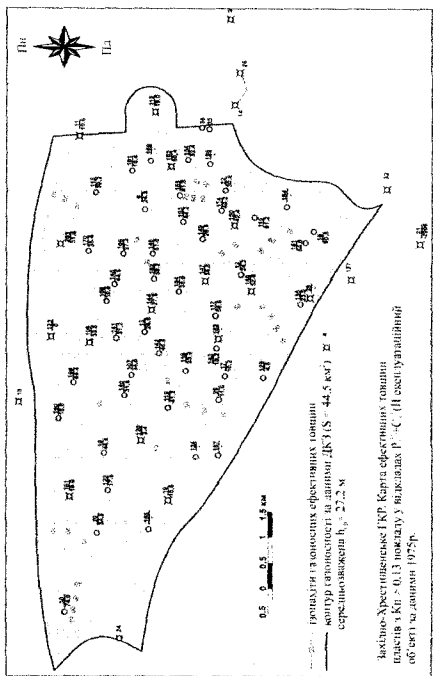
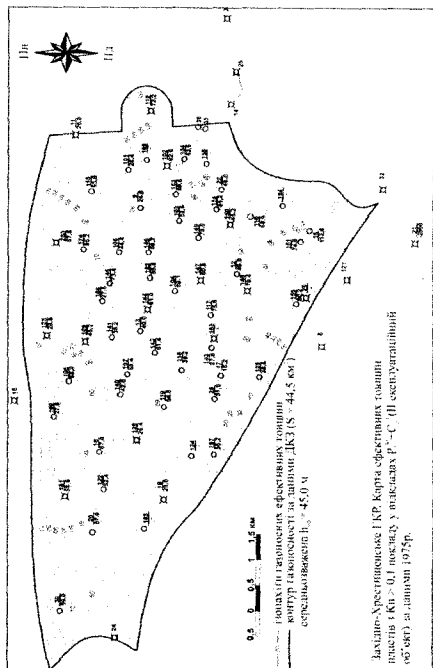


Рис. 3.9. Західно-Хрестинське ГКР та Машівське ГКР. Розподіл ефективних товщин (або параметру h_0).

приштокових ділянках, однак величина цих значень стала меншою. Вважається, що зменшення середньозваженої товщини з 45 до 31 метру є основним чинником невідтворюваності балансових запасів відкладів $P_1^{kt}-C_3^3$ (I-го підрахункового об'єкту, II-го об'єкту експлуатації).

На Машівському ГКР в результаті переінтерпретації і аналізу матеріалів ГДС в роботі складено зведену карту $m\alpha$ (рис. 3.9) по основних покладах родовища, які раніше індексувались як гор. К-1-2-3, а зараз гор. Г-7-12. Газові поклади розповсюджуються далеко за межі як контурів газонасиченості кат. C_1 (клас 111) та категорії C_2 (клас 122), що числились на Держбалансі станом на 01.01.2012 року, що видно з карти, так і нових контурів, прийнятих в межах складання ГЕО в 2011 р. [40]. Тому розподіл параметру $m\alpha$ буде врахований при рекомендаціях дорозвідки.

На Кобзівському ГКР за участю автора [142] складена зведена карта $m\alpha$ I-го експлуатаційного об'єкту, який включає переважно гор. А-6-7-8. Вона свідчить про наявність найкращих колекторів в склепінній та південно-західній крильовій частинах покладу і буде в подальшому використана при складанні рекомендацій дорозвідки.

На Мелихівському ГКР значна центральна частина покладу, через складні поверхневі умови, на першому етапі розробки була не розбурена. Подальше її розбурювання похило-спрямованими свердловинами виявило ділянки покладу із значно покращеними фільтраційно-ємнісними властивостями - значення параметру $m\alpha$ практично подвоїлося. Зростання $m\alpha$ та дані переінтерпретації ГДС усіх свердловин (2001 р.), збільшили середньозважений по площі параметр в основному блоці з 2,28 м (дані ДКЗ) до 3,01 м. Сучасна карта $m\alpha$ свідчить про суттєве коливання значення $m\alpha$ по площі (від 6,14 м до 0,25 м), що обумовлене мінливістю колектору, яка призводить до нерівномірного дренажування покладу і існуванню слабодренуваних ділянок (рис. 3.10).

На Кегичівському ГКР в 2000 році також була проведена переінтерпретація первинних даних ГДС з урахуванням даних ГДС – контролю, який виявив підключення в роботу нових пластів [80]. За результатами переінтерпретації багатьох свердловин збільшились ефективні товщини, пористість та газонасиченість. Це, та дані пробурених св. №№ 501, 505 та 506 дозволили в 2000 р. фахівцями УкрНДІгазу побудувати карту ємнісного параметру $m\alpha$. Автором в 2011 р. уточнена карта $m\alpha$ верхньої частини масивно-пластового покладу з урахуванням даних св. №№ 509, 510, 512, 513. (рис. 3.11). Аналогічна карта для нижньої частини покладу залишилась без змін через відсутність нових свердловин. Використавши середньозважений параметр $m\alpha$ для верхньої та нижньої частин масивно-пластового покладу, були підраховані початкові запаси газу, які склали 24297 млн m^3 , що практично відповідають цифрі балансових запасів.

На Мелихівському та Кегичівському ГКР автором проведена оцінка достовірності підрахункових параметрів, в т.ч. параметру $m\alpha$, шляхом зіставлення фактичного видобутку газу та розрахованих об'ємним методом

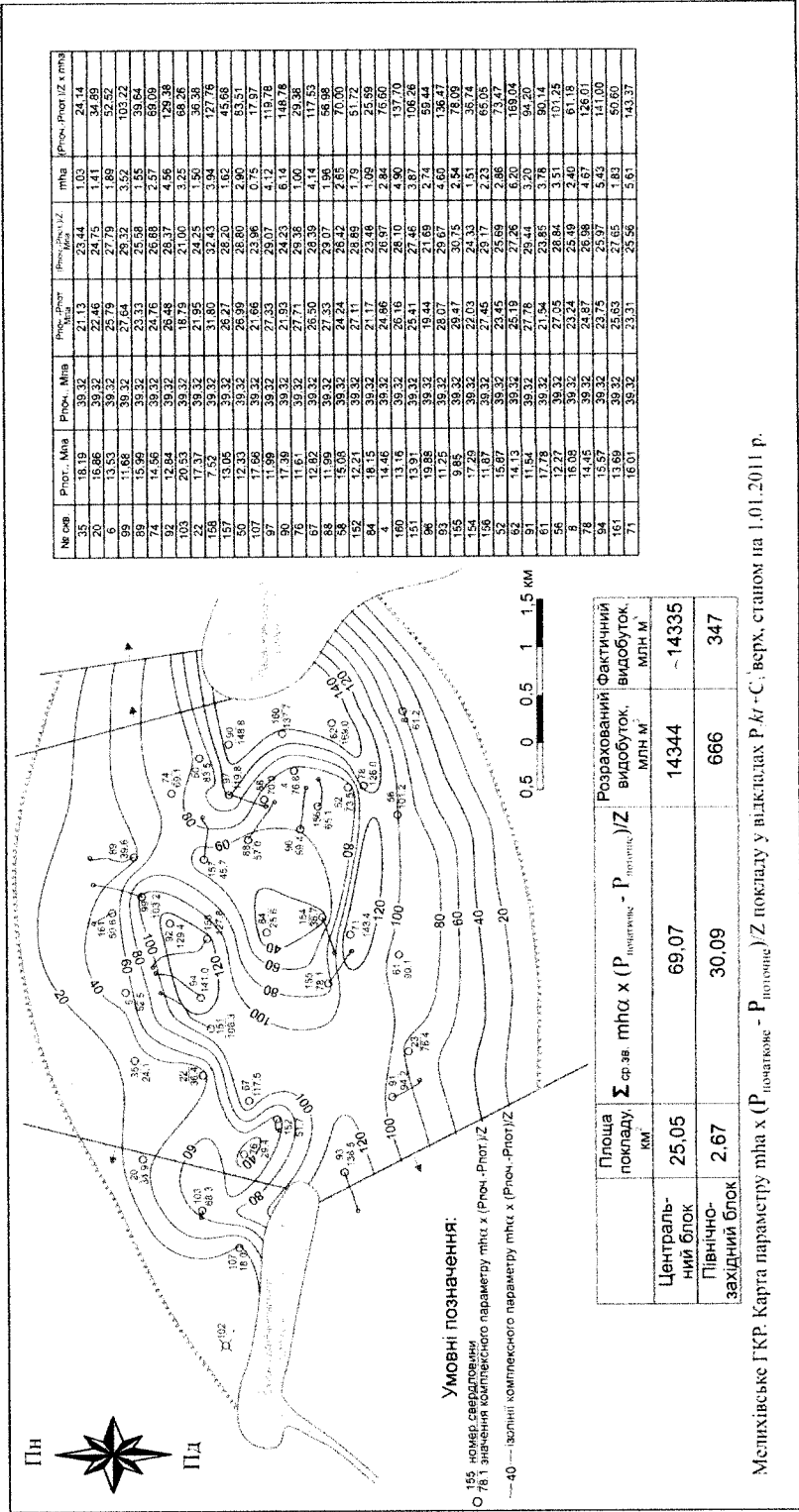
видобутих запасів. Для цього автором по кожній свердловині було визначено значення зниження пластового тиску від початкового до поточного станом на 01.01.2011 р., побудовані карти комплексного параметру ($m h \alpha \times P_{\text{початкове}} - P_{\text{поточне}}/z$), розраховано середньозважене по площі значення параметру ($m h \alpha \times P_{\text{початкове}} - P_{\text{поточне}}/z$) і підраховані в межах уточненої площі газоносності видобуті запаси. Вони співпали з фактичним видобутком за весь час розробки на Кегичівському ГКР на 96 % (рис. 3.11).

На Мелихівському ГКР (рис. 3.10), в центральному блоці, площа якого 25,05 км², параметр ($m h \alpha \times P_{\text{початкове}} - P_{\text{поточне}}/z$) складає 69,07 МПа×м, а розраховані видобуті запаси становлять: $Q = 25,05 \times 69,07 \times 0,84 \times 9,86923 = 14344$ млн м³. Фактичний видобуток по цьому блоку, станом на 1.01.2011 р., складає біля 14335 млн м³ (в цю величину не увійшов видобуток по декількох свердловинах, які сумісно розробляють два експлуатаційних об'єкта МПП). В північно-західному блоці, площа якого 2,67 км², параметр ($m h \alpha \times P_{\text{початкове}} - P_{\text{поточне}}/z$) складає 30,09 МПа×м, розраховані видобуті запаси становлять: $Q = 2,67 \times 30,09 \times 0,84 \times 9,86923 = 666$ млн м³. Фактичний видобуток по цьому блоку, станом на 01.01.2011 р., складає біля 347 млн м³, тобто значно менший, ніж розрахований. Вірогідно, що такий незбіг видобутку пояснюється двома причинами. Перша - площа газоносності блоку завдяки літології може бути меншою, що зменшить розраховані запаси. Друга – св. 102 вже давно не працює, тому немає даних щодо поточного тиску і параметру ($m h \alpha \times P_{\text{початкове}} - P_{\text{поточне}}/z$) на цій ділянці. Не виключено, що в крайній західній частині покладу (ділянка св. 102) цей параметр в дійсності нижчий, ніж прогнозується. Однак це не відноситься до району св. №№ 20, 103 та 107, де наявний фактичний матеріал дозволяє впевнено здійснювати розрахунки і в подальшому рекомендувати буріння свердловини.

Такий збіг фактичного та розрахованого видобутку на Кегичівському ГКР та головному за запасами центральному блоці Мелихівського ГКР свідчить про достовірність параметру $m h \alpha$ і дозволяє на його підставі підрахувати початкові та поточні запаси і побудувати карту щільності поточних запасів, яка надає змогу в подальшому розрахувати поточні запаси на визначених в роботі перспективних ділянках.

До того ж на Кегичівському ГКР, з використанням залежності «пористість»-«проникність», що визначена за даними дослідження керну, автором розраховане значення коефіцієнту абсолютної газопроникності (k) і побудовано карту фільтраційного параметру kh , дані якої дозволили спрогнозувати дебіти проектних свердловин.

Слід зауважити, що слабодреновані ділянки, які є предметом вивчення, пов'язані з існуванням частин покладу, де колектор має погіршені фільтраційні властивості, що обумовлює невисокі дебіти в працюючих свердловинах. З метою визначення площинного розподілу фільтраційних властивостей колекторів на Кегичівському ГКР, автором побудована карта параметру kh , де k – зважена по товщинах пластів абсолютна газопроникність в свердловині, h – сумарна еф. товщина в свердловині [91] (рис. 3.12). Для визначення



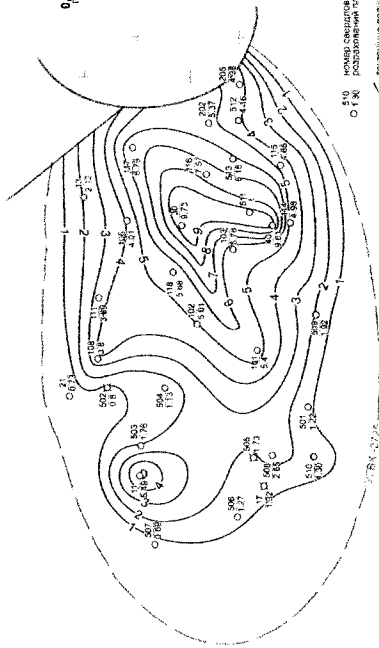
№ сев	Прог. Міла	Прог. Міла	Прог. Прог.	Прог. Прог.	Прог. Прог.	Прог. Прог.	Прог. Прог.	Прог. Прог.	Прог. Прог.
35	18.19	19.32	21.13	23.44	26.44	30.14	34.44	39.14	44.14
20	15.86	17.32	19.14	21.14	23.44	26.44	30.14	34.44	39.14
6	13.53	15.32	17.14	19.14	21.14	23.44	26.44	30.14	34.44
89	11.64	13.32	15.14	17.14	19.14	21.14	23.44	26.44	30.14
99	9.99	11.32	13.14	15.14	17.14	19.14	21.14	23.44	26.44
74	7.4	9.32	11.14	13.14	15.14	17.14	19.14	21.14	23.44
92	5.92	7.32	9.14	11.14	13.14	15.14	17.14	19.14	21.14
103	4.03	5.32	7.14	9.14	11.14	13.14	15.14	17.14	19.14
22	2.22	3.32	4.14	5.14	6.14	7.14	8.14	9.14	10.14
158	1.58	2.32	3.14	4.14	5.14	6.14	7.14	8.14	9.14
157	1.57	2.32	3.14	4.14	5.14	6.14	7.14	8.14	9.14
107	1.07	1.99	2.99	4.07	5.14	6.14	7.14	8.14	9.14
97	0.97	1.99	2.99	4.07	5.14	6.14	7.14	8.14	9.14
90	1.90	2.99	4.07	5.14	6.14	7.14	8.14	9.14	10.14
76	1.76	2.99	4.07	5.14	6.14	7.14	8.14	9.14	10.14
67	1.67	2.99	4.07	5.14	6.14	7.14	8.14	9.14	10.14
88	1.88	2.99	4.07	5.14	6.14	7.14	8.14	9.14	10.14
58	1.58	2.99	4.07	5.14	6.14	7.14	8.14	9.14	10.14
152	1.52	2.99	4.07	5.14	6.14	7.14	8.14	9.14	10.14
84	1.84	2.99	4.07	5.14	6.14	7.14	8.14	9.14	10.14
160	1.60	2.99	4.07	5.14	6.14	7.14	8.14	9.14	10.14
151	1.51	2.99	4.07	5.14	6.14	7.14	8.14	9.14	10.14
98	1.98	2.99	4.07	5.14	6.14	7.14	8.14	9.14	10.14
93	1.93	2.99	4.07	5.14	6.14	7.14	8.14	9.14	10.14
155	1.55	2.99	4.07	5.14	6.14	7.14	8.14	9.14	10.14
154	1.54	2.99	4.07	5.14	6.14	7.14	8.14	9.14	10.14
156	1.56	2.99	4.07	5.14	6.14	7.14	8.14	9.14	10.14
52	1.52	2.99	4.07	5.14	6.14	7.14	8.14	9.14	10.14
82	1.82	2.99	4.07	5.14	6.14	7.14	8.14	9.14	10.14
91	1.91	2.99	4.07	5.14	6.14	7.14	8.14	9.14	10.14
54	1.54	2.99	4.07	5.14	6.14	7.14	8.14	9.14	10.14
8	1.08	2.99	4.07	5.14	6.14	7.14	8.14	9.14	10.14
78	1.78	2.99	4.07	5.14	6.14	7.14	8.14	9.14	10.14
94	1.94	2.99	4.07	5.14	6.14	7.14	8.14	9.14	10.14
161	1.61	2.99	4.07	5.14	6.14	7.14	8.14	9.14	10.14
71	1.71	2.99	4.07	5.14	6.14	7.14	8.14	9.14	10.14

Площа покладу, км ²	Σ срез mths x (P _{вентрикл} - P _{перитрикл}) / Z	Розархований Фактичний видобуток, млн м ³
Центральний блок	69.07	14344
Північно-західний блок	30.09	666
Всього	99.16	15010

Мелихівське ГКР. Карта параметру mths x (P_{податков} - P_{поточне}) / Z покладу у відкладах Р.Кл.-С., верх. станом на 1.01.2011 р.

Рис. 3.10. Мелихівське ГКР. Розподіл ефективних товщин (або параметру mths).

Карта ємнісного параметру пільд верхньої частини покладу



Σ ср.зв. тпхд = 2,77
 $S = 30,8 \text{ км}^2$
 $P_{\text{плоч}} = 29,84 \text{ МПа} = 294,5 \text{ атм}$

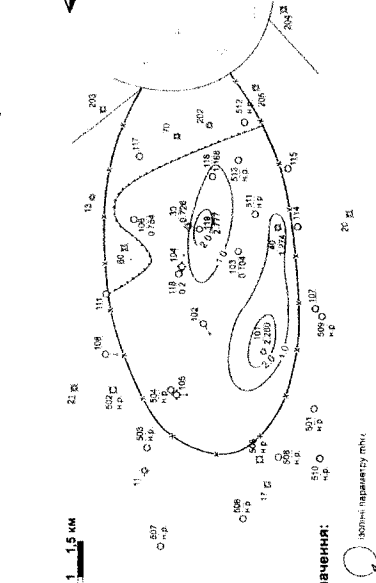
Опоч. газу верхньої частини покладу = $30,56 \times 2,77 \times (294,5 \times 1,053-1) \times 0,866 = 22,503 \text{ млн м}^3$
 Опоч. газу нижньої частини покладу = $8,87 \times 0,76 \times (294,5 \times 1,053-1) \times 0,86 = 1,794 \text{ млн м}^3$

Разом 24 297 млн м³ (101,3% від бал.)

Балансові запаси на 1.01.2011 складають 23 970 млн м³

Кельцівський ГР. Карта пільд масивно-пластового покладу криванської світи станом на 1.07.2011 р.

Карта ємнісного параметру пільд нижньої частини покладу



Σ ср.зв. тпхд = 0,76
 $S = 8,87 \text{ км}^2$
 $P_{\text{плоч}} = 29,84 \text{ МПа} = 294,5 \text{ атм}$

Опоч. газу верхньої частини покладу = $30,56 \times 2,77 \times (294,5 \times 1,053-1) \times 0,866 = 22,503 \text{ млн м}^3$
 Опоч. газу нижньої частини покладу = $8,87 \times 0,76 \times (294,5 \times 1,053-1) \times 0,86 = 1,794 \text{ млн м}^3$

Разом 24 297 млн м³ (101,3% від бал.)

Балансові запаси на 1.01.2011 складають 23 970 млн м³

Кельцівський ГР. Карта пільд масивно-пластового покладу криванської світи станом на 1.07.2011 р.

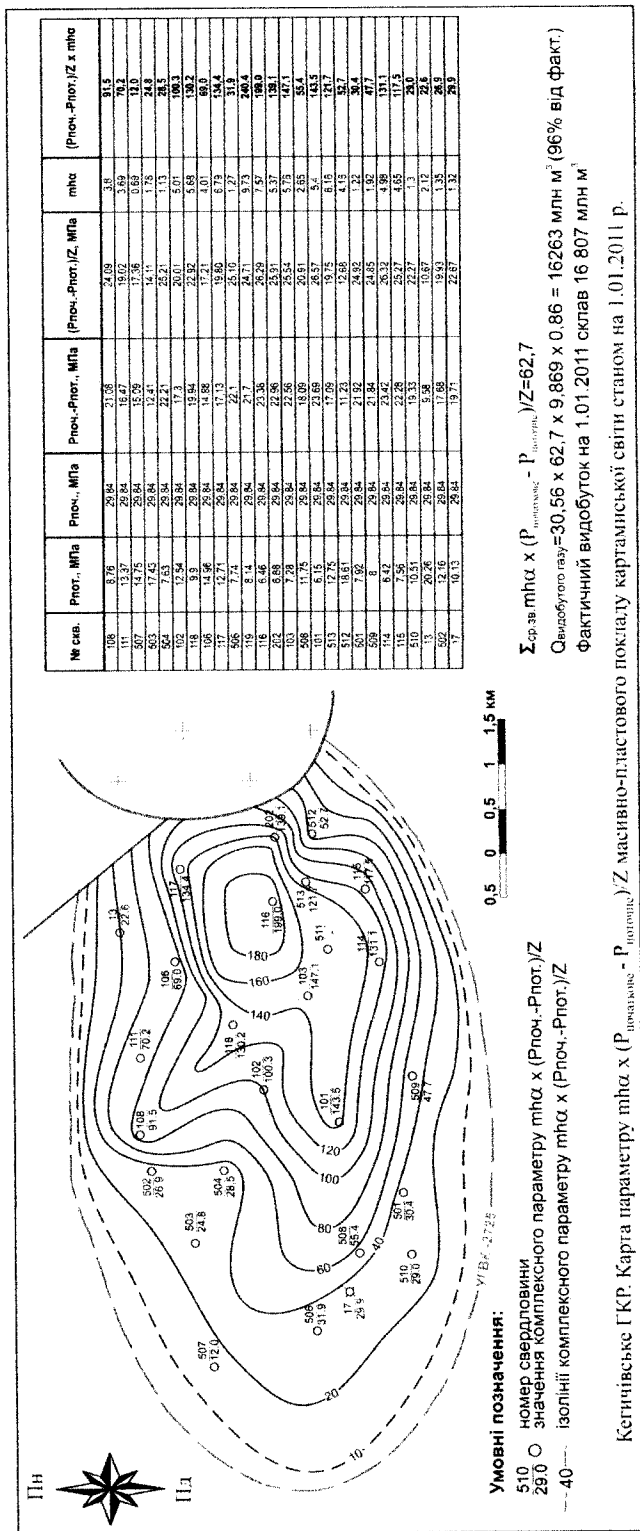


Рис. 3.11. Кегичівське ГКР. Розподіл ефективних товщин (або параметру mha x).

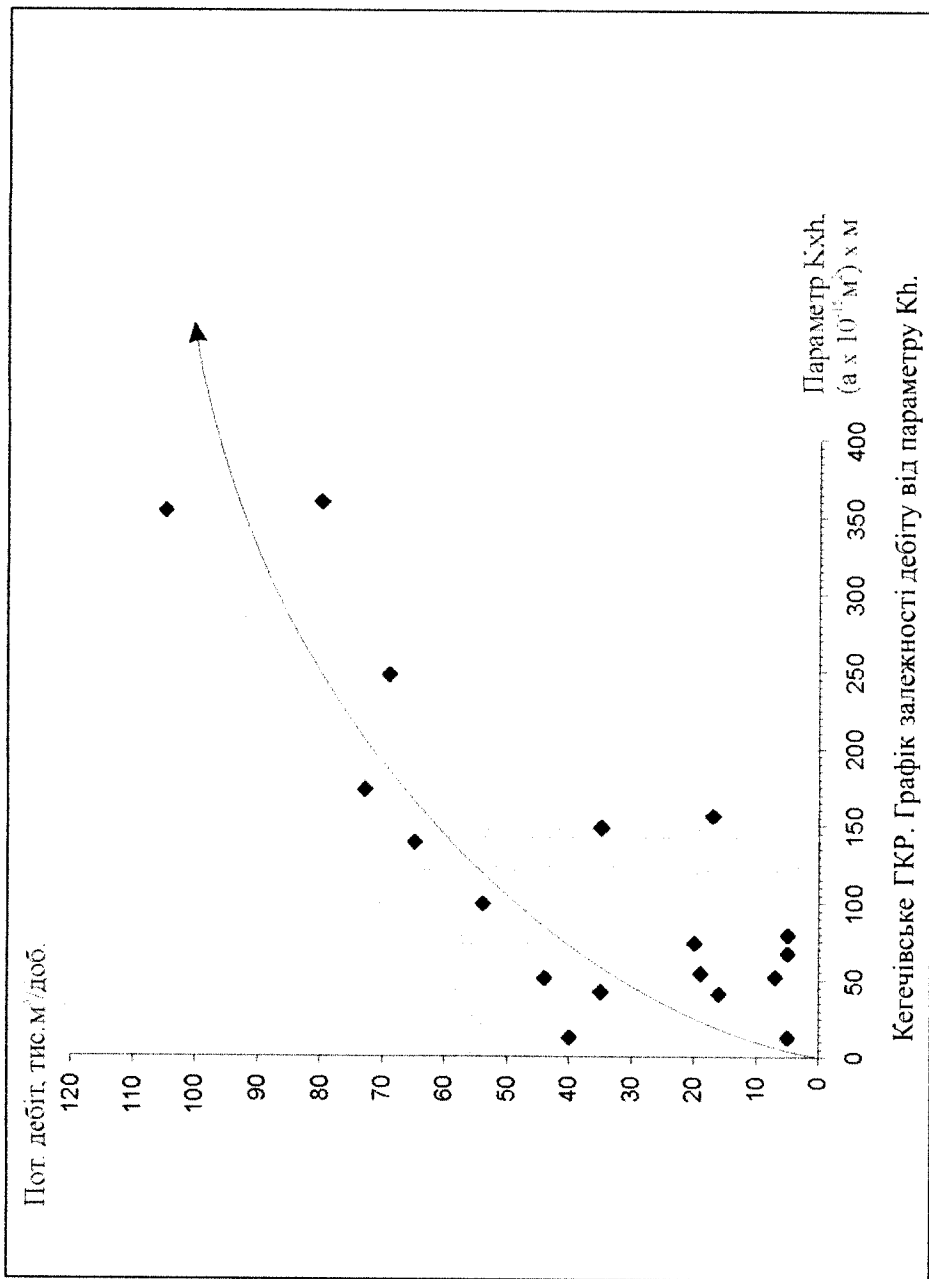


Рис. 3.12. Кегечівське ГКР. Розподіл фільтраційного параметру Кх.

абсолютної газопроникності по кожному пласту використовувалась залежність її від пористості, що розрахована за даними керну [80]. Для кожного пласта за даними формули, що характеризує лінію залежності, було визначено абсолютну газопроникність, а потім розраховувалось середньозважене її значення по свердловині в цілому. Приклад розрахунку наведений в табл. 3.6.

Таблиця 3.6

Розрахунок параметру kh в свердловині 101 Кегичівського ГКР

№ пласта	Пористість за ГДС, %	$\lg k$	к, абс. газопроникність за розрахунком ($a \times 10^{-15} \text{ м}^2$)	h, еф. товщина пласта, м	к × h пласта	к середньозважена	Значення к × h по свердловині
1	2	3	4	5	6	7	8
1	17,3	1,132694	13,574	1,2	16,28828		
2	11,4	-0,1469	0,713	0,6	0,427812		
3	15,2	0,677246	4,756	1,2	5,707255		
4	13,5	0,30855	2,035	1,6	3,255892		
5	13,8	0,373614	2,364	2,8	6,61869		
6	12,4	0,069982	1,175	2,8	3,289577		
7	10,5	-0,34209	0,455	1,8	0,818809		
8	15,9	0,829062	6,746	1,6	10,79399		
9	13,6	0,330238	2,139	1,4	2,994788		
10	13,2	0,243486	1,752	3,4	5,95614		
11	9,5	-0,55897	0,276	3,6	0,993877		
12	14,8	0,590494	3,895	0,8	3,115903		
13	13,2	0,243486	1,752	1,0	1,751806		
14	12,4	0,069982	1,175	2,8	3,289577		
15	12,8	0,156734	1,435	3,8	5,45152		
16	11,9	-0,03846	0,915	2,0	1,83051		
17	10,9	-0,25534	0,555	2,6	1,444227		
18	13,3	0,265174	1,842	3,2	5,892831		
19	9,9	-0,47222	0,337	1,0	0,337118		
20	14	0,41699	2,612	2,0	5,224202		
21	14,2	0,460366	2,886	2,2	6,350219		
22	12,3	0,048294	1,118	1,0	1,11762		
23	12,4	0,069982	1,175	1,8	2,114728		
24	13	0,20011	1,585	1,0	1,585295		
25	12,8	0,156734	1,435	2,2	3,156143		
26	18,2	1,327886	21,276	1,0	21,2758		
27	11,6	-0,10352	0,788	4,4	3,466815		
28	10,2	-0,40715	0,392	2,8	1,096488		
29	9,7	-0,51559	0,305	1,6	0,488119		
30	10	-0,45053	0,354	2,8	0,992266		
31	17,2	1,111006	12,912	0,8	10,3299		
32	13,2	0,243486	1,752	1,0	1,751806		
Сума по свердловині				63,8	139,208		
						2,181944	139,208

За даними багатьох свердловин автором побудовано графік залежності поточного дебіту від фільтраційного параметру kh (рис. 3.12). При його побудові проведено вибірку свердловин з достовірними даними, для чого були вилучені свердловини, в яких низький дебіт зумовлений технічним станом свердловин. Цей графік дозволяє досить орієнтовно розрахувати прогнозний дебіт в свердловині в залежності від її розташування на карті параметру kh і буде автором використаний в подальшому при складанні рекомендацій дорозвідки слабодренованих ділянок.

Таким чином, критерій розподілу ефективних товщин, або параметру mha має вирішальне значення для дорозвідки перспективних слабодренованих ділянок на Західно-Хрестищенському, Кобзівському, Машівському, Мелихівському та Кегичівському ГКР.

Розподіл поточних пластових тисків по горизонтах ілюструється картами ізобар, що побудовані по Шебелинському, Зах.-Хрестищенському, Мелихівському, Кегичівському, Розпашнівському та Медведівському ГКР.

На Шебелинському ГКР розподіл тисків по площі свідчить про суттєву дренованість родовища, особливо його склепіневої частини, що розташована над похованим криптодіапіром. Це видно з карт ізобар станом на 01.2012 р., що складені за даними геологічної відділу ГПУ «Шебелинка-газвидобування» (рис. 3.13). Поточний пластовий тиск по СМП становить 1,7-2,5 МПа із збільшенням на перикліналях до 7,5-11,9 МПа при початковому - 23,78 МПа. По відкладах АСК поточні тиски по свердловинах склепінної частини дещо більші, ніж по відкладах НАГ та СМП - 2, 4-5 МПа, що може бути пов'язано з двома причинами: 1) впливом вторгнення пластової води, яка найбільше проявляє себе саме в АСК, та 2) можливим надходженням газу з більш глибоких горизонтів, що найбільше проявляється саме в склепінній частині структури, де більше розвинені тектонічні порушення. Такий потік газу в основному перехоплюється свердловинами, що експлуатують АСК. Звісно, що відповідні корективи в розподіл поточного пластового тиску вносить явище підключення до роботи низькопористих пластів, які мають вищі тиски, ніж у гарних відпрацьованих пластах [84]. Це явище більш характерне для пластів СМП та НАГ, які почали працювати тільки після значного зниження тисків в основних колекторах і виникнення великих градієнтів пластових тисків. Тому по багатьох свердловинах нанесене менше значення поточного пластового тиску, яке характерне для основних продуктивних пластів, і більш високе значення, яке характерне для низькопористих слабопродуктивних пластів. Тиск в покладі знизився з початкових ~ 24 МПа приблизно в 9-10 разів до 2-2,5-3 МПа.

На Західно-Хрестищенському, Медведівському, Кегичівському та Мелихівському ГКР низькі фільтраційно-ємнісні властивості картамиських відкладів, на відміну від відкладів верхнього карбону, обумовили нерівномірне їх дронування.

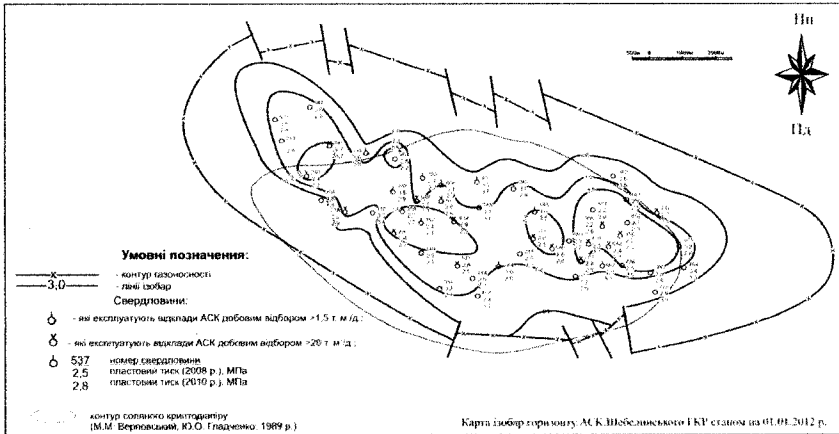
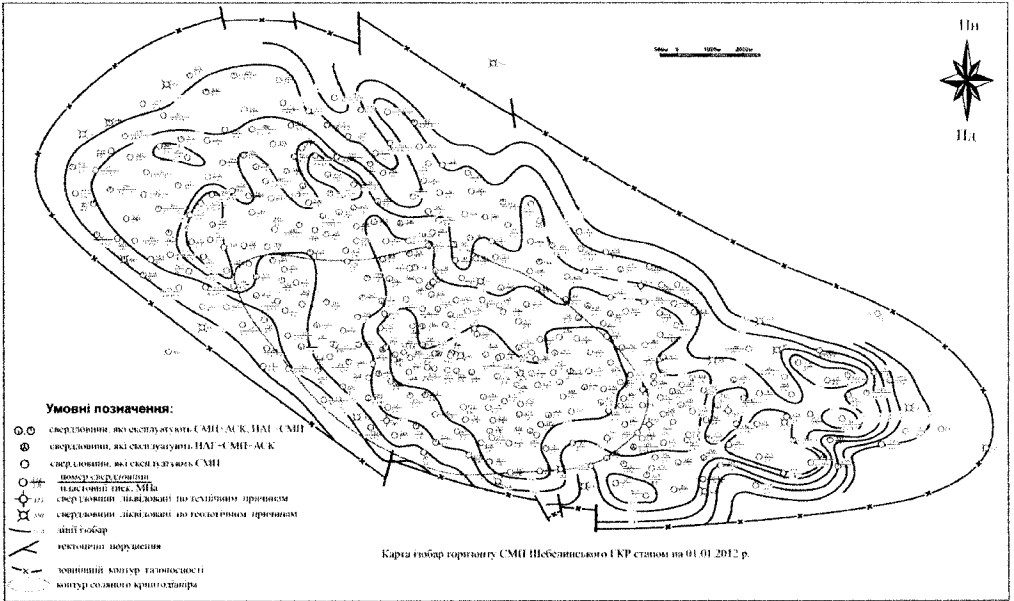


Рис. 3.13. Шебелінське ГРП. Розподіл поточних пластових тисків по горизонтах.

На Західно-Хрестищенському ГКР, згідно рекомендацій, складених в 2000 році за участю автора [129], на слабодренованих ділянках було пробурено 15 свердловин (№№ 501-515). Згідно карти ізобар (рис. 3.14), основний видобуток газу припадає на східну частину покладу, де пластовий тиск в свердловинах знизився до 5,5-8 МПа, а в тектонічно-екранованих північно-східних блоках – до 3-5 МПа при початковому - 39,6 МПа. В західній частині покладу під час затвердження запасів в ДКЗ прогнозувались зони розвитку гарних колекторів і, відповідно, концентрації запасів. Однак результати випробувань і експлуатації засвідчили низькі фільтраційні властивості колекторів. В нових свердловинах №№ 502, 503, 504, 507 початкові дебіти складали всього 5-10 тис.м³/добу, а пластові тиски при випробуванні виявлялись підвищеними або близькими до значень в сусідніх, а саме, відповідно, 23,8 МПа, 28,1 МПа, 21,3 МПа, 34,3 МПа, однак меншими за початкові. Останнє свідчить про слабку, але наявність газодинамічного зв'язку між свердловинами. Коливання пластового тиску є наслідком нерівномірного виснаження розрізу, що потребує подальшого визначення слабодренованих ділянок та підключення їх до видобутку.

На Медведівському ГКР середній пластовий тиск в покладі у відкладах Р₁^{кт}-С₃³ знизився з 39,62 МПа до 9,03 МПа (рис. 3.14). Через мінливість колектору практично кожною свердловиною дренуються окремі пласти чи ділянки покладу, між якими часто значно погіршений або відсутній будь-який взаємозв'язок, що безумовно потребує додаткового буріння.

На Розпашнівському ГКР дані останніх замірів тиску в свердловинах та побудовані карти ізобар свідчать про наявність слабодренованих зон з високим пластовим тиском. По горизонту П-1 такі зони спостерігаються, в першу чергу, в районі свердловин 203 та 4 (12,5-13,4 МПа), в яких нещодавно було проведено капітальний ремонт та роботи по інтенсифікації припливу газу. Зона відносно великих поточних тисків (7,6 МПа) спостерігається і в районі свердловини 204 в південно-східній частині покладу.

По горизонту К-1-2 зони підвищеного поточного тиску спостерігаються біля свердловини 203 (12,54 МПа) та в районі свердловини 75 (9,78 МПа). Дані замірів тисків в працюючих свердловинах та карти ізобар побудовані автором підтверджують його уявлення про те, що площа газонасності покладів може бути значно більшою за ту, яка затверджена при оцінці запасів в ДКЗ (рис. 3.15).

На Кобзівському ГКР виділено два експлуатаційних об'єкти: І-й – це поклади гор. А-6, А-7, А-8, Г-6, що приурочені до склепіння структури; ІІ-й об'єкт – це поклад гор. Г-6² з дрібними покладами гор. А-5, А-6, А-7, Г-6 західного крила структури. І-й об'єкт має нерівномірне дронування, а значить і нерівномірне зниження пластового тиску, на відміну від ІІ-го, де спостерігається повне дронування. Однак, значна площа основного покладу і нерівномірне розміщення видобувних свердловин призвели до утворення значного градієнту тиску між східною і західною частинами (близько 7 МПа).

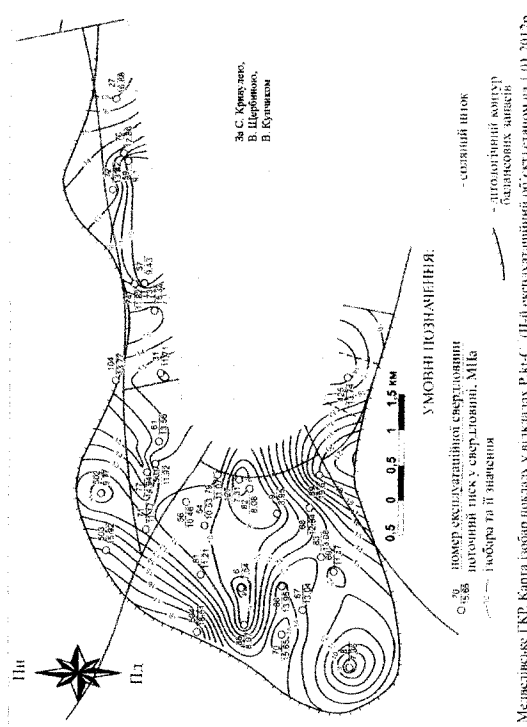
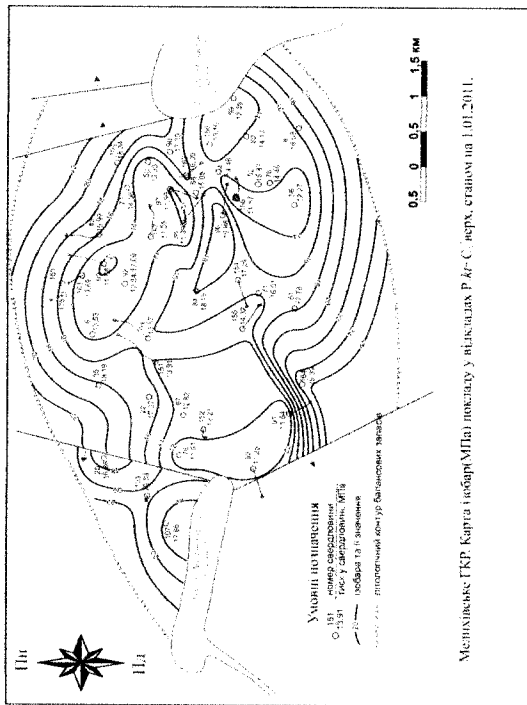
На Мелихівському ГКР аналіз карти ізобар покладу у відкладах $P_1^{kt} + C_3^3$ свідчить про його нерівномірне дронування. В приконтурних периферійних ділянках, де розвинуті гірші за властивостями колектори, він дронується більш повільно (поточний тиск - 16-26 МПа при початковому 39,32 МПа). Саме ці слабодренувані ділянки є предметом вивчення (рис. 3.14). Слід зауважити, що площинний розподіл поточного пластового тиску в роботі було використано для розрахунку щільності поточних запасів на перспективних слабодренуваних ділянках.

На Кегичівському ГКР центральна частина покладу достатньо дронувана, а в приштоковій та приконтурних частинах поточний тиск досягає значень 12-18 МПа при початковому значенні 29,84 МПа, що робить їх перспективними для буріння додаткових свердловин. Так, в приштоковій частині покладу в 2009 - 2010 роки були пробурені і введені в розробку св. №№ 511-513. Вони розкрили поклад із значно підвищеним пластовим тиском у порівнянні із середнім по родовищу: по св. 513 - 13,18 МПа, св. 512 - 16,46 МПа, а по св. 511 розрахований пластовий тиск на підставі вибієного склав аж 26,48 МПа, а дебїти при їх випробуванні, відповідно, досягали 70, 40 та 185 тис. м³/добу. Для подальшого виявлення слабодренуваних ділянок і підключення їх в розробку в роботі була визначена перспективна площа, внутрішня границя якої проведена по ізобарі 10 МПа, а зовнішня по ГВК (рис. 3.14).

На Єфремівському ГКР склепінна частина основного блоку картамиської частини покладу суттєво дронувана, про що свідчать тиски у 3,7 – 6 МПа при початковому значенні 35,41 МПа МПа. В приконтурних частинах поточний тиск досягає значень 12 – 16,7 МПа. Автором на карті ізобар [82] виділена значна за розмірами площа, границею якої є ізобара 9 МПа (рис. 3.16). Тобто, в цю перспективну для подальшої дорозвідки площу попадають пласти з осередненим поточним тиском більшим, ніж 9 МПа, як правило, вони мають низькі колекторські властивості.

Таким чином, при прогнозуванні напрямків дорозвідки побудовані в роботі карти ізобар враховувались по кожному родовищу, однак розподіл поточних пластових тисків має вирішальне значення при дорозвідці на Медведівському, Мелихівському, Кегичівському та Єфремівському ГКР.

Виділення зон по накопиченому видобутку газу із свердловин ілюструється складеними в роботі по всіх родовищах картами розробки, на яких добре видно, які частини покладу більш продуктивні. Визначено, що на всіх родовищах, де поклади екрануються соляними штоками, найбільш продуктивними являються їх склепінні та присклепінні приштокові частини. На Шебелинському ГКР найвища продуктивність також притаманна склепінній, найбільш розбитій диз'юнктивами частині, де в ряді свердловин по відкладах P_{nk} , P_{1kt} максимальний накопичений відбір газу становить 5-6 млрд м³ (св. №№ 14, 111, 115, 30 та 172, 142) при максимальних початкових дебітах 1,5-2,5 млн м³/добу. По відкладах C_3^3 (АСК) максимальний накопичений відбір газу сягає 3,64 млрд м³ у св. 57.



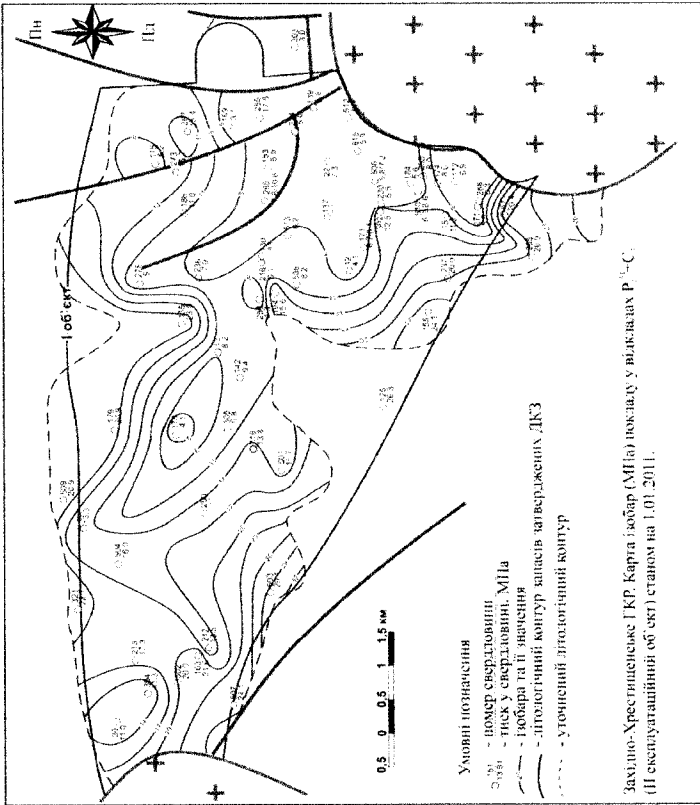
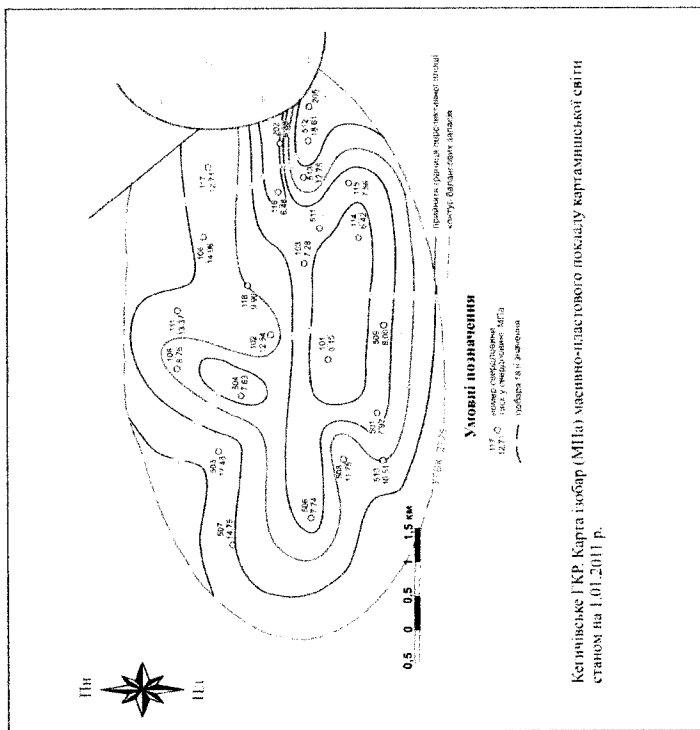


Рис. 3.14. Мелихівське ГКР, Медведівське ГКР, Кецигівське ГКР та Західно-Хреститищенське ГКР. Розподіл поточних пластових тисків по горизонтах за даними розробки.

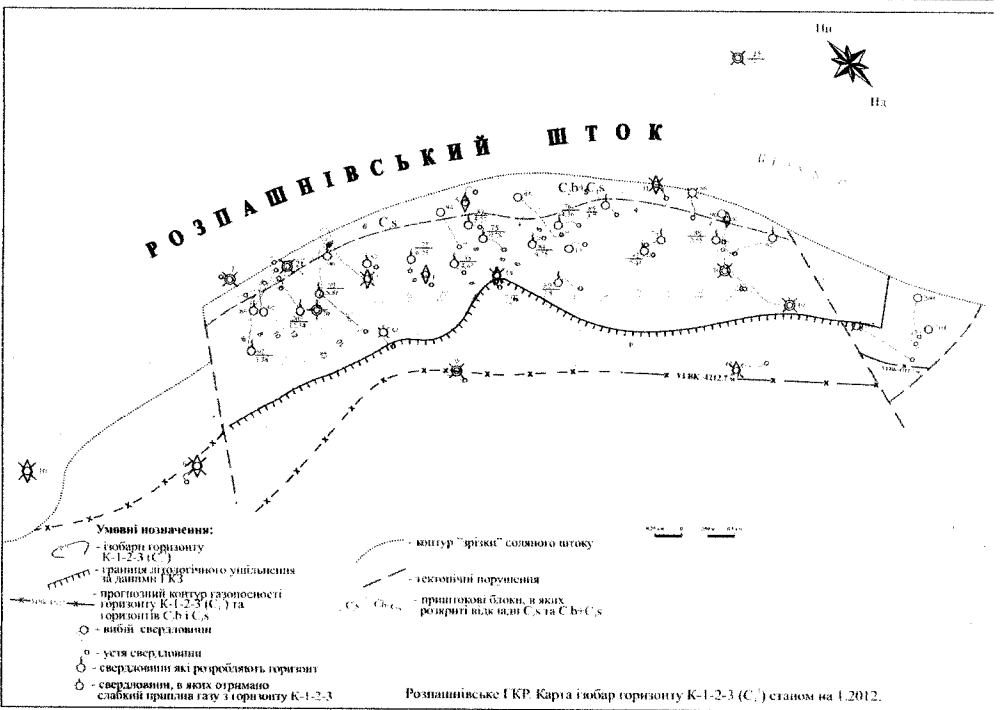
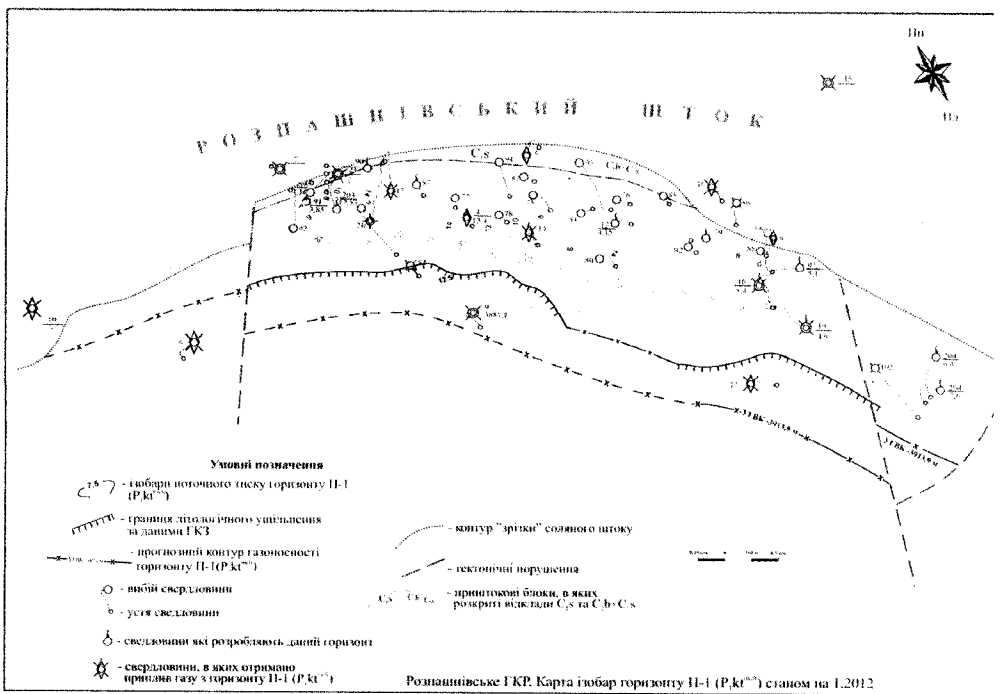


Рис. 3.15. Рознашнівське ГКР. Розподіл поточних пластових тисків по горизонтах за даними розробки.

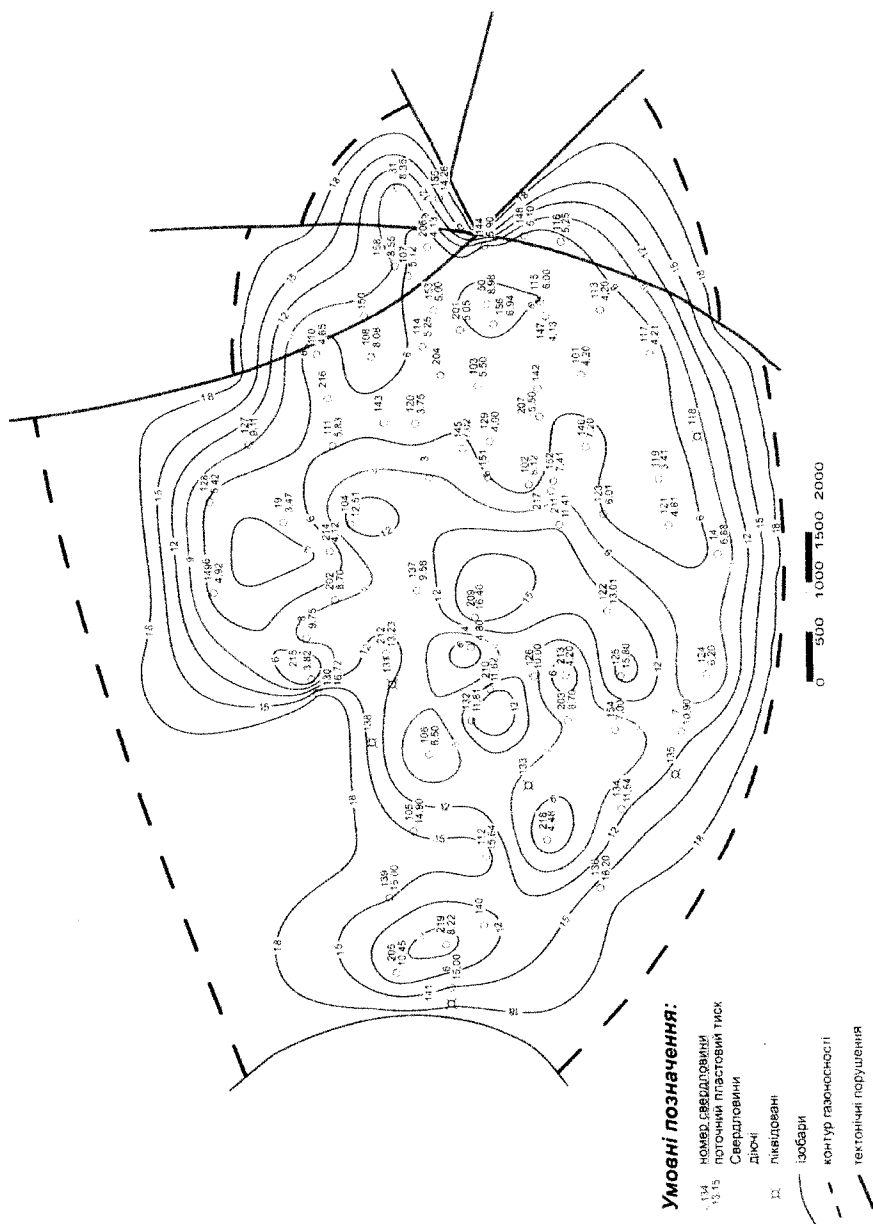


Рис. 3.16. Єфремівське ГКР. Карта ізобар покладу картамиської світи станом на 1.01.2011 р.
За С. Кривулею, О Палагейченко.

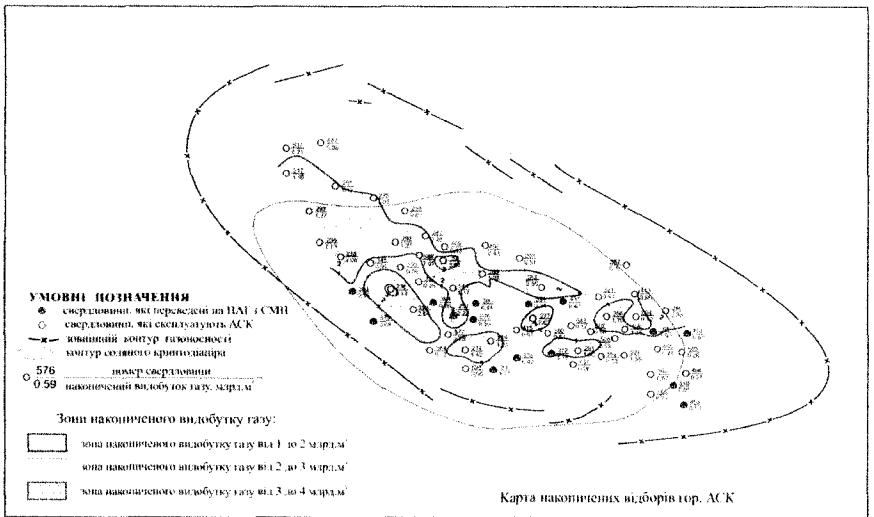
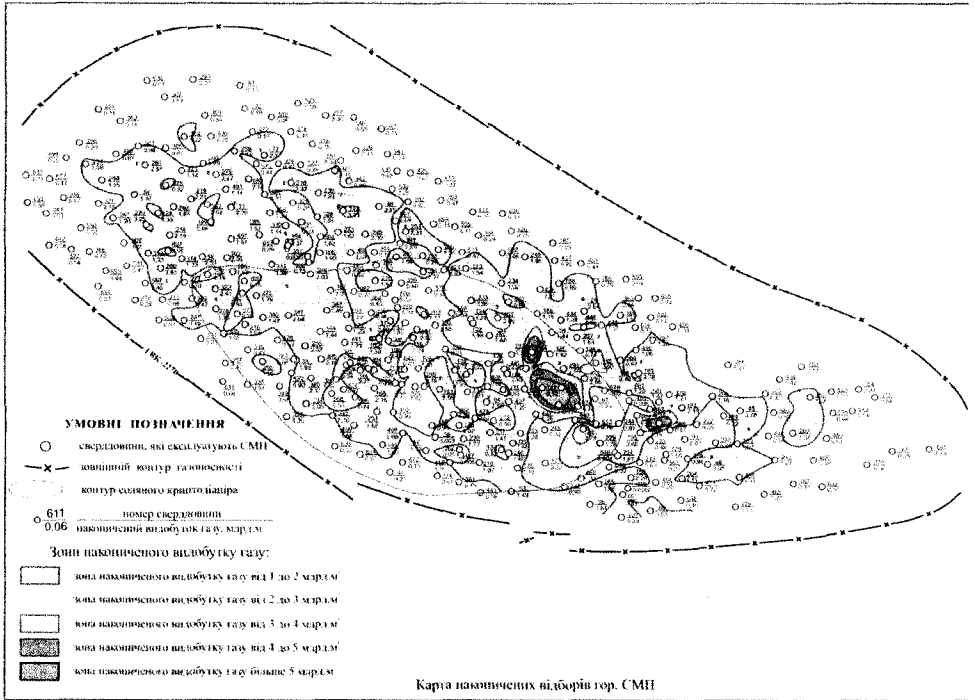


Рис. 3. 17. Шебелинське ГКР. Виділення зон по накопиченому видобутку газу із свердловин.

В таблиці 3.7 приведені дані про поточні дебіти та пластові тиски по деяких свердловинах. З таблиці та співставлення карт ізобар (рис. 3.13) та накопиченого видобутку (рис. 3.17) видно, що зараз найбільші тиски притаманні для низькодебітних свердловин, де газовіддача іде із слабогазоносних глинистих пластів, а окремі свердловини з дебітом 35-50 тис м³/добу, навпаки, мають низькі пластові тиски (до 20-20 атм) через значне виснаження основних газоносних пластів.

Таблиця 3.7

Розподіл по окремих свердловинах Шебелинського ГКР ряду максимальних значень річного видобутку газу (за 2011 рік), дебітів газу та відповідних їм пластових тисків

Відклади	№ свердловини	Річний видобуток (за 2011 р.), тис. м ³	Дебіт, тис. м ³ /добу	Пластовий тиск	
				атм	МПа
I	2	3	4	5	6
C ₃ ³	236	12743	35,0	23,0	2,3
	588	12374	34,0	30,9	3,1
	582	39	0,107	50,4	5,1
	282	2260	6,2	31,7	3,2
	285	70	0,19	30,0	3,0
	405	281	0,77	37,2	2,8
	57	10580	29,0	25,8	2,6
	183	254	0,7	25,0	2,5
P ₁ ^{kt}	208	15129	41,1	27,6	2,8
	322	17222	47,2	31,8	3,2
	341	18261	50,0	28,8	2,9
	502	18953	51,9	29,0	2,9
	603	15766	43,2	29,5	3,0
	241	1820	5,0	112,6	11,4
	311	134	0,37	104	10,5
	313	452	1,24	113,8	11,5
	355	8785	24,1	21,6	2,2
	370	4360	12,0	117	11,8
	427	1931	5,3	97,8	9,9
	449	272	0,75	74,5	7,5
	557	4	0,01	51,4	5,2
	611	239	0,65	54,4	5,5
	625	34	0,09	123,7	12,5
	639	508	1,4	117,8	11,9
	251	84,0	0,23	19,4	2,0
	P ₁ ^{cvl} (P ₁ ^{nk})	532	18385	50,4	20,0
619		15925	43,6	19,4	2,0
111		18350	50,3	19,3	2,0
138		225	0,62	119,7	12,1
457		183	0,50	116	11,8
476		519	1,4	108	10,9
99		7029	19,3	87	8,8
521		387	1,1	102	10,3

На Кобзівському ГКР станом на 01.01.2012 рік, видобуток вуглеводнів з родовища здійснюється 47 свердловинами. 18 свердловин розробляють I-й експлуатаційний об'єкт (поклади гор. А-6-7-8). Розробка II-го об'єкту експлуатації (переважно поклади гор. Г-6) здійснюється 29 свердловинами, однак, серед них 4 свердловини одночасно розробляють I-й та II-й об'єкти.

I-й експлуатаційний об'єкт (поклад горизонтів А-6-7-8), з сумарними запасами газу 8821 млн м³ кат. С₁ і 3205 млн м³ кат. С₂ введений в ДПР в травні 2003 року. Станом на 01.01.2012 р., накопичений видобуток газу з початку розробки склав 902 млн м³. Протягом 2003-2011 років добовий видобуток газу зріс до 520-546 тис. м³/добу, а наприкінці 2011 року зменшився до 467 тис. м³/добу. Дебіти працюючих свердловин доволі різні. Найкраща свердловина № 20 працює з дебітом більшим 50 тис. м³/добу, 8 свердловин з дебітами 20 - 50 тис. м³/добу, 13 свердловин з дебітами менше ніж 20 тис. м³/добу. Обводнення газонасичених пластів і свердловин та підйом ГВК не виявлені. Невеликі поклади горизонтів А-6-7-8 більш продуктивні в склепінні структури.

II-й експлуатаційний об'єкт об'єднує основний за запасами гор. Г-6² та 13 лінзовидних малих за розмірами і запасами покладів гор. А-6-7-8 та Г-6, що розташовані на західній частині структури. Запаси газу складають 18053 млн м³ кат. С₁ і 3289 млн м³ кат. С₂. Введений в ДПР в травні 2004 року. Станом на 01.01.2012 накопичений видобуток газу з початку розробки склав 5827 млн м³.

Протягом 2004-2011 рр. добовий видобуток газу зріс до 3,5-3,6 млн м³. Дебіт свердловин коливається від значень більше ніж 200 тис. м³/добу (5 свердловин) до 50 тис. м³/добу (6 свердловин). Річний видобуток газу в 2011 році сягнув значення 1,167 млрд м³. В найбільшому за запасами гор. Г-6² найбільші видобутки отримані в свердловинах, що розташовані в західній присклепінній та периклінальній частинах. Станом на 01.01.2012 р., накопичений видобуток газу з початку розробки в цілому по родовищу склав ~7 млрд м³.

Розпашнівське ГКР введено в розробку в 1977 році. За цей час, станом на 01.01.2012 р., вилучено 40 479 млн м³ газу. При цьому карта накопиченого видобутку газу з відкладів С₃³ та Р₁ (рис. 3.18) та заміряний тиск в свердловинах №№ 200, 204, які розкрили східну частину покладу, свідчать, що її розробка почалася значно пізніше і відібрані запаси газу в цій частині досить незначні (~1,2 млрд м³).

В центральній частині родовища велась і ведеться інтенсивна розробка покладів. Так, по горизонту П-1 накопичені видобутки сягають 2491 млн м³ в св. 13 та 2918 млн м³ в св. 79. З покладу горизонтів К-1-2 – накопичені видобутки в свердловинах №№ 75, 83 значно перевищують 3 млрд м³, а найбільший накопичений видобуток із свердловини 76 на 01.01.2012 р. склав 6035 млн м³. Карти розробки свідчать, що вона велася вкрай нерівномірно – в основному з центральної частини покладів. Наслідком цього є наявність великих недренованих зон з підвищеним поточним тиском на периферійних частинах покладів (рис. 3.18).

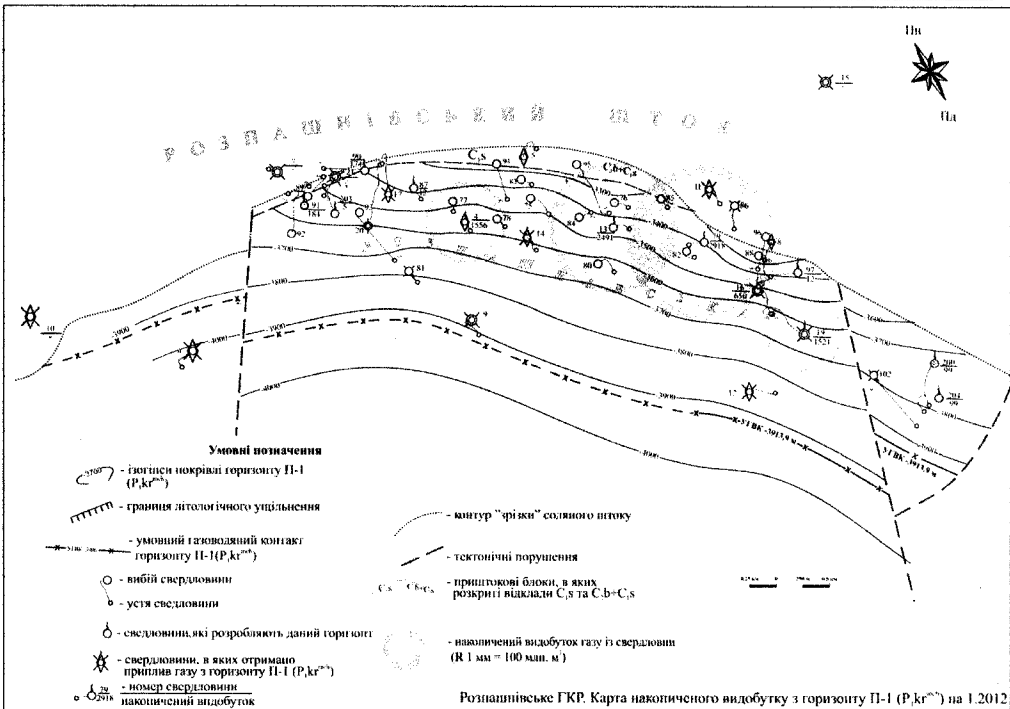
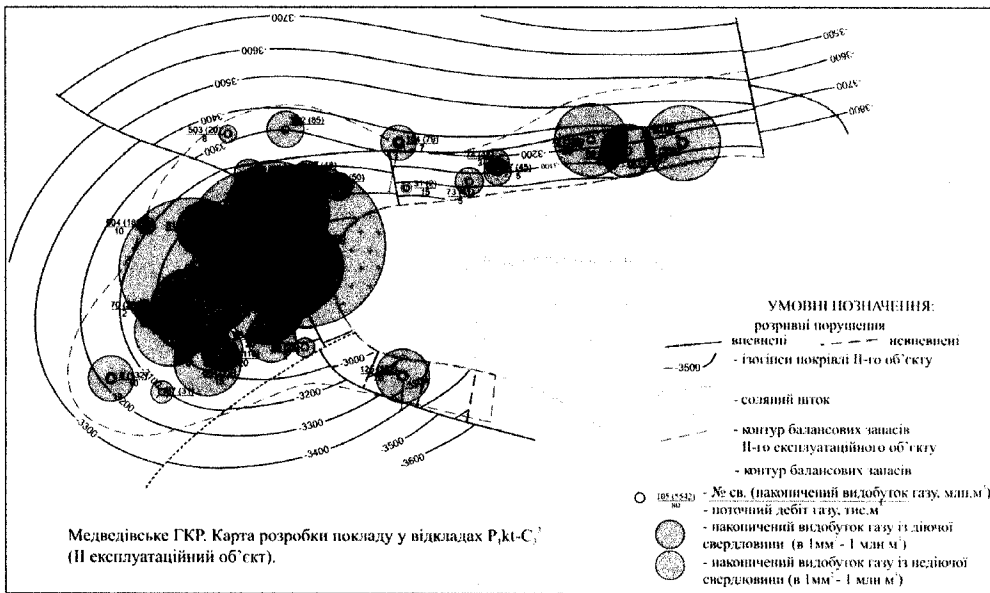
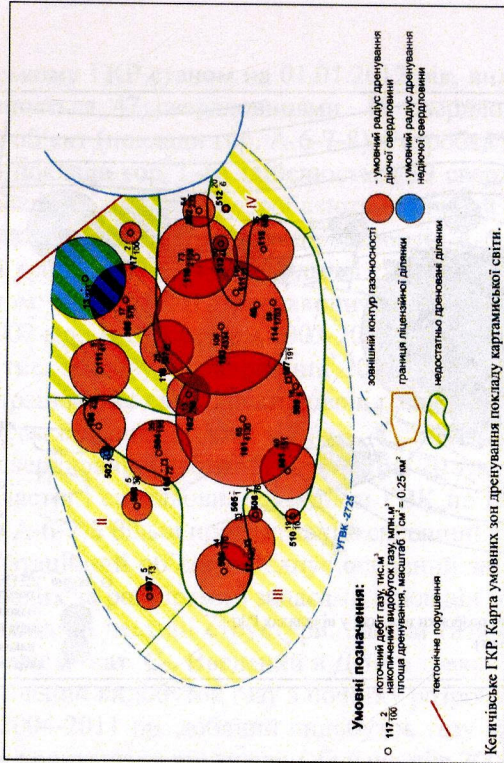
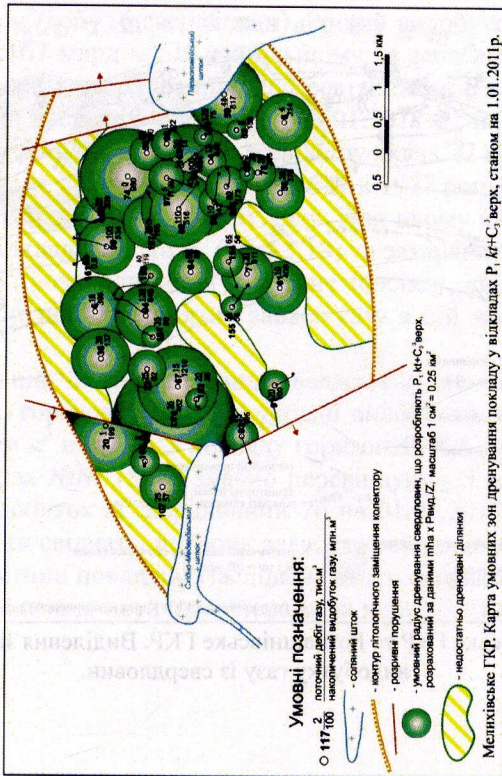
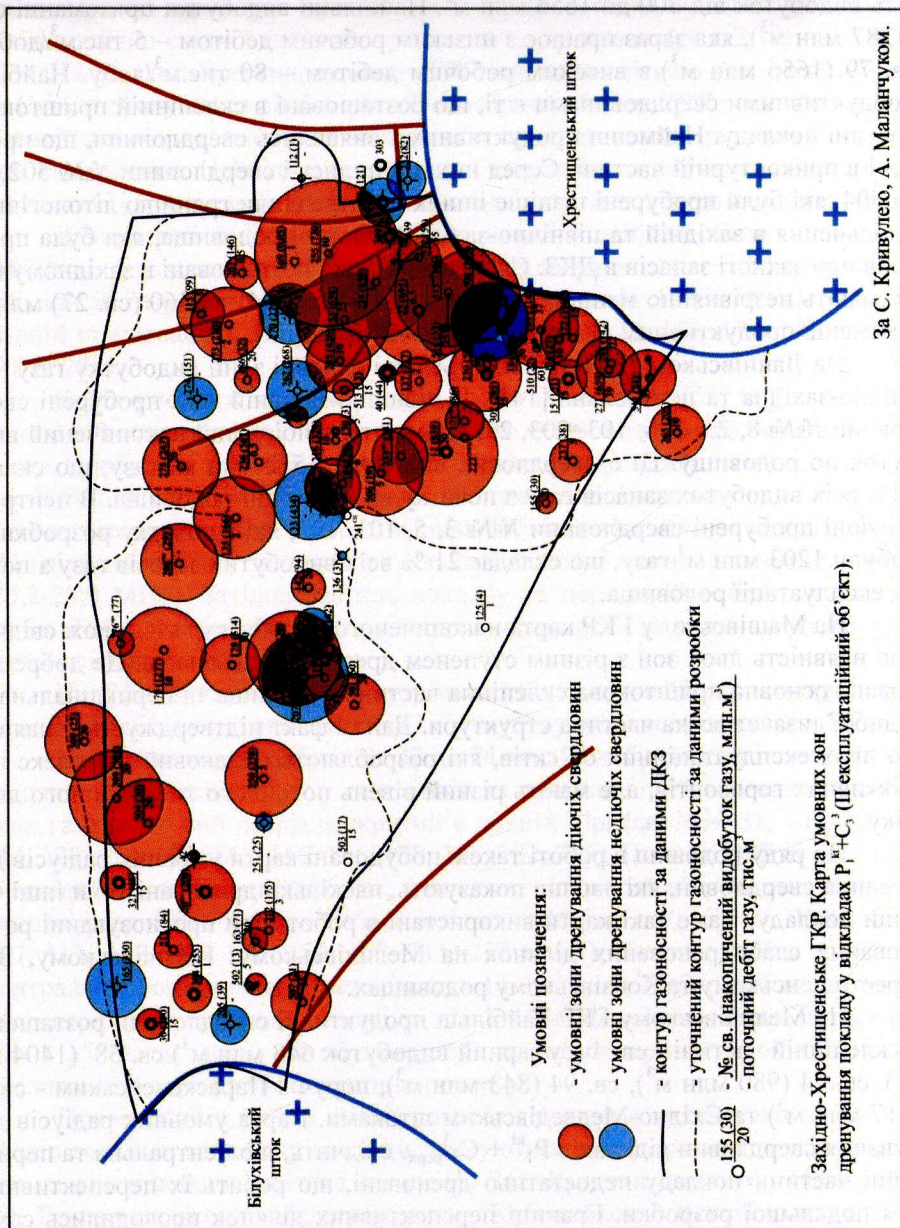


Рис. 3.18. Медведівське ГКР та Розпашнівське ГКР. Виділення зон по накопиченому видобутку газу із свердловин.





За С. Кривулею, А. Маланчуком.

Рис. 3.19. Мелихівське ГКР, Кегицьське ГКР та Західно-Хрестинське ГКР. Виділення зон по накопиченому видобутку газу із свердловин.

На Медведівському ГКР по відкладах $P_1^{kt}-C_3^3$ (II екс. об'єкт) сумарний видобуток газу складає 10018 млн m^3 . Згідно карти розробки (рис. 3.18), найбільш продуктивним являється західний блок, в якому десять свердловин мають видобуток від 300 до 1656 млн m^3 . Найбільші видобутки притаманні св. 5 (1287 млн m^3), яка зараз працює з низьким робочим дебітом – 5 тис. m^3 /добу та св. 79 (1656 млн m^3) з високим робочим дебітом – 80 тис. m^3 /добу. Найбільш продуктивними свердловинами є ті, що розташовані в склепінній приштоковій частині покладу. Найменш продуктивними виявились свердловини, що пробурені в приконтурній частині. Серед них опинились і свердловини №№ 502, 503 та 504, які були пробурені пізніше інших і підтвердили границю літологічного ущільнення в західній та північно-західній частині родовища, яка була проведена при захисті запасів в ДКЗ. Свердловини, що розташовані в західному блоці, мають незрівнянно менші видобутки: від 44 (св. 74) до 360 (св. 27) млн m^3 . Найменш продуктивним виявився південний блок [83].

На Ланнівському ГКР виділяються дві основні зони видобутку газу – північно-західна та центральна [141]. В північно-західній зоні пробурені свердловини №№ 8, 23, 106, 103, 203, 27, які мають найбільший накопичений видобуток по родовищу. Ці 6 свердловин видобули 3512 млн m^3 газу, що складає 63% всіх видобутих запасів газу з початку експлуатації родовища. В центральній зоні пробурені свердловини №№ 3, 5, 101, 102, які з початку розробки видобули 1203 млн m^3 газу, що складає 21 % всіх видобутих запасів газу з початку експлуатації родовища.

На Машівському ГКР карта накопиченого видобутку газу також свідчить про наявність двох зон з різним ступенем дренажності запасів. Це добре дренажована основна приштокова склепінна частина родовища та периклінальна Західно-Єлизаветівська частина структури. Даний факт підтверджується наявністю двох експлуатаційних об'єктів, які розробляють однаковий комплекс продуктивних горизонтів, але мають різний рівень поточного тиску та його динаміку.

По ряду родовищ в роботі також побудовані карти умовних радіусів дренажування свердловин, які наочно показують, наскільки дренажовані ті чи інші частини покладу. Саме такі карти використані в роботі при прогнозуванні розбурювання слабодренажованих ділянок на Мелихівському, Кегичівському, Зах.-Хрестищенському та Кобзівському родовищах.

На Мелихівському ГКР найбільш продуктивні свердловини розташовані в склепінній частині - св. 4 (сумарний видобуток 648 млн m^3) св. 58 (1404 млн m^3), св. 74 (980 млн m^3), св. 94 (843 млн m^3), поруч з Парасковейським - св. 59 (817 млн m^3) та Східно-Медведівським штоками. Карта умовних радіусів дренажування свердловин відкладів $P_1^{kt} + C_3^3_{\text{верх}}$ свідчить, що центральна та периферійні частини покладу недостатньо дренажовані, що робить їх перспективними для подальшої розробки. Границі перспективних ділянок проводились саме з урахуванням умовних радіусів дренажування свердловин (рис. 3.19).

На Кегичівському ГКР найбільш продуктивною є південна присклепінна частина покладу, де 4 свердловини (№№ 101, 103, 116, 114) видобули 12,2 млрд м³, що складає 71 % від загального видобутку. Периферійні частини, що відповідають площі покладу з поточним пластивим тиском, більшим, ніж 10 МПа, окрім північно-східної частини, практично не дренувані (рис. 3.19).

На Західно-Хрестищенському ГКР існуючою сіткою свердловин відклади С₃³-С₃² дренуються рівномірно. Рівномірний підйом ГВК свідчить про задовільний газогідродинамічний зв'язок між продуктивними пачками і низькі темпи виснаження. Найбільш продуктивні свердловини розташовані в приосьовій частині структури, де дванадцять свердловин мають видобуток 4-6 млрд м³.

Дані розробки відкладів Р₁^{kl}-С₃³ (II експлуатаційний об'єкт) свідчать, що найбільш продуктивні свердловини, видобуток по яких перевищує 500 млн м³ газу, розташовані в центральній (св. №№ 178, 179, 207, 236) та в східній приштоковій частині покладу (св. №№ 12, 22, 153, 172, 199, 224, 255, 271 та 283).

Карта умовних зон дренування, що була складена [54] за участю автора (рис. 3.19), свідчить про гарне дренування східної та центральної частин покладу. Пробурені тут нові свердловини, а також переведені з нижнього об'єкту (св. №№ 130, 139, 184, 303) розкривали газонасичені пласти з поточними пластивими тисками, і лише в свердловинах 155 (периферійна південна ділянка) і 511 (південно-східна приштокова ділянка) пластиві тиски були значно вищими (25,2-28,9 МПа). Західна частина покладу та периферійні ділянки дренувані слабо. Тобто, існуюча сітка свердловин недостатня для рівномірного дренування покладу.

На Єфремівському ГКР картамиські відклади найбільш продуктивні. Із загального об'єму накопиченого видобутку газу на їх долю припадає 83%.

Найбільш високі дебіти від 32 до 74 тис. м³/добу спостерігаються в групі свердловин, розташованих у склепінній та присклепінній частинах покладу, в яких газонасичений розріз розкритий в повній мірі (св. №№ 31, 101, 103, 111, 114, 120, 123, 129, 145, 155, 156, 158, 201, 207, 216). Поточні дебіти свердловин склепінної та присклепінної зон, у яких не відкритий або закальматований в процесі розробки горизонт П-6, складають 5-15 тис. м³/добу (св. №№ 50, 104, 107, 113, 137, 144, 146, 152, 153, 211, 217 та ін.). Поточні дебіти свердловин центральної зони коливаються в межах 14-40 тис. м³/добу. Дебіти периферійних свердловин на заході, півдні та півночі площі покладу коливаються в межах 1-15 тис. м³/добу, що обумовлює їх малий сумарний видобуток і низьку дренуваність периферійної частини покладу.

Проведений в роботі аналіз розробки родовищ виявив, що на рівні відкладів верхнього карбону покладу дренуються рівномірно на відміну від картамиських відкладів нижньої пермі. На Зах.-Хрестищенському, Мелихівському, Розпашнівському, Медведівському, Кобзівському, Кегичівському та Єфремівському родовищах автором виявлені слабодренувані або недренувані ділянки, які потребують буріння додаткових свердловин, тобто там фактор виділення зон по накопиченому видобутку має вирішальне значення.

Оцінка запасів газу за даними МПТ на досліджуваних родовищах, що за винятком Кобзівського, знаходяться на пізній стадії розробки, безумовно має важливе значення. При розгляді даного критерію в роботі відмічено два фактори. Перший - коли на родовищах величина балансових запасів більша, ніж їх сучасна оцінка за МПТ (табл. 3.8).

Таблиця 3.8

Зіставлення дренованих та балансових запасів газу покладів у відкладах P_1-C_3 .

Родовища та експлуатаційні об'єкти	Запаси кат. С ₁ , млн м ³	
	балансові станом на 1.01.2012 р.	дреновані
Шебелинське ГКР	733600 (на 01.2013 р.)	733600(на 01.2013 р.)
Кобзівське ГКР	26874	17910
I (переважно відклади P_{1kt})	8821	2489
II (переважно відклади C_3^{kt})	18053	15421
Кегичівське ГКР	23970	23970
Мелихівське ГКР		
I (відклади P_{1kt})	24135	24135
II (відклади C_3^3)	48676	48676
Машівське ГКР	41990	34937
Розпашнівське ГКР	51214	47626
I (горизонт П-1)	11088	12051
II (горизонти К-1-2-3+Б-6)	40126	35575
Зах-Хрестищенське ГКР		
I (відклади $C_3^3-C_3^2$)	299613	303058
II (відклади $P_{1kt}-C_3^3$)	44767	29000
Медведівське ГКР	48008	39677
I (відклади $C_3^3-C_3^2$)	32016	24335
II (відклади $P_{1kt}-C_3^3$)	15992	15342
Ланнівське ГКР	11910	11431
Єфремівське ГКР	109970	100597
(відклади P_{1kt})	93532	84773

На Кобзівському, Машівському, Ланнівському родовищах та у горизонтах К-1-2-3 Розпашнівського ГКР це пояснюється тим, що поклади недорозвідані і неповністю введені в розробку, а на Єфремівському ГКР, в покладі у відкладах $P_1^{kt}-C_3^3$ Зах.-Хрестищенського та у відкладах $C_3^3-C_3^2$ Медведівського ГКР - тим, що початкова балансова оцінка запасів виявилась завищеною. Другий фактор свідчить, що на усіх без винятку родовищах, навіть вищеперелічених, з часом відбувається зростання запасів. Це добре ілюструється на графіках залежності приведенного пластового тиску від видобутку, де відбувається виположення кривої на пізньому етапі розробки. В зв'язку з тим, що для родовищ характерний газовий режим розробки, таке виположення кривої свідчить не про вплив водоносних пластів, а про постійне підключення в роботу, в

зв'язку із зниженням пластового тиску, низькопроникних слабогазоносних пластів.

На Шебелинському ГКР при затвердженні запасів в ДКЗ 11.09.1963 р., оцінених за МПТ, було прийнято 466 млрд м³, а при останньому розгляді запасів газу в ДКЗ (1987 р.), розрахунки за МПТ були визнані обґрунтованими, але у зв'язку з невизначеними об'ємами обводнення та підключенням низькопористих колекторів з пористістю 5-8% було прийняте рішення умовно затвердити запаси в цілому для відкладів P_1^{nk} , P_1^{kt} , C_3^3 в об'ємі 650 млрд м³, замість запропонованих за різними варіантами розрахунків запасів в об'ємах 705, 712 та 744 млрд м³.

В подальшому показники розробки родовища за даними ГПУ «Шебелинкагазвидобування» (Волосник Є.О., Кривуля С.В., Дюкова Л.О.) свідчили про можливість нарощування балансових запасів, що стало підставою для переоцінки запасів МПТ і приросту запасів газу (УкрНДІгаз, Лизанець А.В., Лагутін А.А., Горайнова О.Б.) в об'ємах: за 2006 р. – 17 млрд м³; за 2008 р. – 21 млрд м³; за 2009 р. – 16 млрд м³ [122, 123]. При цьому в корективи розробки за 2004 р. були закладені запаси в об'ємі 712 млрд м³, а 2010 р. – в об'ємі 715,4 млрд м³.

На родовищі, станом на 01.01.2012 р. видобуток газу склав 611381 млн м³. Пластовий тиск у покладі знизився з 23,78 до 2,47 МПа. Середній дебіт газу із свердловин складає ~14 тис. м³/добу, максимальні дебіти по окремих свердловинах становлять ~50 тис м³/добу, середній робочий тиск газу на гирлі свердловин – 1,12 МПа. Загальний фонд свердловин – 556 од. Слід зауважити, що характерною особливістю розробки Шебелинського ГКР є збільшення з часом відборів газу на одиницю зниження пластового тиску. За даними геологічного відділу ГПУ «Шебелинкагазвидобування» та коректив проекту розробки [84], що складений УкрНДІгазом в 2010 році, відбір газу на 1 МПа зниження тиску за період 1956-1966 рр. становив 19,3 млрд м³. В період 1967-1972 рр. ця величина зросла до 28,2 3 млрд м³, в період 1973-1982 рр. збільшилася до 36 млрд м³. В період 1983-2011 рр. зниження пластового тиску на 1 МПа вже відповідає відбору газу біля 53 млрд м³. Це пов'язано, ймовірно, з підключенням до газовидобутку слабогазоносних пластів з низькою пористістю (K_p – 0,05-0,07) і підвищеними тисками, яких в розрізі родовища значна кількість і в яких були зосереджені суттєві запаси газу. Однак в останні роки (2003-2011 рр.) іде падіння видобутку та тиску і такого зростання об'єму видобутку при падінні тиску на 1 МПа в подальшому вже не очікується.

За 2012 рік УкрНДІгазом з участю автора [123] було проведено нову переоцінку запасів МПТ на фактичних матеріалах ГПУ «Шебелинкагазвидобування», що дозволило оцінити початкові запаси в 733,6 млрд м³ (рисунок 3.20) і приростити 10,6 млрд м³. Таким чином, після останнього захисту запасів в ДКЗ за період 2006-2012 рр. всього було прирощено 83,6 млрд м³ газу.

Аналіз зміни пластового тиску та річного видобутку (рисунок 3.20) по ШГКР в період з 1980 по 2011 рік свідчить про три періоди розробки. Для першого періоду, 1980-1991 рр. характерна активна розробка родовища на висна-

ження, коли в середньому за рік видобувалось близько 7,0 млрд м³, а тиск знижувався на 1,55 атм.

В другому періоді – 1992-2003 рр. - величина річного видобутку знизилась в середньому до 2,3 млрд м³ (від 3,5 до 2,092 млрд м³) з найменшим видобутком в 1,974 млрд м³ за 2001 рік. Цей «заощадливий» річний видобуток пов'язаний з тим, що влітку (3 місяці на рік) видобуток по родовищу значно знижувався, що дозволило відновити пластовий тиск. На графіку (рис. 3.20) видно цей стрибок тиску з 32,7 атм у 1991 році до 35,2 атм у 1992р.

З 2003 р. по 2011 р. після реконструкції Червонодонецької ДКС на родовищі знову почався період активної розробки родовища на виснаження. В ці роки середній річний видобуток складає ~2,4 млрд м³, що на рисунку 3.19 характеризується майже прямою лінією, а тиск поступово знижується на протяжні 8 років з 31,0 атм до 25,1 атм. При цьому теж відмічається стрибкоподібне пониження тиску з 31,9 атм до 31,0 атм при збільшенні видобутку з 2,092 млрд м³ за 2003 р. до 2,452 млрд м³ у 2004 р. Цей етап свідчить про пряму залежність величини пластового тиску від видобутку газу. Таким чином, аналіз особливостей геологічної будови, динаміки підрахунку запасів газу та розробки Шебелинського ГКР дозволяє дійти висновку про підживлення газом продуктивних горизонтів під час розробки, особливо на пізніх стадіях.

На Кобзівському ГКР в межах складання ГЕО та проектів дослідно-промислової розробки Кобзівського ГКР неодноразово проводилась оцінка запасів газу за даними МПТ, яка виконувалась для кожного з експлуатаційних об'єктів [41]. Слід зауважити, що з часом розробки величина такої оцінки зростала. В роботі наведена остання оцінка запасів, яка була здійснена в межах складання за участю автора «Проекту розробки Кобзівського ГКР», станом на 01.01.2012 року [127]. Існуючі методи зважування пластового тиску для визначення залучених до розробки запасів газу I - го експлуатаційного об'єкту не можуть бути використані через значну похибку. Більш об'єктивною оцінкою є арифметична сума питомих об'ємів дренажу запасів по свердловинах. Сумарні запаси по свердловинах I об'єкту по мірі розбурювання зросли з 723 млн м³ (оцінка 2007 року) до 2489 млн м³ (оцінка на 01.01.2012 року). Значне відхилення отриманої величини запасів від підрахованої об'ємним методом в межах складання ГЕО (8,821 млрд м³ кат. С₁ і 3,192 млрд м³ кат. С₂) пояснюється неповним дренаванням площі і розрізу в умовах значної мінливості колекторів, нерівномірної сітки і недостатньої кількості і щільності видобувних свердловин.

II-й експлуатаційний об'єкт – основний за запасами поклад продуктивного горизонту Г-6² з дрібними локальними покладами горизонтів А-5, А-6, А-7, Г-6 західного крила структури зараз розробляється 29 свердловинами. Сумарні дренавані запаси об'єкту по цих свердловинах по мірі розбурювання поступово зростали з 9,980 млрд м³ (2006 р.) до 17,950 млрд м³, станом на 01.01.2012 року. Однак в умовах гарного дренавання площі найбільшого покладу горизонту Г-6² відбувається розподіл запасів між видобувними

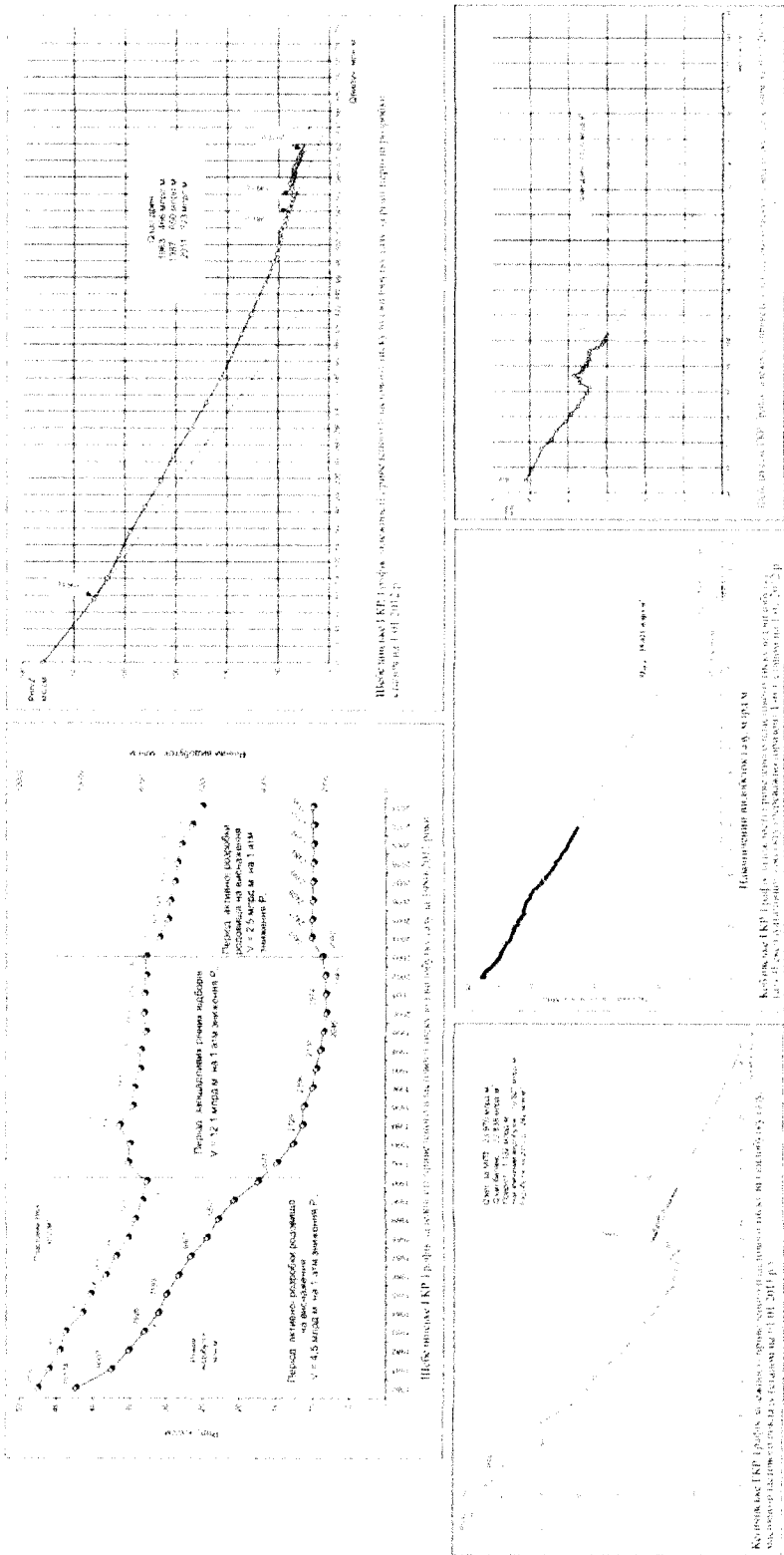


Рис. 3.20. Шебелинське ГРП, Кечивське ГРП, Кобзівське ГРП. Оцінка запасів газу за методом падіння тиску (МПТ).

свердловинами, так зване явище інтерференції. Тому, в разі довготривалого вибуття з експлуатації свердловин (наприклад, №№ 22, 26), їх дренавані запаси розподіляються між діючими сусідніми і звичайне сумування запасів окремих свердловин дає завищену оцінку загалом по покладу. Виключивши з підрахунку залишкові запаси тривало бездіючих свердловин і, таким чином, зменшивши похибку в розрахунках, відповідно, дійсними запасами газу об'єкту за методом сумування дренаваних запасів по свердловинах, станом на 01.01.2012 року є запаси в кількості 15,2 – 15,5 млрд м³. У випадках прояву явища інтерференції свердловин найвищу точність результату забезпечують методи зважування пластового тиску, з яких на першому місці виступає зважування за питомими динамічними об'ємами дренавання. Розрахунок дренаваних запасів саме за цим методом оцінюється величиною 15,421 млрд м³ як середнє значення між мінімальним та максимальним (рис. 3.20). Це нижче, ніж балансова оцінка запасів за категорією С₁, що виконана об'ємним методом, - 18,053 млрд м³. Основною причиною такої невідповідності є висока диференціація фільтраційно-емісійних властивостей колекторів II-го експлуатаційного об'єкту: високопроникного горизонту Г-6² (запаси 17,547 млрд м³ кат. С₁) і гірших за колекторськими властивостями горизонтів Г-6¹, Г-6³, Г-6⁴ (сумарно 506 млн м³ кат. С₁). В результаті цього, запаси останніх в повній мірі можуть проявитись по мірі зниження пластового тиску після значного виснаження покладу гор. Г-6². Тобто, можна говорити про ймовірне підтвердження розробкою запасів категорії С₁ II-го експлуатаційного об'єкту.

На Кегичівському ГКР аналіз динаміки пластових тисків і робочих дебітів по свердловинах, які розробляють масивно-пластовий поклад, свідчить про те, що по багатьох свердловинах спостерігається підвищення пластового тиску або сповільнення його падіння. Особливо це явище характерне для останніх 15 років розробки. Ймовірно, це пояснюється тим, що з підвищенням депресії підключаються до роботи розкриті слабопроникні пласти з підвищеним пластовим тиском, а також поступовим залученням до розробки запасів газу у периферійних зонах покладу. На це вказує той факт, що практично всі пробурені у таких зонах свердловини розкрили масивно-пластовий поклад з пониженим початковим пластовим тиском. Однак поряд з цим слід відмітити, що св. №№ 511, 512 та 513, які пробурені в кінці 2009 р. та в 2010 році (свердловина 511) в східній приштоковій частині родовища, розкрили поклад з пластовими тисками, значення яких в 2-3 рази (від ~70 по старих свердловинах до 183-270 атм по нових) перевищує такий в сусідніх свердловинах, що свідчить про наявність в покладі слабодренаваних ділянок. Так, св. 511, яка підключена 31.01.2011р., за два місяці видобула 8,5 млн м³ газу і працює з дебітом 145 тис. м³/добу. Існуюча динаміка зниження пластового тиску, яка простежується на родовищі, дозволила в 2010 році за участю автора оцінити початкові дренавані запаси масивно-пластового покладу по кінцевому темпу падіння пластового тиску, згідно залежності приведенного пластового тиску від видобутку газу, за даними «Шебелинкагазвидобування». Початкові запаси покладу в такому разі склали 23,970 млрд м³ проти 14 млрд м³, що були затверджені в ДКЗ, а приріст за 2010 рік становив 1,132 млрд м³ газу (рис. 3.20).

На Мелихівському ГКР аналіз показників розробки показує, що з 1990 по 1996 рік відмічається підйом пластового тиску завдяки введенню нових свердловин №№ 91, 94 (1991 р.), 93, 97, 99 (1994 р.), 96 (1995 р.), 88 (1996 р.) та 89 (1997 р.), а потім зменшення темпу падіння. Це явище характерно як для переважно картамиської частини розрізу ($P_{ikt} + C_3^3_{\text{верх}}$), так і для відкладів верхнього карбону ($C_3^3_{\text{низ}}$), завдяки підключенню в розробку низькопроникних прошарків. Результати пробурених в 2001-2007 рр. похило-спрямованих свердловин (№№ 151, 152, 154 – 158), що розкрили і охарактеризували розріз МПП в центральній, раніше недостатньо розбуреній частині структури, та аналіз розробки МПП дозволили уточнити початкові запаси за методом падіння пластового тиску і в 2007 році внести до Державного балансу по відкладах ($P_{ikt} + C_3^3_{\text{верх}}$) 24,135 млрд м³ газу. Побудований в роботі графік залежності приведенного пластового тиску від видобутку, станом на 01.01.2011 р., підтверджує цю оцінку (рис. 3.21). В 2010 р. аналіз розробки відкладів верхнього карбону дозволив перерахувати і приростити початкові запаси [122]. При побудові залежності приведенного пластового тиску від видобутку було використано пізній період розробки (1992-2010 роки), відбракувавши підйом пластового тиску, який відбувся з 1993 р. через зменшення видобутку. Оцінені початкові запаси покладу в такому разі склали 48676 млн м³ проти 43015 млн м³ балансових запасів. Саме така оцінка і прийнята в роботі (рис. 3.21).

На Машівському ГКР по основному – I-му експлуатаційному об'єкту, розташованому переважно в склепінній частині структури, оцінені дренавані запаси газу в об'ємі 31513 млн м³ [40]. Проведена також оцінка дренаваних запасів газу по II-му експлуатаційному об'єкту – 3424 млн м³ газу, який незважаючи на те, що розробляє ті ж продуктивні горизонти, ймовірно, відокремлений від основного покладу літологічно або тектонічно, за рахунок чого поточні розрахункові тиски в даних експлуатаційних об'єктах не співпадають і мають різну динаміку, що видно з приведених графіків (рис. 3.21).

На Розпашнівському ГКР дренавані запаси газу по I-му експлуатаційному об'єкту (П-1) - відклади P_{ikt} оцінені в об'ємі 12051 млн м³, проти балансової оцінки 11088 млн м³ (рис. 3.22) [146]. Проведена також оцінка дренаваних запасів газу по II-му експлуатаційному об'єкту (К-1-2-3) - відклади C_3^3 , сумісно із задраним приштоковим блоком C_2b – продуктивний горизонт Б-6, з яким, за даними розробки, газодинамічно пов'язаний поклад К-1-2-3. Їх сумісні дренавані запаси газу оцінюються в 35 575 млн м³, проти балансової оцінки 40126 млн м³. Таким чином, дренавані запаси газу I-го об'єкту перевищують балансові запаси, а запаси II-го експлуатаційного значно менші балансових. Це свідчить про недостатню охопленість площі газонасності розробкою, що видно з карти розробки та карти ізобар.

На Західно-Хрещищенському ГКР високі фільтраційно-ємнісні властивості колекторів I експлуатаційного об'єкту у відкладах C_3^3 - C_3^2 та існуюча сітка експлуатаційних свердловин забезпечують рівномірне виснаження

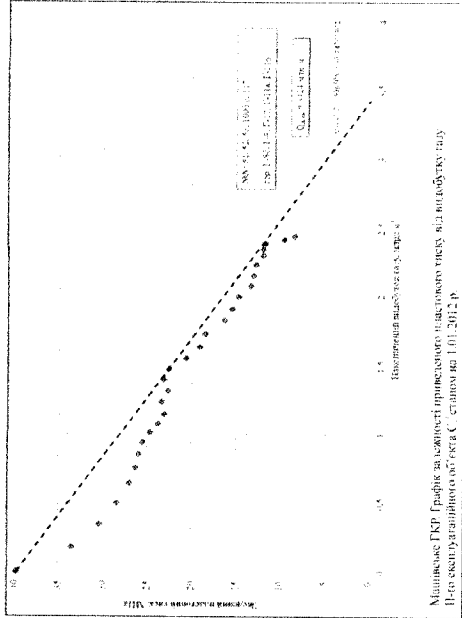
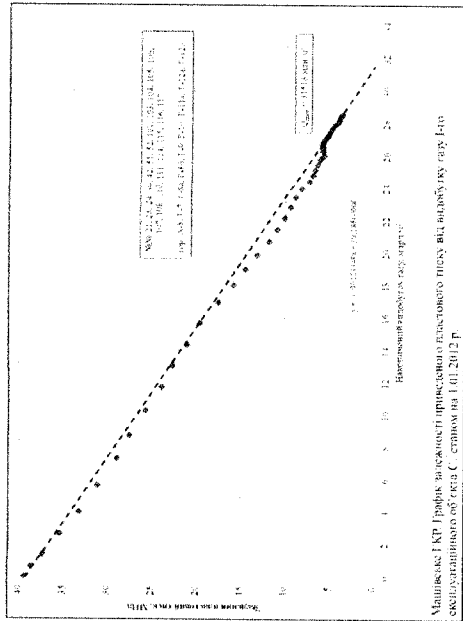
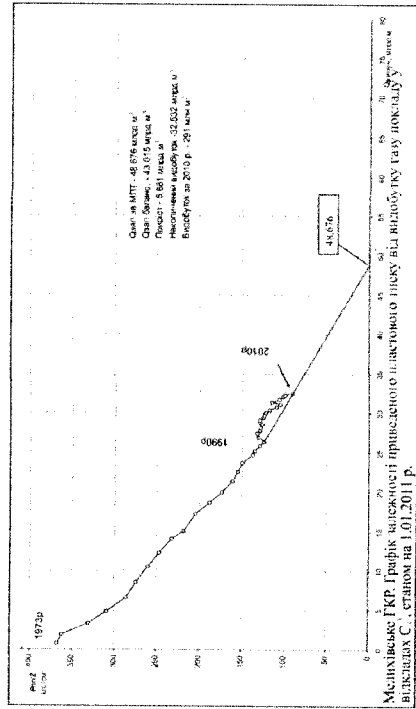
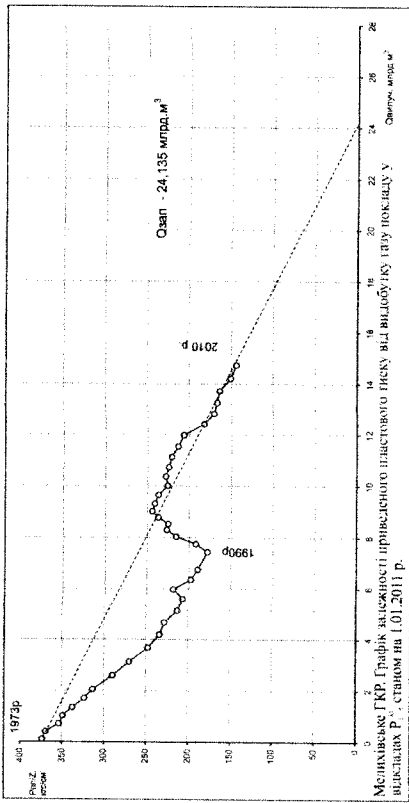


Рис. 3.21. Мелніківське ГР, Мелніківське ГР. Оцінка запасів газу методом падіння тиску (МПТ) за матеріалами розробки.

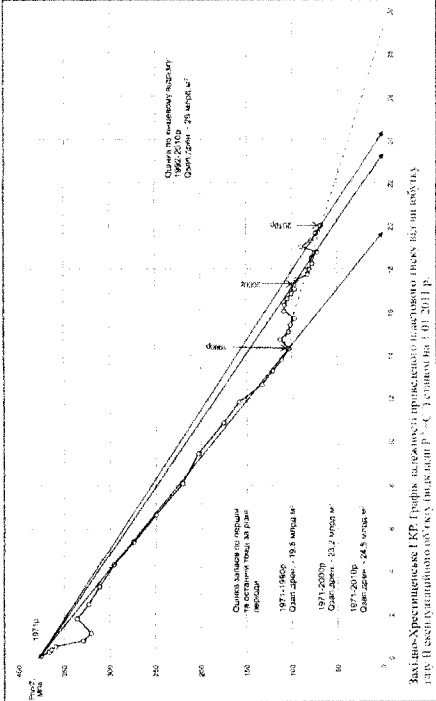
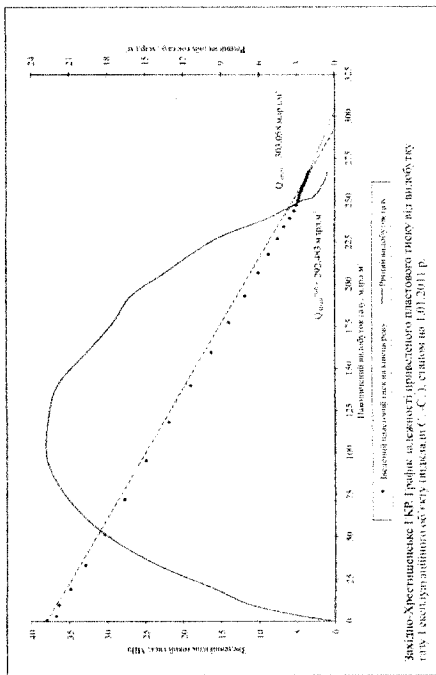
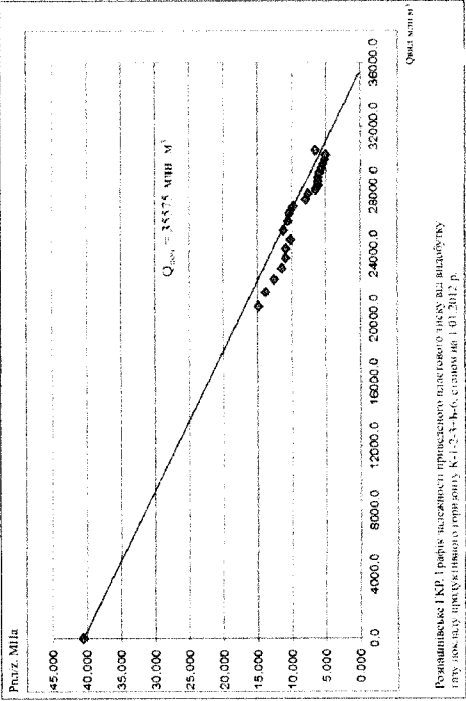
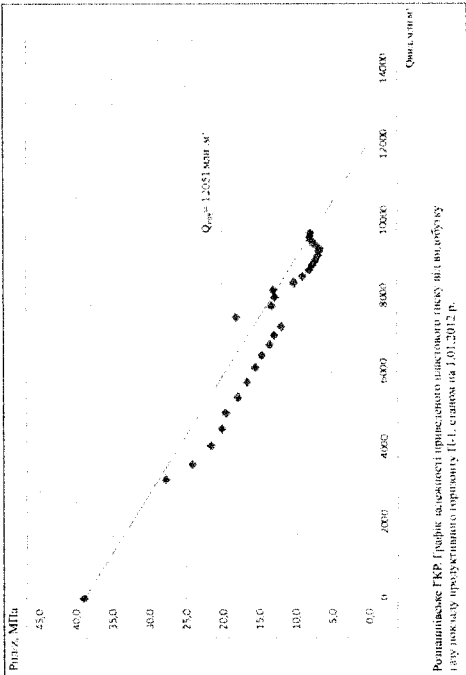


Рис. 3.22. Розпашиньське ГРП, Західно-Хрестищенське ГРП. Оцінка запасів газу за методом падіння тиску (МПТ) за С. Кривулею, А. Фіщенко, А. Маланчуком.

покладу. Початкові запаси цього об'єкту, визначені за методом зниження пластового тиску, протягом тривалого часу залишались практично незмінними на рівні 280-290 млрд м³. Однак залежність приведенного пластового тиску від накопиченого видобутку відображає незначне викривлення лінійної залежності, що розпочалось з 1992 року, коли темп видобутку скоротився з максимального 23 млрд м³/рік (1977-1979 роки) до менш ніж 1,7 млрд м³/рік, яке пов'язане з вирівнюванням пластового тиску в покладі і надходженням газу з найменш проникної частини колекторів. Існуюча динаміка зниження пластового тиску, яка відбувається на родовищі в останні два десятиріччя, дозволила в 2010 році оцінити початкові дренавані запаси масивно-пластового покладу у відкладах C₃^{ar}-C₃^{av} по кінцевому темпу падіння пластового тиску у кількості 299,613 млрд м³ і внести цю цифру на Держбаланс станом на 01.01.2011 року. Однак за даними розрахунків, виконаних в межах «Доповнення до проекту розробки.....» [54], початкові запаси оцінюються в більш оптимістичну величину 303,058 млрд м³. Вважається вона цілком обґрунтованою, і в такому разі збереження існуючої динаміки падіння пластового тиску і збільшення залучених до розробки запасів до 303,058 млрд м³ (рис. 3.22) свідчатиме про підтвердження балансових запасів категорії C₂ по відкладах C₃²-C₃² в об'ємі 3384 млн м³.

Протягом основного етапу розробки покладів у відкладах P₁^{kt}-C₃³ (II-й експлуатаційний об'єкт) залежність приведенного пластового тиску від накопиченого видобутку була близькою до прямолінійної, що пов'язане з швидким виснаженням найбільш проникної частини колекторів. З початку 1990-х років, після вилучення 14 млрд м³ газу і суттєвого зниження річних видобутків з максимальних 1,4 млрд м³ в 1983-1985 роках до менш ніж 0,4 млрд м³, відзначається сповільнення темпів падіння пластового тиску. Дренавані запаси, розраховані за МПТ по першій та кінцевій точках за період 1971-1980-1990 роки, оцінювались в кількості близько 19,5 млрд м³; в 2000 році оцінка вже складає 23,2 млрд м³, а в 2010 році – 24,5 млрд м³ (рис. 3.21). Зростання дренаваних запасів газу в часі є характерною особливістю покладів картамиської світи і пов'язано з тим, що значна частина запасів вуглеводнів міститься у низькопроникних колекторах і починає проявлятися після виснаження пластів з високими фільтраційними властивостями. Тенденція виположення кривої залежності приведенного пластового тиску від видобутку свідчить про те, що більш достовірною є оцінка за МПТ по кінцевому відрізьку. Саме така виконана автором оцінка визначає дренавані запаси, станом на 01.01.2011р., в кількості 29 млрд м³ (рис. 3.22), що також свідчить про завищення балансових запасів газу кат. C₂ (14155 млн м³) по відкладах P₁^{kt}-C₃³.

На Медведівському ГКР в період зростаючого видобутку 1979-1984 р.р. величина щорічного видобутку збільшувалась від 0,4 до 2,7 млрд м³, період 1984–1994 р. – це період високого, але постійно падаючого видобутку від 2,7 до 0,4 млрд м³ і період незначного, але стабільного видобутку на рівні 0,3 млрд м³ на рік. Останній період триває з 1994 року і понині, і для нього характерна відносна стабілізація пластового тиску.

Величина запасів відкладів $C_3^3-C_3^2$ (I экс. об'єкт), що наведена в роботі, базується як на оцінці дренованих запасів за об'ємами дренування окремих свердловин, так і за залежністю приведенного пластового тиску від видобутку в цілому по покладу в межах північного та західного блоків [83], а кількість запасів відкладів $P_1^{kt}-C_3^3$ (II экс. об'єкт) базується на оцінці дренованих запасів за об'ємами дренування окремих свердловин (таблиця 3. 9).

Таблиця 3.9
Результати визначення дренованих запасів газу
Медведівського родовища

Експлуатаційний об'єкт	Дреновані початкові запаси газу, млн м ³		Поточні запаси газу, млн м ³
	Оцінка за 2002 р.	Оцінка за 2010 р.	Оцінка за 2010 р.
1	2	3	4
Північний блок			
I ($C_3^3 - C_3^2$)	15234	15512,5	3152,8
II ($P_1^{kt}-C_3^3$)	1694	2572,4	1184,3
Західний блок			
I ($C_3^3 - C_3^2$)	7595	8734,9	2012,2
II ($P_1^{kt}-C_3^3$)	10616	12383,7	4169,4
III (P1sl)	1112	1552	470,4
Південний блок			
I ($C_3^3 - C_3^2$)	78	87,7	20,5
II ($P_1^{kt}-C_3^3$)	341	386	140,3
Родовище			
I ($C_3^3 - C_3^2$)	22907	24335,1	5185,5
II ($P_1^{kt}-C_3^3$)	12651	15342,1	5494,0
III (P1sl)	1112	1552	470,4
Разом	36670	41229,2	11149,9

Як видно з таблиці, оцінка дренованих запасів за 2010 рік значно вища, ніж така ж сама оцінка за 2002 рік, яка була виконана фахівцями ГПУ ШГВ та УкрНДІгазу. Слід зауважити, що зважаючи на особливості геологічної будови, а також результати експлуатації свердловин та розробки покладів, можна однозначно стверджувати, що розробка всіх експлуатаційних об'єктів відбувається в умовах газового режиму.

Як видно з графіків залежності приведенного тиску від видобутку (рис. 3.23), що побудовані для двох експлуатаційних об'єктів, приведений тиск не стабільний, а незначно коливаючись, постійно знижується. Однак темпи його зниження значно зменшились за цей період. На цих графіках залежності винесені прямі перетину з віссю абсцис, які відповідають сумарній оцінці запасів по двох експлуатаційних об'єктах, що була розрахована, як сума дренованих запасів по всіх свердловинах.

В табл. 3.8 виконано співставлення дренованих запасів із запасами газу, що числяться на Державному балансі України на Медведівському ГКР.

Менша величина фактичних дренажних запасів у порівнянні з балансовими запасами газу для I екс. об'єкту (відклади $C_3^3-C_3^2$) та II екс. об'єкту (відклади $P_{\text{кт}}-C_3^3$) пов'язана з наявністю зон, не покритих експлуатаційними свердловинами, та ділянок з низькими колекторськими властивостями, які в даний час фактично виключені з розробки. Проте динаміка пластових тисків впродовж останніх років (2002-2012 рр.), а також тенденція зростання дренажних запасів, в порівнянні з попередньою оцінкою (табл. 3.9), свідчать про можливість подальшого зростання об'ємів дренажування, особливо за умов реалізації додаткового буріння експлуатаційних свердловин.

На Ланнівському ГКР для оцінки запасів газу використано 2 методи підрахунку. Перший - визначення питомих об'ємів дренажних запасів по кожній свердловині, згідно якого запаси складають 11384 млн m^3 . Другий - метод розрахунку запасів по падінню середньозваженого по об'єму дренажування приведенного пластового тиску, згідно якого початкові запаси Ланнівського ГКР складають 11431 млн m^3 (рис. 3.23). Тобто різниця між оцінками несуттєва. Графік зміни пластового тиску та річного видобутку газу за період 1971 - 2010 роки показує на зменшення пластового тиску в ході розробки. В 1981-1982 рр. відбулось різке збільшення пластового тиску одночасно зі збільшенням видобутку газу. Збільшення пластового тиску можна пояснити тим, що з 1977 по 1981 р. відбувалось різке зменшення видобутку газу, а збільшення видобутку - вводом в експлуатацію нових свердловин, пробурених в приштоковій зоні родовища. З 1982 р. по 2010 р. відбувається поступове зниження пластового тиску. З 2002 р. відбувається майже щорічне зростання видобутку газу, що пов'язано з вводом в експлуатацію нових розвідувальних та експлуатаційних свердловин (рис. 3.24).

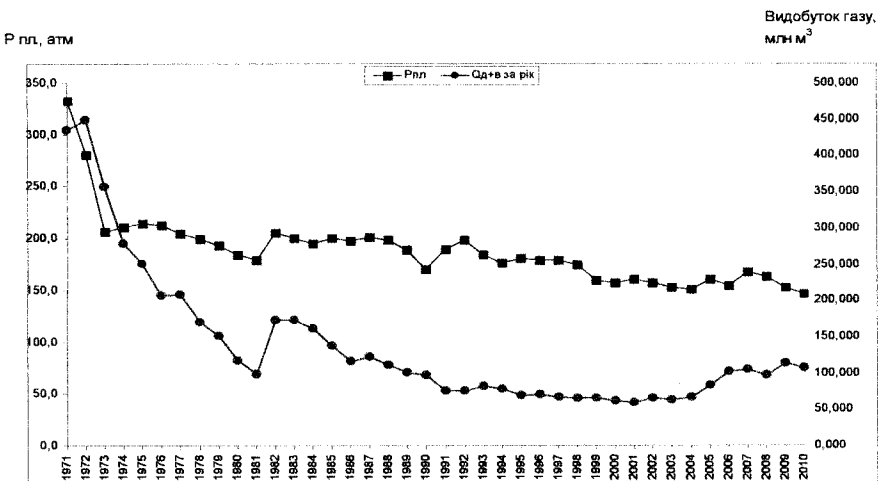


Рис. 3.24. Ланнівське ГКР. Зміна пластового тиску та річного видобутку газу по роках.

Графік залежності вказує на те, що на його кінцевому відрізку має місце виположення кривої, тобто темпи падіння пластового тиску у зв'язку з видобутком газу уповільнюються, що вказує на можливість збільшення початкових запасів газу до 14 млрд м³.

На Сфремівському ГКР запаси картамиських відкладів станом на 01.01 2011 р., оцінені по двох методах [82]: за методом суми питомих об'ємів дренавання та за методом падіння середньозваженого пластового тиску, що визначений за поровим об'ємом покладу.

Запаси картамиської частини покладу найбільші на родовищі, а їх геологічна будова найскладніша через суттєву неоднорідність розподілу колекторів по площі та розрізу, що обумовлює поступове залучення пластів до розробки і збільшення запасів з часом. Слід підкреслити найважливішу особливість геологічної будови даної частини покладу, яка впливає на характер розподілу пластових тисків як по площі, так і по розрізу покладу. Це існування в нижній частині розрізу одного потужного високопроникного пласту пісковика, який добре витриманий по площі. Решта пластів, вище і нижче основного пласта, мають порівняно малі товщини і характеризуються лінзовидною будовою. Середня проникність основного пласта вища за інші пласти в декілька десятків разів. Неоднорідність колектору обумовлює нерівномірне дренавання покладу по розрізу і по площі, в зв'язку з чим поточний пластовий тиск у верхній газонасиченій частині розрізу вищий за тиск у нижній частині.

Оцінка дренаваних запасів газу по окремих свердловинах з наступним сумуванням (метод питомих об'ємів дренавання) виконана за двома модифікаціями: екстраполяцією за кінцевою ділянкою і екстраполяцією за дотичною до кінцевої ділянки. Остання модифікація передбачає зміну дренаваного порового об'єму внаслідок залучення до роботи раніше недренаваних пластів з початковим градієнтом тиску (по вертикалі розкритого розрізу) або ділянок пластів з нульовим градієнтом (по горизонталі покладу). Знайдені величини характеризують мінімальні запаси газу, які на даний момент часу беруть участь у розробці - вони складають, відповідно, 74741 млн м³ і 76135 млн м³. Видобуток газу із ліквідованих свердловин, станом на 01.01.2011 р., становить 2778 млн м³. В такому разі початкові запаси газу в покладі оцінюються в 77529 млн м³ (1-а модифікація) і 78913 млн м³ (2-а модифікація).

За методом падіння середньозваженого пластового тиску за поровим об'ємом покладу відкладів P_{1kt} запаси складають більшу величину – 84773 млн м³ газу (рис. 3.23). Це пов'язано з тим, що цей метод оцінює не тільки активнодреновані запаси, а й запаси газу в низькопроникних пластах і в периферійних зонах, які не залучені до розробки. Слід зауважити, що сучасна оцінка дренаваних запасів менша, ніж величина початкових балансових запасів, прийнятих в ДКЗ по відкладах P_1^{kt} – 93532 млн м³, однак з роками така розбіжність між величинами запасів, за даними МПТ, зменшується з 48200 (в 1976 р.) до 79308 (в 2004 р.) і сучасних 84773 млн м³ (2012 р.) при видобутку 58434 млн м³. В цілому по родовищу у відкладах P_1^{nk} (3100 млн м³) + P_1^{kt} (84773 млн м³) + C_3^3 (12546 млн м³) початкові запаси газу при максимальних значеннях оцінки

запасів за МПТ на 01.2013 р. оцінені в 100419 млн м³ при накопиченому видобутку в 71124 млн м³ і річному видобутку (за 2012 р.) 536 млн м³. Таким чином, в подальшому з розбурюванням родовища і його експлуатацією, не виключене зростання запасів в цілому по родовищу до початкової балансової величини, як по відкладах P₁kt, так і по відкладах C₃³ та P₁^{nk}.

Завдяки зростанню дренуваних запасів газу на багатьох родовищах за останні 5 років, за участю автора були перераховані початкові запаси за МПТ і прирощено 66,6 млрд м³ газу на Шебелинському, 9,912 млрд м³ у відкладах C₃³-C₃² на Зах.-Хрестищенському, 9,88 млрд м³ на Мелихівському, 1,132 млрд м³ на Кегичівському та 3,795 млрд м³ по гор. П-1 на Розпашнівському родовищах. Для цих родовищ, де дреновані запаси співпадають або перевищують балансові запаси, оцінка запасів за МПТ має вирішальне значення для дорозвідки слабодренованих ділянок в картамиському розрізі.

Проведений в роботі аналіз дії критеріїв на різних стадіях розвідки та розробки родовищ дозволив виявити для кожного з них, які саме критерії на теперішній час на ньому являються вирішальними для його дорозвідки.

РОЗДІЛ 4

РЕСУРСИ І ЗАПАСИ ПЕРСПЕКТИВНИХ ДІЛЯНОК, ЩО РОЗВІДУЮТЬСЯ НА ВЕЛИКИХ РОДОВИЩАХ ТА НОВИХ ПЛОЩАХ, І РЕКОМЕНДАЦІЇ ПО ЇХ ОСВОЄННЮ

4.1 Виділення комплексом критеріїв дорозвідки перспективних ділянок на великих родовищах, оцінка їх запасів та рекомендації по освоєнню.

В роботі по кожному з родовищ проведено комплексування критеріїв, які мають вирішальне значення для їх сучасної дорозвідки (таблиця 4.1). Комплекс критеріїв дозволив виділити нові перспективні ділянки для проведення сейморозвідки 3D та пошуково-розвідувального буріння як на відомих великих родовищах, так і на прилеглих до них площах та визначити слабодреновані ділянки в межах родовищ, які потребують дорозвідки оціночно-експлуатаційним бурінням для збільшення видобутку газу. Проведено оцінку ресурсів, запасів і об'ємів додаткового видобутку газу та надані конкретні рекомендації щодо буріння свердловин (табл. 4.2).

На Розпашнівському ГКР, станом на 1.01.2012р., початкові балансові запаси складають 51214 млн м³, а поточні - 13977 млн м³. Виходячи з того, що дреновані запаси газу оцінені за МПТ по горизонтах П-1 та К-1-2-3+Б-6 мають тенденцію до зростання, актуальним стає уточнення геологічної моделі родовища. Зокрема, потребує уточнення контур солі Розпашнівського штоку і викликає сумнів лінія літологічного обмеження колекторів з південно-західної частини покладів, що була прийнята в ДКЗ. Також є всі передумови до існування газових покладів в західному недорозвіданому опущеному приштоковому блоці, де горизонти П-1, К-1-2 в пошуковій свердловині 6 (аварійній) були віднесені до ущільнених, хоча за даними опису керну тут існують пісковики середньо-крупнозерністі, гравелітисті, товщиною до ~50 м. Запаси газу кат. С₂ блоку св. 6 оцінені ДКЗ в 742 млн м³.

Для уточнення лінії літологічного заміщення колекторів в продуктивних горизонтах П-1 та К-1-2-3, а також для уточнення контурів ніжки соляного штоку рекомендується проведення об'ємної сейморозвідки 3D та буріння розвідувальних свердловин 210, 211, 212. Для покращення відбору газу на периферійних слабодренованих ділянках покладів рекомендовано дві оціночно-експлуатаційні св. 220 і 221 (рис. 4.1).

З карти накопиченого видобутку газу видно, що активній розробці підлягає лише центральна частина покладів, в той час як північно-західна та південно-східна їх частини майже не розробляються. Ця ситуація відображається і на картах ізобар, з яких видно, що периферійні частини покладів мають відносно підвищений поточний пластовий тиск. Цей факт дає підставу більш активно залучати до розробки існуючий фонд периферійних експлуатаційних свердловин, а в разі слабких дебітів газу проводити капітальний ремонт та інтенсифікацію припливу, як це було зроблено в свердловинах №№ 4, 87, 203. У разі неможливості використання існуючого фонду свердловин,

Таблиця 4.1

Комплексування критеріїв, що мають вирішальне значення при дорозвідці великих родовищ.

Критерії дорозвідки родовищ		Шебелинське ГКР	Зх.-Хрестищенське ГКР	Мелихівське ГКР	Розпашнівське ГКР	Мелведівське ГКР	Машівське ГКР	Кобзівське ГКР	Кегичівське ГКР	Ланнівське ГКР	Єфремівське ГКР
Геологічні	<i>уточнення структурно-тектонічних побудов:</i>										
	розширення площі газонасності за рахунок скорочення площі штоку;				+						
	виявлення нових газонасних блоків;				+						
	розширення площі газонасності завдяки:										
	- зміні положення початкового ГВК;				+						
	- зміні літологічного контуру;		+	+				+			
	- зміні умовного контуру газонасності;						+	+		+	
<i>уточнення літофізичних властивостей порід-колекторів:</i>											
оцінка достовірності підрахункових параметрів;	+	+		+	+						
підключення в газовіддачу сл. газонасних пластів і сл. дренованих ділянок;	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
оцінка властивостей порід-колекторів за даними сейсмічних досліджень 3D та визначення їх фаціальності належності;					+	+	+		+		
Геолого-промислові	розподіл ефективних товщин (або параметру mha);		+	+			+	+	+		
	розподіл поточних пластових тисків по горизонтах;			+		+			+		+
	виділення зон по накопиченому видобутку газу із свердловин;		+	+	+	+		+	+		+
	оцінка запасів газу за методом падіння тиску (МПТ).	+		+	+	+			+		
Кількість працюючих критеріїв:		3	5	6	7	7	4	5	5	3	3
+ критерій має вирішальне значення											

для залучення до розробки слабодренованих частин покладу, на базі проведених сейсмічних досліджень, в подальшому доцільно буріння додаткових експлуатаційних свердловин.

В роботі здійснена оцінка запасів гор. П-1, К-1-2 в межах перспективних ділянок, що прилягають до контурів балансових запасів та обмежуються визначеними УГВК, яка загалом складає 6242 млн м³.

Таблиця 4.2. Оцінка запасів і ресурсів газу родовища, ділянок та нових площ, на які рекомендовані пошуково-розвідувальні роботи та експлуатаційне буріння.

Родовище, поклад	Загальна запаси газу родовища, ділянок та нових площ, на які рекомендовані пошуково-розвідувальні роботи та експлуатаційне буріння, млрд м ³		Видобуток газу з початку розробки, млн м ³		Загальна оцінка запасів, оцінених в роботі, по покладах та родовищах, млн м ³				Оцінка запасів, на які рекомендовано буріння свердловинах, млн м ³			Рекомендації				
	поверхня	потоки	Кат. С ₁	Кат. С ₂	Кат. С ₁	Кат. С ₂	Кат. С ₃	Кат. С ₄	Кат. С ₅	Кат. С ₆	Кат. С ₇	Кат. С ₈	Кат. С ₉	свердловинах	пошуково-розвідувальних	експлуатаційних
Родовища																
Шебелинське ГКР (Р ₁ -С ₁)	73000	111620	73000	111620	111620											10
Зх.-Хрестинищенське ГКР (Р ₁ -С ₁)	345012	55920	17539	289192												
поклад Р ₁ КС ₁	44767	24430	14166	20337	8683											9
поклад С ₂ -С ₃	288613	30900	3384	288713	303068	34345										
Сфрамівське ГКР (Р ₁ -С ₁)	109870	39382	11336	70588												
поклад Р ₁ К ₁	93522	35096	58434	58434	84773	28339										7
Мелихівське ГКР (Р ₁ -С ₁)	80651	27837	1316	58924												
поклад Р ₁ КС ₁ ^а	24136	8904	15231	24136	8904											9
поклад С ₂ К ₁ К ₁	48676	15849	32827	48676	15849											
Розпашівське ГКР (Р ₁ -С ₁)	51214	13977	37237	51214	13977	8242										2
Медведівське ГКР (Р ₁ -С ₁)	49096	18403	30893													
поклад Р ₁ КС ₁	48008	18400	29808	15442	5324											7
поклад С ₂ -С ₃	42140	7697	34543	24336	5050											
Машівське ГКР (Р ₁ -С ₁)	26874	20145	10017	6494	20145	1836	3952	850	1835	2536	136					11
Кобзівське ГКР (Р ₁ -С ₁)	27786	8905	20661	26874	20145	6494	10017	20145	8401							15
Качинське ГКР (Р ₁ -С ₁)	23970	6852	17118	24297	7179											
Ланківське ГКР (Р ₁ -С ₁)	11910	6326	1996	11717	6133											
А-8+А-7а			5684	1996	652	34	219	652	34	219						8
А-7б+А-7б-Бд				5477	876	200	271	876	200	271						
Г-9+Г-10+Г-11 + Г-12+Г-13+К-4			3828	1637	1637			1637								
Всього:	1467543	307812	40208	1518379	266333	11496	1340	200936	5002	19363	626					82
Перспективні площі																
Федірівська площа																3000
Октябрівсько-Кобзівська площа																5000
Південний схил Григорівського прогону																12000
Північно-східний схил Григорівського прогону																3000
Красноградсько-Західно-Севілівська площа																4000
Білухівська площа																3000
Всього:																30000

* - оцінка виконана для окремих ділянок та горизонтів.

На Медведівському ГКР контур балансових запасів покладу у відкладах $P_1^{kt}-C_3^3$ на північному крилі обмежений з півдня границею соляного штоку, з півночі – літологічним контуром. Карти пористості (рис. 3.7) свідчать, що ділянка колектору з прогножною пористістю до 13 % простягаються за межі балансових запасів, тобто, площа газоносності покладу, вірогідно, більша, ніж була прийнята при захисті запасів в ДКЗ. Границя перспективної ділянки визначена автором, як усереднене положення ізолінії пористості 13% по різних зрізах (горизонтах), однак, найбільш схожа з гор. Г-9 (рис. 3.7). Ділянка з півдня прилягає до границі балансових запасів і складає 2,16 км². Прогнозні запаси газу відкладів $P_1^{kt}-C_3^3$ на цій ділянці розраховані згідно з щільністю балансових запасів на північному крилі, що були захищені в ДКЗ (площа - 7,48 км², запаси - 6432 млн м³) з урахуванням коефіцієнту 0,5. Такий, коефіцієнт зумовлений значною непідтвердженістю балансових запасів за оцінкою питомих об'ємів дренажу окремих свердловин північного блоку (2572,4 млн м³). Розраховані прогнозні запаси складають 950 млн м³. З метою розширення площі газоносності відкладів $P_1^{kt} - C_3^3$ і підключення до розробки 950 млн м³ газу рекомендовано буріння трьох розвідувальних свердловин: №№130, 131 та 132 (рис. 4.2).

Аналіз розробки відкладів $P_1^{kt}-C_3^3$ визначив, що початкові запаси газу, які розраховані за питомими об'ємами дренажу окремих свердловин (мінімальна оцінка), складають, станом на 01.01.2012 року, 15342 млн м³ поточні – 5324 млн м³. Існуюча мережа свердловин недостатня для раціонального їх видобутку, що потребує буріння додаткових свердловин (рис. 4.2). Для збільшення та вирівнювання темпів відбору західного блоку рекомендується на ділянках з поточним тиском 12-13 МПа пробурити 4 оціночно-експлуатаційні свердловини №№ 513-515 та 520. Для оптимізації видобутку північного крила рекомендовано буріння трьох оціночно-експлуатаційних свердловин: №№ 510, 517 та 518, причому місцеположення св. 517 та 518 визначено з урахуванням карт пористості за даними сейсморозвідки 3-D (рис. 3.7).

На Машівському ГКР контури покладів, що складені за новою геологічною моделлю родовища з урахуванням сейсморозвідки 3D, частково підтверджують та розширюють контури балансових запасів категорій C_1 та C_2 . В роботі приймаються запаси, що оцінені в межах виконаного ГЕО [40], а саме: запаси газу категорії C_1 (клас 111+221) – 37348 млн м³; категорії C_2 (клас 122+221) – 1835 млн м³; категорії C_2 (клас 332) – 3952 млн м³; ресурси класу 333 – 850 млн м³. По теригенних відкладах основними перспективними об'єктами дорозвідки є продуктивні горизонти А-8, Г-9, Г-10, Г-11а, в яких зосереджена більша частина запасів категорії C_2 та перспективних ресурсів C_3 в об'ємі 3821 млн м³.

На підставі проведених сейсмічних досліджень 3D, а саме: зведеної по декількох горизонтах карти пористості, яка зроблена на структурній основі відбиваючого горизонту $Va_1^1(R_1)$ та аналізу карти $m\alpha$, складеної на базі нової геологічної моделі родовища, було рекомендовано до буріння чотири

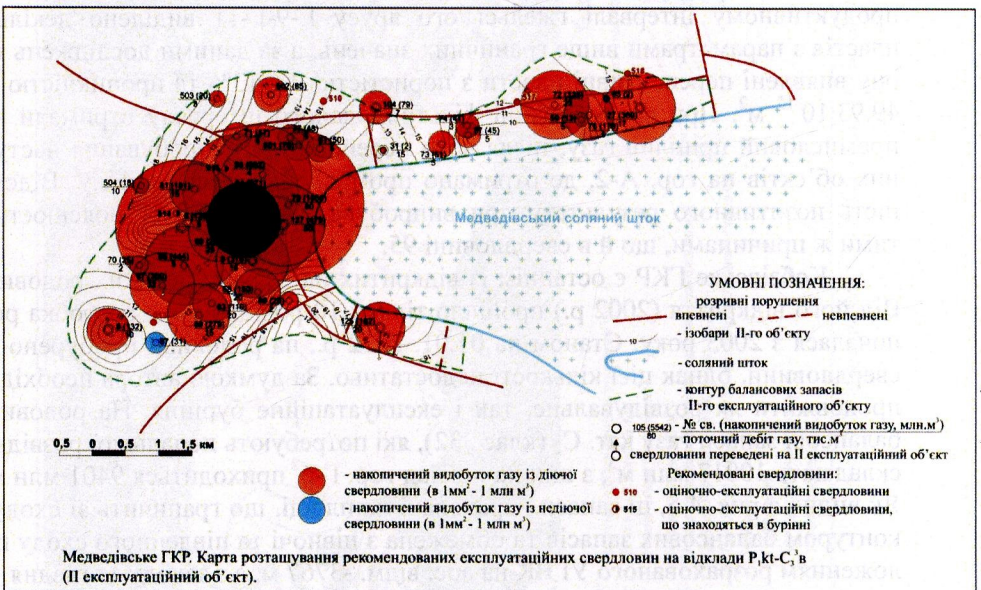
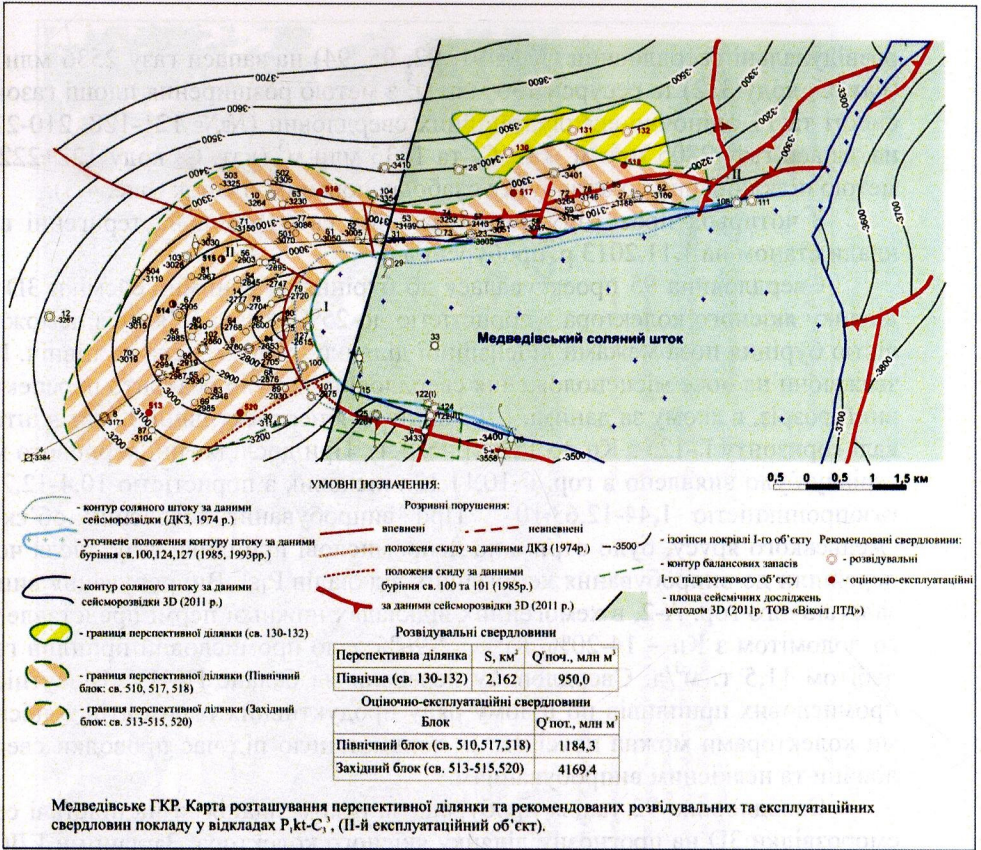


Рис. 4.2. Медведівське ГКР. Карти перспективних ділянок і рекомендації по розміщенню розвідувальних та оціночно-експлуатаційних свердловин.

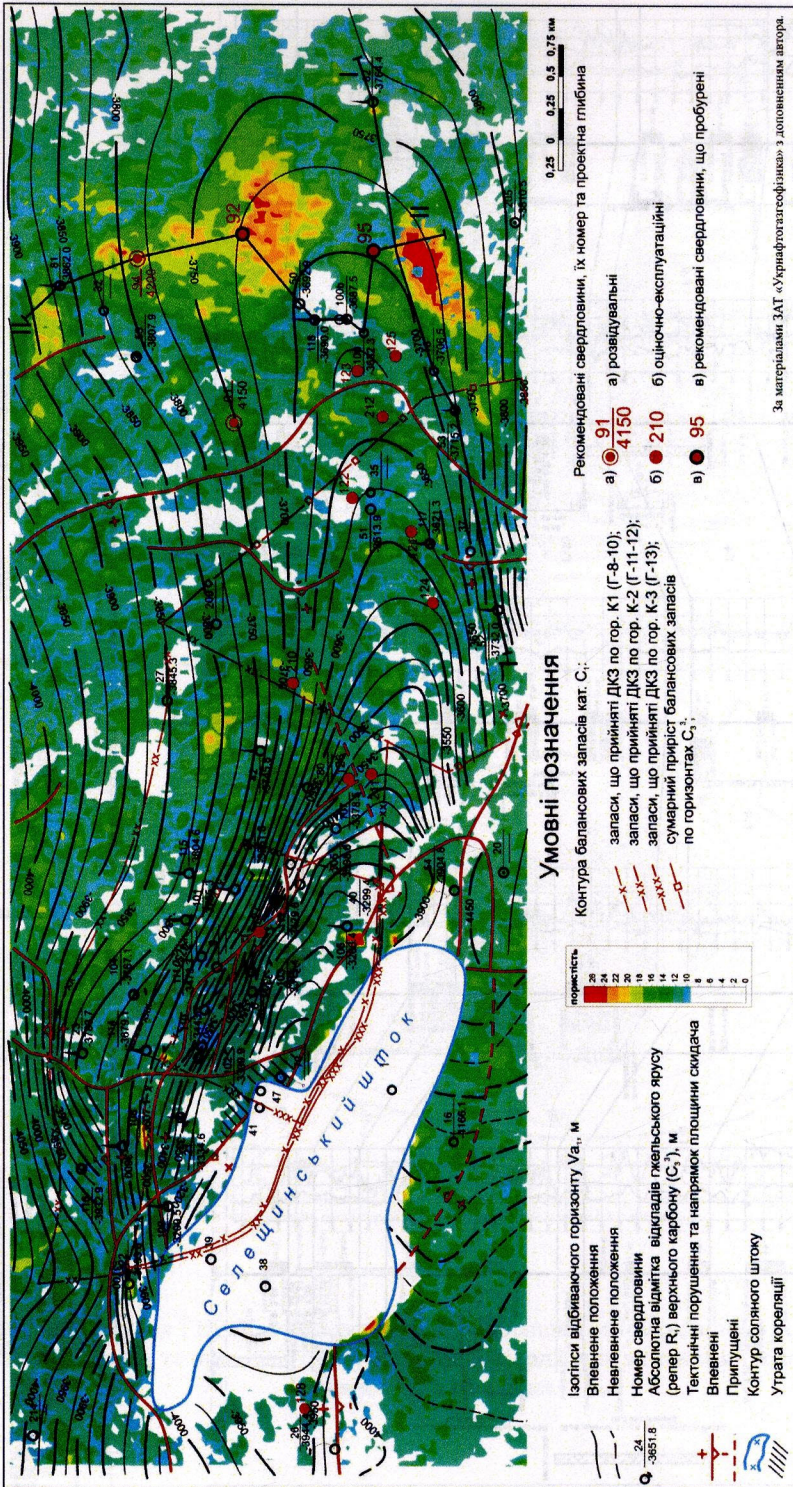
розвідувальні свердловини (№№ 91, 92, 95, 94) на запаси газу 2536 млн м³ (кат. С₂ коду 332) та ресурси 136 млн м³ з метою розширення площі газоносності та 11 оціночно-експлуатаційних свердловин (№№ 121-128, 210-212) на запаси газу 2805 млн м³ кат. С₁ та 1835 млн м³ (кат. С₂ коду 122+222) з метою підключення до видобутку слабодренованих ділянок (рис. 4.3).

З чотирьох проектних розвідувальних свердловин на теригенні відклади станом на 1.11.2013 р. пробурені дві.

Свердловина 95 проектувалася до буріння за даними сейсміки 3D на ділянку якісного колектора з пористістю до 25%. Але в зв'язку з неможливістю буріння поза межами ліцензійної ділянки була зміщена на північ. Незважаючи на нове місцеположення свердловиною було розкрито перспективний розріз, в якому за даними ГДС виділявся перспективний пласт в інтервалі горизонту Г-12а з Кп до 12% (рис. 4.4). При дослідженні керна матеріалу було виявлено в гор. Г-10,11,12а пісковик з пористістю 10,4-12,2%; газопроникністю $1,44-12,63 \cdot 10^{-15}$. При випробуванні виявлених об'єктів гжельського ярусу, було отримано непромислові припливи газу, після чого перейшли до випробування хомогенних відкладів P_{1sl}. Випробування вище-залегаючого гор. А-2, в хомогенних відкладах нижньої пермі представлено-го доломітом з Кп – 14-20%, Кг – 72-96% дало промисловий приплив газу дебітом 11,5 т. м³/д. Свердловину передали на баланс ПГПУ. Відсутність промислових припливів по цілому ряду продуктивних горизонтів з якісними колекторами можна пояснити їх кольматацією під час проводки свердловини та неякісним випробуванням.

Свердловина 92 також пробурена за рекомендаціями на підставі сейсморозвідки 3D на прогнозну ділянку якісного колектора. За даними ГДС в продуктивному інтервалі гжельського ярусу Г-9-Г-11 виділено декілька пластів з параметрами вище граничних значень, а за даними досліджень керна виявлені перспективні пласти з пористістю 9,9-13% та проникністю до $49,93 \cdot 10^{-15}$ м². При випробуванні фільтром даного інтервалу отримали непромисловий приплив газу, після чого перейшли до випробування наступних об'єктів на гор. А-2, де отримано промисловий приплив газу. Відсутність позитивного результату при випробуванні гор. Г-9-11 пояснюється тими ж причинами, що й в свердловині 95.

Кобзівське ГКР є останнім із відкритих на Україні великих родовищ. Від його відкриття (2002 р.) пройшло тільки 10 років, а його розробка розпочалася з 2003 року. Станом на 01.01. 2012 р., на родовищі пробурено 83 свердловини, однак цієї кількості недостатньо. За думкою автора необхідно продовжити як розвідувальне, так і експлуатаційне буріння. На родовищі балансові запаси газу кат. С₂ (клас 332), які потребують подальшої розвідки, складають 10017 млн м³, з них на поклад гор. Г-б² приходить 9401 млн м³. Як видно з рис. 4.5, ці запаси нараховані на площі, що граничить зі сходу з контуром балансових запасів та обмежена з півночі та південного сходу положенням розрахованого УГВК на абс. відм. -3767 м, а з заходу та півдня –



За матеріалами ЗАТ «УкрІнформгеофізика» з доповіднями авторів

Рис. 4.3. Мавієвське ГПР. Карта перспективних ділянок і рекомендації по розміщенню розвідувальних та оціночно-експлуатаційних свердловин.

літологічним контуром, який проведено умовно за даними сейсмозвідки 3D. Однак на цій площі існує значна за розмірами ділянка відсутності колектора за рахунок розвитку відкладів болотних фацій (св. 30, 100, 104). Незважаючи на це, прогнозна площа залишається перспективною за даними карти пористості сейсмозвідки 3D, містить значні запаси класу 332 і потребує подальшої розвідки запропонованими автором свердловинами №№ 103, 105, 107 в північній частині та св. 108 в південній частині цієї площі (рис. 4.5).

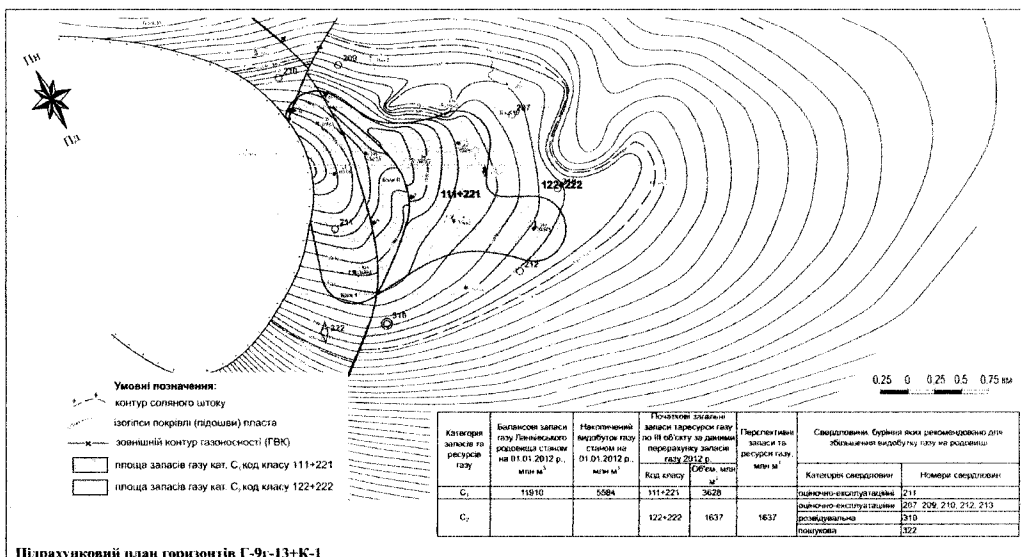
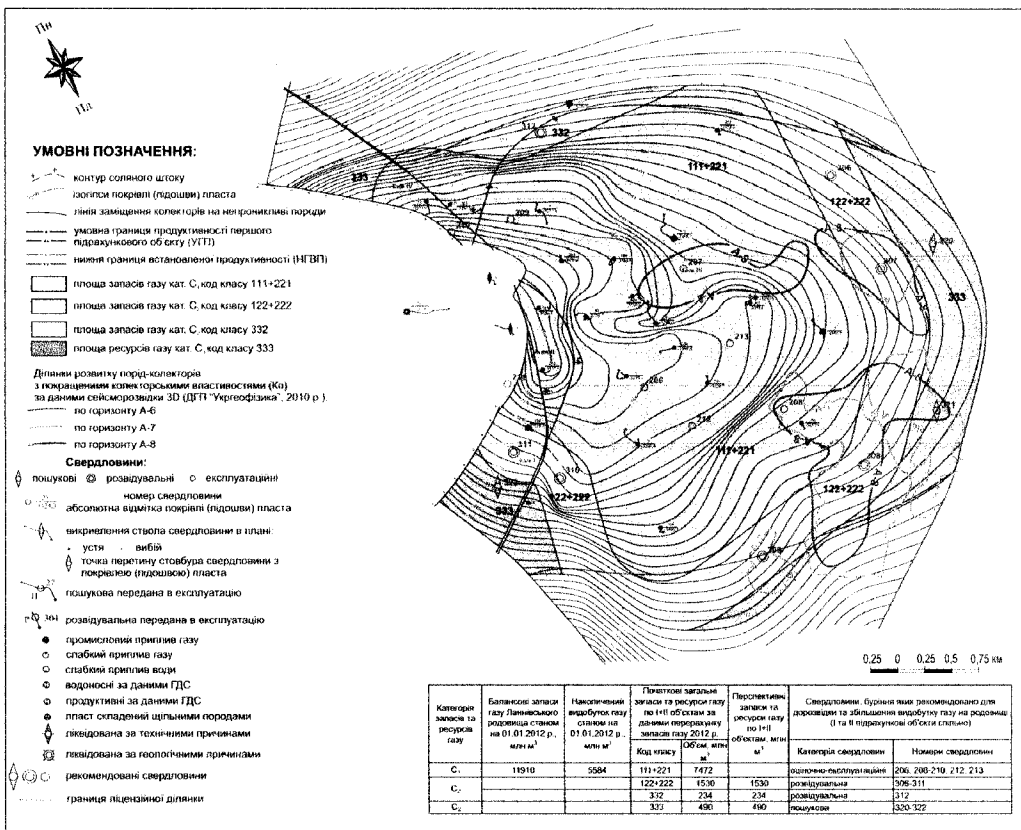
Для I-го експлуатаційного об'єкту (переважно гор. А-6-7-8) на даний час характерне неповне дренавання площі і розрізу, що пов'язано з мінливим поширенням колекторів і низькими темпами вилучення вуглеводнів. Найвним фондом свердловин дренаються лише 2489 млн м³ газу або 28 % від підрахованих об'ємним методом запасів категорії С₁, які складають 8821 млн м³. Для оптимізації видобутку пропонується буріння оціночно-експлуатаційних свердловин [127]. Першочергові 8 свердловин (№№ 120-127) рекомендується пробурити з урахуванням умовних зон дренавання свердловин на ділянках підвищених значень емнісного параметра ($mha > 1,6$ м) склепінної частини структури в межах внутрішнього контуру найбільшого за запасами покладу горизонту А-8. Подальші напрямки буріння пов'язані з уточненням властивостей колекторів та залученням до розробки західної частини склепіння – свердловини №№ 128, 129.

Для II-го експлуатаційного об'єкту (переважно гор. Г-6), навпаки, характерне рівномірне дренавання. Підраховані об'ємним методом початкові запаси газу II експлуатаційного об'єкту складають 18053 млн м³ категорії С₁, в тому числі 17547 млн м³ покладу горизонту Г-6², а визначені методом зниження пластового тиску – 15421 млн м³. Зазначене відхилення може бути пов'язане з допустимою похибкою оцінок. Для оптимізації видобутку рекомендується буріння 7 свердловин (№№ 90-96), з яких дві свердловини (св. 91 та 94) вже знаходяться в бурінні (рис. 4.5).

На Ланнівському ГКР контури запасів газу кат. С₂ та ресурсів кат. С₃ визначені умовно, тому потребують подальшого вивчення пошуково-розвідувальними свердловинами. Буріння рекомендованих автором свердловин розширить площу газонасності і дозволить перевести до вищої категорії запаси газу кат. С₂ та ресурси газу кат. С₃, що зараз оцінені в загальному об'ємі 3891 млн м³. При визначенні місцеположення рекомендованих свердловин враховувались карти прогновної пористості.

В східній та південній частинах родовища в межах контурів ресурсів газу кат. С₃ рекомендується буріння 3-х пошукових свердловин (№№ 320-322) з метою визначення границі покладу горизонтів А-6-8+Г-6а і переведення ресурсів в промислові категорії. Місцеположення свердловини 322 дозволить також оцінити газонасність горизонтів Г-9г-13+К-1 в межах контуру газонасності кат. С₂ (код класу 122+222) (рис. 4.6).

В межах контурів запасів газу кат. С₂ (коди класів 332 та 122+222), які умовно визначені на відстані 500 м від крайніх продуктивних свердловин, з метою підтвердження промислової газонасності горизонтів А-6-8+Г-6а та залучення їх в розробку, рекомендується буріння 7 розвідувальних свердловин



Підраховуваний план горизонтів Г-9і-13+К-1

Рис. 4.6. Ланнівське ГРП. Карти перспективних ділянок і рекомендації по розміщенню розвідувальних та оціночно-експлуатаційних свердловин.

- №№ 306-312. Місцеположення свердловини 310 дозволить також оцінити газонасність горизонтів Г-9г-13+К-1 в межах контуру запасів газу кат. С₂ до класів 122+222.

Для оптимізації видобутку 6133 млн м³ поточних запасів газу рекомендовано буріння [141] 8 оціночно-експлуатаційних свердловин: №№ 206, 207 на поклад горизонтів А-6-8+Г-6а, № 211 на поклад горизонтів Г-9-13+К-1 та №№ 208, 209, 210, 212, 213, які розкриють поклад горизонтів А-6-8+Г-6а в межах контуру газонасності С₁ та поклад горизонтів Г-9-Г-13+К-1 в межах контуру газонасності С₂ (коди 122+222).

На Шебелинському ГКР необхідність подальшого додаткового буріння експлуатаційних свердловин очевидна. За останні роки по ШГКР здійснено приріст запасів всього 83,6 млрд м³, і остаточна цифра початкових запасів – 733,6 млрд м³ при затверджених ДКЗ (1989 р.) – 650 млрд м³. При цьому проекти розробки і корективи проектів розробки розраховувались на запаси, оцінені МПТ – 712-715 млрд м³. Враховуючи значний приріст запасів та річний видобуток газу ~2,4 млрд м³, незмінний за останні 8 років, і велику менш задреновану площу газонасності, необхідно продовжити буріння експлуатаційних свердловин особливо на відклади Р₁^{нк} та Р₁^{кт} (~20-30 свердловин) в менш задренованих місцях (Р_{пл} 123 атм) повздож криптодіапіру та контурів газонасності [17].

На сьогодні заплановано додаткове буріння 10 першочергових експлуатаційних свердловин № 651-660 на відклади Р₁^{нк}-Р₁^{кт}, що розташовані здебільшого в досить дренованій зоні (25-30 атм по гор. Р₁^{кт} та 30-75 – по гор. Р₁^{нк}) повздож границь криптодіапіра (рис. 4.7). Св. 563 пробурена, має у відкладах Р₁^{нк}, Р₁^{кт} газонасні та газонасичені пласти – доломіти (Кп до 10%) та пісковики (Кп-10-16,5%).

Але на великій площі газонасності на заході та особливо на сході структури повздож рівня контуру газонасності (ГВК) по відкладах Р₁^{нк} та Р₁^{кт}, між ізобарами 40-50-75 до 100 атм, поки не було заплановано буріння свердловин через очікування низьких дебітів з газонасних слабопроникних порід (щільні пісковики, глинисті породи).

Близькість залишкового газу в покладах ШГКР та інших таких родовищ на пізніх стадіях розробки до оцінки його, як аналогу сланцевого та центральнобасейнового, передбачає значне розбурювання площі газонасності та необхідність приміняти нові інноваційні методи буріння свердловин та методи інтенсифікації на підтримку пластового тиску, температурної, магнітоакустичної та ін. обробки пласта і очищення свердловин, створення тріщинуватості і глибокопроникної зони перфорації для збільшення кінцевого коефіцієнта вуглеводневилучення.

Можна також очікувати значні труднощі при проходці дренованих товщ (поглинання бурового розчину) і передбачити це та детально вивчити існуючі язики обводнення покладів АСК та СМП.

На Західно-Хрестищенському ГКР гарні колекторські властивості колекторів у відкладах С₃³-С₃² та існуюча сітка експлуатаційних свердловин (66 свердловин) забезпечили рівномірне виснаження покладу.

На відміну від них низькі фільтраційно-ємнісні властивості картамиських відкладів зумовлюють нерівномірне дренування покладу і потребують додаткового буріння. Станом на 01.01.2012 р. початкові запаси, підраховані об'ємним методом, за кат. С₁ складають 44767 млн м³. Однак проведений в роботі аналіз виявив, що величина цих запасів завищена через помилкове уявлення про площинний розподіл ефективної товщини при захисті запасів в ДКЗ. Оцінка запасів за МПТ на теперішньому етапі розробки родовища є більш об'єктивною, за розрахунками автора складає 29000 млн м³, саме ця оцінка приймається в роботі, як більш достовірна. В такому разі поточні запаси складають 8663 млн м³. Для оптимізації їх видобутку в слабодренованих частинах покладу рекомендовано буріння 9-ти (№№ 516-523, 525) оціночно-експлуатаційних свердловин [54], місцеположення яких визначено в уточненому контурі газоносності з урахуванням площинного розподілу ефективних товщин та умовних зон дренування свердловин (рис. 4.8). З них вже пробурено 6 свердловин - №№ 516, 517, 519, 520, 523 та 525. Всі вони розкрили продуктивний розріз з пластовим тиском, нижчим, ніж початковий, але на 6-12 МПа вище, ніж в сусідніх свердловинах. Свердловини №№ 516, 517, 519 та 523, що розкрили слабодреновані ділянки покладу, на протязі 2011 року вже введені в розробку з робочими дебітами 15-45 тис. м³/добу.

На Єфремівському ГКР за сучасною оцінкою за МПТ дреновані початкові запаси картамиського покладу складають 84773 млн м³, а поточні 26339 млн м³. З метою виявлення слабодренованих ділянок і підключення їх до видобутку на перспективній площі, де поточний пластовий тиск перевищує 9 МПа, з урахуванням умовних радіусів дренування діючих свердловин, рекомендовано буріння 7-ми свердловин (№№ 221-228, 233) (рис. 4.8).

На Кегичівському ГКР необхідно продовжити буріння, яке дозволить уточнити характер розповсюдження колекторів в недостатньо розбуреній західній частині структури та підключити до видобутку слабодреновані ділянки на всій периферійній частині площі покладу.

Початкові балансові запаси картамиської частини покладу, що оцінені за МПТ, складають 23970 млн м³ газу, однак в роботі прийняте значення у 24297 млн м³. Воно розраховане автором об'ємним методом, на підставі параметру $m\alpha$, достовірність якого підтверджена в роботі. Поточні балансові запаси в такому разі складають 7179 млн м³ газу. В роботі визначена перспективна для подальшого розбурювання площа, де поточний пластовий тиск перевищує 10 МПа. В межах цієї площі, завдяки карті щільності поточних запасів розраховані об'ємним методом поточні запаси, які складають 3232 млн м³ газу. Площа поділена на чотири ділянки, що суттєво різняться по щільності запасів: I-ша ділянка має площу 5,21 км² з запасами 2300 млн м³; II-га має площу 4,9 км² з запасами 655 млн м³; III-тя з площею 5,65 км² і запасами 277 млн м³; IV-та ділянка має площу 1,69 км² з запасами 751 млн м³ (рис. 4.9). На підставі проведеного в розділі 3 аналізу площинного розподілу параметрів $m\alpha$, k_h з урахуванням зон дренування працюючих свердловин і даних про поточний тиск, рекомендовано в межах перспективних ділянок пробурити

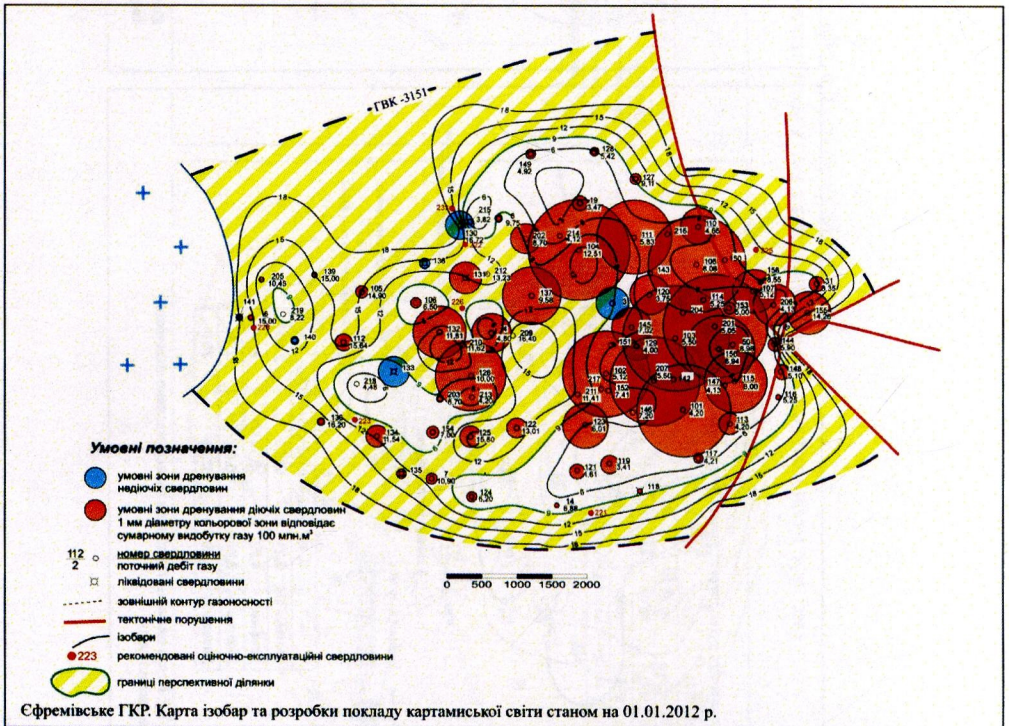
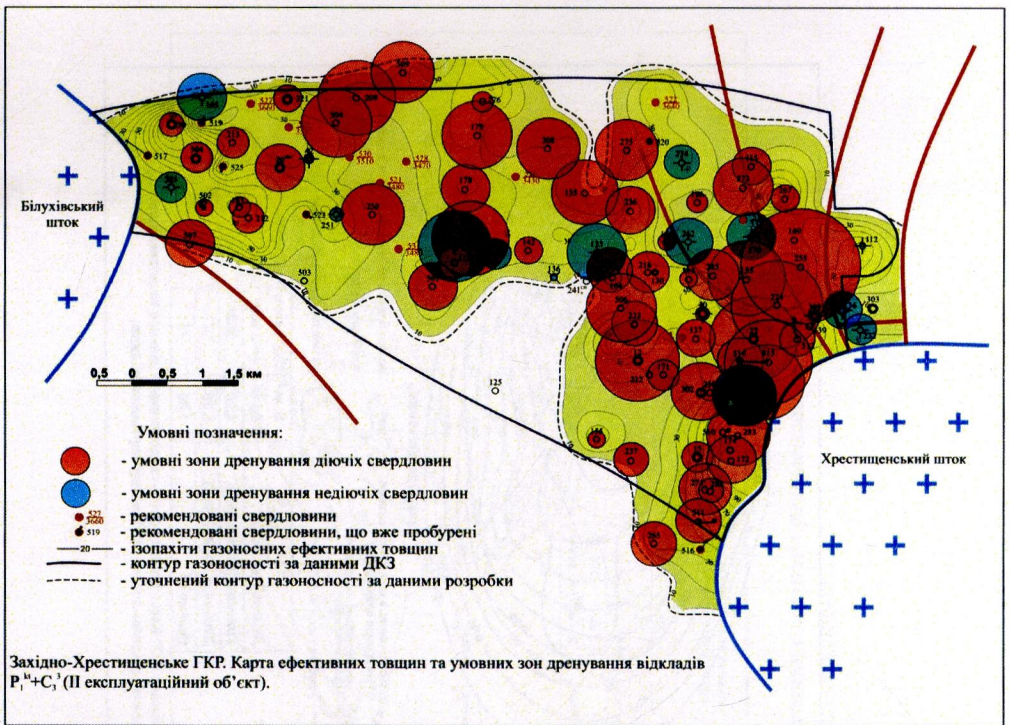
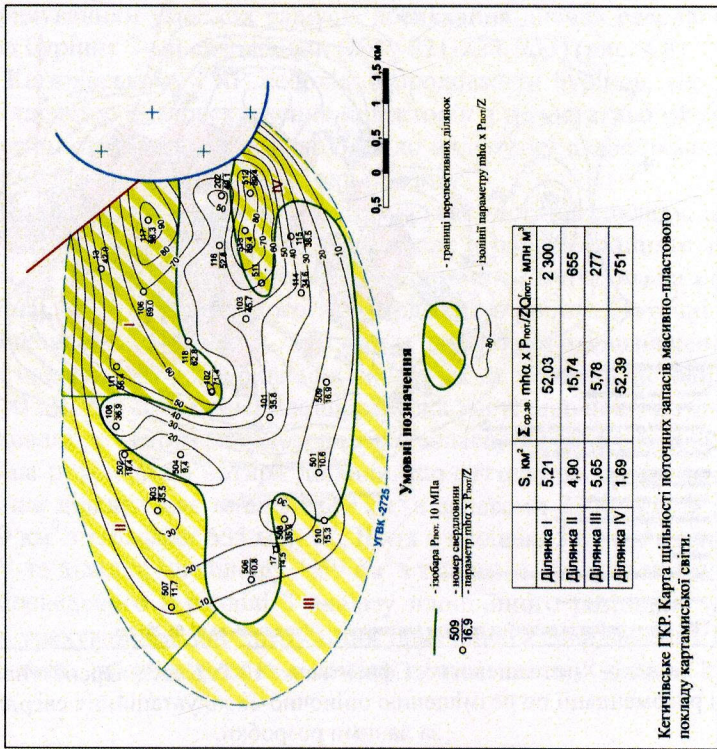
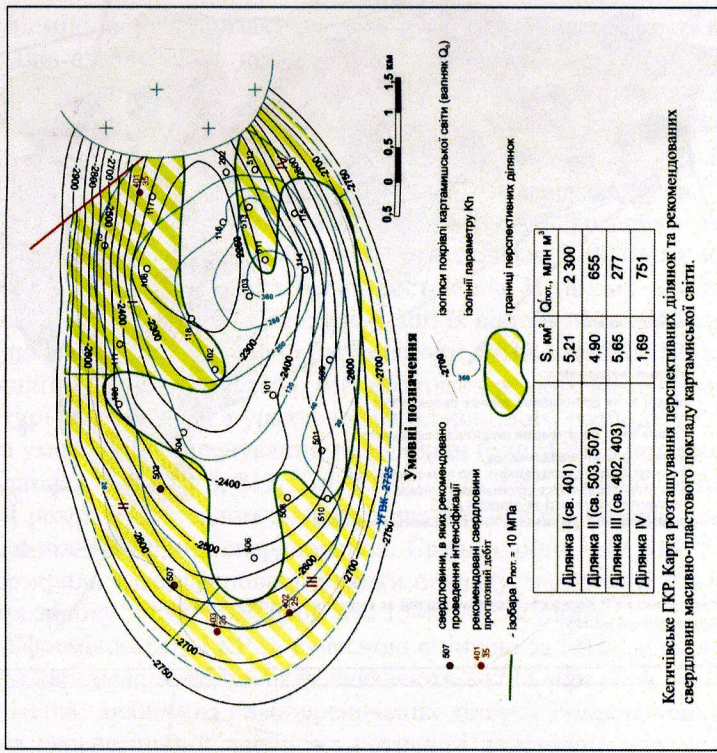


Рис. 4.8 Західно-Хрестищенське, Сфремівське ГКР. Карти перспективних ділянок і рекомендації по розміщенню оціночно-експлуатаційних свердловин за даними розробки.



Кечинівське ГРП. Карта щільності пористих запасів масивно-пластового покладу картамиської світи.



Кечинівське ГРП. Карта розташування пористих ділянок та рекомендованих свердловин масивно-пластового покладу картамиської світи.

три нові свердловини та провести інтенсифікацію припливу в двох діючих свердловинах.

В межах I-ої ділянки рекомендується пробурити свердловину 401 в полі високих значень mha (5-6), поточного тиску ~ 12 МПа, параметру $kh - 70 \cdot 79^{-15} m^2 \times m$. Згідно графіку залежності поточного дебіту від фільтраційного параметру kh , дебіт свердловини 401 прогнозується до 35 тис. m^3 /добу.

В межах II-ої ділянки буріння додаткових свердловин вважаємо нецільним, тому що недренована площа припадає на поля з низькими значеннями mha та kh . В свердловинах №№ 507 та 503, які працюють з поточними дебітами 5 тис. m^3 /добу, на відміну від початкових 12 та 30 тис. m^3 /добу, рекомендується проведення методів інтенсифікації припливу. Особливо це стосується свердловини 503, яка містить високопористі пласти ($Kp - 0,17$), і значення kh в ній складає $79^{-15} m^2 \times m$.

В межах III-ої ділянки для визначення ємнісних параметрів в умовах західної периклінальної частині структури та збільшення темпів видобутку рекомендується буріння двох оціночно-експлуатаційних свердловин №№ 402 та 403. Вони, незважаючи на невисокі прогнозні параметри mha та kh , будуть мати робочі дебіти до 25 тис. m^3 /добу, що прискорить видобуток поточних запасів.

На ділянці IV підраховані поточні запаси складають 755 млн m^3 , які розробляються двома високодебітними свердловинами № 511, 513 та св. 512. Сумарний добовий дебіт по цих свердловинах становить 245 тис. m^3 , річний - 88 млн m^3 , тобто років за 8-9 ці свердловини видобудуть всі запаси і не має сенсу рекомендувати тут додаткове буріння.

На Мелихівському ГКР картамиська частина масивно-пластового покладу, станом на 01.01.2012р., містить 24135 млн m^3 початкових балансових запасів газу, що були оцінені за МПТ. 8904 млн m^3 поточних балансових запасів, через низькі колекторські властивості порід, дренається нерівномірно. В роботі визначені чотири слабодреновні ділянки, які потребують додаткового буріння. Для визначення поточних запасів саме на цих ділянках автором побудована карта щільності поточних запасів, що розраховані об'ємним методом (рис. 4.8). Згідно з картою, сумарні поточні запаси в межах перспективних ділянок складають 2698 млн m^3 газу, а саме: I-ша ділянка з площею 3,5 km^2 і запасами 309 млн m^3 ; II-га - з площею 4,57 km^2 і з запасами 1087 млн m^3 ; III-тя - з площею 1,51 km^2 і з запасами 627 млн m^3 ; IV-та - з площею 2,57 km^2 і з запасами 675 млн m^3 . На підставі проведеного аналізу площинного розподілу поточного пластового тиску та параметру mha , з урахуванням уточненого літологічного контуру і зон дренавання працюючих свердловин, рекомендовано буріння дев'яти експлуатаційних свердловин - №№ 401-409 (рис. 4.9).

4.2 Нові площі для проведення пошуково-розвідувальних робіт на відклади P_1-C_3 досліджуваної території ДДЗ.

Відкриття літологічно-екранованого покладу гор. Г-6 на Кобзівському валоподібному схилі, схожому на структурний ніс, що трасується на південний захід від Кегичівського підняття, стало підставою для оцінки перспектив території, що прилягає до Кобзівського родовища [95].

Згідно зі структурною картою по відбиваючому горизонту $IV_{Г_2}$ (P_{1nk}), що складена СУГРЕ ДГП «Укргеофізика» у 2009 р., по відкладах P_{1nk} територія являє собою моноклінальний схил між центральним грабенем та південним бортом ДДЗ. У північно-західній її частині розташовані Федірівський та Басівський соляні штоки, приштокові ділянки яких ускладнені розривними порушеннями. В південно-західній та південно-східній частинах прибортової зони відклади P_{1nk} відсутні, що пов'язано з їх розмивом. Крупними структурними елементами території досліджень є Кобзівське підняття, Октябрське підняття та Григорівський прогин (рис. 4.10).

За результатами вищерозглянутих рекомендацій по дорозвідці окремих великих родовищ та їх оціночно-експлуатаційному розбурюванню, враховуючи нові перспективні площі, складено карту перспективних для пошуково-розвідувальних робіт та експлуатаційному бурінню ділянок на великих родовищах і нових площах у відкладах P_1-C_3 в ДДЗ. На карті показано місцеположення розвідувальних та експлуатаційних свердловин на родовищах та виділені ділянки нових перспективних площ для проведення сейсморозвідки 3D (рис.4.11).

За результатами структурно-тектонічного аналізу, перспективною для пошуків покладів вуглеводнів у пастках структурно-тектонічного типу у відкладах P_1-C_3 визначена Федірівська площа, що розташована в північно-західній частині території досліджень, яка бурінням раніше не вивчалась. Перспективи пошуків покладів вуглеводнів пов'язані з трьома основними тектонічними блоками, два з яких в бік підйому екрануються розривними порушеннями, а центральний – соляним штоком. Прогнозні ресурси Федірівської площі по нижньопермсько-верхньокам'яновугільних відкладах оцінені понад 3 млрд m^3 газу (рис. 4.11).

Білухівська площа примикає до однойменного штоку з півдня, являючи собою підняття по відбиваючому горизонту $IV_{Г_2}$ з замкненою ізогіпсою -3300 м, що розташоване між Розпашнівським та Зах.-Хрестищенським родовищами і де можливе відкриття нового родовища у відкладах P_1-C_3 з ресурсами 3 млрд m^3 (табл. 4.2).

Красноградсько-Зах.-Соснівська площа поєднує по відбиваючому гор. $IV_{Г_2}$ невивчене невелике Красноградське підняття, що примикає до Вербівського штоку, та західні схили Західно-Соснівського підняття в єдиний об'єкт по відкладах P_1-C_3 , які містять 4 млрд m^3 прогнозних ресурсів газу. Про можливе існування цього об'єкту свідчать матеріали ряду свердловин, які пробурені між Красноградським та Зах.-Соснівським ГКР. В межах Красноградського склепіння автором рекомендовано буріння пошукової св. 104, яка

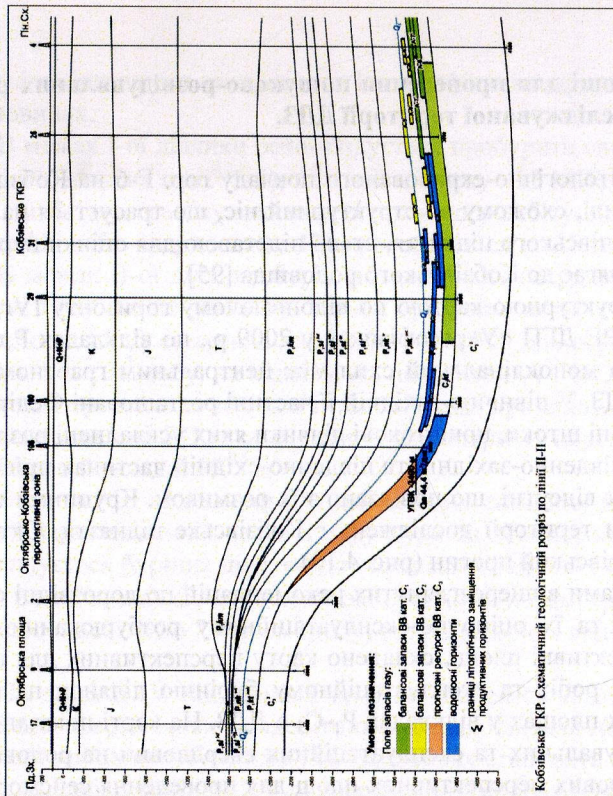
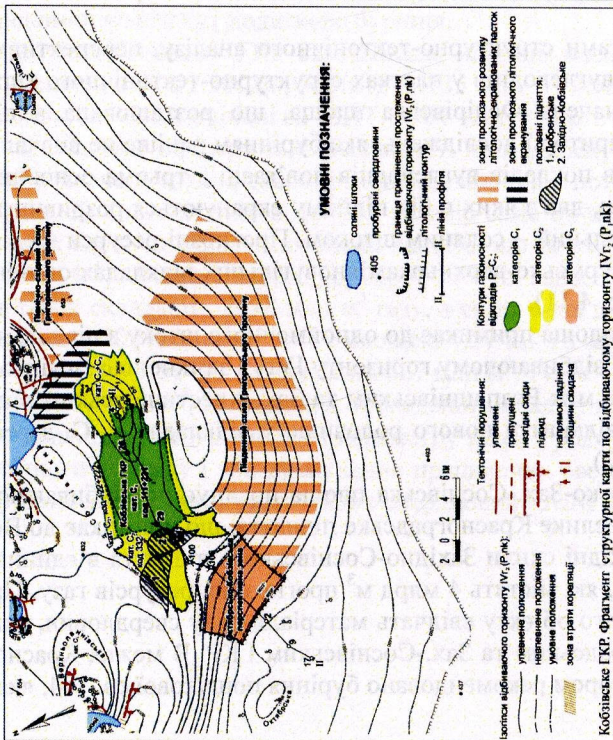


Рис. 4.10. Перспективні ділянки у відкладах Р₁-С₃ центрального грабену та південної прибортованої зони в районі Кобилівського ГКР. Склали: С.В. Кривуля, А.А. Лагутін, А.С. Тихомиров, В.В. Пеглища.

повинна розкрити перспективний розріз в найбільш оптимальних умовах. Свердловина 104 розкрила у відкладах P_1^{sl} пласти доломітів з Кп 9,7-14 та Кг до 0,96, у теригенних відкладах $P_1^{kt}-C_3^3$ – пласти алевроліту з Кп 8-11%. На даний час свердловина у випробуванні (рис. 4.12).

Перспективи нарощування запасів Кобзівського родовища пов'язані з його північно-західною та південно-західною частинами, де виділяються перспективні ділянки з можливим розвитком літологічно-екранованих пас-ток.

По глибокозалягаючих горизонтах (C_2^m , C_2^b та глибше), в структурному плані західна частина Кобзівського родовища поєднана з позитивними структурними елементами – Західно-Кобзівським та Добренським структурними носами. Існує припущення, що в пермський час ця частина Кобзівської площі також включала позитивні структурні елементи, тобто антиклінальні пастки для скупчення вуглеводнів [143]. В післяпермський час, внаслідок тектонічних рухів, вони були розформовані, але поклади вуглеводнів могли зберегтися. Тобто, в північно-західній та південно-західній частинах Кобзівської площі можуть існувати поклади вуглеводнів, пов'язані з розформованими підняттями, що є додатковим сприятливим фактором для пошуків газових покладів.

На південний захід від Кобзівського родовища розташована Октябрська площа. В структурно-тектонічному відношенні, по відбиваючому горизонту $IV\Gamma_2$ (P_{1nk}), вона представляє собою широку полого нахилену терасу на моноклінальному схилі, в північній частині якої виділяється структурний ніс з малоамплітудним замкненим підняттям, північніше якого відмічається флексуроподібне занурення. Пошукове буріння на Октябрській площі розпочато в 1956 р., були пробурені 9 свердловин (№№ 1, 2, 3, 4, 6, 7, 8, 9, 17), які виявили лише ознаки вуглеводневого насичення розрізу картамиської світи та верхнього карбону.

Аналіз стратиграфічного розчленування свердловин, пробурених на Октябрській площі та Кобзівському родовищі, а також сейсмічних розрізів, вказує на можливість існування літологічно-екранованої пастки на північному схилі Октябрського підняття, пов'язаної з картамиськими відкладами верхнього карбону (C_{3kt}). В південно-західній частині вивчаємої території, яка фактично являє собою вже північний схил Октябрського підняття, пробурена свердловина 106. За даними ГДС та опису керну горизонт $\Gamma-6^2$ представлений водоносним пісковиком з пористістю 12-15%. При його випробуванні отримано приплив пластової води дебітом 44,4 м³/добу. Вода в свердловині 106 «ізолювана» від покладу Кобзівського родовища літологічним заміщенням колектору (свердловини №№ 100, 30, 104). Свердловиною 106 розкритий водоносний розріз гор. $\Gamma-6^2$, який при підйомі в напрямку до Октябрського підняття може перейти в газовий (рис. 4.11). Тобто, можливе формування літологічно-екранованого покладу, колектор якого виклинюється на підйомі до свердловини 2.

На Октябрській площі, за даними стратиграфічного розчленування свердловин, картамиські відклади верхнього карбону відсутні, що пов'язано з

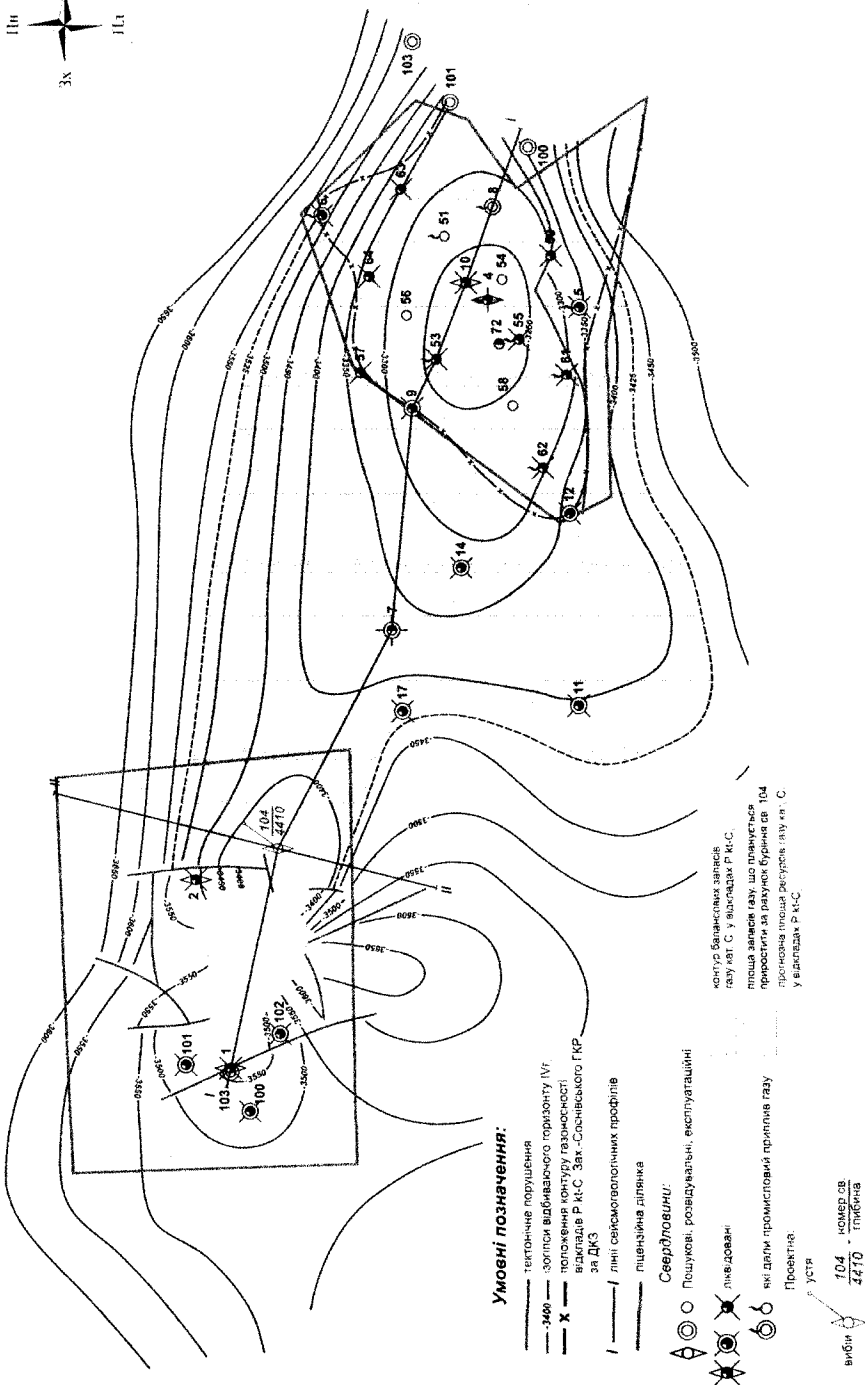


Рис. 4.12. Красноградсько-Західно-Соснівська ділянка. Структурна карта по відбивачому горизонту IVГ₂ (Q₈).

передпермським розмивом, який імовірно на Октябрській площі був інтенсивнішим, ніж на Кобзівській площі (рис. 2.14).

Відсутність відкладів S_3kt на Октябрській площі та наявність колектору на схилі Октябрського підняття свідчать про існування сприятливих умов для формування літологічно-екранованої пастки. Розвиток колектору на схилі Октябрського підняття, так званій Октябрсько-Кобзівській площі, за аналогією з Кобзівським родовищем, скоріш за все має «плямовий» характер, який без проведення сейсмічних досліджень методом 3D можна прогнозувати лише умовно. Прогнозні ресурси вуглеводнів Октябрсько-Кобзівської площі, по відкладах S_3kt оцінюються у 5 млрд m^3 газу.

Перспективна площа на схилі Октябрського підняття - це лише невелика частина обширної монокліналі південного схилу Григорівського прогину, де також можливе існування літологічно-екранованих та літологічно-обмежених пасток по відкладах P_1-C_3 , на що вказували І. Карпенко, Р. Радул (УкрДГРІ, 2008 р.), які виділяли так званій Бердянський об'єкт. Їх прогнозування можливе за результатами вивчення палеорельєфу з виділенням ерозійно-врізових форм, де вірогідним є заміщення колекторів непроникними породами внаслідок їх палеорозмиву. Верхню межу цієї зони автор пропонує умовно обмежити абсолютною відміткою -2000 м, нижню межу – положенням розрахункового ГВК гор. Г-6 Кобзівського ГКР (абс. відмітка - 3667 м), що знесене на структурну карту по відбиваючому горизонту $IV_{Г_2}$ (P_{nk}). Межа розповсюдження перспективної зони на схід умовно прийнята до проекції границі газоносності Кобзівського ГКР на протилежній стороні Григорівського прогину. Ресурсна оцінка південного схилу Григорівського прогину складає 12 млрд m^3 . Зона розвитку літологічно-екранованих пасток також прогнозується в північно-східній частині Григорівського прогину. Від Кобзівського ГКР вона відділяється зоною літологічного заміщення колекторів, яка встановлена в східній частині родовища за результатами буріння свердловин. Прогнозні ресурси північно-східного схилу Григорівського прогину становлять 3 млрд m^3 .

Таким чином, в південно-східній частині ДДЗ, в межах її центрального грабену та південної прибортової зони, від Андріївського до Краснопавлівського штоку прогнозується наявність структурно-тектонічних, літологічно-екранованих та літологічно-обмежених пасток з сумарними прогнозними ресурсами вуглеводнів в об'ємі понад 30 млрд m^3 газу.

З метою уточнення перспектив нафтогазоносності зазначених об'єктів, рекомендується проведення сейсморозвідувальних робіт 3D.

На Федірівській площі детальні сейсмічні дослідження дадуть змогу уточнити структурно-тектонічну будову площі, положення та амплітуди тектонічних порушень, будову приштокових ділянок. Ці чинники потребують уточнення, оскільки вони є вирішальними для прогнозу перспектив нафтогазоносності площі.

Проведення сейсморозвідувальних робіт 3D на Октябрській площі дозволить прогнозувати розвиток порід-колекторів, на основі якого будуть уточнені контури прогнозних літологічно-екранованих пасток та обґрунтовані оптимальні місця для закладання пошуково-розвідувальних свердловин.

На моноклінальному схилі на південь, південний захід та захід від Кобзівського родовища рекомендується проведення сейморозвідувальних робіт 3D для прогнозу розповсюдження порід-колекторів по аналогії з Кобзівським родовищем, на основі якого можливе визначення перспективних ділянок з літологічно-екранованим типом пасток та обґрунтування пошуково-розвідувального буріння.

ВИСНОВКИ

На основі виконаних комплексних і різнопланових досліджень у роботі науково обґрунтовані перспективи нагромадження запасів газу та його видобутку на великих родовищах пізньої стадії розробки та прилеглих до них ділянок у відкладах P_1-C_3 південно-східної частини ДДЗ та напрямки геолого-розвідувальних робіт, визначені перспективні об'єкти і розроблено конкретні пропозиції щодо реалізації їх газового потенціалу.

Найважливіші наукові та практичні результати такі:

1. На підставі аналізу геологічної будови та стану запасів газу найбільших родовищ у відкладах P_1-C_3 – Шебелинського, Зах.-Хрестищенського, Сфремівського, Мелихівського, Машівського, Розпашнівського, Медведівського, Кеґичівського, Ланнівського та Кобзівського визначені головні критерії дорозвідки родовищ, розглянута вирішальна роль кожного з них у виділенні перспективних ділянок дорозвідки на кожному з вищезазначених родовищ.

2. Визначено, що вирішальне значення критеріїв з часом змінюється. На початковому етапі розвідки родовищ геологічні критерії, безумовно, відігравали головну роль. На сучасному етапі дорозвідки на перше місце поступово виходять геолого-промислові критерії. Однак складна геологічна будова родовищ, значний за розмірами продуктивний розріз, що складений вкрай неоднорідними за колекторськими властивостями породами, призвели до того, що на даний час геологічні критерії залишаються вкрай важливими для прогнозування напрямків дорозвідки родовищ.

3. На стадії дорозвідки серед геологічних критеріїв найбільш актуальним для абсолютно всіх родовищ є фактор підключення в газовіддачу слабогазоносних пластів і слабодренованих ділянок. Важливим фактором остається уточнення контурів газоносності, що проведені умовно (3 род.) або по лінії літологічного заміщення колектору (4 род.). Для уточнення саме цих контурів актуальним стає проведення сучасної сейсмозрозвідки, яка надає прогноз розвитку колекторів (4 род.).

4. Серед геолого-промислових критеріїв найбільш актуальними для більшості родовищ є ті, що визначають наявність слабодренованих ділянок, а саме розподіл поточного пластового тиску (4 род.) та визначення зон дренавання свердловин (7 род.). Важливою є оцінка дренаваних запасів, яка на пізній стадії розробки є більш об'єктивною. Визначено, що на усіх без винятку родовищах з часом відбувається зростання запасів, однак вирішальним цей критерій на етапі сучасної дорозвідки є на 5-ти родовищах, де запаси за МПТ рівні або перевищують ті, що числяться на Держбалансі.

5. За результатами розгляду та комплексування геологічних та геолого-промислових критеріїв на найбільших родовищах газу у відкладах P_1-C_3 , обґрунтовані пошуково-розвідувальні роботи на відомих родовищах та нових площах. Надані рекомендації щодо розміщення 23 розвідувальних свердловин на перспективні запаси газу біля 25 млрд m^3 і проведення сейсмічних досліджень 3D на площах з ресурсами газу 30 млрд m^3 . З метою дорозвідки слабозадренованих ді-

лянок і оптимізації на них видобутку газу рекомендовано буріння 82 оціночно-експлуатаційних свердловин на ~201 млрд м³ поточних запасів газу.

6. За аналогією з Кобзівським ГКР, обґрунтована можливість пошуків нових літологічно-обмежених та літологічно-екранованих покладів газу у відкладах Р₁-С₃^{kt} на південному та північно-східному схилах Григорівського прогину та схилах Октябрського підняття.

7. За результатами проведеного структурно-тектонічного аналізу сучасної структурної карти по відбиваючому горизонту IVГ₂ (2009 рік) визначено перспективні площі - Федірівська, Красноградсько-Західно-Соснівська і Білухівська, на яких рекомендовано проведення сейсморозвідки 3D.

8. Встановлено, що основний об'єм приростів запасів газу та додатковий його видобуток на пізніх стадіях розробки великих родовищ відбувається за рахунок розширення площ газоносності, уточнення підрахункових параметрів та є результатом підключення до газовіддачі великих товщ низькопроникних слабогазоносних порід, які не були враховані при попередніх підрахунках запасів газу і які віддають газ по всій площі родовища через контакт з високопроникними пластами.

9. За результатами вивчення літолого-фаціальних властивостей порід-колекторів та встановлення наявності серед них «суперколекторів» пояснено природу аномально високих дебітів газу (понад 1 млн м³), які спостерігались у ряді свердловин великих родовищ.

10. За результатами вивчення розвитку хемогенних відкладів пермської системи по території досліджень визначена наявність «соляних вікон» - зон відсутності солі в хемогенній товщі, які не дозволили сформувати поклади вуглеводнів у відкладах Р₁-С₃ на ряді структур території досліджень (Східно-Павлівська, Веселівська та ін.).

11. Комплексом гідрогеологічних, мінералогічних, сейсмолітологічних, неотектонічних досліджень та даних розробки підтверджено сучасний підтік газу з глибоких горизонтів в поклади Р₁-С₃ на Шебелинському ГКР.

Практичне впровадження досліджень дасть змогу наростити запаси та збільшити видобуток газу за рахунок дорозвідки великих родовищ, оптимізації їх розробки, проведення пошуково-розвідувальних та сейсмічних робіт на прилеглих перспективних територіях у відкладах Р₁-С₃ південно-східної частини Дніпровсько-Донецької западини.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Аксьонов В.В., Нирко Н.О. Особливості обґрунтування систем розробки і прогнозного видобутку газу із масивно-пластового покладу (на прикладі Кегичівського родовища)/ Проблеми нафтогазової промисловості. – 2006. – № 4. – С. 127-133.
2. Алексеев Ф.А., Лебедев В.С., Крылова Т.А. и др. Изотопный состав углерода природных углеводородов и некоторые вопросы их генезиса/ – М.: изд. ОНТИ ВНИИЯГГ, 1967. – 230 с.
3. Андреева Р.И., Гдалевская Ц.М., Гуревич Б.Л. и др. Влияние соляной тектоники на соотношение мезозойского и верхнепалеозойского структурных этажей в юго-восточной части Днепровско-Донецкой впадины/ Условия образования и особенности нефтегазоносности солянокупольных структур. – Киев: Наук. думка, 1966. – С.170-178.
4. Андреева Р.И., Клиточенко И.Ф., Марченко А.П. и др. К вопросу о поисках залежей нефти и газа в пределах моноклинальных склонов Днепровского грабена/ Нефт. и газ. пром-сть. – 1969. - №5. – С. 3-17.
5. Арсирий Ю.А. Основные этапы формирования Днепровско-Донецкой впадины. – Тр. МИНХ и ГП, вып. 90., М.: Недра, 1970. – С. 193-196.
6. Арсирий Ю.А., Худык М.В. Стратиграфические и литологические зоны выклинивания в различных осадочных комплексах ДДВ/Матер. по геол. и нефтегазон. Украины. – М.: Недра, 1965. – С. 155-161.
7. Арсирий Ю.А. Перспективы нефтегазоносности стратиграфических зон выклинивания на бортах ДДВ/Вопр. геологии нефтегазоносных районов Украины. – М.: Гостоптехиздат, 1963. – С. 5-9.
8. Атлас родовищ нафти і газу України / [за загальною ред. М.М. Іванюти, В.О. Федішина, Б.І. Денегі та ін.] – Львів: «Центр Європи», 1998, в 6 т. (Т. 1-3: Східний нафтогазоносний регіон: Т.1.–496 с., Т.2.–924 с., Т.3. – 1024 с.).
9. Балуч М.І., Олексюк В.І, О.Й. Фіалко О.Й. Прогнозування впливу гідрогеологічних умов та напруженого стану на фільтраційні властивості порід і перспективи локалізації ВВ у глибинній зоні Шебелинської структури/ Нафтова і газова пром-сть. – 1997. - №3. - С. 7-8.
10. Баранов И.Г. Происхождение соленосной формации верхнего девона и основные этапы развития соляной тектоники Днепровско-Донецкой впадины. Сб. «Условия образования и особенности нефтегазоносности солянокупольных структур». – К.: Наук. Думка, 1966. – С.193-196.
11. Баранов И.Г., Ларченков А.Я., Хныкин В.И. О двух основных факторах, определяющих формирование солянокупольных структур. В кн. «Тектоника и Нефтегазоносность солянокупольных областей СССР». Изд. Наука Казахской ССР. Алма-Ата, 1973. – С. 70-74.
12. Барановская Н.Я., Головацкий И.Н., Пенцак В.П., Худык М.В. К вопросу о поисках стратиграфически экранированных залежей нефти и газа в центральной части ДДВ/Проблемы нефтегазоносности УССР. – М.: ОНТИ ВИЭМС, 1969. – С. 8-10.

13. Барташук А.В., Кривуля С.В., Лизанец А.В. Перспективы открытия и освоения месторождений типа TIGHT GAS на Востоке Украины/ «Geopetrol 2012»: материалы междунар. научн.-техн. конф., 17-20 сентября 2012 г., Закопане-Костелиско, Польша, 2012. – С. 381-385.

14. Бенько В.М., Мачужак В.І., Олексюк В.І. Основні шляхи збільшення видобутку газу в Україні / Перспективи нарошування та збереження енергетичних ресурсів України: Зб. наук. праць: під ред. В.Г. Омельченка. – Івано-Франківськ: Факел, 2006. – С. 10-12.

15. Бенько В.М., Дячук В.В., Мачужак М.І. та інші. Нарощування ресурсної бази ДК «Укргазвидобування» НАК «Нафтогаз України» шляхом приросту запасів за 2004-2005 рр. та перспективи на 2006 р./ Питання розвитку газової промисловості України: зб. наук. праць. Вип. XXXV, УкрНДІгаз, 2007. – С. 3-6.

16. Бенько В.М., Дячук В.В., Мачужак М.І. та ін. Кобзівське ГКР – головний об'єкт пошуково-розвідувальних робіт та нарошування видобутку газу і ресурсів ДК «Укргазвидобування» / Питання розвитку газової промисловості України: зб. наук. праць. Вип. XXXV, УкрНДІгаз, 2007. – С. 7-13.

17. Билык А.А., Бржевская Е.А., Смирнова Т.И. и др. Генезис и история развития основных типов структур Днепровско-Донецкой впадины./ Тр. УкрНИГРИ, вып. XIV. – М.: Недра, 1965. – С. 15-20.

18. Бланк М.И., Павленко Н.Т., Палец Л.С. и др. О некоторых закономерностях размещения залежей нефти и газа в Днепровско-Донецкой впадине. «Геол. нефти и газа», №4, 1964.

19. Бондарь А.Л., И.Е. Субботин, В.И. Олексюк. Проблемы изучения деформаций земной поверхности при разработке Шебелинского месторождения/ Нафт. і газова пром-сть. - 1992. №1. - С. 19-21.

20. Брынза Н.Ф., Высочанский И.В., Чебаненко И.И., Клочко В.П. Строение и этапы развития Днепровско-Донбасского ровообразного прогиба (авлакогена)/Препринт, Ин-та геологических наук АН УССР. 79-26. К., 1957с.

21. Брынза Н.Ф., Стерлин Б.П., Тхоржевский С.А., Черняков А.М. О некоторых особенностях соотношения структурных планов верхнего палеозоя и мезозоя Восточно-Украинского нефтегазоносного бассейна/ Геология нефти и газа. – 1968. - №6. – С.22 – 27.

22. Ветштейн В.Е., Гавриш В.К., Гуцало Л.К. Изотопный состав водорода и кислорода вод в зонах глубинных разломов/Сов. геология. – 1979. – №7. – С. 96-103.

23. Волков М.Г., Лур'є А.І., Соколовський І.Л. До питання про зв'язок між неотектонічними рухами, геотермічним полем і закономірностями розміщення родовищ нафти та газу в Дніпровсько-Донецькій западини / Доповіді АН УРСР. Науковий журнал Президії АН УРСР. «Наукова думка»- 1975.- № 5- м. Київ.- С. 390-392.

24. Воробьев Б.С., Вороной Е.Е. Условия формирования Шебелинского газового месторождения / Нефт. и газовая пром-сть. - 1961. - № 4. – С. 6-13.

25. Воробьев Б.С. О новом типе нефтяных и газовых залежей и некоторых вопросах их классификации//Геология нефти и газа.- 1962.-№ 10.- С. 17-23.

26. Высочанский И.В., Демьянчук В.Г., Недзельский Д.Е., Палий А.М. Качественная характеристика ловушек/ Нефтегазовая геология и геофизика. Вып. №2, М.: ВНИИОЭНГ, 1981. – С.2-6.

27. Высочанский И.В. Новые представления о развитии и перспективах нефтегазоносности солянокупольных поднятий в Днепровско-Донецкой впадине/ Геол. журнал. – 1991. - №2. – С.109-116.

28. Высочанский И.В., Крот В.В., Чебаненко И.И и др. Тектонические нарушения и вопросы нефтегазоносности (особенности тектоники Днепровско-Донбасского авлакогена)//. Киев, 1990. – 38 с. – (Препр./АН УССР. Ин-т геол. наук; 90-29).

29. Височанський І.В. До проблеми пошуків покладів вуглеводнів у несклепінних пастках Дніпровсько-Донецької западини / Перспективи нарощування та збереження енергетичних ресурсів України: Зб. наук. праць: під ред. В.Г. Омельченка. – Івано-Франківськ: Факел, 2006. – С. 25-29.

30. Высочанский И.В. Геология и условия формирования газовых месторождений восточной части Гриньковско-Степановской антиклинальной зоны юго-востока Днепровско-Донецкой впадины: Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. – Львов, 1975. – 26с.

31. Височанський І.В. Наукова концепція пошуків пасток вуглеводнів несклепінного типу в Дніпровсько-Донецькій западині// Вторинні природні резервуари та неструктурні пастки як об'єкти істотного приросту запасів вуглеводнів в Україні: мат.-ли Міжнар. наук. конф. 24-26 травня. 2006. С. 13-14.

32. Височанський І.В. Пошуки покладів вуглеводнів у несклепінних пастках Дніпровсько-Донецької западини – невідкладна задача сьогодення// Питання розвитку газової промисловості України: зб. наук. праць. Вип. XXXV, УкрНДІгаз, 2007. – С. 83-88.

33. Височанський В.В, Ульянов М.Г., В.М. Тесленко-Пономаренко В.М. та ін. Геологічні передумови перспектив нафтогазоносності південного борту Дніпровсько-Донецької западини// Питання розвитку газової промисловості України: зб. наук. праць. Вип. XXXI, УкрНДІгаз, 2003. – С. 54-60.

34. Доленко Г.Н., Варичев С.А., Высочанский И.В. и др. Тектоника и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. К., «Наукова думка», 1981. – 227с.

35. Гавриш В.К., Забелло Г.Д., Рябчук Л.И. и др. Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. Глубинное строение и геотектоническое развитие. Изд.-во «Наукова думка», К. 1989. – 203с.

36. Гавриш В.К. Метод палеоструктурно-геологического анализа. – К.: Наук. Думка, 1969. – 226с.

37. Геологічна будова, оцінка перспектив нафтогазоносності території центрального грабену та південної прибортової зони ДДз від Андріївського до Краснопавлівського штоків (включаючи Григорівський прогин та Герсеванівсько-Новомечибилівську зону), розробка рекомендацій по пошуках антиклінальних та неантиклінальних пасток: звіт (заключний) 52.310/2007-2011/УкрНДІгаз, виконавці: А. Лагутін, В. Петлиця, А. Тихомиров, С. Кривуля – Х., 2011.

38. Геолого-економічна оцінка Ланнівського газоконденсатного родовища Полтавської та Харківської областей України (станом на 1.01.2012 р.): звіт / УкрНДІГаз; виконавці: С.В. Кривуля, А.В. Лизанець, Є.Є. Волосник, Г.К. Ковлагіна та ін. – Х., 2012.

39. «Геологическое строение и подсчет запасов нефти и газа Машевского месторождения» Полтавской области УССР» [Текст]: отчет по теме 111/70; рук Савченко Ф.Д., Угаров Б.Н..[и др.] -Полтава, 1971г.

40. Геолого-економічна оцінка Машівського газоконденсатного родовища Полтавської області України (станом на 01.01.2011 р.): звіт заключний(52.452/2005-2011)/ УкрНДІГаз; виконавці: О.С. Міносян, А.О. Некрасов, В.Г. Луценко– Х., 2011.

41. Геолого-економічна оцінка нижньопермсько-верхньокам'яновугільних відкладів (P₁-C₃) Кобзівського ГКР (Харківська область, станом на 1.01.2011 р): Звіт (заключний)/УкрНДІГаз; Керівники: А.Лагутін, О.Горайнова, А.Загороднов. – 52.413/2006-2010.- Х.,- 2771 с.

42. Гладун В.В. Підвищення ефективності пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ із застосуванням експрес-методів прогнозування родовищ вуглеводнів // Нафт. і газова пром-сть. – 2006. – № 1. – С. 24-33.

43. Гладун В.В. Перспективи нафтогазоносності Дніпровсько-Донецької газоносної області // Доп. НАН України. – 2011. – № 8. – С. 91-96.

44. Гладун В.В., Максимчук П.Я. Стан ресурсної бази і перспективи розвитку геологорозвідувальних робіт на газ і нафту підприємствами НАК «Нафтогаз України»// Геолог України. – 2003. - № 1. – С. 19-22.

45. Гладун В.В., Чепіль П.М., Т.Є. Довжок Т.Є. та ін. Застосування прямих методів пошуку ВВ – один із напрямків покращання ефективності нафтогазопошукових робіт в Україні/ Проблеми нафтогазової промисловості. Зб. наук. праць ДП «Науканафтогаз» України.- Київ, 2006. – Вип. 3. – С. 19-22.

46. Гошовський С.В., Лукін О.Ю., Т.М. Пригаріна Т.М. та ін. Нафтогазовий потенціал Дніпровсько-Донецької западини та стратегія розвитку геологорозвідувальних робіт у регіоні //Зб. наук. праць УкрДГРІ. – К: УкрДГРІ. – 2007. – № 2. – С. 16-21.

47. Григорьев В.С. Особенности разработки Шебелинского месторождения на его завершающем этапе/ Питання розвитку газової промисловості України: зб. наук. праць. Вип. XXVII, УкрНДІГаз, 1999. – С. 198-204.

48. Григорьев В.С. В.И. Олексюк В.И., Е.И. Руднева Е.И. История освоения и промышленной разработки Шебелинского газоконденсатного месторождения // Питання розвитку газової промисловості України: зб. наук. праць. Вип. XXVIII, УкрНДІГаз, 2000. – С. 24-29.

49. Гурский Д.С., Михайлов В.А., Чепиль П.М. и др. Сланцевый газ и проблемы энергообеспечения Украины // Мінеральні ресурси України. – 2010. – № 3. – С. 3-8.

50. Денег Б.И. Характеристика основных типов солянокупольных структур и связанных с ними ловушек нефти и газа. Тр. УкрНИГРИ, вып. VIII. – С.154-160.

51. Деталізація геологічної будови і підрахунок запасів газу та конденсату Ланніського родовища Полтавської області (для затвердження перерахунку запасів газу в ДКЗ): Звіт про НДР за темою 52.468/95-96,/УкрНДІгаз; А.А. Лагутін та інш.- Харків, т. 1, 1996.

52. Джамалова Х.Ф., А.С. Тердовидов. Геохимический портрет Шебелинского газоконденсатного месторождения/ Питання розвитку газової промисловості України: зб. наук. праць. Вип. XXVIII, УкрНДІгаз, 2000. – С. 38-43.

53. Довідник з нафтогазової справи. Колектив авторів за загальною редакцією докторів технічних наук В.С. Бойка, Р.М. Кондрата, Р.С. Яремійчука. Жовква, Львівська область, Місіонер, 1996. – 620 с.

54. Доповнення до проекту розробки Західно-Хрестищенського ГКР [Текст] : звіт (заключ.) / УкрНДІгаз; виконавці: Щербина В., Купчик В., Маланчук А.– Х., 2009. – 265 с.

55. Євдошук М.І. Проблеми і перспективи геологорозвідувальних робіт на нафту і газ в Україні / М.І. Євдошук. – Київ: вид-во «Нафтогазпрогноз», 1998. – 164 с.

56. Евдошук Н.И., Кабышев Б.П., Пригарина Т.М. и др. Закономерности размещения и прогнозирования значительных скоплений нефти и газа в Днепро-Донецкой впадине // – К.: Наук. думка, 1998. – 207 с.

57. Закиров С.Н., Жабров И.П., Политыкина М.А. Суперколлекторы и их роль в управлении системой разработки месторождений / Геология нефти и газа – 1986. №8. - С. 1-6.

58. Зарицкий А.П., Кривуля С.В., Лизанец А.В., Волосник Е.А. Перспективы основной и глубинной зон нефтегазоаккумуляции Днепровско-Донецкой впадины// Питання розвитку газової промисловості України: зб. наукових праць. Вип. XXXIX. – Харків; УкрНДІгаз, 2011 – С.11-17.

59. Зарицкая О.В. О происхождении пестроцветной окраски отложений картамышской свиты Шебелинского месторождения // Вопросы развития газовой промышленности Украинской ССР: сб. научн. трудов. - К.: Институт технической информации, 1963. - С. 96-105.

60. Зарицкая О.В. Континентальные фации в продуктивной красноцветной формации верхнего палеозоя в Днепровско-Донецкой впадине/ В кн. Вопросы развития газовой промышленности Украинской ССР. УкрНИИгаз, Труды, вып. II, М, Недра, 1966. – С.134-138.

61. Зарицкая О.В. Корреляция продуктивной красноцветной формации верхнего палеозоя в Днепровско-Донецкой впадине/ В кн. Вопросы развития газовой промышленности Украинской ССР. УкрНИИгаз, Труды, вып. II, М, Недра, 1966. – С.58-62.

62. Застежко Ю.С., Терещенко В.А., А.И. Лурье А.И. Новые данные о геотермических условиях Днепровско-Донецкой впадины// Известия АН СССР. Сер. геологич., №11, 1965.

63. Застежко Ю.С., Тердовидов А.С., Терещенко В.А. Гидрогеологическая и гидрогеохимическая характеристики Шебелинского газового месторождения // Вопросы развития газовой промышленности Украинской ССР: сб. научн. трудов. - К.: Институт технической информации, 1963. - С. 68-81.

64. Застежко Ю.С., Терещенко В.А. Гидрогеологические особенности нижнепермских и верхнекаменноугольных отложений Шебелинского газового месторождения и сопредельных площадей // Вопросы развития газовой промышленности Украинской ССР: сб. научн. трудов. Вып. II. – М.: Украинский филиал ВНИИгаз, 1964. – С. 161-174.

65. «Звіт про вивчення сейсмічними дослідженнями 3D геологічної будови Ланнівської структури»[Текст]: керівник Войцицький З.Я., відп. вик. Безтелесний С.А., – Київ, 2010.

66. Звіт про виконані сейсморозвідувальні роботи на Котлярівській площі за технологією 3D [Текст] : звіт (заключ.) / ТОВ «Вікоіл ЛТД»; виконавці: Панасенко В.В., Пархоменко Т.В. – К., 2011. – 228 с.

67. «Звіт про проведення сейсморозвідувальних досліджень 3D на Машівському родовищі привісьової центральної частини ДДЗ»[Текст]: Звіт про НДР за договором №3/3-ГФ-06/1159; керівник Крижанівський В.В., відп. вик. Буртовий С.С., – Київ, 2007.

68. Зейкан О., Гладун В., Лукін О., Дем'яненко І. Напрямки геолого-розвідувальних робіт на об'єктах Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України» у Східному газонафтоносному регіоні у 2011 році// Геолог України. – 2010. – № 4. – С. 37-39.

69. Золотаренко В.В., Гаращенко В.П. Звіт по договору № 10-ГФ-03 на проведення сейсморозвідувальних досліджень МСГТ (3D) на Кобзівському родовищі. Київ, 2006.

70. Зюзькевич М.П, Павленко. П.Т. Геологічне районування та визначення рейтингу перспективності геологічних зон і нафтогазоносності комплексів південно-східної частини Дніпровсько-Донецької западини/ Питання розвитку газової промисловості України: зб. наук. праць. Вип. XXXI, УкрНДІгаз, 2003. – С. 46-54.

71. Іванишин В.С. Нафтогазопромислова геологія/ рец. Б.Й. Маєвський, Ю.З. Крупський.- Львів, 2003.-648 с.

72. Кабышев Б.П. История и достоверность прогнозов нефтегазоносности Днепровско-Донецкой впадины // К.: УкрГГРИ, 2001. – 420 с.

73. Кабишев Б.П., Бенько В.М, Пригаріна Т.М. Стратегія пошуків крупних і середніх родовищ газу та нафти в ДДЗ //Нафт. і газова пром-сть.–2001.–№ 2.–С. 7-11.

74. Карта неотектоники юго-запада СССР. Масштаб 1: 1 000 000 (Редактор: чл.-кор. АН УССР А.М. Маринич). 1987.

75. Китьк В.И. Условия образования соляных структур. Изд. АН УССР. – К.: 1963. – 292 с.

76. Клименко В.Я. Классификация структур Днепровско-Донецкой впадины// Геол. журн. – 1966. -№3. – С.52-58.

77. Коган В.Д. Основные ритмы хемогенной толщи Донецкой перми// Советская геология, №9, 1964.

78. Козлов А.А. Подсчет запасов газа и конденсата Шебелинского газового месторождения. Том I, книга I – геологическая часть//Украинский филиал ВНИИГаза. – Москва-Харьков, 1963.

79. Коломиец Я., И., Тхоржевский С.А., Черняков А.М. и др.. Предбахмутский разрыв и его роль в оценке перспектив нефтегазоносности юго-восточной части Днепровско-Донецкой впадины// Материалы по геологии и нефтегазоносности Украины. Изд-во «Недра», М., 1971. – С. 68-76.

80. Колісниченко В.Г., Кальмуцький І.І. Деталізація геологічної будови та підрахунок запасів газу нижньопермських-верхньокарбонівих відкладів Кегичівського газоконденсатного родовища об'ємним методом на основі переінтерпретації результатів геофізичних досліджень свердловин з використанням комп'ютерної обробки матеріалів та підготовка рекомендацій по додатковому розбурюванню слабодренованих зон: звіт до договором № 314 від 7.09.1998 р. та № 82 від 19.03.1999 р.), Т.1 // УкрНДІгаз – Київ, 1999. -263 с.

81. Кривошеєв В., Кукуруза В., Гладун В., Бенько В., Чепіль П. Комплексування сучасних традиційних та нетрадиційних методів пошуків і розвідки родовищ – основа ефективної підготовки нафтогазоресурсної бази України// Вторинні природні резервуари та неструктурні пастки як об'єкти істотного приросту запасів вуглеводнів в Україні: мат-ли Міжнар. наук. конф. 24-26 травня. 2006. С. 129-131.

82. Корективи проекту розробки Єфремівського ГКР [Текст] : звіт (заключ.) 51.329/2011-2012 / УкрНДІгаз; виконавці: Палагейченко О., Кривуля С., Давиденко О. та ін. – Х., 2012. – 304 с.

83. Корективи проекту розробки Медведівського газоконденсатного родовища [Текст] : звіт (заключ.) / УкрНДІгаз; виконавці: Кривуля С., Щербина В., Купчик В., Андрусів Р. – Х., 2010. – 307 с.

84. Корективи проекту розробки Шебелинського ГКР: звіт про НДР (заключний) за темою 50.405/2008-2010/УкрНДІгаз; керівник В.В.Соболь.- Харків, 2010.- 212 с.

85. Косыгин Ю.А., Бланк М.И. Типы соляных структур Днепровско-Донецкой впадины. Бюлл. МОИП, отд. геол., 1958, 33(6).

86. Кривуля С.В. Напрямки геолого-розвідувальних робіт по нарощуванню ресурсів, запасів та видобутку газу на родовищах ДК «Укргазвидобування» у центральній та південно-східній частинах ДДЗ// Питання розвитку газової промисловості України: зб. наук. праць. Вип. XXXIX. – Х., УкрНДІгаз, 2011. – С. 3-11.

87. Кривуля С.В., Фык И.М., Камалов Н.И. К вопросу изучения особенностей освоения нетрадиционных ресурсов газа в свете современных технологий/ Питання розвитку газової промисловості України: зб. наук. праць. Вип. XXXIX. – Х., УкрНДІгаз, 2011. – С. 235-243.

88. Кривуля С.В. Аналіз стану пошуково-розвідувальних робіт і заходи по нарощуванню запасів газу на великих родовищах у нижньопермсько-верхньокам'яновугільному комплексі південно-східної частини ДДЗ//Проблеми нафтогазової промисловості: зб. наук. праць. Вип. 10. – Київ: ДП «Науканафтогаз», 2012 р. – С. 38-46.

89. Кривуля С.В. Аналіз геологічної будови та етапів розвідки і розробки масивно-пластового покладу у відкладах P_{1kt} – $C_3^3_{\text{верх}}$. Кегичівського ГКР/

//Вісник Харківського національного університету імені В.М. Каразіна. – 2011.– № 986. – С. 38-47.

90. Кривуля С.В. Літофізична характеристика і особливості теригенних колекторів великих родовищ у газоносних нижньопермсько-верхньокам'яновугільних відкладах південно-східної частини ДДЗ// Проблеми та перспективи розвитку нафтогазового комплексу: тези доповідей міжнар. наук.-техн. конф., 26-28 вересня 2012 р. – Полтава: ПолтНТУ ім. Юрія Кондратюка, 2012. – С. 71-73.

91. Кривуля С.В. Експлуатаційні критерії перспектив газоносності на завершальній стадії розробки великих родовищ у відкладах $P_1kt - C_3^3$ на прикладі Кегичівського ГКР// Розвідка та розробка нафтових та газових родовищ. – 2012 р. - №2(43). – С. 189-196.

92. Кривуля С.В. Оптимізація розробки масивно-пластових покладів ($P_1 - C_3^3$) на основі комплексного аналізу геологічних та промислових даних// Інноваційні технології буріння свердловин, видобування нафти і газу та підготовки фахівців нафтогазової галузі: тези доповідей міжнар. наук.-техн. конф., 3-6 жовтня 2012 р. Івано-Франківськ, ІФНТУНГ, 2012.- С. 177-179.

93. Кривуля С.В., Терещенко В.О. Особливості геологічної будови, нарощування запасів та розробка великих родовищ у відкладах $P_1 - C_3$ в ДДЗ на прикладі Шебелинського газоконденсатного родовища // Вісник ХНУ, 2012.- №1033. С. 15-82.

94. Кривуля С.В., Лагутін А.А., Загороднов А.В та ін. Будова та фаціальні особливості літологічно-екранованого покладу продуктивного горизонту Г-6² Кобзівського газоконденсатного родовища // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2012. - №3(44). – С. 135-144.

95. Кривуля С.В., Лагутін А.А., Міносян О.С. та ін. Літологічно-екрановані та структурно-тектонічні пастки у відкладах $P_1 - C_3$ території центрального грабену та південної прибортової зони південно-східної частини ДДЗ /Вісник, Харківського нац. у-ту ім. В.Н. Каразіна, № 997. X., 2012. – 44-50.

96. Кривуля С.В., Сурков С.В., Глушков В.І., Глущенко С.А. Перспективи дорозвідки продуктивних горизонтів Г-11-12 верхнього карбону Західно-Старовірівського ГКР у зв'язку з бурінням розвідувальних свердловин 105 та 106 / Питання розвитку газової промисловості України: зб. наук. праць. Вип. XL.- Харків: УкрНДІгаз, 2012.- С. 10-16.

97. Крижанівський Є.І., Кондрат Р.М, Кондрат О.Р. Інноваційні технології видобування залишкових вуглеводнів з виснажених родовищ природних газів / тези доповідей міжнар. наук.-техн. конф. «Інноваційні технології буріння свердловин, видобування нафти і газу та підготовки фахівців для нафтогазової галузі», (Івано-Франківськ, 3-6 жовтня 2012 р). - І.-Ф.: ІФНТУНГ - С. 141-145.

98. Крупський Б.Л., Гладун В.В., Євдошук М.І. та інші. Наукове обґрунтування ресурсів і запасів нафтогазоперспективних об'єктів України// Київ: Видавничий дім ЕКМО, 2009. - 240 с.

99. Крупський Б.Л., Дем'яненко І.І., Гладун В.В., Бенько В.М. Пріоритетні і перспективні напрямки нафтогазопрошукових і розвідувальних робіт на об'єктах НАК «Нафтогаз України» в Дніпровсько-Донецькій газонафтоносній

області/ Нафта і газ України: 8-а Між нар. наук.-практ. конф. «Нафта і газ України-2004», Судак, 29.09-01.10.2004 р.: тези доп. – Львів: «Центр Європи». – 2005. – Т.1. – С. 151-152.

100. Лепігов Г., Гулій В., Лизанець А., Цюха О. Будова і газонасність Шебелинського родовища (у світлі абіогенного генезису вуглеводнів)// Геолог України. - 2011. - № 3-4. – С. 50-54.

101. Лагутін А., Тхоржевський О., Засядчук Й. Проект пошуково-розвідувальних робіт на Кобзівській площі; звіт про НДР заключний//УкрНДІгаз. - 52.359/2000-2000.-Х., 2000.- 50с.

102. Лагутин А.А., Поверенный С.Ф., Бухтатый В.Н., Степанов О.Ю. Литология и ёмкостно-фильтрационные свойства алеврито-песчаных пород картамышской свиты Кобзевского месторождения по данным изучения керна// Питання розвитку газової промисловості України: зб. наук. праць. Вип. XXXV, УкрНДІгаз, 2007. – С. 13-18.

103. Лазарук Я.Г. Вплив особливостей седиментації відкладів карбону Дніпровсько-Донецької западини на просторовий розподіл вуглеводневих скупчень// Мінеральні ресурси України. – 2008. - № 1. – С 41-43.

104. Лазарук Я. Методичні аспекти прогнозування неантиклінальних пасток вуглеводнів на основі седиментаційних моделей відкладів// Вторинні природні резервуари та неструктурні пастки як об'єкти істотного приросту запасів вуглеводнів в Україні: мат-ли Міжнар. наук. конф. 24-26 травня. 2006. С. 36-37.

105. Лазарук Я.Г. Наукові засади прогнозування неантиклінальних пасток нафти та газу в теригенних відкладах (на прикладі утворень карбону Дніпровсько-Донецької западини): автореф. дис. на отримання наук. ступеня доктора геологічних наук: спец. 04.00.17 «Геологія нафти та газу»/ - Львів, 2008.

106. Лазарук Я.Г. Геодинамічні умови формування літологічно екранованих пасток нафти і газу в ДДЗ//Нафт. і газова пром-ть. – 2008. - № 2. – С. 8-10.

107. Лазарук Я.Г. Вплив особливостей седиментації відкладів карбону Дніпровського-Донецької западини на просторовий розподіл вуглеводневих скупчень // Мінеральні ресурси України. – 2008. - № 1. – С. 41-43.

108. Лапкин Й.Ю. Нижняя пермь юга Русской платформы. Материалы по геологии и газонасности нижнепермских отложений юга Русской платформы. (труды совещ.). ХГУ,-1961.

109. Летуновский Г.А., Паньков А.М., Ткачишин С.В. и др. К вопросу о поисках погребенных палеозойских структур юго-восточной части Днепровско-Донецкой впадин// Нефт. и газовая пром-ть. – 1963. - №3. – С. 3-6.

110. Лукін О.Ю., Пригаріна Т.М., Гладун В.В. Ресурсний потенціал Східного газонафтоносного регіону України (перспективи освоєння) // Нафтова і газова промисловість. – 2011. - № 4. – С. 7-12.

111. Лукин А.Е. Формации и вторичные изменения каменноугольных отложений Днепровско-Донецкой впадины в связи с нефтегазонасностью. М, Недра, 1977.

112. Лукин А.Е. Литогеодинимические факторы нефтегазонакопления в авлакогенных бассейнах// Автореф. дис. ... д-ра геол.-минерал. наук. – К., 1990. – С. 42.

113. Лукин О. Вуглеводневий потенціал надр України та основні напрями його освоєння// Вісник НАН України. – 2008. - № 4. – С. 56-57.

114. Маевський Б.Й. Теоретичні аспекти нафтогазової геології (стан і проблеми)//Теоретичні та прикладні проблеми нафтогазової геології: Зб. наук. праць. – К., 2000. – С.22 – 29.

115. Маевський Б.И., Антонин О.И. Подводные высачивания углеводородов и их участие в формировании горючих и битуминозных сланцев//Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 1986. – Вып. 23. – С. 9-13.

116. Маевський Б.Й., Лозинський О.Є, Гладун В.В та ін. Прогнозування, пошуки та розвідка нафтових і газових родовищ / Відп. ред. Б.Й. Маевський. – К.: Наукова думка, 2004. – 446 с.

117. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел литологических ловушек нефти и газа. – Л.: Недра, 1984. – 502 с.

118. Нафтогазопромислова геологія: Підруч. для студ. вищ. навч. закл. / О.О. Орлов, М.І. Євдошук, В.Г. Омельченко та ін.; За ред. О.О. Орлова – Київ: Наукова думка, 2005. – 432 с.

119. Нафтогазоносний потенціал Північного борту Дніпровсько-Донецької западини/ Відп. ред. Є.М. Довжок, В.П. Клочко, П.Ф. Шпак, автори: Є.М. Довжок, Б.О. Бялюк, В.П. Клочко, П.Ф. Шпак, Л.В. Курилюк, Є.С. Дворянин, Б.П. Кабишев, В.В. Крот, М.П. Зюзькевич, Р.М. Окрепкий, М.І. Пономаренко, В.І. Олексюк, П.Т. Павленко, В.О. Краюшкін, Т.Є. Караваєва, І.В. Височанський, В.П. Слободян, К.К. Філюшкін, В.В. Гладун, Т.М. Пригаріна, В.С. Токовенко, Б.І. Малюк. –К.: Український нафтогазовий інститут, 1996.– 241 с.

120. Нафтогазоперспективні об'єкти України. Прогнозування нафтогазоперспективних об'єктів Дніпровсько-Донецької газонафтоносної області із застосуванням комплексу нетрадиційних приповерхневих методів досліджень / [І.Д. Багрій, В.В. Гладун, П.Ф. Гожик, Б.Л. Крупський, В.П. Клочко, В.І. Почтаренко, В.М. Бенько, Т.О. Знаменська, В.Р. Дубосарський, В.М. Ліхван, Т.А. Шостак]; відп. ред. В.М. Палій. – Київ: Воєнне видавництво України «Варта», 2007. – 535 с.

121. Нестеренко М.Ю. Теоретичні та методичні основи обґрунтування флюїдонасичення порід-колекторів: автореф. дис. на отримання наук. ступеня доктора геологічних наук: спец. 04.00.17 «Геологія нафти та газу»/ Львів, 2007. – 35 с.

122. Оперативний підрахунок приросту запасів ВВ на площах і родовищах ДК «УГВ» в східному регіоні за 2010 р.: звіт про НДР (заклучний) за темою 52.104/2010-2011/УкрНДІгаз; автори С.В.Кривуля. А.В. Лизанець та ін.- Харків, 2011.

123. Оперативний підрахунок приросту запасів ВВ на площах і родовищах ДК «УГВ» в східному регіоні за 2011 р.: звіт про НДР (заклучний) за темою 52.103/2012-2013/УкрНДІгаз; автори С.В.Кривуля. А.В. Лизанець та ін.- Харків, 2013.- 193 с.

124. Пашова Н.Т., Кривошеев В.А, М.И. Бланк М.И. и др. Природа и закономерности размещения тектоноформационных ловушек прибортовых зон ДДВ.

// Нафта і газ України: 5-а Міжнар. наук.-практ. конф. «Нафта і газ України - 1998», Полтава 15-17.10.1998: тез. доп. – Полтава: УНГА, 1998. – С. 229-230.

125. Переінтерпретація матеріалів промислово-геофізичних досліджень свердловин Західного блоку Шебелинського ГКР та Південно-східної частини Матвійського НГКР з метою обґрунтування підрахункових параметрів для оцінки приросту запасів вуглеводнів (ВВ) по ДК «Укргазвидобування» за 2004 рік. Звіт про результати ГТР за договором № 20/07-04, УГВ 2652/03-04/ НВП «Схід-геофізика»; В. Полохов, М. Верповський. - Новомосковськ, 2005.

126. Пересчёт запасов газа Шебелинского ГКМ по падению давления. Книга 1.; отчёт о НИР, 37/84.87/ УкрНИИгаз; руководитель В.С. Григорьев.- Харьков, 1987.-237 с.

127. Проект розробки Кобзівського ГКР. Звіт/УкрНДІгазу; Керівники: А. Маланчук, А. Яковлев, С. Кривуля та ін.- 30.418/2010-2012.– Х., 2012.-222с.

128. Рассохин Г.В. Завершающая стадия разработки газовых и газоконденсатных месторождений / – М.: Недра, 1977. – 185 с.

129. Рекомендації по розбурюванню додатковими оціночно-експлуатаційними свердловинами слабодренованих газоносних картамишських відкладів на великих родовищах України: Західно-Хрестищенському, Меліхівському, Кегичівському, Медведівському та нижньокам'яновугільних відкладів на Солохівському, Опішнянському, Гадяцькому [Текст] : / УкрНДІгаз; виконавці: Лизанець А., Лагутін А. – Х., 2000. – 40 с.

130. Рибич І.Й., Синюк Б.Б., Дячук В.В., Бенько В.М., Мачужак М.І. та інші. Нарощування ресурсної бази ДК «Укргазвидобування» НАК «Нафтогаз України» (1999-2008 рр.) і приріст промислових запасів – основа стабілізації видобутку газу і конденсату в Україні // Питання розвитку газової промисловості України: зб. наук. праць. Вип. XXXVII, УкрНДІгаз, 2009. – С. 7-

131. Рябых О.Ф. Пермо-карбоновая красноцветная формация Восточно-Украинского бассейна/ В кн. Вопросы развития газовой промышленности Украинской ССР. УкрНИИгаз, Труды, вып. II, М, Недра, 1966. – С.127-134.

132. Рябых О.Ф. Литологическая характеристика пермских отложений Шебелинской и некоторых сопредельных структур. Учен. зап. ХГУ, зап. геол. ф-та т.14.-1957.

133. Синицин В.Я. Подсчёт запасов газа Шебелинского газового месторождения// УкрНИГРИ. – Львов, 1959.

134. Соловьёв В.О., Высочанский И.В., Кривуля С.В. и др. Проблемы геологии нефти и газа//Монография. - Х.: (УкрНИИгаз), 2010. – 124 с.

135. Соботович Э.В., Бондаренко Г.Н., Ветштейн В.Е. и др. Изотопно-геохимические методы оценки степени взаимосвязи подземных и поверхностных вод / Киев: Наук. думка, 1977. – 154 с.

136. Стерлин Б.П., Тхоржевский С.А. К истории формирования соляных куполов юго-восточной части Днепровско-Донецкой впадины. В кн. «Условия образования и особенности солянокупольных структур» - К.: Наук. Думка, 1966. – С.210-215.

137. Стовба С.Н., Стифенсон Р.А. Сравнительный анализ строения и истории формирования юго-восточной части Днепровско-Донецкой впадины и До-

нецкого складчатого сооружения / Геофизический журн. – 2000. – Т. 22, № 4. – С. 37-61.

138. Сурков С.В., В.І. Глушков В.І., Кривуля С.В. Перспективи дорозвідки продуктивного горизонту А-1 (П-1а) Західно-Староверівського ГКР // Питання розвитку газової промисловості України: зб. наукових праць. Вип. XXXVIII. – Харків; УкрНДІгаз, 2010 – С.25-29.

139. Суярко В.Г., Загнітко В.М, Лисиченко Г.В. Структурно-геохімічні критерії прогнозування скупчень вуглеводнів (на прикладі Західно-Донецького грабену) /Монографія.-К.: Інститут геохімії навк. серед. НАН України та МНС України, 2010.-84 с.

140. Суярко В.Г. До питання про генезис соляних покладів у Дніпровсько-Донецькій западині/ Питання розвитку газової промисловості України: мат-ли наук.-техн. конф. «Укрндігаз на старті третього тисячоліття», УкрНДІгаз, 14-16 вересня 2004. – С. 109-112.

141. Техніко-економічна оцінка кондицій вилучення вуглеводнів Ланнівського газоконденсатного родовища: звіт (51.415/2010-2011) / УкрНДІгаз; виконавці: Галко Т.М., Письменний І.В., Аксьонов В.В. – Х., 2012.

142. Терещенко В.А. Расформированные палеозойские палеоподнятия – перспективные объекты для поисков залежей газа в нижнепермско-верхнекаменноугольном комплексе на юго-востоке Днепровско-Донецкой впадины / Вісн. Харк. нац. ун-ту. 2005. №655: Геологія – географія - екологія. С. 86-89.

143. Терещенко В. О возможности поисков литологически ограниченных залежей газа в картамышской свите на расформированных палеоподнятиях юго-востока Днепровско-Донецкой впадины/Вторинні природні резервуари та неструктурні пастки як об'єкти істотного приросту запасів вуглеводнів в Україні: мат-ли Міжнар. наук. конф. 24-26 травня. 2006. С. 46-47.

144. Терещенко В.А. Распределение растворенных в воде углеводородных газов и закономерности размещения газовых и нефтяных залежей в Днепровско-Донецко-Припятском прогибе/Развитие газ. пром-сти в УССР. – М.: Недра, 1969. – С. 159-167.

145. Уточнений проект розробки Мелихівського ГКР [Текст] : звіт (заключ.) / УкрНДІгаз; виконавці:Фик І.,Щербина В., Нирко Н. – Х., 2006. – 373 с.

146. Уточнений проект розробки Розпашнівського ГКР: звіт за темою 51.636/2012-2012 / УкрНДІгаз; виконавці Фіщенко А.Ю., Кривуля С., Галко Т., Аксьонов В., Пивоваров О.П. – Харків, 2012.

147. Фесенко Ю.Л., Волосник Є.О., Фик І.М. Стан і перспективи розробки Шебелинського газоконденсатного родовища. /Нафтова і газова промисловість. 2009. № 5-6, с.24-28.

148. Фесенко Ю.Л., Кривуля С.В., Фик І.М. Системний аналіз динаміки об'ємів видобутку газу з родовищ на завершальній стадії їх розробки (на прикладі Шебелинського газоконденсатного родовища)/Проблеми і перспективи транспортування нафти і газу: матеріали міжнар. наук.-техн. конф., 15-18 травня 2012 р., Івано-Франківськ, 2012. - С. 35-38.

149. Фесенко Ю.Л., Фик І.М., Кривуля С.В. та інші. Особливості визначення дебітів свердловин газових та газоконденсатних родовищ пізньої стадії розробки/ Питання розвитку газової промисловості України: зб. наукових праць. Вип. XXXIX. – Харків; УкрНДІгаз, 2011 – С.172-177.

150. Федішин В.О. Низькопористі породи-колектори газу промислового значення/ К.; УкрДГРІ, 2005.-144 с.

151. Ханін А.А. Порооди-колекторы нефти и газа и их изучение/Недра.- М.: 1969.

152. Хаин В.Е. Общая геотектоника. Изд. «Недра», 1964.

153. Чирвинская М.В. Структурно-тектоническая карта Днепроовско-Донецкой впадины. Изд. ГУГК МГ УССР, 1966.

154. Чирвинская М.В., Забелло Г.Д., Смекалина Л.В. Тектоника Днепроовско-Донецкой впадины (авлакогена). В сб. «Региональная тектоника Украины и закономерности размещения полезных ископаемых». Изд. «Наукова думка». К., 1971.

155. Чебаненко І.І., Дем'яненко І.І., Євдошук М.І., Гладун В.В. та інші. Пошук вуглеводнів у Східному нафтогазоносному регіоні України/ Доп. НАН України.- 2007.- № 3.- С. 133-136.

156. Чепіль П.М. Друге життя родовищ нафти і газу України – міф чи реальність? /Мінеральні ресурси України. №2.-2008, с.37-38.

157. Шатский Н.С., Богданов А.А. О международной тнектонической карте Европы, масштаб 1:2 500 000. Изв. АН УССР, сер. геол., 1961.

158. Goultly N.R. Relationships between porosity and effective stress in shales // EAGE First Break. – 1998. – 16. – P.413-419.

159. Larsen G. and Chilingar G.V. Diagenesis in sediments and sedimentary rocks // Elsevier, New York. – 1983. – P. 1-15.

160. Weller, J. M. Compaction of sediments // AAPG Bulletin. – 1959. – 43. – P.273-310.

161. Simposium on occure of petroleum in igneous and metamorphik rocks // Amer. Assoc. Petrol. Geol. – 1932. – 16, № 8. – P.717-858.

162. Petroleum in the basement of sedimentary basins // [I.I. Chebanenko, P.F. Gozhyk, V.A. Krayushkin, V.P. Klochko, B.J. Mayevsky, N.I. Yevdoshchuk, V.V. Gladun, T.E/ Dovzhok, P.Ya. Maksimchuk, A.P. Tolkunov, O.G. Tsiokha, M.G. Yegurnova]: edit. – V.A. Krayushkin. – Kiev: EKMO Publishing Hous, 2005. – 255 p.

ЗМІСТ

ВСТУП	3
1 СТАН ВИВЧЕНОСТІ ТА ОСНОВНІ РИСИ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ ТЕРИТОРІЇ ПО ВІДКЛАДАХ P_1 - C_3 В МЕЖАХ ПІВДЕННО-СХІДНОЇ ЧАСТИНИ ДДЗ	5
1.1 Стан вивченості та структурно-тектонічна будова регіону	5
1.2 Стисла літолого-стратиграфічна та фаціальна характеристики відкладів P_1 - C_3	9
2 ОСОБЛИВОСТІ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ ТА СТАН ЗАПАСІВ ГАЗУ ВЕЛИКИХ РОДОВИЩ	17
2.1 Основні умови формування великих родовищ Машівсько- Шебелинської зони та особливості їх колекторів і покришок	17
2.2 Геологічна будова і стан запасів газу великих родовищ	21
3 КРИТЕРІЇ ДОРОЗВІДКИ ПЕРСПЕКТИВНИХ ДІЛЯНОК НА ВЕЛИКИХ РОДОВИЩАХ	68
3.1 Геологічні критерії (структурно-тектонічні та геолого-геофізичні) ..	69
3.1.1 Уточнення структурно-тектонічних побудов	69
3.1.2 Уточнення літофізичних властивостей порід-колекторів	78
3.2 Геолого-промислові критерії (оцінка стану розробки родовищ)	91
4 РЕСУРСИ І ЗАПАСИ ПЕРСПЕКТИВНИХ ДІЛЯНОК, ЩО РОЗВІДУ- ЮТЬСЯ НА ВЕЛИКИХ РОДОВИЩАХ ТА НОВИХ ПЛОЩАХ, І РЕ- КОМЕНДАЦІЇ ПО ЇХ ОСВОЄННЮ	132
4.1 Виділення за комплексом критеріїв дорозвідки перспективних ділянок на великих родовищах, оцінка їх запасів та рекомендації по освоєнню	132
4.2 Нові площі для проведення пошуково-розвідувальних робіт на відклади P_1 - C_3 досліджуваної території ДДЗ	151
ВИСНОВКИ	158
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	160

Наукове видання

КРИВУЛЯ
Сергій Вікторович

**КРИТЕРІЇ ДОРОЗВІДКИ ВЕЛИКИХ РОДОВИЩ
ВУГЛЕВОДНІВ У НИЖНЬОПЕРМСЬКО-
ВЕРХНЬОКАМ'ЯНОВУГІЛЬНИХ ВІДКЛАДАХ
ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ**

Монографія

Роботу до видання рекомендував:
доктор технічних наук Фик І.М.,
кандидат геолого-мінералогічних наук Лагутін А.А.

Підписано до друку 25.11.2014.
Папір офсетний. Гарнітура Times. Друк офсетний.
Ум.-друк. арк. 17,05. Обл.-вид. арк. 17,25.
Наклад 100 прим. Зам. №0301

Видано та надруковано ТОВ "ГО Ексклюзив".
Свідоцтво про держреєстрацію ДК №347 від 28.02.2001 р.
м. Харків, 61153, а/с 7492
E-mail: exkluz@ukr.net