

Національний університет імені Тараса Шевченка



**“ГЕОЛОГІЯ ТА НАФТОГАЗОНОСНІСТЬ
КОНТИНЕНТАЛЬНИХ ОКРАЇН**

Викладач: доцент Ірина Михайлівна Байсарович



Тема 5 Геологічна будова і нафтогазоносність внутрішньоконтинентальних морських басейнів – залишків древнього океану Тетіс

План лекції

- ✓ **внутрішньоконтинентальні морські акваторії**
- ✓ **Історія розвитку та глибинна будова**
- ✓ **Нафтогазоносність внутрішньоконтинентальних морських басейнів – Середземноморського, Чорного і Азовського, Каспійського, Аральського**



План лекції

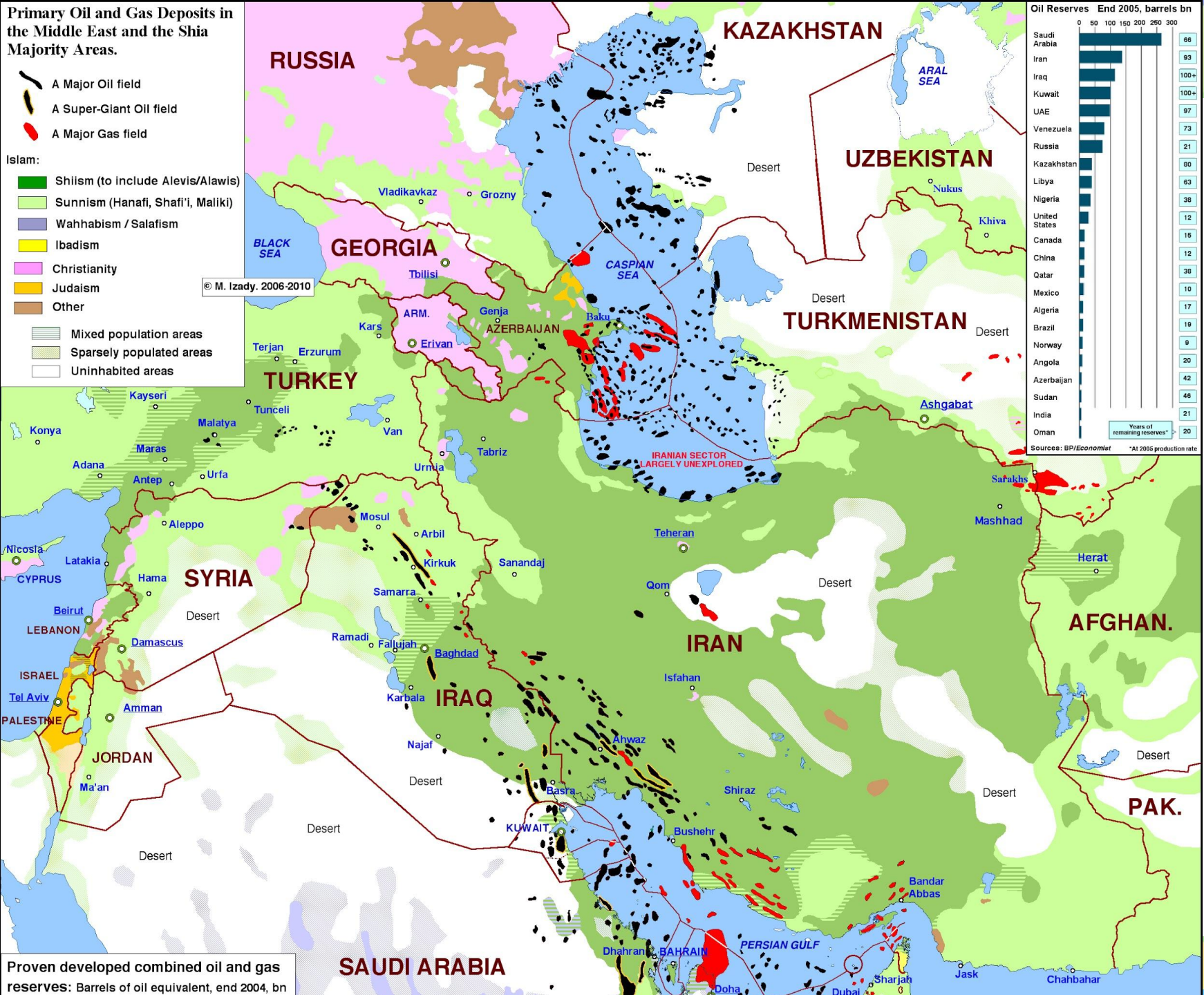
Нафтогазоносність внутрішньоконтинентальних морських басейнів – Середземноморського, Чорного і Азовського, Каспійського, Аральського

Primary Oil and Gas Deposits in the Middle East and the Shia Majority Areas.

- A Major Oil field
- A Super-Giant Oil field
- A Major Gas field

- Islam:
- Shiism (to include Alevis/Alawis)
 - Sunnism (Hanafi, Shafi'i, Maliki)
 - Wahhabism / Salafism
 - Ibadism
 - Christianity
 - Judaism
 - Other
- Mixed population areas
 Sparsely populated areas
 Uninhabited areas

© M. Izady. 2006-2010



KAZAKHSTAN

RUSSIA

UZBEKISTAN

GEORGIA

TURKMENISTAN

TURKEY

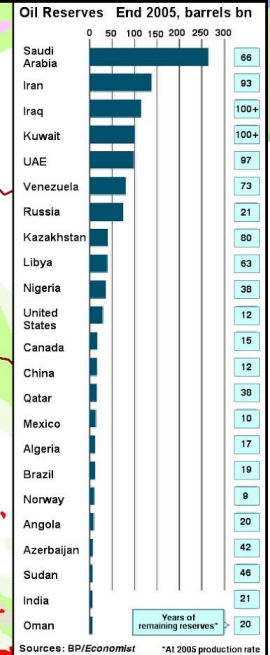
IRAN

AFGHAN.

IRAQ

PAK.

SAUDI ARABIA



Proven developed combined oil and gas reserves: Barrels of oil equivalent, end 2004, bn



Середземне море

Середземноморські нафтогазоносні басейни розташовуються в західній і східній частинах Середземного моря, загальна площа якого 2,5 млн. км². З них 529 тис. км² доводиться на шельф (до 200 м), 531 тис. км² на континентальний схил (від 200 до 1000 м) і 1440 тис. км² - на глибоководні області.



Середземне море

У Середземноморському нафтогазоносному басейні родовища вуглеводнів виявлені тільки на шельфі Іспанії - в Валенсійському рифті шириною до 10 км. Тут встановлено вісім нафтових родовищ в карбонатних породах пізньотріасового-ранньокрейдового віку, перекритих глинистими породами палеоцена. Родовища порівняно дрібні; запаси їх в межах перших десятків мільярдів тонн. У цей час розробляють п'ять родовищ: Ампоста-Маріно, Касабланка, Кастелон, Дорадо і Таррако з початковими запасами біля 70 млн. т нафти і 20 млрд. м³ газу. Більше за половину поточного видобутку нафти доводиться на родовище Касабланка із запасами 11,5 млн. т.



Середземне море

Адріатичний нафтогазоносний басейн охоплює однойменне море і являє собою передовий прогин в системі альпійських складчастих споруд. Потужність мезо-кайнозойського осадового комплексу досягає тут 12 км. Перші газові родовища відкриті на початку 60-х років поблизу м. Равенна (Равенна-Маре, Равенна-Маре-Зюд, Порто-Корсіні-Маре і Чезатіно-Маре). Запаси родовищ 20-30 млрд. м³. Пізніше виявлені дрібні нафтові родовища. Усього на адриатичному шельфі Італії відкрито понад 40 газових родовищ з початковими доведеними запасами більше за 160 млрд. м³.

На адриатичному шельфі Югославії виявлено три газових родовища. Поклади знаходяться в пісковиках пліоцену на глибині 1-1,5 км.



Середземне море

Східносередземноморський (Сіцилійсько-Туніський) нафтогазоносний басейн розташований на Мальтійській плиті древньої Африканської платформи і обмежений альпійськими складчастими спорудами. Осадовий чохол складений палеозойськими, мезозойськими і кайнозойськими комплексами загальною потужністю до 13 км.



Середземне море

На шельфі Сицилії виявлено декілька родовищ нафти: Джела, Перла, Міла, Вега, Нілде. Поклади пов'язані з доломітом і вапняками тріасу і міоцену. Дебіти нафти до 570 т/доб, щільність 0,828-0,96 г/см³. Глибина залягання від 1524 м до 3980 м при глибині моря більше за 200 м. На шельфі Туніса виявлено декілька родовищ нафти і газу. Поклади пов'язані, в основному, з карбонатними відкладами крейди. Найбільш велике родовище Ашмардіт має запаси нафти 103 млн. т (щільність 0,882 г/см³) і газу 31 млрд. м³. Усього в Середземному морі виявлено понад 40 нафтових і 60 газових родовищ з розвіданими видобувними запасами 500 млн. т нафти і більше за 400 млрд. м³ газу. Загальний початковий вуглеводневий потенціал Середземного моря оцінюється в 1,5 млрд. т нафти і 1 трлн м³ газу, або біля 2,5 млрд. т вуглеводневої сировини.



Чорне і Азовське море



Відкриття у 60-х роках ряду родовищ вуглеводнів у Рівнинному Криму спонукало до пошуків нафти і газу на прилеглих шельфах Чорного та Азовського морів. На початок 70-х років на північно-західному шельфі Чорного моря сейсмічними дослідженнями була підготовлена низка структура під глибоке буріння, і в 1975 р. на піднятті Голицина зі свердловини 7 отримано перший фонтан газу на Чорноморському шельфі України. У 1976 р. одержано приплив газу з свердловини 1-Північнокерченська в Азовському морі. На сьогодні у Південному регіоні відкрито 43 родовища. 14 родовищ розміщено на акваторіях Чорного і Азовського морів.



Передобрудзький прогин на сході по Одеському розлому межує з Каркінітсько-Північнокримським грабеноподібним прогином, який охоплює значну частину північно-західного шельфу Чорного моря, Присивашся і північні райони Рівнинного Криму.

Палеоценові та еоценові відклади складені дрібнозернистими глинистими вапняками і мергелями, товщина яких сягає 1700 м. Олігоцені та нижньоміоценові утворення на всій території Причорномор'я і Криму представлені монотонною товщею піщано-алевролітових глин майкопської світи. Товщина відкладів майкопської світи змінюється від 900-1100 м у Каркінітсько-Північнокримському до 3000-4000 м в Індольському прогинах.



Розріз середнього і верхнього міоцену і пліоцену складений піщано-глинистими і карбонатними відкладами. Товщина неоген-четвертинних порід у Західному Причорномор'ї становить 200-700 м, у Каркінітсько-Північнокримському прогині – 200-600 м, а в Індольському прогині сягає 1000 м. Осадочна товща ускладнена численними різноманітними за формою (здебільшого брахіантикліналями) і розмірами (по довгій осі 2-30 км) складками, які групуються в окремі зони субширотного і широтного простягання, що локалізуються переважно в центральній і південній частинах прогину.



На сході Каркінітсько-Північнокримський грабен через перемичку в районі коси Бирючої змінюється Північноазовським, який являє собою порівняно неглибоку і вузьку, різко асиметричну депресію, розміщену тільки на дорифейській кристалічній основі. Південним обмеженням цього структурного елемента є головне Азовське порушення, в якому північне крило на 300-400 м опущено відносно південного. Прогин заповнений породами крейдового і частково палеогенового віку. Їх залягання ускладнюється диз'юнктивними порушеннями з амплітудою до декількох сотень метрів, які в майкопських і більш молодих відкладах не прослідковуються. Особливістю порушень є їх “зворотньо-східчастий” характер, тобто на фоні загального моноклінального нахилу на південь більш опущеними є північні крила.



Лекція 12: Геологічна будова і нафтогазоносність внутрішньоконтинентальних морських басейнів – залишків древнього океану Тетис

Утворення такої регіональної системи значних підкидів зумовлено тангенціальним стисненням, спрямованим з півдня на північ. З південними піднятими крилами пов'язані локальні підняття, найбільш припідняті частини яких притиснені (зміщені) до диз'юнктивів. Локальні підняття не відображаються в структурі майкопських і більш молодих відкладів, що залягають моноклінально з пологим падінням на південь. Осьова зона Північноазовського прогину зміщена до південного борту, де і спостерігаються найбільші глибини залягання фундаменту (2000 м).

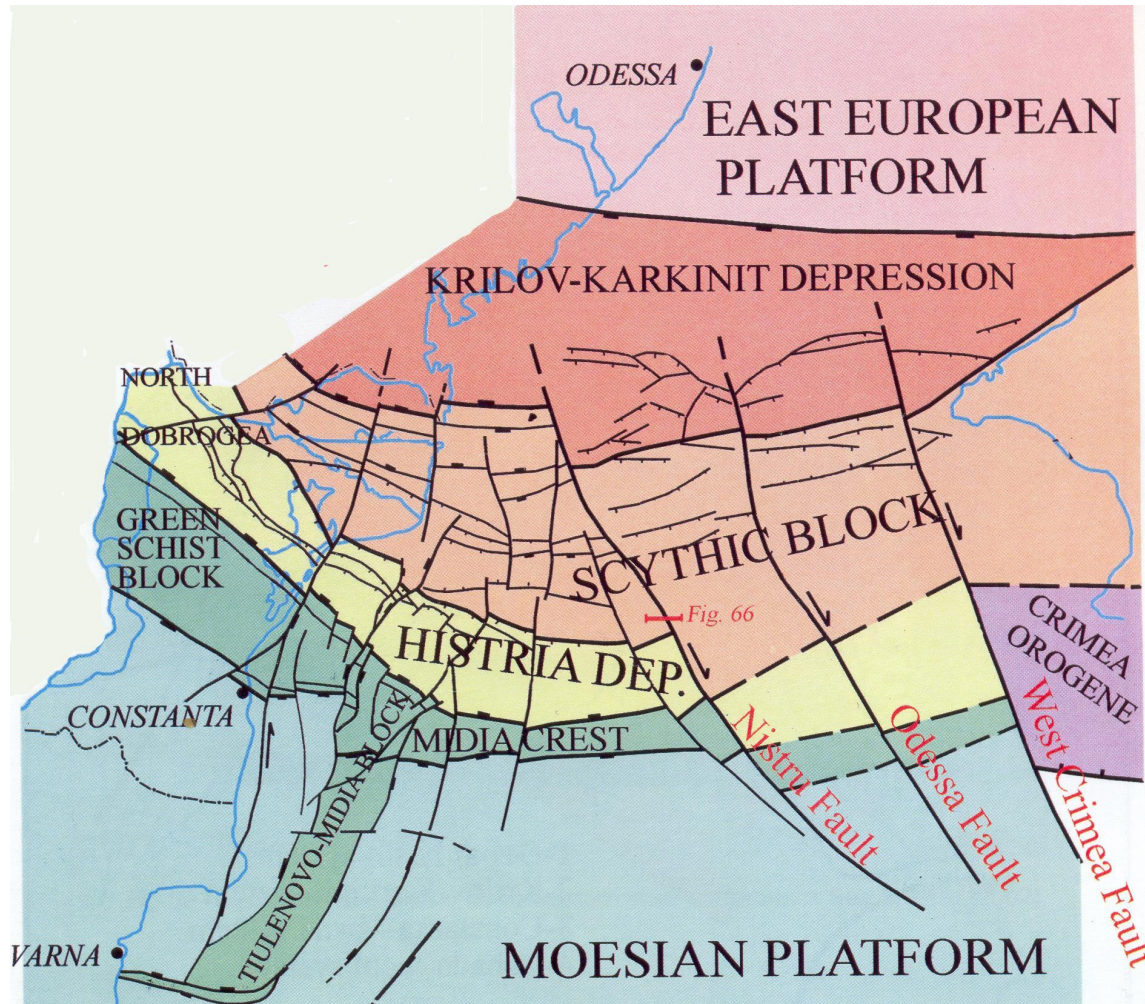


З півдня система Причорноморських прогинів обмежена зоною виступів, фундамент яких складений складчастими породами рифейського і палеозойського віку. Це Кілійсько-Зміїнне і Чорноморське підняття, Центральнокримське мегапідняття (об'єднує Каламітське, Новоселівське і Сімферопольське підняття) і Азовський вал, який займає всю центральну частину Азовського моря. З півдня Новоселівське підняття відокремлене вузьким субширотним грабеном від Альмінської депресії, яка становиться з крейдових і палеоген-неогенових відкладів товщиною до 2 км. Південний борт Азовського валу переходить в Південноазовський виступ – нахилену на північ монокліналь шириною від 18-20 до 40-45 км. Відносно слабозанурений Південноазовський виступ переходить далі на півдні в глибокозанурений Індольський прогин.



Лекція 12: Геологічна будова і нафтогазоносність внутрішньоконтинентальних морських басейнів – залишків древнього океану Tetic

Fig. 3.1.a Tectonic scheme of Romanian shelf and neighboring parts of Ukraine





Лекція 12: Геологічна будова і нафтогазоносність внутрішньоконтинентальних морських басейнів – залишків древнього океану Тетис

Перехід відбувається по різкій флексурі, якій у фундаменті відповідає система крупноамплітудних (1500-2000 м) розривних порушень. Індольський прогин являє собою західну частину єдиного Індоло-Кубанського прогину і займає південну частину Азовського моря від Темрюкської протоки на сході до південної частини Арабатської стрілки на заході. Південна межа його на Керченському півострові проводиться вздовж Парпацького гребеня. Ширина найбільш зануреної частини прогину становить близько 65-70 км, а максимальна товщина осадної товщі – 15000 м, з яких третина її припадає на відклади майкопської серії. Олігоцен-неогенові відклади південного борту прогину зім'яті в лінійні і брахіформні складки, які ускладнені діапірами і грязьовими вулканами. Північний борт западини слабо досліджений. У центральній її частині виявлені лише поодинокі підняття (Північнокерченське, Північноказантипське, Керченське та ін.) з амплітудою 50-70 м. Є підстави вважати, що в прогині можуть мати розвиток юрські і крейдові відклади, які, як відомо, виявлені на південно-західній рівнині Керченського півострова.



В межах північно-західного шельфу Чорного моря розвідано родовища Голіцинське, Південноголіцинське, Шмідтівське, Штормове, Архангельське, Кримське, Одеське, Безіменне.

Основними субрегіональними покришками порових і тріщинно-порових колекторів нижньокрейдового нафтогазоносного комплексу є глинисті утворення середньоальбського і верхньої частини верхньоальбського під'ярусів і меншою мірою глинисті пачки верхнього апту.



Палеогеновий комплекс ділиться на дві частини: палеоцен-еоценову і майкопську (олігоцен-нижньоміоценову). Нижня частина комплексу продуктивна на Тарханкутському півострові, де вона складена вапняками, мергелями і глинами товщиною до 1100 м. Подібний її розріз розкритий на піднятті Голицина на шельфі Чорного моря, де доказана промислова газоносність палеоценових відкладів. Більш піщаний розріз палеоцен-еоцену меншої товщини (до 500-600 м) має розвиток у районі Сивашу і в північно-західній частині Причорномор'я.



Майкопські піщано-глинисті породи в межах провінції мають практично повсюдний розвиток. Промислова газоносність цих відкладів встановлена на Міжводненському, Стрілковому, Мошкарівському, Південносиваському та інших родовищах. Товщина окремих піщано-алевритових прошарків становить 10-100 м. Найбільш впевнено вони виділяються в покрівлі нижнього і середнього майкопу. Пористість колекторів змінюється від 11,7 до 39,0 %, а проникність досягає 8,2 мкм².

Окрім вказаних регіональних нафтогазоносних комплексів, промислові поклади газу встановлені в карбонатних породах верхньої крейди (Серебрянське родовище), карбонатних утвореннях дату-палеоцену (Глібівське, Оленівське, Краснополянське, Чорноморське, Голицинське родовища), теригенних пачках еоцену, олігоцену, міоцену і палеоцену (Фонтанівське, Джанкойське, Південносиваське, Північнокерченське, Голицинське та ін.).



Лекція 12: Геологічна будова і нафтогазоносність внутрішньоконтинентальних морських басейнів – залишків древнього океану Тетіс

У межах акваторій Чорного і Азовського морів початкові ресурси вуглеводнів оцінюються високо. Основними перспективними нафтогазоносними комплексами є крейдовий і палеогеновий. Більша частина ресурсів вуглеводнів знаходиться на глибинах до 5 км при позначках моря до -5000 м. З урахуванням рифтогенної природи Чорноморської западини, значного осадового виповнення та сприятливих термобаричних умов можна прогнозувати високі перспективи нафтогазоносності як шельфової зони, так і континентального схилу. За геофізичними даними на шельфі Чорного і Азовського морів виявлено близько 430 локальних позитивних структур, на яких можуть прогнозуватися поклади вуглеводнів.



Рис. 9.1. Карта-схема головних нафтогазових родовищ України.





Месторождения нефти: 1 – Старосамборское, 2 – Бориславское, 3 – Долинское, 4 – Прилукское, 5 – Ниновское, 6 – Бургуватовское, 7 – Козиевское, 8 – Решетняковское, 9 – Восточно-Саратское;

Месторождения газа: 10 – Залужанское, 11 – Гриневское, 12 – Косовское, 13 – Солотвинское, 14 – Абазовское, 15 – Семенцовское, 16 – Руденковское, 17 – Перещепинское, 18 – Ефремовское, 19 – Шебелинское, 20 – Приазовское, 21 – Стрелковое, 22 – Джанкойское, 23 – Задорненское, 24 – Глебовское, 25 – Голицынское, 26 – Штормовое.

Нефтегазовые месторождения: 27 – Надворнянское, 28 – Талалаевское, 29 – Гнидинцовское, 30 – Анастасьевское, 31 – Качановское, 32 – Радченковское, 33 – Опошнянское, 34 – Дружелюбовское.



Каспійське море



Південно - Каспійський нафтогазоносний басейн охоплює південну частину Каспію і пов'язаний з величезною депресією земної кори, що протяглася від східних відрогів Кавказу до Копетдагу на відстань 1100 км при максимальній ширині 350 км. Загальна площа провінції - 250 тис. км², з них 145 тис. км² приховані під водами Південного Каспію.



Родовища нафти і газу відкриті як на Апшеронському, так і на Туркменському шельфах. Більшість продуктивних структур приурочена до єдиної зони антиклінальних піднять, що простяглися від Апшеронського півострова до п-ва Челекен. Усього в басейні відкрито більше за 50 нафтогазових і понад 20 газових і газоконденсатних родовищ при глибині води до 120 м. Розробку морських родовищ на Апшеронському шельфі ведуть зі свайних основ з 1923 р. Зараз тут пробурено понад 2 тис. морських свердловин. Найбільш відомий морський промисел - Нафтові камені.



Map key

Former Soviet Union

- 1002 Timan-Pechora
- 1003 Volga-Ural
- 1004 North Caspian
- 1006 Middle Caspian
- 1007 Azov-Kuban
- 1008 Dnieper-Donets
- 1014 Kura
- 1015 South Caspian
- 1016 Amu darya
- 1018 Fergana
- 1028 North Sakhalin

Middle East

- 2001 Zagros
- 2002 Oman
- 2003 Arabian
- 2006 Sinai
- 2007 Levantine
- 2013 Thrace

Asia-Pacific

- 3004 Songliao
- 3005 Yitong graben
- 3010 Bohaiwan
- 3017 Turpan
- 3019 Junggar
- 3021 Tarim
- 3023 Lunpola
- 3024 Sichuan
- 3036 Hokkaido
- 3037 Akita-Niigata
- 3045 West Taiwan
- 3049 Beibu Gulf
- 3054 Assam
- 3058 Indus
- 3059 Bombay
- 3062 Krishna
- 3071 East Java
- 3081 Brunei-Sabah
- 3091 Mekong

Europe

- 3103 Bonaparte
- 3105 Browse
- 3107 North Carnarvon
- 3124 Taranaki
- 4004 Voring
- 4006 North Sea graben
- 4008 Northwest German
- 4010 Finnoscandian border-Danish-Polish margin
- 4013 North Carpathian
- 4014 Vienna
- 4015 Pannonian
- 4017 Carpathian-Balkanian
- 4021 Ionian
- 4022 Sicily
- 4024 Peri-Apenninic foredeep
- 4025 Adriatic
- 4026 Po

North America

- 4027 Molasse
- 4030 Anglo-Dutch
- 4039 Aquitaine
- 4043 Pyrenean foothills-Ebro
- 5001 Franklinian-Sverdrup
- 5003 Cook Inlet
- 5034 Scotian
- 5035 Grand Banks
- 5038 Gulf of Mexico

Central and South America

- 6001 Parana
- 6002 Santos
- 6003 Campos
- 6004 Espirito Santo
- 6019 East Venezuela
- 6020 Trinidad
- 6026 Maracaibo

Africa

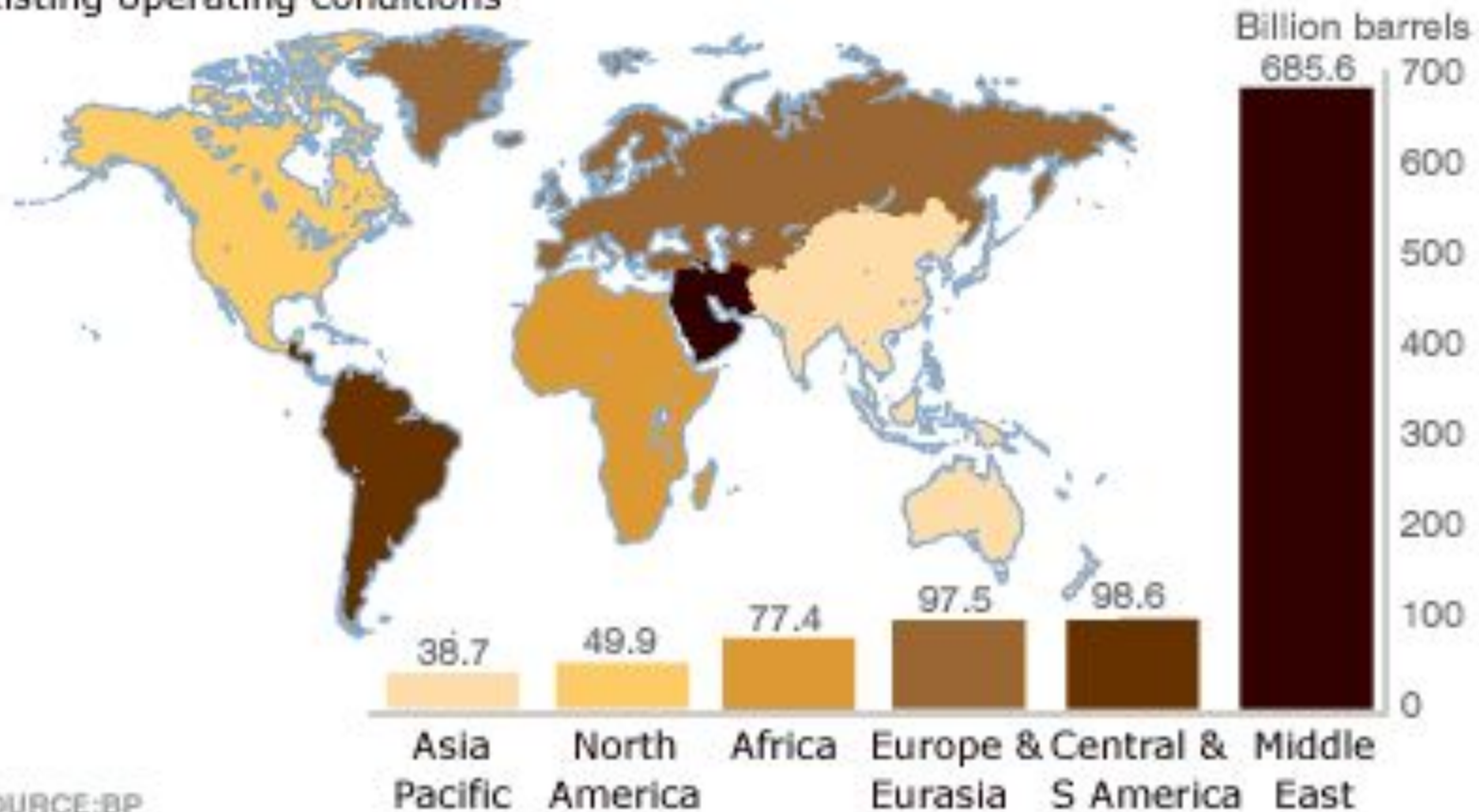
- 6032 Upper Magdalena
- 6033 Llanos/Barinas-Apure
- 6034 Putumayo-Oriente-Maranon
- 6035 Santiago
- 6042 Beni
- 6043 Santa Cruz-Tarija
- 6044 Oran-Olmedo
- 6045 Cuyo
- 6046 Neuquen
- 6052 North Falkland
- 7001 Trias/Ghadames
- 7006 Atlas
- 7015 Gulf of Guinea
- 7017 Niger Delta
- 7026 Tanzania
- 7035 Nile Delta
- 7036 Western Desert
- 7038 Sirte



Лекція 9: Загальна характеристика активних континентальних окраїн та їх нафтогазоносність

WORLD OIL RESERVES (2002)*

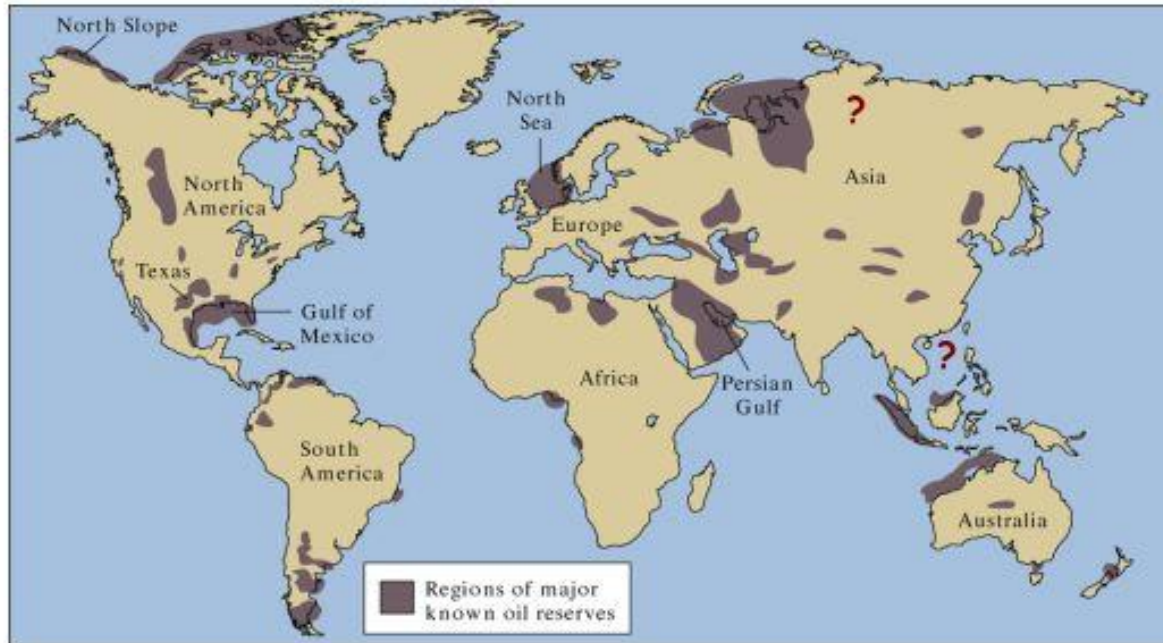
*Reserves that can be recovered economically in existing operating conditions



SOURCE:BP

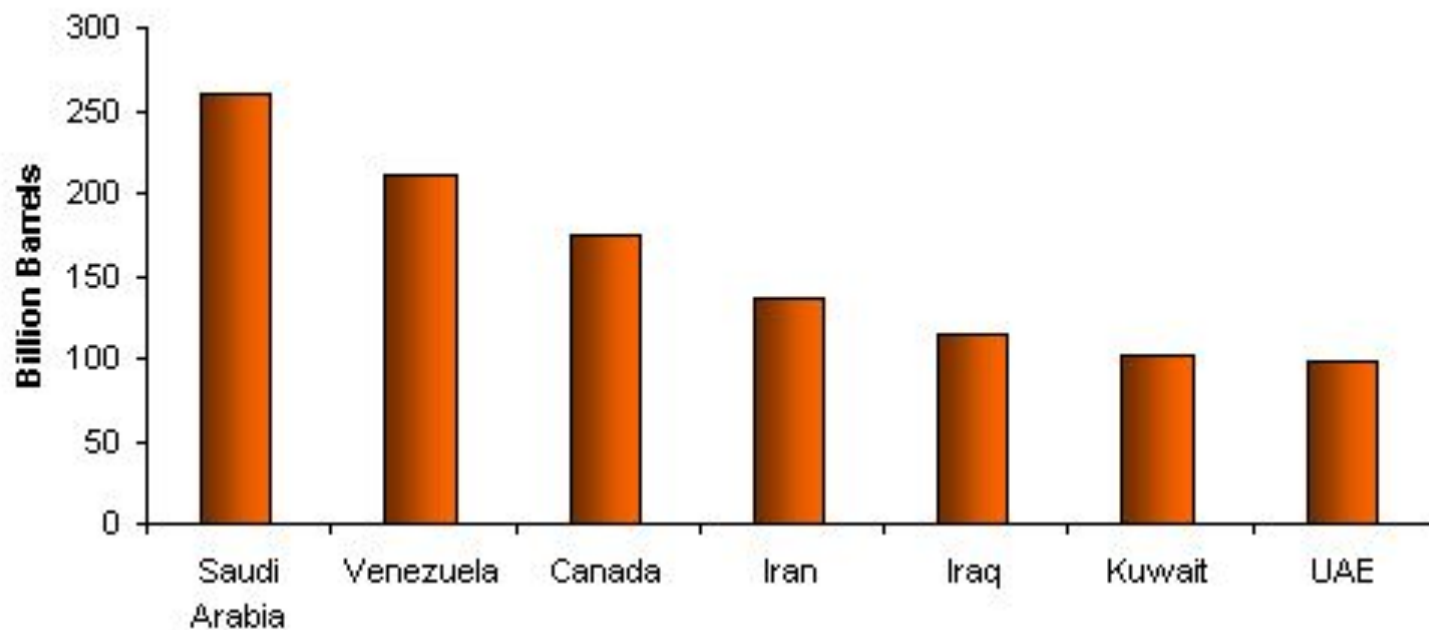


Лекція 8: Persian Gulf





Top World Oil Reserves by Country January 1, 2011



Source: *Oil and Gas Journal*

Top World Oil Reserves Country (January1, 2011)



СПИСОК РЕКОМЕНДОВАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. **Гарецкий Р.Г. Эволюционные аспекты тектонических процессов./Эволюция геологических процессов в истории Земли. – М. Наука, 1993. -240 с.**
2. **Хаин В.Е., Божко Н.А Историческая геотектоника: Докембрий. М.: недра, 1988, 382 с.**
3. **Хаин В.Е. Эволюция геологических обстановок в истории Земли./Эволюция геологических процессов в истории Земли. – М. Наука, 1993. -240 с.**
4. **Большаков В.А. Новая концепция орбитальной теории палеоклимата. М.: 2003, 256 с.**
5. **Плейстоценовые оледенения Восточно-Европейской равнины. -М." Наука",1986. -203 с.**



Запитання?