



Павло Загороднюк
Голова ради директорів Групи компаній Надра

Природний газ в Україні. Традиційні джерела.

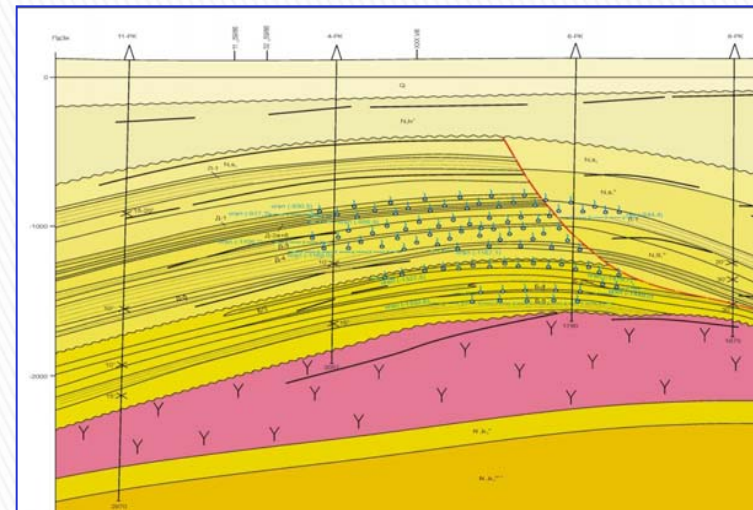
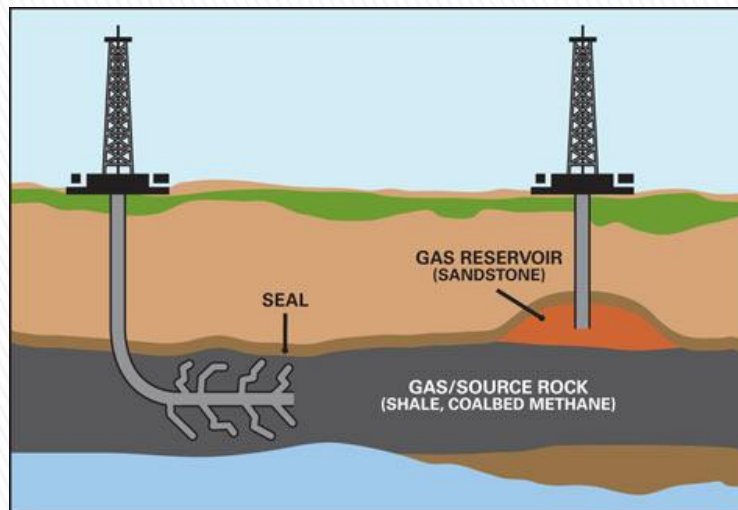
- **Ресурси і розвідані запаси**
- **Освоєння запасів і видобуток традиційного газу**
- **Геологічні, технологічні і еколого-економічні аспекти розвідки і освоєння залишкового ресурсного потенціалу**

Відкрита публікація і копіювання матеріалів без погодження з автором заборонені

Родовища природного газу – «традиційне» і «сланцеве»

Умови формування родовищ нафти і газу

- **Генераційний потенціал** (нафтоматеринські породи, глибини)
- **Пасткові умови:**
 - пастка
 - колектор
 - покрішка
- **Нафтогазова динаміка** (шляхи міграції і часова динаміка)



Технології освоєння родовищ традиційного газу

Періоди:

- **геологорозвідувальних робіт (ГРР)**
- **промислової розробки**

Етапи ГРР:

- **Регіональний** – виявлення районів локалізації вуглеводневих ресурсів;
- **Пошуковий** - виявлення пасток і відкриття родовищ;
- **Розвідувальний** – розвідка родовищ і оцінка їх запасів.

Стадії розробки родовищ:

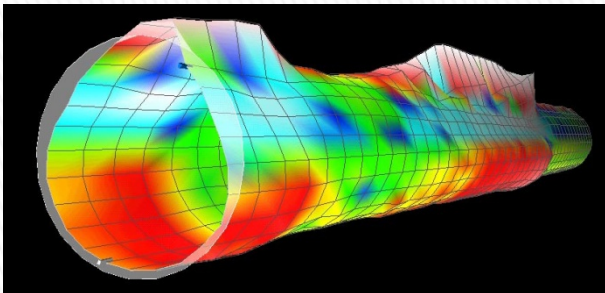
- **дослідно-промислова розробка** – техніко-економічна оцінка і встановлення обсяги видобувних запасів і параметрів розробки
- **промислова розробка** – повномасштабний видобуток запасів



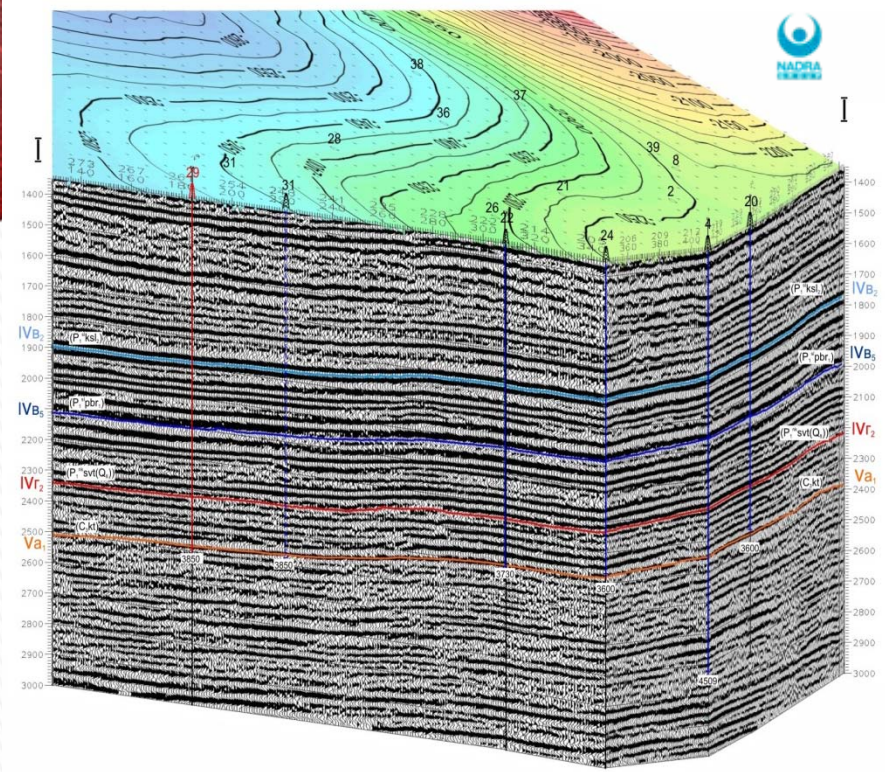
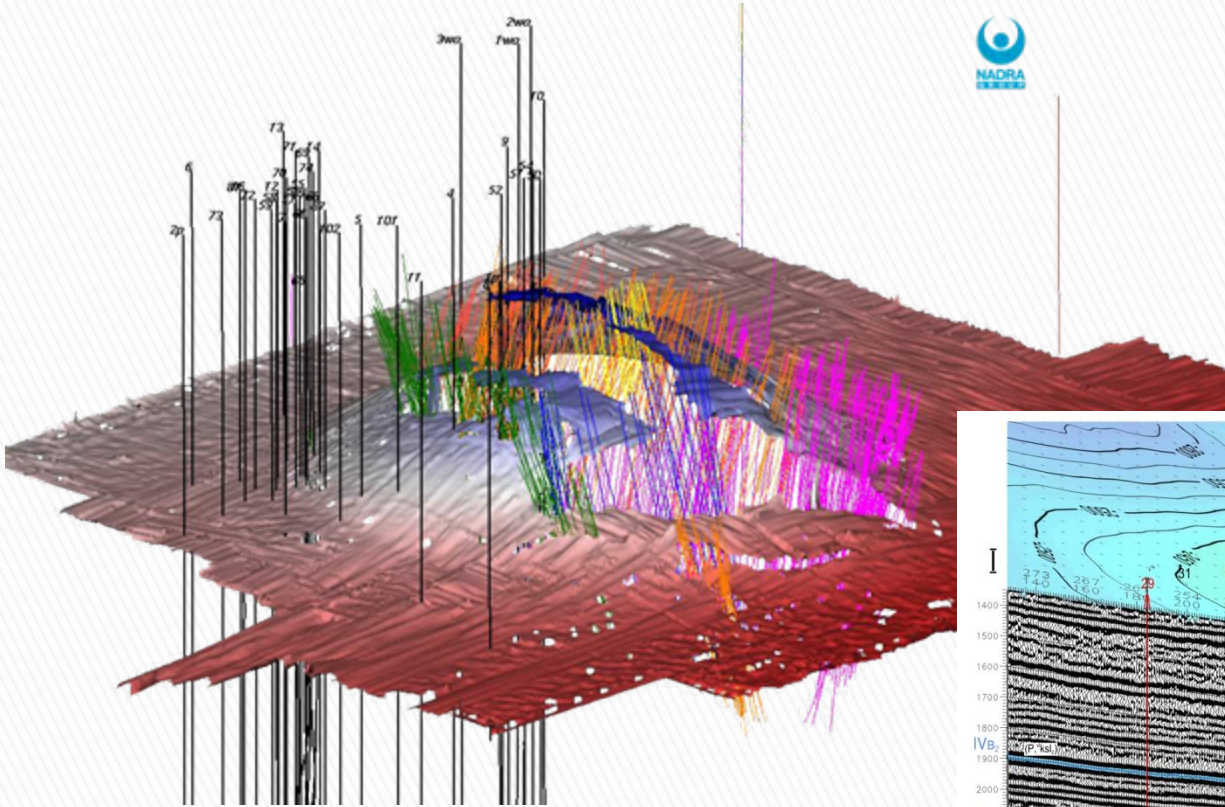


Основні методи пошуку і розробки покладів газу:

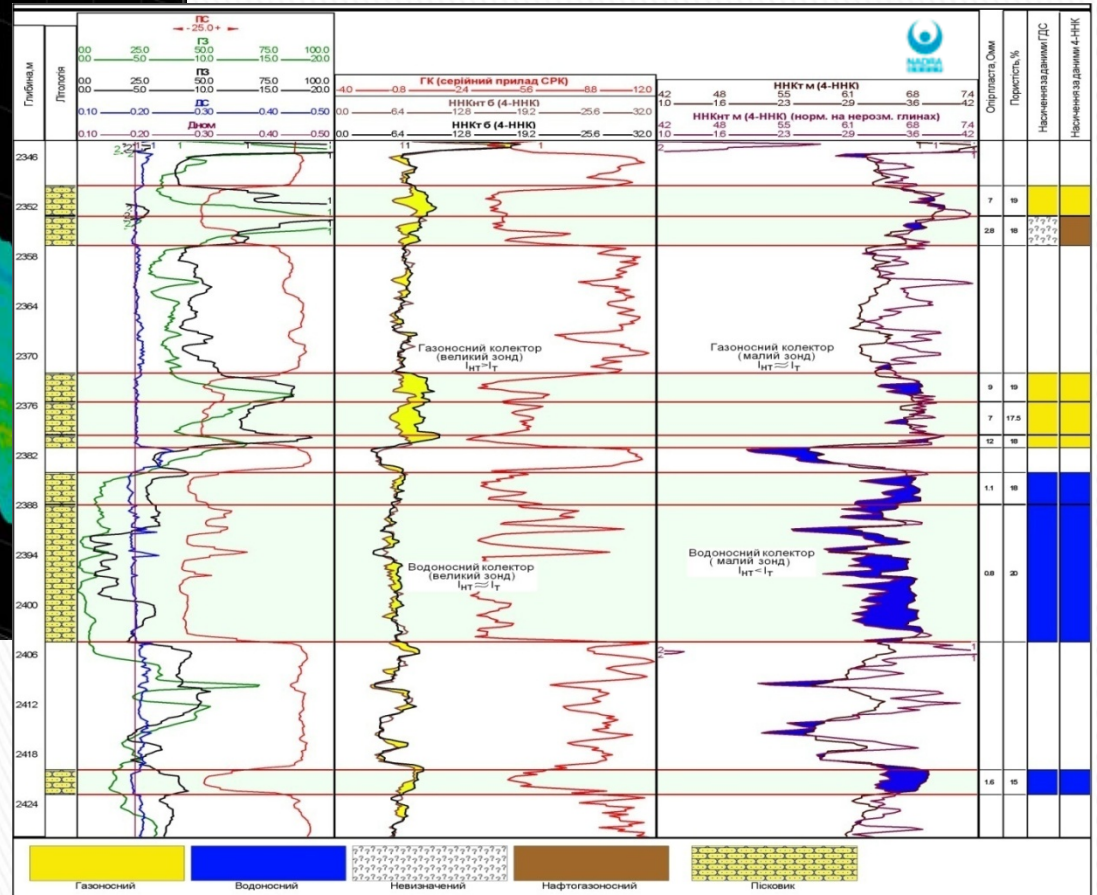
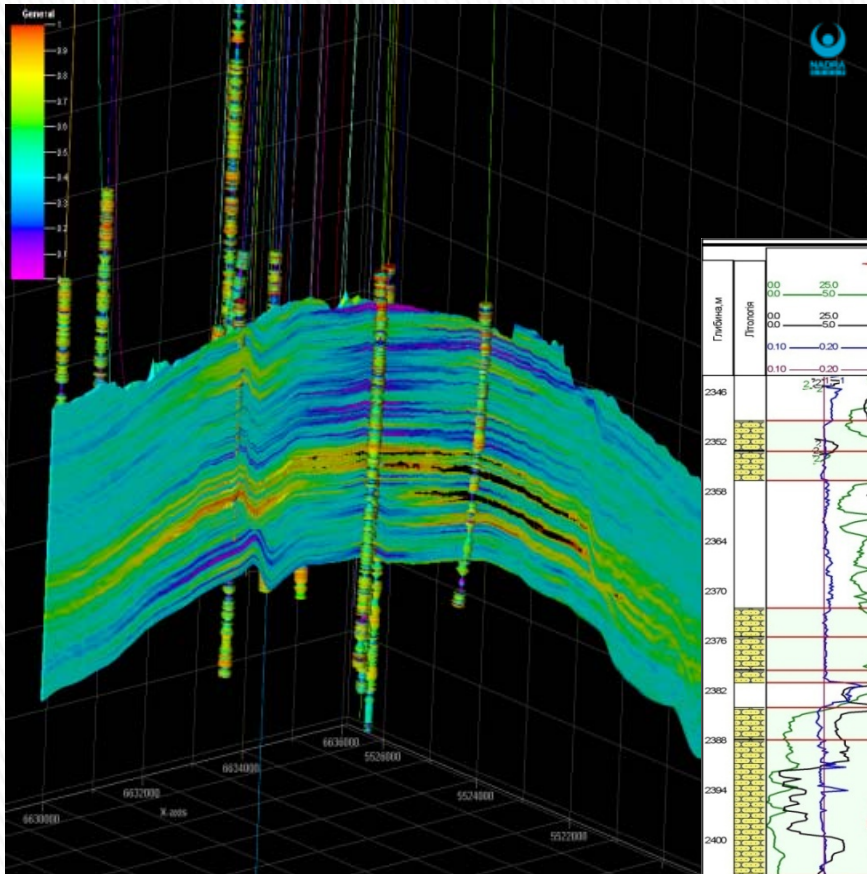
- **Пошук вуглеводневих пасток** – сейсмозрозвідка
- **Оцінка газоносності пласта** – промислова геофізика
- **Видобуток газу** – експлуатаційні свердловини



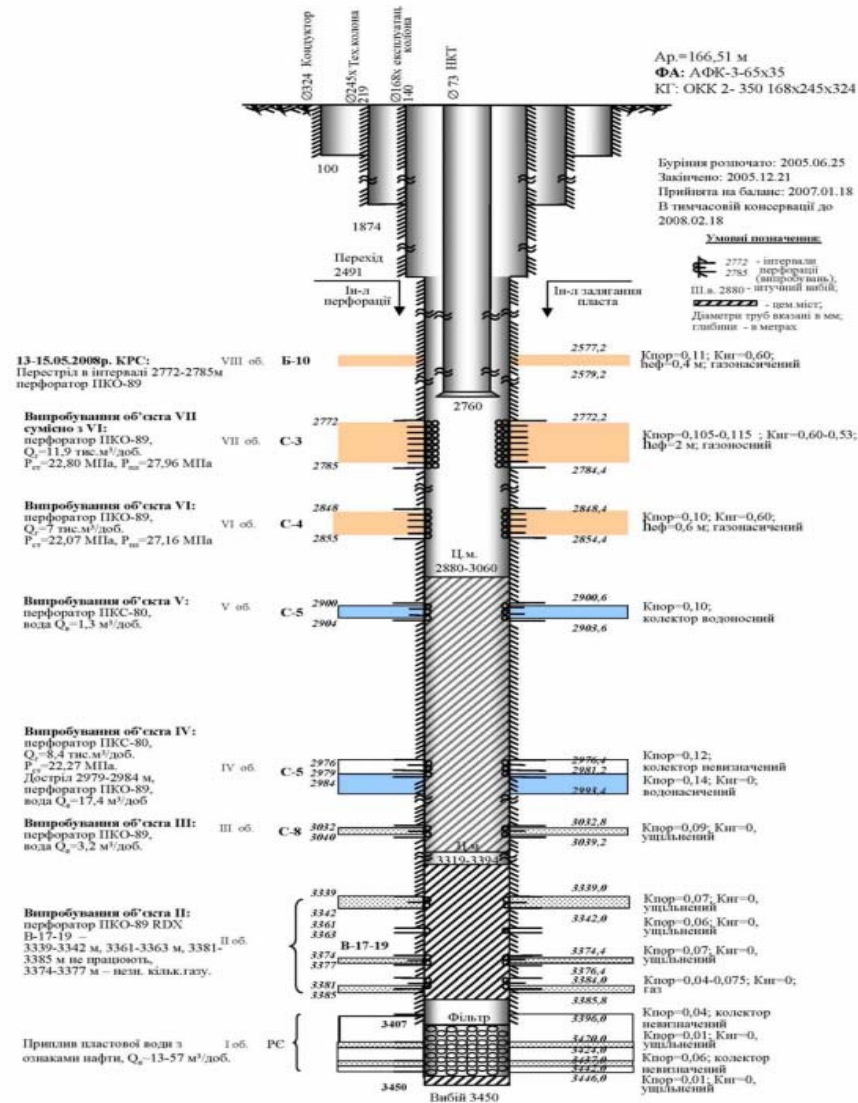
Створення геологічної моделі родовища за даними об'ємної сейсморозвідки



Виявлення і оцінка параметрів газонасиченого пласта



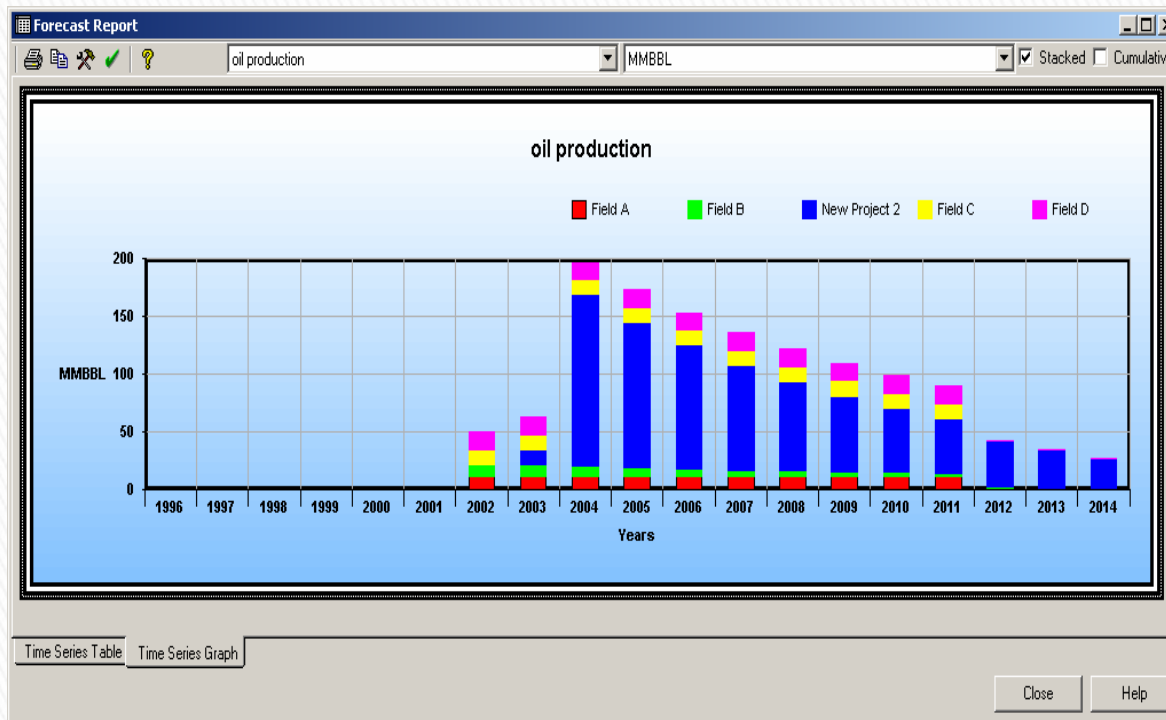
Типова конструкція видобувної свердловини



Умовна схема конструкції свердловини 1 Чкалівського НГКР

Розробка родовищ:

- Буріння видобувних свердловин (в основному вертикальних)
- Будівництво наземної інфраструктури (як правило в одному місці)
- Підтримка рівнів видобутку на пізніх стадіях розробки родовища (інтенсифікація свердловин, підтримання пластового тиску)

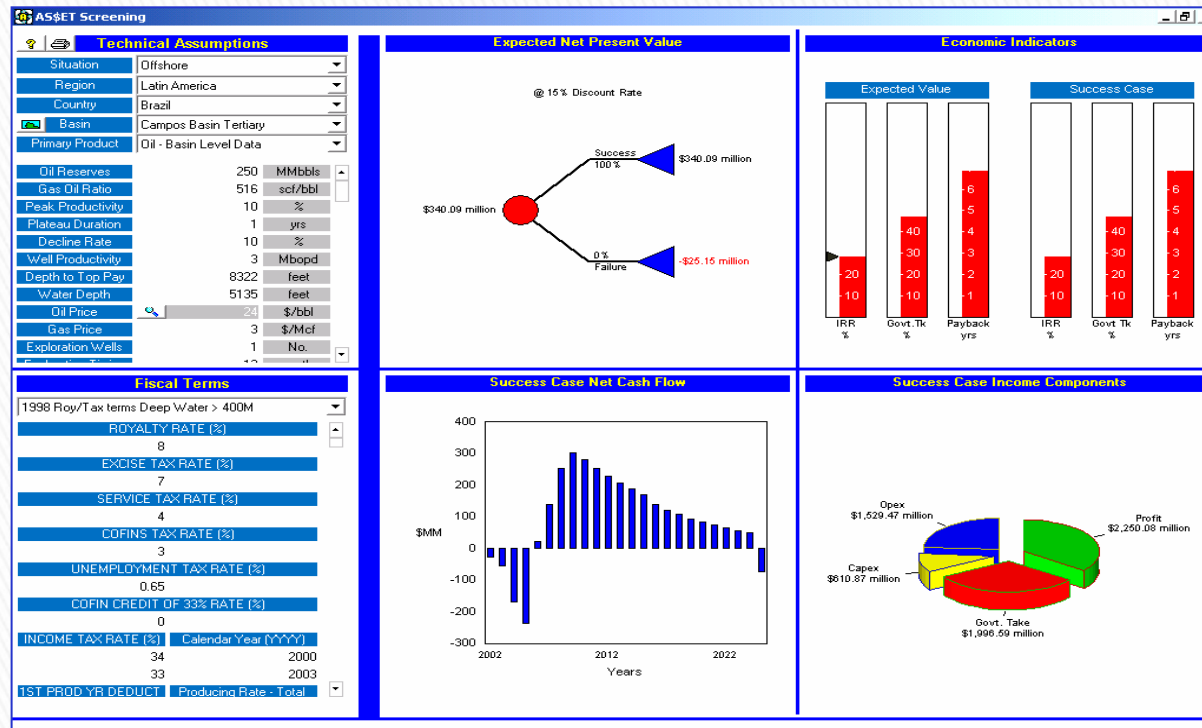


Для середньостатистичного родовища в умовах України:

- Видобувні свердловини:
 - кількість: від 2-5 до 20-30, дуже рідко до 100 і більше
 - глибина: від 1000 – 2000 м до 4500 – 5500 м, дуже рідко більше.
- Площа родовища: від 2-5 км² до 10-20 км², дуже рідко більше
- Середній економічно рентабельний період розробки – від 20-30 років до 50-60 років і більше.

Економічні умови

- **Середня вартість капвкладень в ГРР** до відкриття родовища (високий ризик) – від 20-50 млн. грн. до 50-100 млн. грн.
- **Середня вартість розвідки родовища** і оцінки його запасів (середній ризик) – від 100-200 млн. грн. до 300 -500 млн. грн. і більше.
- **Середня вартість облаштування родовищ** для промислового видобутку(низький ризик) – від 200-300 млн. грн. до 1 млрд. грн. і більше.
- **Середня повна собівартість видобутку** 1000 м3 газу – 400 – 800 грн.



Вплив розробки родовищ традиційного газу на навколишнє середовище



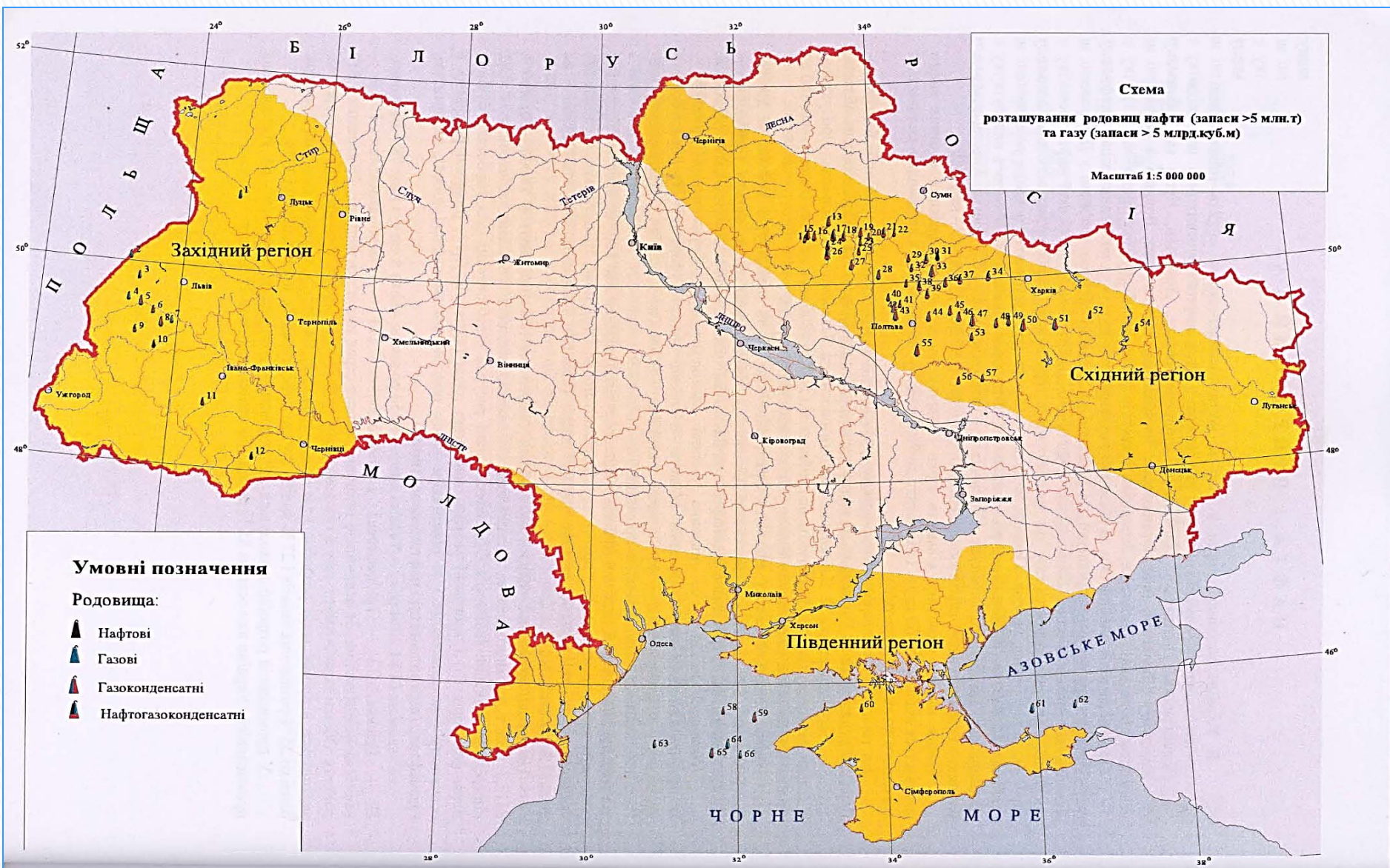
Відчутний:

- відходи буріння (шлам і бурові розчини)
- Відходи експлуатації (солені пластові води)

Незначний:

- Можливість забруднення вищезалягаючих водоносних горизонтів
- Можливість вторинної загазованості порід
- Техногенне навантаження наземної і, частково, підземної інфраструктури

Нафтогазоносні регіони України



Джерело: збірник «Мінеральні ресурси України і світу»

Родовища нафти та газу в Україні

Відкрито понад **350** родовищ:

• Нафтових	78
• Газових	89
• Газоконденсатних	111
• Нафтоконденсатних	59
• Газонафтових і нафтогазових	13

За величиною запасів:

• Великих	5
• Середніх	26
• Дрібних	319

В промисловій розробці 189

В дослідно-промисловій розробці 64

Більшість родовищ знаходиться на завершальній стадії розробки. Нафтогазовою промисловістю видобуто 85% розвіданих запасів нафти і 77% газу.

Ресурсний вуглеводневий потенціал України. Традиційні джерела.

Ресурси і розвідані запаси нафти та газу (млн. т. у.п.)

Корисна копалина	Ресурси	Запаси	Видобуто (від ресурсів) 1945-2010 рр.	Видобуток у 2011 р.
Газ природний	7254	820	53%	20,6
Нафта	1163	82	64%	2,4
Всього	8416	902		

Ресурсний потенціал Східного нафтогазоносного регіону



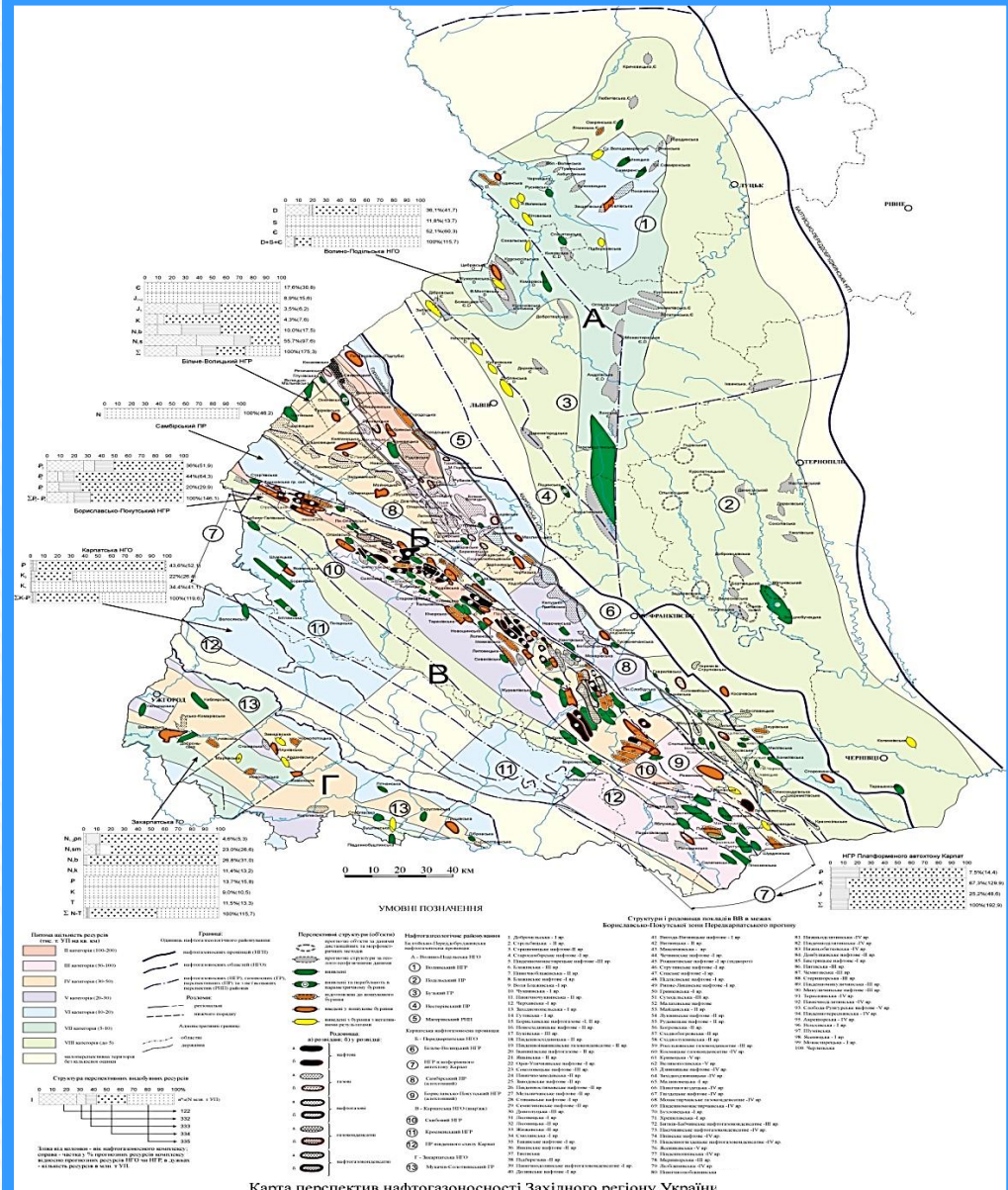
Східний нафтогазоносний регіон є найбільший в Україні за потенційними ресурсами і запасами. 205 родовищ в т.ч. 121, що розробляються (газ-64, газоконденсат-72, нафта-53). Ступінь реалізації початкових потенційних ресурсів – 57%. Основний залишковий потенціал зосереджений в прибортових і окраїнних зонах, перспективних і для видобутку сланцевого газу (Shale Gas) та приосьових зонах, де зосереджено також значні запаси газу центральнобасейнового типу (Tight gas)

Ресурсний потенціал Західного нафтогазоносного регіону

Західний нафтогазоносний регіон є найстаріший в Україні та з найвищим ступенем виснаження ресурсів і запасів.

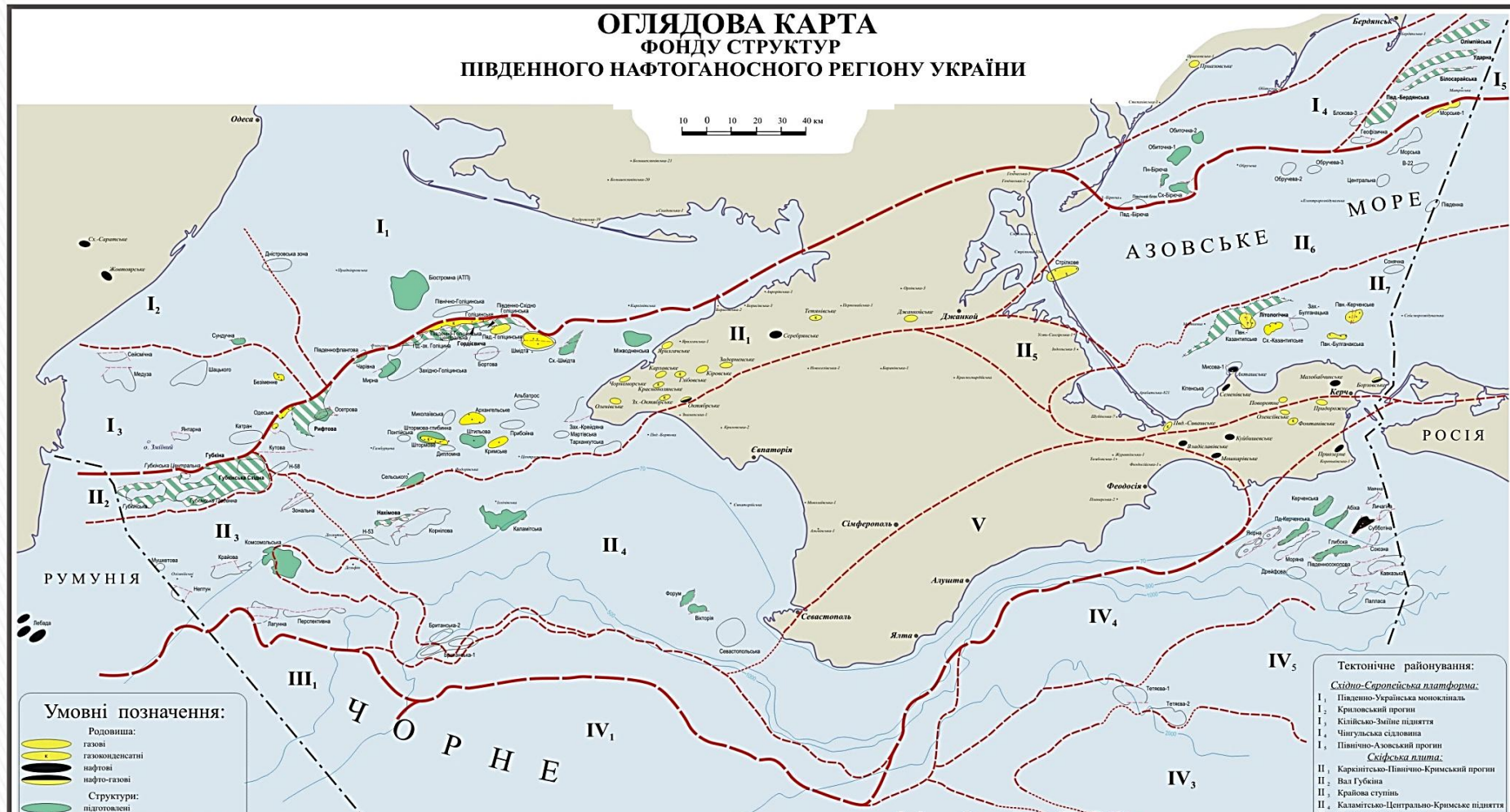
103 родовища в т.ч. 62, що розробляються.

Потенційні ресурси пов'язані, значною мірою, з територіями перспективними для видобутку сланцевого газу (силур Волино-Поділля, менілітові сланці Предкарпаття, Складчасті Карпати).



Карта перспектив нафтогазоносності Західного регіону України.

Розвідані запаси шельфу Чорного і Азовського морів



В наслідок технічного обмеження діючих бурових платформ розвідка ведеться на глибинах моря до 100м. Виявлено 68 перспективних об'єктів. Відкрито 8 з незначними запасами родовищ на шельфі Чорного моря і 5 – Азовського моря. З них розробляється –6. Сукупні запаси розвіданих родовищ шельфу складають всього – 64 млн. т у.п.

Шельф: ресурсний потенціал і ризики освоєння

Ресурсний потенціал української частини шельфу Чорного і Азовського морів оцінюється в **4979 млрд. т. «у.п.»** і складає третю частину нерозвіданих ресурсів газу і п'яту частину нерозвіданих ресурсів нафти України і є базовими для розвитку видобувної промисловості. З них: нафта з конденсатом -1148 млн. т і газ 3831 млрд. куб. м.

Ступінь освоєння ресурсного потенціалу шельфу до 5%.

Найперспективнішою для пошуків значних за запасами родовищ є глибоководна частина Чорного моря. Її потенційні видобувні ресурси складають понад 1000 млн. т у.п. (54% від загальних ресурсів акваторії Чорного моря).

Ризики.

- Дрібні родовища. Більшість родовищ відкрито в нафтоматеринських комплексах порід (майкоп, крейда), що надає їм ознак Sweet spot об'єктів сланцевого газу.
- Глибоководна частина шельфу поки що «річ у собі», оскільки на даний час відсутні крупні відкриття на шельфі Чорного моря як в Україні, так і в інших країнах Чорноморського регіону.
- Високі експлуатаційні витрати, що в 2-3 рази перевищують для аналогічних родовищ на суходолі.
- Екологічні проблеми: рекреаційна зона.

Україна займає 9 місце в світі по запасах метану вугільних родовищ

- **12-13 трлн. м. куб.** – загальні ресурси метану вугільних родовищ України (вугілля+пісковики);
- **3-3,5 трлн. м. куб.** – видобувні ресурси метану вугільних пластів;
- **314 млрд. м. куб.** – обліковані Державним балансом України на 01.01.2010 р. запаси метану по 186 шахтах та ділянках, в тому числі по 95 діючих шахтах;
- **8-12 млрд. м. куб./рік** – розрахунковий потенціал видобутку метану на рік;
- **1,4 млрд. м. куб** – газу виділилось в атмосферу при видобутку 72,2 млн. тонн вугілля за 2009 р., (утилізовано 70 млн. м. куб - 5 %).

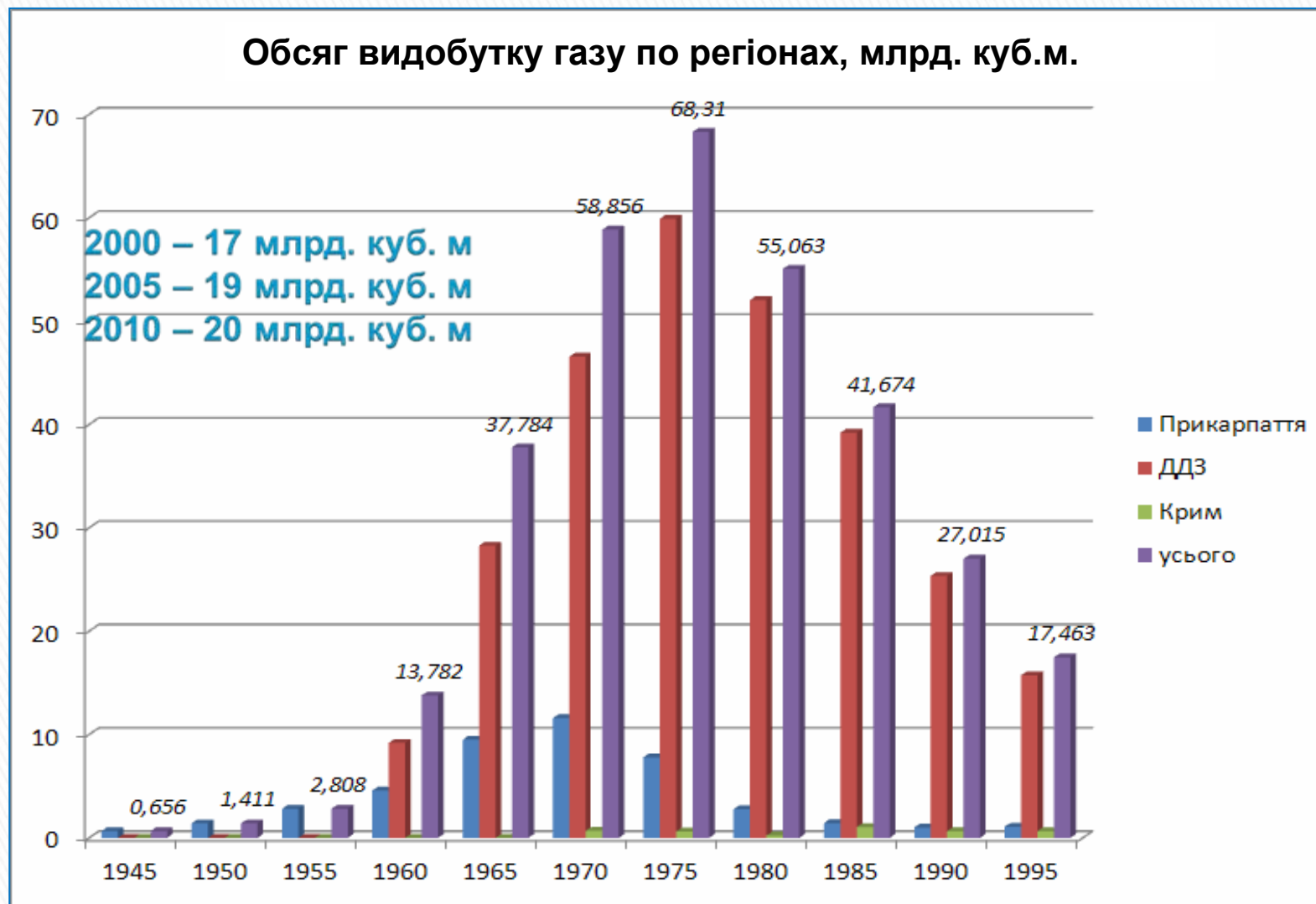
Реальний видобуток вугільного метану в Україні на кінець 2011 р. складає більш 80 млн. м куб.

Основні причини, чому не видобувається СВМ

- **технологічні** – відсутні нові технологічні розробки котрі б враховували специфіку вугільних родовищ України;
- **економічні** – в порівнянні з традиційним газом висока собівартість видобутку;
- **екологічні** – ті ж причини, що і для сланцевого газу;

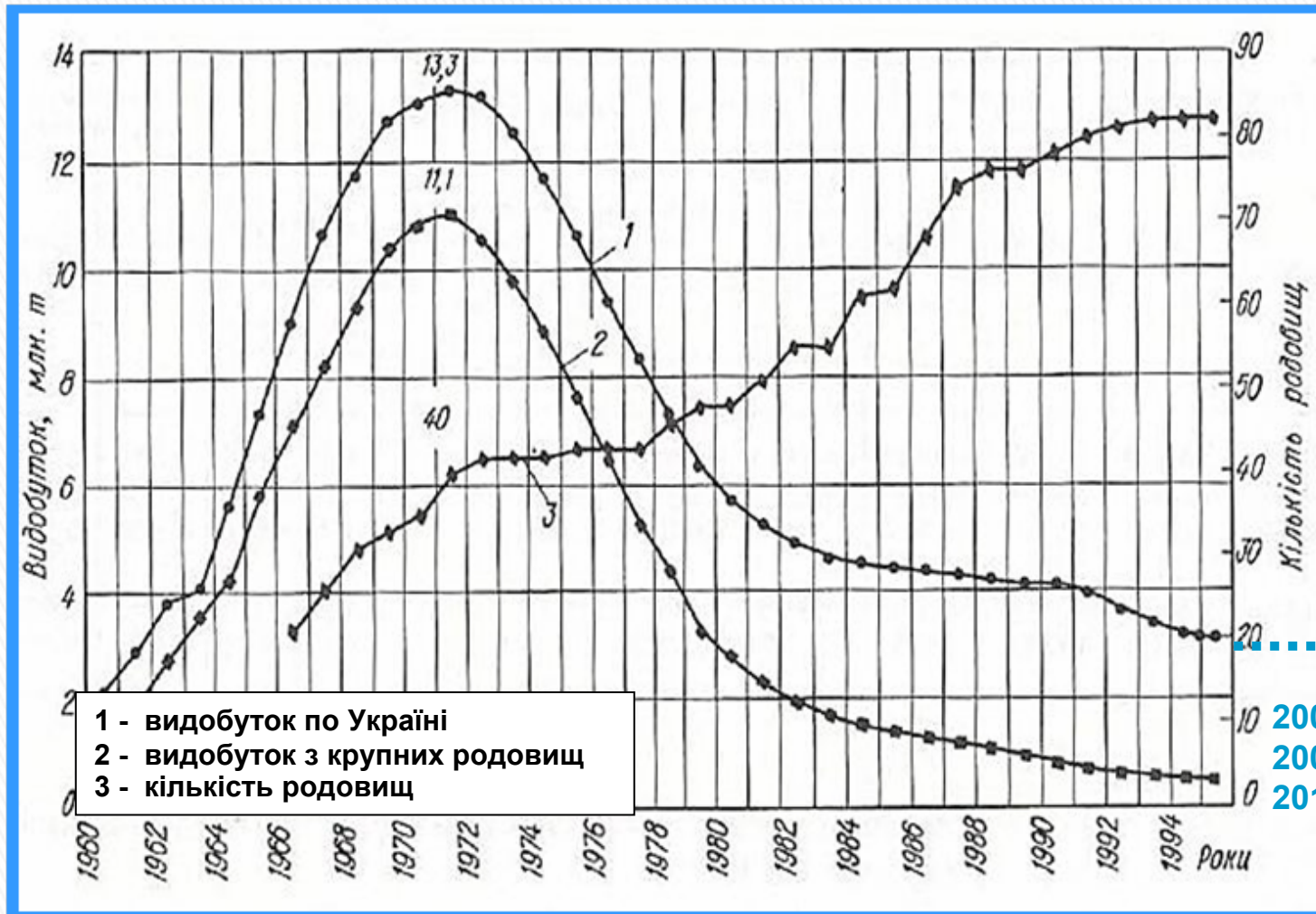
Видобуток традиційного газу в Україні

В 1970-х роках Україна «пройшла» пік видобутку традиційного газу, обсяги якого постійно знижуються. Максимального річного видобутку газу досягнуто в 1975-76рр.



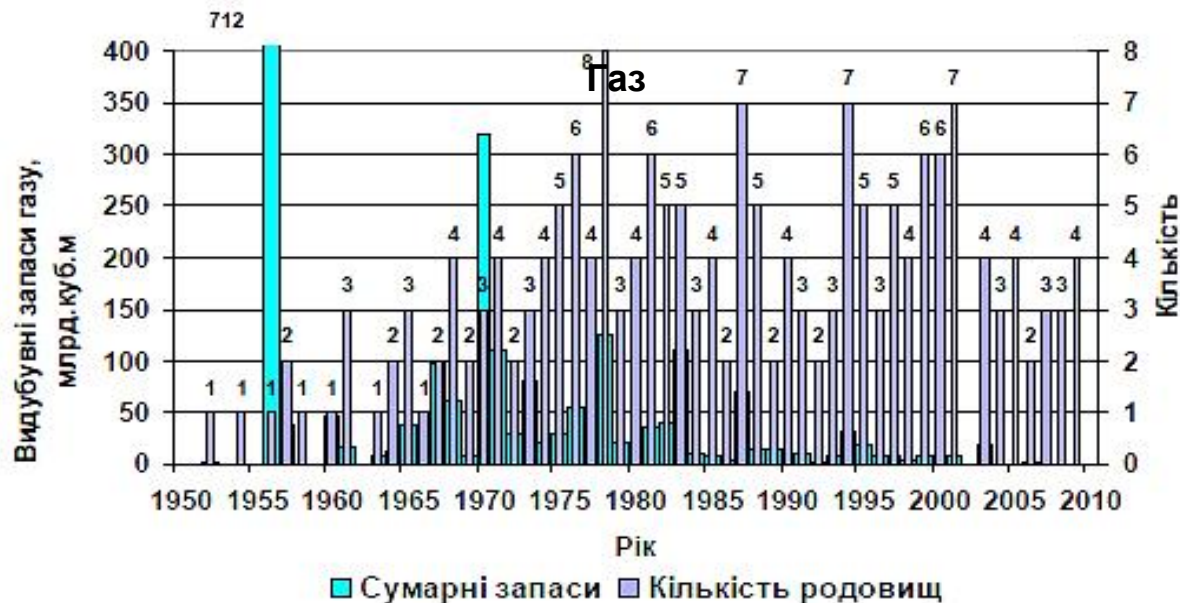
Зв'язок видобутку з розмірами запасів родовищ, що розробляються

Основна причина падіння видобутку вуглеводнів в Україні – відсутність нових відкриттів крупних родовищ



Статистика відкриттів і приросту запасів традиційних джерел газу і нафти в Україні

З середини 1980-х років темпи приросту запасів, як основи стабілізації і нарощування видобутку різко впали незважаючи на значну кількість родовищ, що відкривалась.



Ресурсний потенціал і стан освоєння запасів традиційного газу в Україні

- 1. В Україні більшість відомих крупних родовищ відкрито** у 1950-х – 1960-х рр. Це дало їй змогу в 1960-70х рр. бути провідною видобувною державою Європи.
- 2. Україна пройшла пік видобутку нафти і газу** в середині 1970-х рр. В подальшому він тільки знижується. На сьогодні більшість родовищ знаходиться на завершальній стадії розробки. Виснаженість запасів родовищ складає до 85-95%.
- 3. Низька якість розвіданих запасів.** Біля 100 нових родовищ відкритих в період 1975-2010рр. (1973р. – початок спаду видобутку вуглеводнів в Україні) незначні за запасами (до 0,2-0,3 млн. т у.п.), або на великих глибинах. Нові поклади, що сьогодні складають основу приросту запасів, як правило окраїнні зони, або більш глибокі горизонти діючих родовищ.
- 4. Для суттєвого і швидкого нарощування видобутку нафти і газу в Україні необхідно відкриття крупних і значних за запасами (більше 30 млн. т у.п.) родовищ.** Це, в основному, великі глибини (5-6 км і глибше), нові слабо освоєні території (шельф, окраїнні зони ДДЗ, перехідні зони і ін.), та нетрадиційні джерела вуглеводневих ресурсів в т.ч. сланцевий газ.

Баланс видобутку і споживання природного газу в Україні.

В 2011 р. в Україні видобуто **20,6** млрд. куб. м. газу, а закуплено **38,7** млрд. куб. м.

В 2011 р. в Україні використано **59,3** млрд. куб. м. газу

Із них:

- Виробничо-технологічні потреби НАК «Нафтогаз України» – **5,2** млрд. куб. м.
- Теплокомуненерго – **8,9** млрд. куб. м.
- Населення та бюджетні організації – **18,4** млрд. куб. м.
- Промисловість і енергетика – **26,8** млрд. куб. м. включаючи **6,4** млрд. куб. м. – металургії і **7,1** млрд. куб. м. енергетиці

Транзит газу через територію України **104,2** млрд. куб. м.

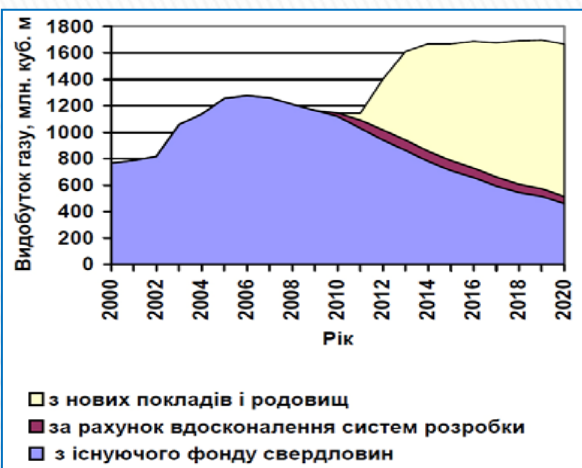
В підземні сховища закачано **10,9** млрд. куб. м.

В 2011 р. власним видобутком газу забезпечено лише 34,7% потреб України

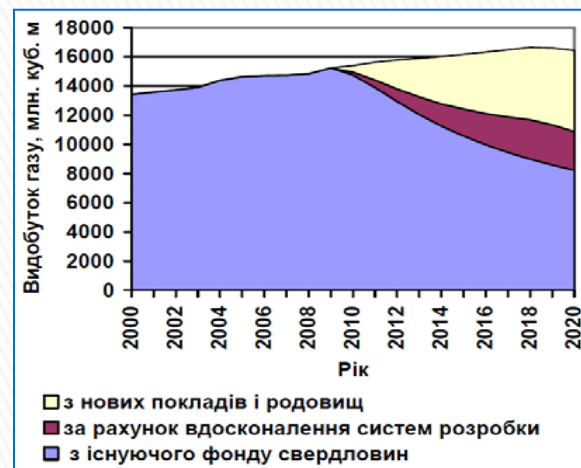
Прогнози нарощування видобутку вуглеводнів з традиційних джерел НАК «Нафтогаз України»

Програма нарощування видобутку нафти і газу з родовищ НАК «Нафтогаз України» до 2020р.

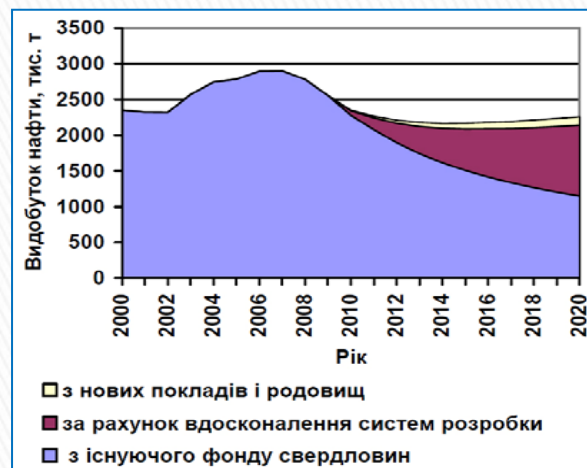
Прогнозна динаміка видобутку газу по ДК «Укргазвидобування»



Прогнозна динаміка видобутку газу по ДАТ «Чорноморнафтогаз»



Прогнозна динаміка видобутку нафти по ДК «Укргазвидобування»



Сукупний прогноз на 2020р.:

- Газ – 25 – 27 млрд. куб. м/рік
- Нафта – 4,9 млн. т/рік

НАК «Нафтогаз України» забезпечує видобуток 91% газу і 92% нафти в Україні

Для цього необхідно збільшити до 2015р.:

- Обсяги 2-Д сейсмозв'язки з 2 755 до 21 790 км
- Обсяги 3-Д сейсмозв'язки з 1 825 до 17 050 кв. км
- Обсяги пошуково-розвід. буріння з 231 до 1 299 тис. м
- Обсяги інтенсиф. з 2500 до 4000 свердловин/операцій

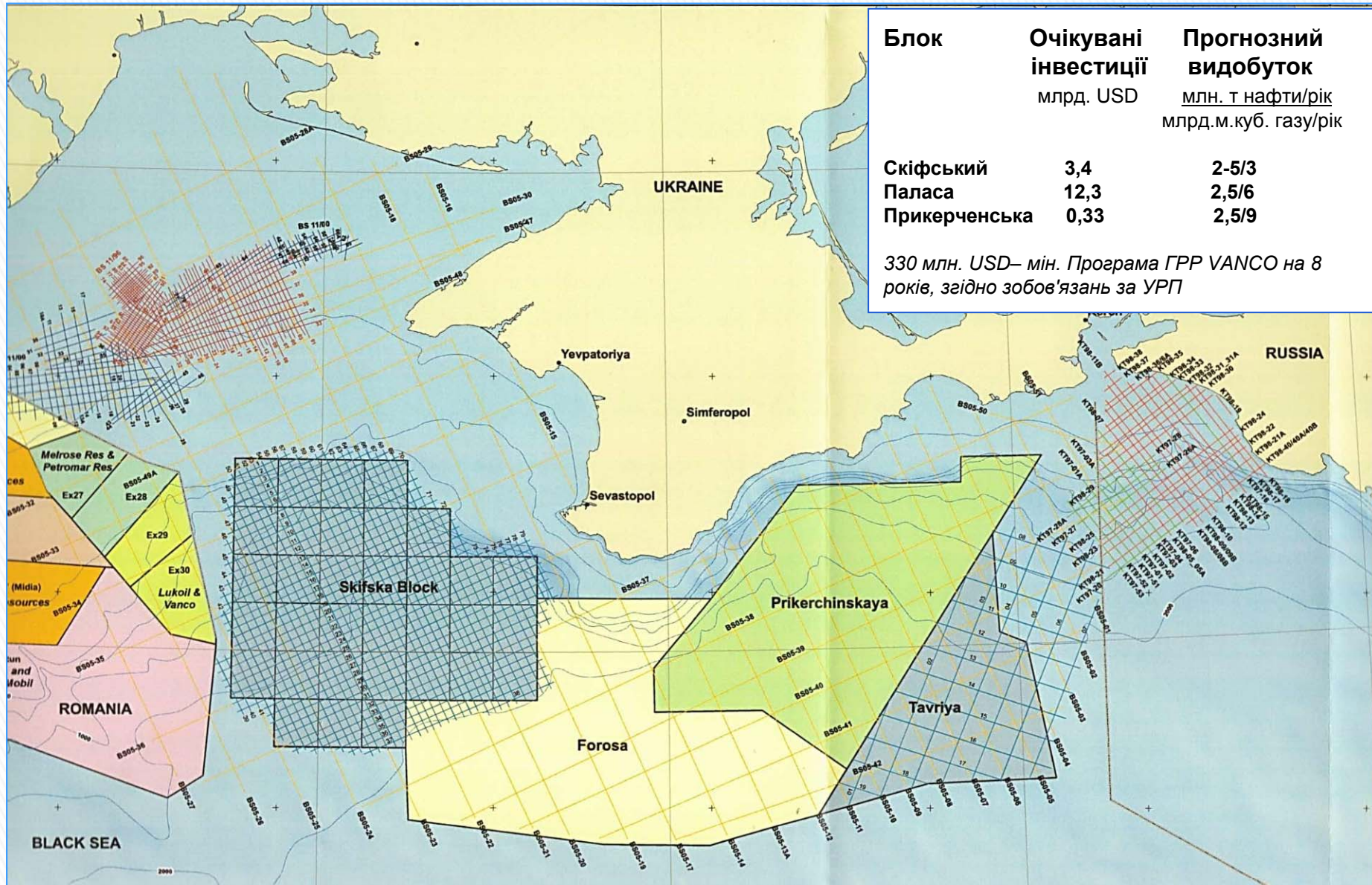
Для досягнення прогнозних показників необхідні інвестиції в десятки млрд. дол.

Сукупний прогноз видобутку газу до 2020 – 2030рр. млрд. куб. м (оптимістичний прогноз)

Джерело, компанія	2020	2025	2030
Родовища НАК «Нафтогаз України»	25-27 (15-17)*		
Незалежні видобувні компанії	2-3	3-4	4-5
Шельф		3-5	4-6
Сланцевий газ і інші нетрадиційні джерела		1-5	5-10
Всього	до 20	до 25-30	до 30-35

* - песимістична оцінка, котра базується на реальних показниках фактичного стану інвестування Програми нарощування видобутку НАК «Нафтогаз України» до 2020 р.

Основні об'єкти освоєння ресурсного потенціалу шельфу



Блок	Очікувані інвестиції млрд. USD	Прогнозний видобуток млн. т нафти/рік млрд.м.куб. газу/рік
Скіфський	3,4	2-5/3
Паласа	12,3	2,5/6
Прикерченська	0,33	2,5/9

330 млн. USD – мін. Програма ГРП VANCO на 8 років, згідно зобов'язань за УРП

Капітальні вкладення і інвестиції

Глибини моря до 70-140 м. Наявний в Україні технічний потенціал

Середня вартість буріння 1 свердловини 20 млн. дол. США

Середня вартість освоєння і облаштування 1 родовища – 0,5 млрд. дол. США

Середня вартість одного з'єднувального трубопроводу – 100-200 млн. дол. США

Сучасний стан: 1 розвідувальна свердловина в 1-2 роки, 3-10 експлуатаційних свердловин в рік. Видобуток газу – 1 млрд. куб. м/рік. Приріст запасів, в середньому, 2-5 у.о./рік.

Глибини моря понад 140м. Західні технології

Середня вартість буріння 1 свердловини 100-200 млн. дол. США

Середня вартість освоєння і облаштування 1 родовища – 1,5 -2 млрд. дол. США

Середня вартість одного з'єднувального трубопроводу – 300-500 млн. дол. США

Сучасний стан: Крупні іноземні нафтові компанії не працюють на українському шельфі.

- 1. Україна не може швидко наростити видобуток нафти і газу з традиційних джерел і стати енергетично незалежною державою.** Основні проблеми: значна вичерпність ресурсного потенціалу і низька якість розвіданих запасів.
- 2. Для значного нарощування видобутку газу в Україні потрібні:**
 - значні обсяги інвестицій, які можуть забезпечити тільки крупні інвестори і світові нафтові компанії;
 - залучення в Україну сучасних світових технологій розвідки і видобутку вуглеводнів;
 - вдосконалення законодавчої бази надрокористування і інвестиційної діяльності.
 - зосередження на нових «нетрадиційних» джерелах природного газу:
 - метан вугільних пластів (CBM);
 - сланцевий газ (shale gas);
 - газ ущільнених пластів (tight gas).

Нетрадиційні джерела вуглеводнів в Україні: сланцевий газ.

Найбільш перспективні об'єкти:

Дніпровсько-Донецька западина.

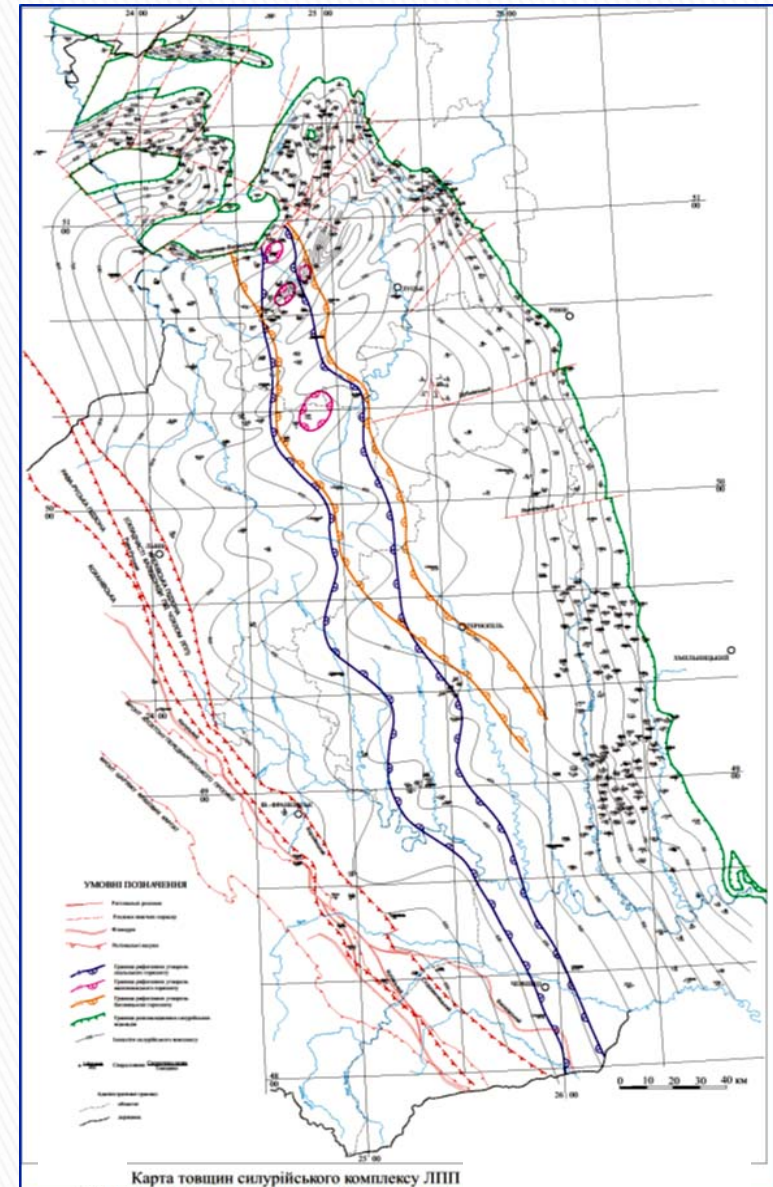
Чорносланцеві товщі девону і карбону:

- площа біля 100 тис. кв. км
- потужність понад 1000м
- глибини залягання до 2000-4000м

Львівський палеозойський прогин.

Товщі лудловського ярусу силуру:

- площа десятки тисяч кв. км
- потужність 400 - 600м
- глибини залягання 2000-3000м



Ряд нафтових компаній (**Shell, Chevron**, і ін.) працюють над підписанням **Угод про розподіл продукції** з метою видобутку сланцевого газу і газу з інших нетрадиційних джерел, зокрема **газу ущільнених пластів і метану вугільних пластів**.

Мінпаливенерго замовило **CERA консалтинговий проект** з оцінки можливостей нарощування видобутку в Україні **газу в т.ч. з сланцевих товщ**. За оцінками Спеціалістів CERA, якщо щорічно в Україні в проекти сланцевого газу буде вкладатися 1 млрд. дол. США на протязі 10 років, це дасть можливість збільшити видобуток до 10 млрд. куб. м./ рік.

Проблеми

- **Високі ціни на сервіс**, які на даний час роблять ці проекти низько прибутковими.
- **Собівартість видобутку** сланцевого газу в 2 – 2,5 рази перевищує собівартість видобутку газу з традиційних джерел.
- **Екологічні ризики** та відсутність значних за площею не заселених і не зайнятих виробництвом територій.

Техніко-економічні аспекти реалізації проектів видобутку сланцевого газу в Україні

1. Україна **не може самостійно** забезпечити фінансування проектів видобутку сланцевого газу, інвестиції в які складають до декількох млрд. дол. США. Необхідно забезпечити реальний доступ крупних нафтових компаній, що володіють досвідом і технологіями освоєння запасів сланцевого газу, на ринок України.
2. За оцінками експертів ЕС для видобутку 1Tcf (біля 30 млрд. куб. м) сланцевого газу необхідно **щорічно**: бурити 700 – 1000 нових свердловин (150 бурових верстатів); 226 – 324 кв. км нових площ вводити в розробку; 10 – 30 млн. куб. м водних ресурсів.
3. Технічний потенціал і інфраструктура для будівництва свердловин на сланцевий газ в Україні відсутні.
4. Досвід Польщі говорить про те, що від початку робіт до промислового видобутку сланцевого газу пройде, як **мінімум 5 років**. В Україні такі роботи ще не розпочаті. **Не пробурено** ні однієї спеціальної свердловини на сланцевий газ. Shell з кінця поточного року планує буріння перших 3-х пілотних свердловин в Східному нафтогазопромисловому регіоні.
5. Для переведення робіт з освоєння ресурсного потенціалу сланцевих товщ на комерційну основу необхідно забезпечити зниження до **1,5 разів вартості послуг** з буріння, гідророзривів пластів та облаштування свердловин в порівнянні з цінами на них, що існують на даний час в Євросоюзі (вартість свердловини в США 3-7 млн. дол. США, в Європі 10-15 млн. дол. США).

ДЯКУЮ ЗА УВАГУ!