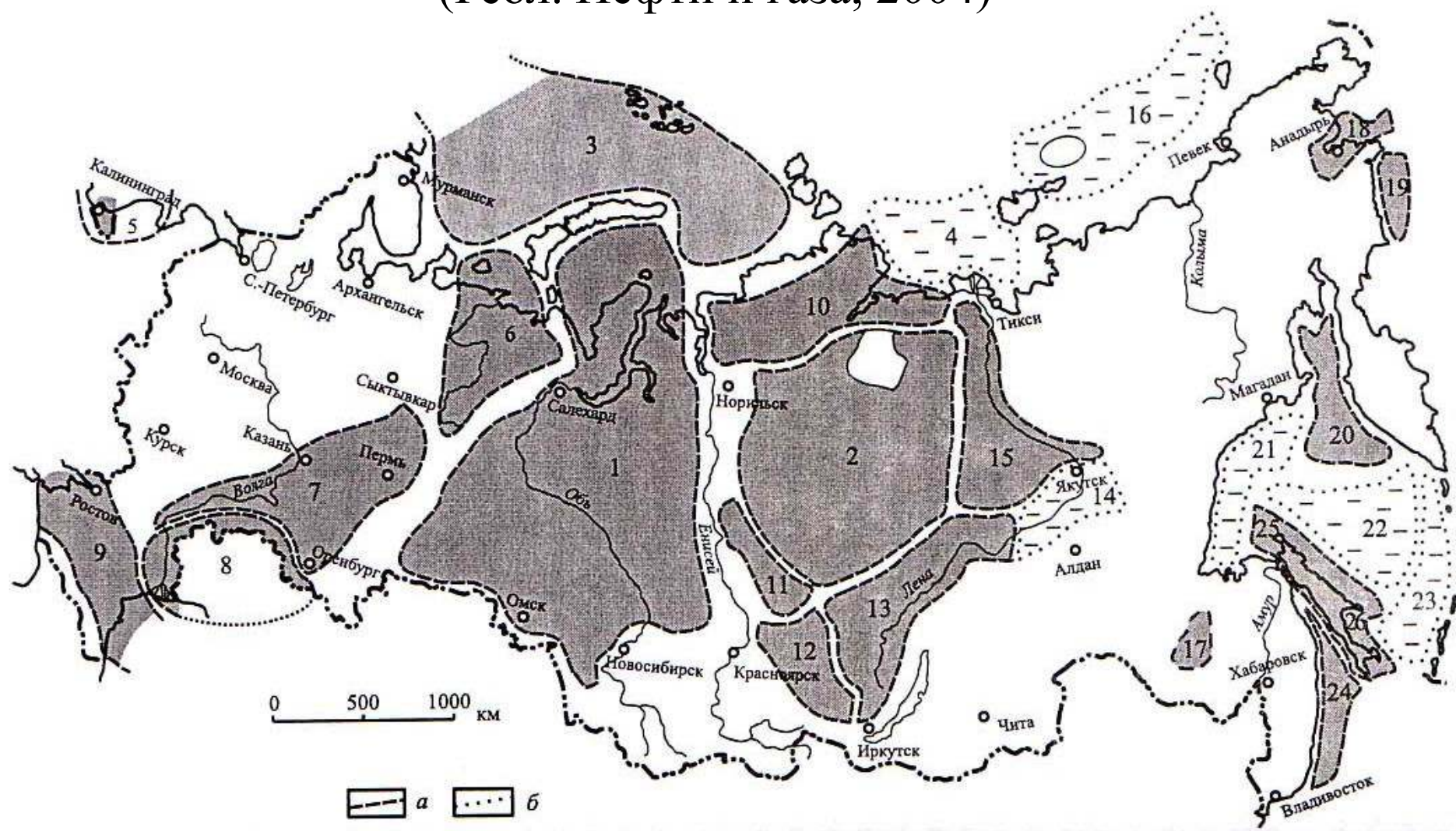


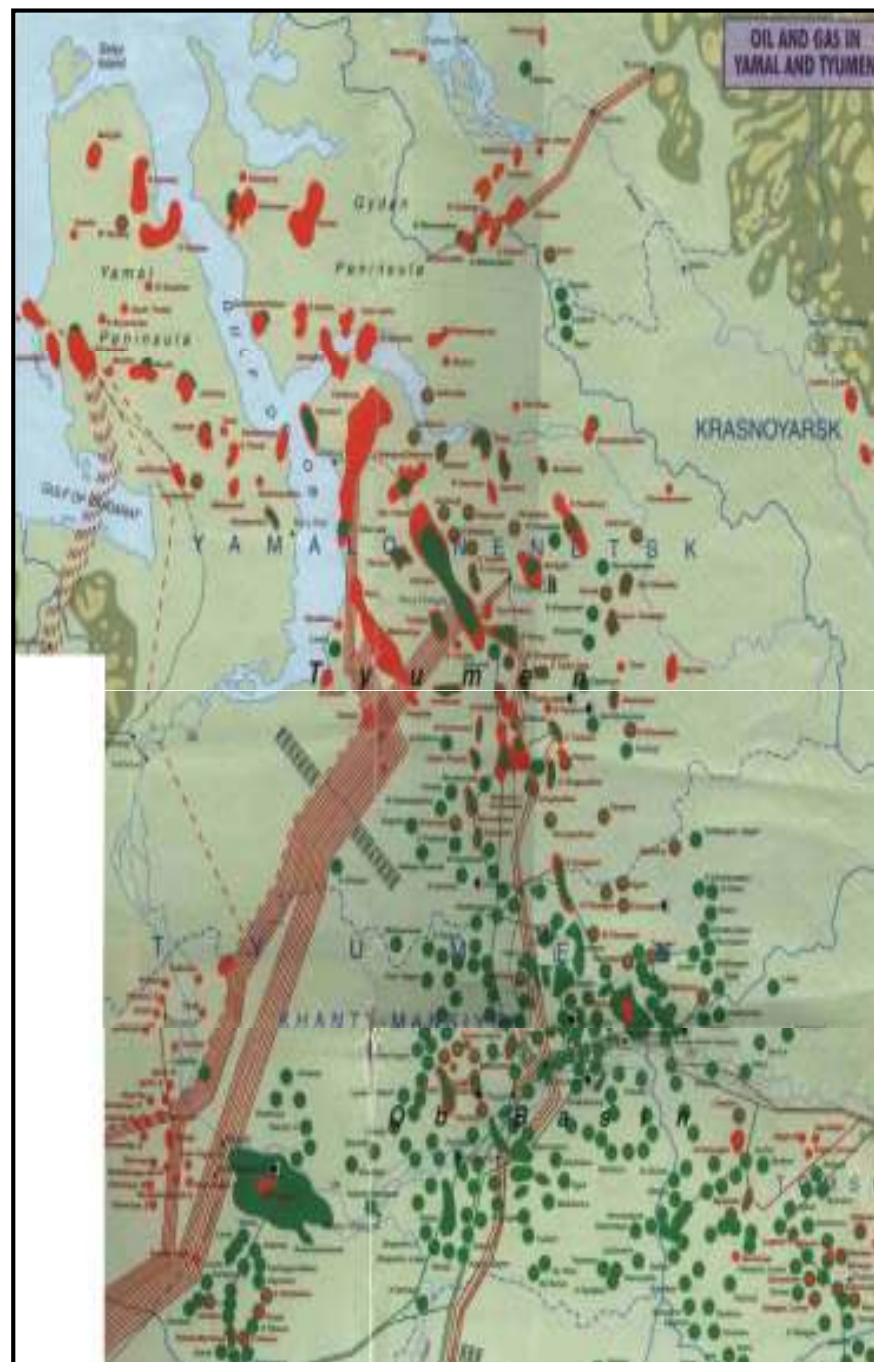
Обзорная карта нефтегазоносных бассейнов России (Геол. Нефти и газа, 2004)



1 – Западно-Сибирский, 2 – Центрально-Тунгусский, 3 – Баренцевоморский, 6 – Тимано-Печорский, 7 – Волго-Уральский, 8 – Прикаспийский, 18-26 – бассейны областей мезокайнозойской складчатости Дальневосточного региона.

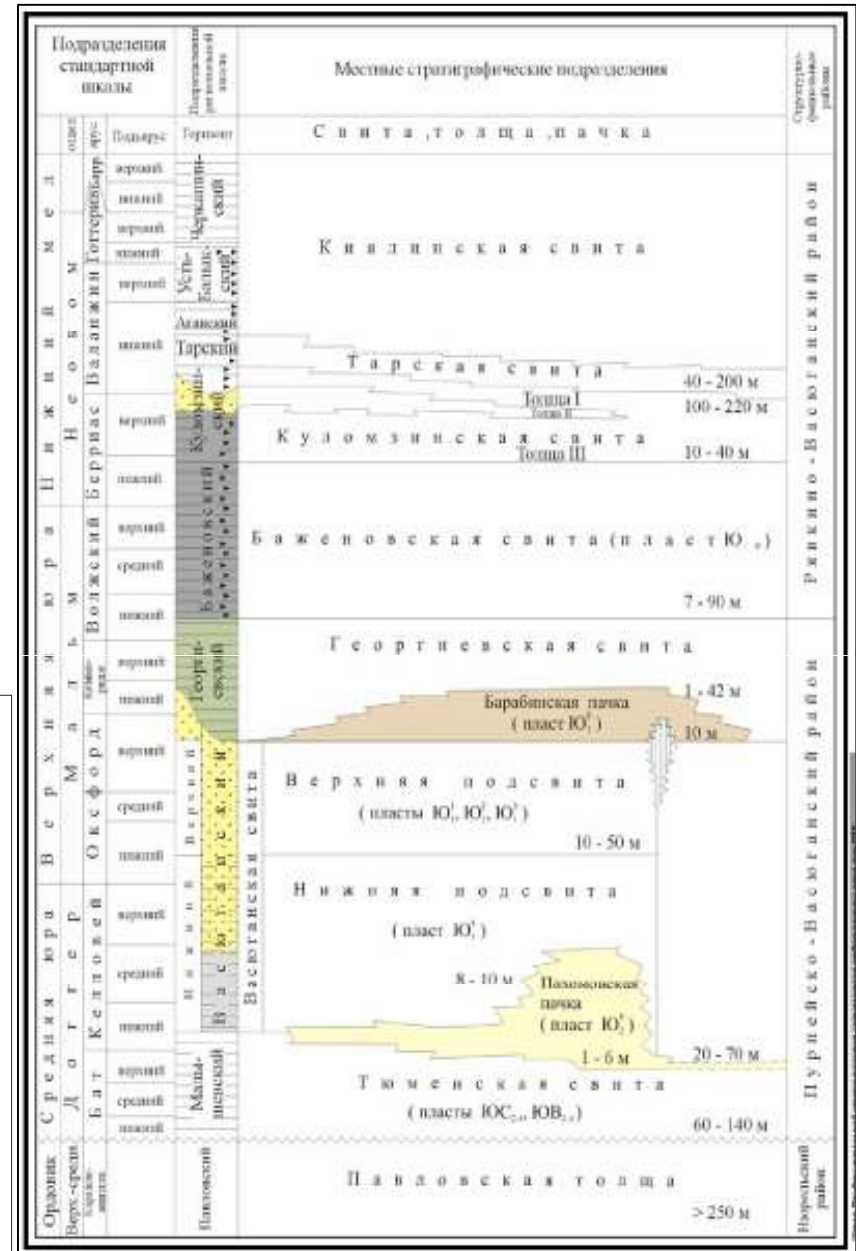
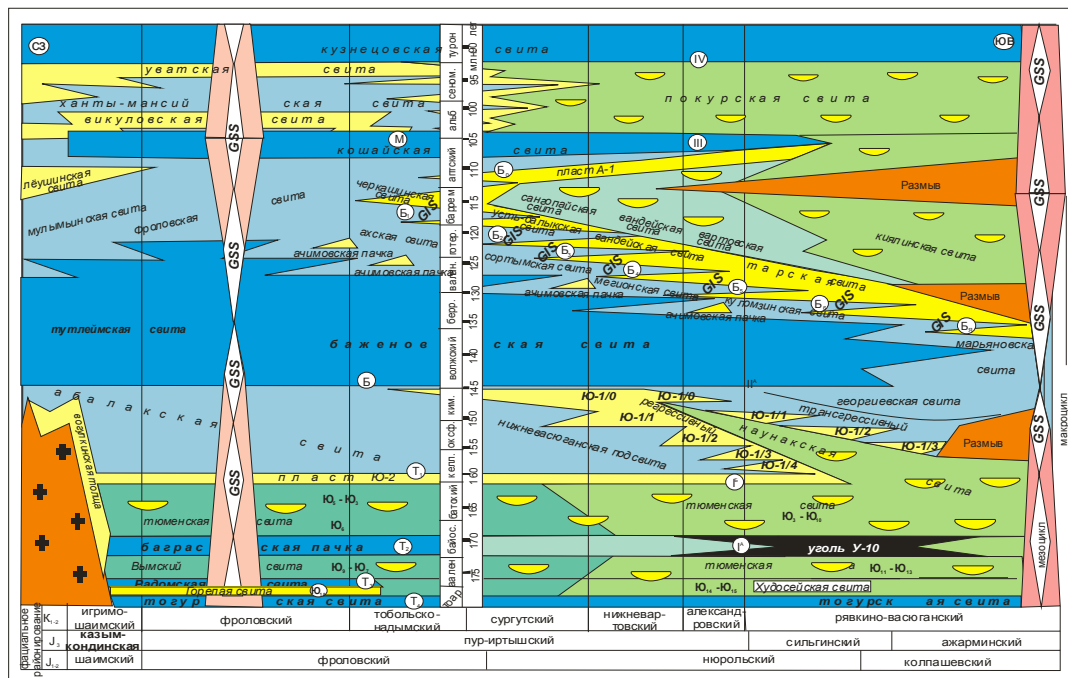
- **Западно-Сибирский НГБ - наиболее крупный в России (около 1,6 млн. км²)**
- **Он расположен между горными сооружениями Урала на западе, Сибирской платформой на востоке и Алтае-Саянской горной системой на юге. Северная часть бассейна покрыта водами Карского моря.**
- **В бассейне выявлено почти 600 месторождений УВ, из которых около 400 – нефтяные.**
- **Из 65 крупнейших месторождений нефти России 49 относятся к Западно-Сибирскому НГБ.**
- **Объем начальных разведанных запасов Западной Сибири составляет более 60% общероссийского, текущих – более 70%.**
- **В 60-х – первой половине 70-х годов в центральной части бассейна были открыты основные крупные нефтяные месторождения (средняя величина запасов более 120 млн.т), а на севере –газовые.**

Сейчас значительная часть ведущих месторождений вступила в позднюю и завершающую стадии разработки.



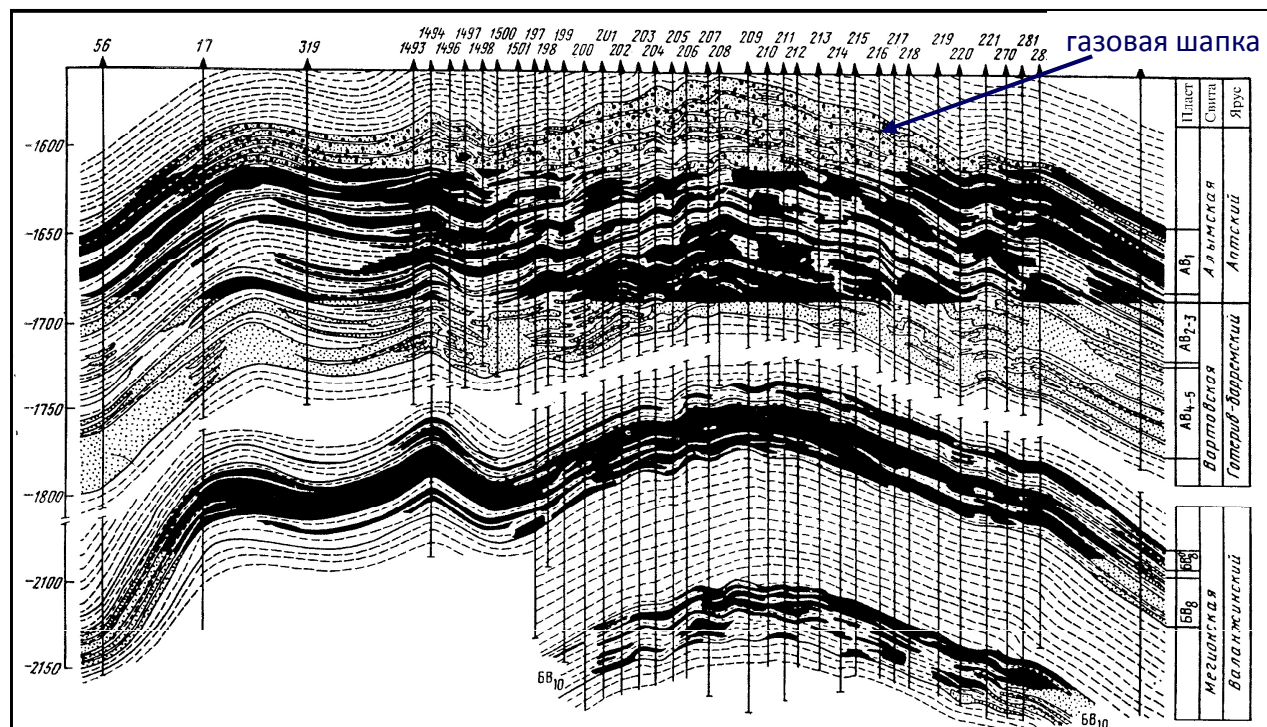
СТРАТИГРАФИЯ

- Под фундаментом Западно-Сибирской плиты понимается сложный комплекс метаморфических, магматических и осадочных пород докембрийского и палеозойского возраста.
- Мезо-кайнозойские толщи залегают в основном несогласно на нижележащих и сложены спорадически развитыми вулканогенно-осадочными породами триаса, терригенными породами юры, мела и палеоген-четвертичными.
- В основании осадочного чехла рядом исследователей выделяется система раннетриасовых рифтов, центральное место из которых занимает Колтогорско-Уренгойский, положившая основание дальнейшему развитию бассейна.



Стратиграфическая схема осадочного чехла Западной Сибири (фрагмент)

САМОТЛОР



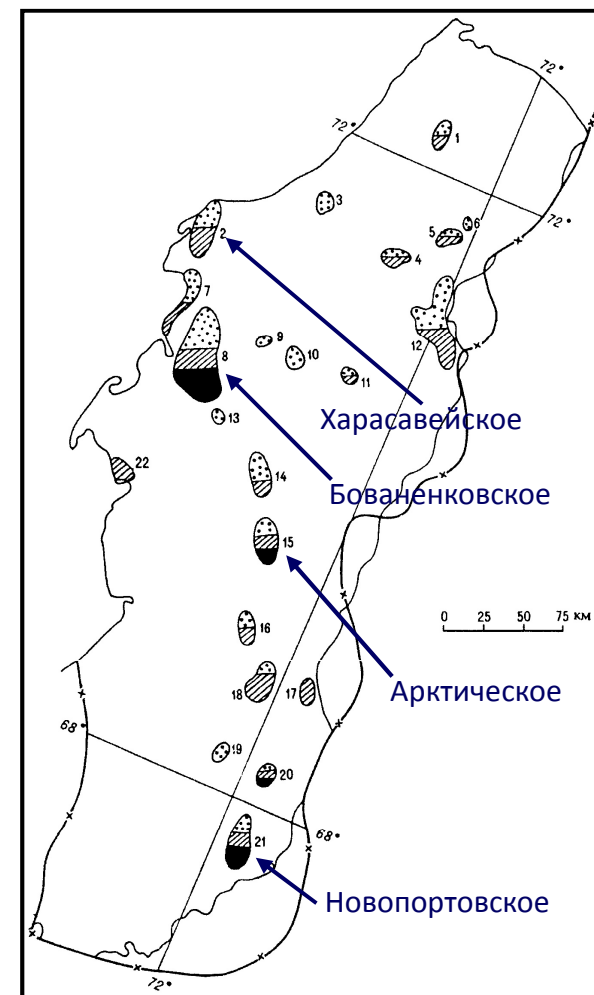
- Крупнейшее в России нефтегазовое месторождение. Открыто в 1965 г.
- Месторождение имеет большой диапазон нефтегазоносности: от средней юры до апта. Общая высота этажа нефтегазоносности около 600 м.
- Дебиты нефти в разведочных скважинах составляли 50-200 м³/сут.

Пик годовой добычи – 154 млн.т – был достигнут через 11 лет после начала разработки (1980 г) за счет усиленной разработки пласта БВ₈, затем она начала снижаться до 25 млн.т в 1994 г. При этом обводненность продукции превысила 90%, средний дебит снизился до значений менее 10 т/сут.

Пробурено 16 700 скважин, добыто более 2,3 млрд т нефти.

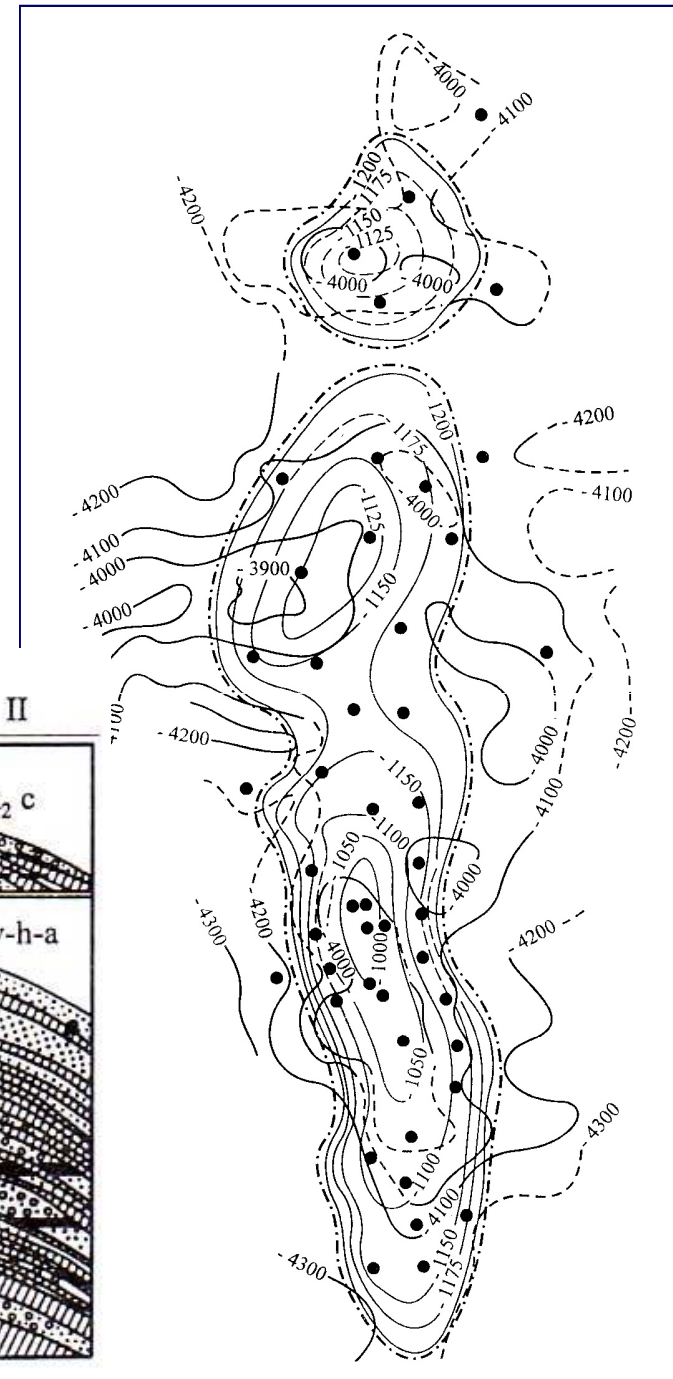
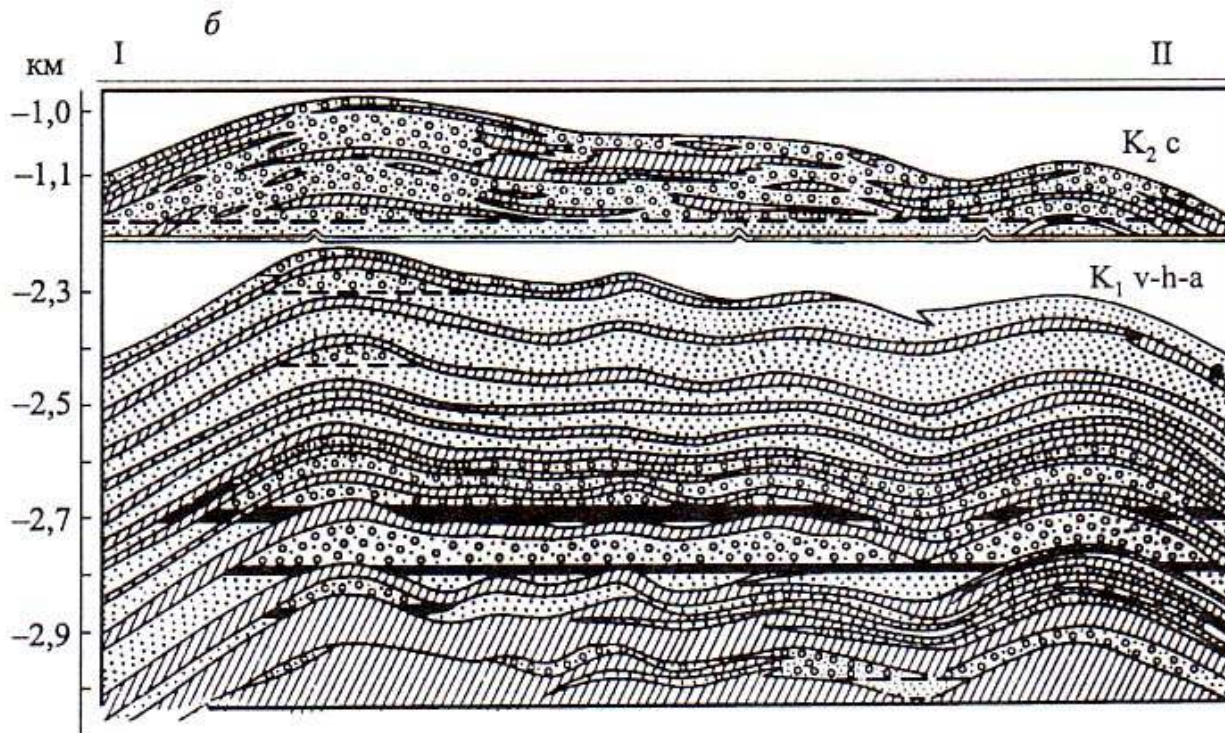
ЯМАЛЬСКАЯ НГО

- В области открыто 22 месторождения, из них двенадцать – газоконденсатные, шесть – газовые, четыре – нефтегазоконденсатные. По запасам четыре месторождения относятся к категории уникальных (более 1 трлн. куб. м газа).
- Месторождения многопластовые. Продуктивный этаж очень высок – на некоторых месторождениях от кровли фундамента до кровли сеномана.
- Основные запасы газа сосредоточены в берриас-валанжинских и апт-альб-сеноманских отложениях. Залежи массивные и пластовые сводовые, часто имеют литологическое ограничение.
- Новопортовское нефтегазоконденсатное месторождение включает 16 залежей. Одна в среднепалеозойских глинистых известняках и кавернозных доломитах (пласт М). 3 в нижне-среднеюрских песчаниках, 1 в верхнеюрских (Ю_1), 11 в меловых.
- **Бованенковское нефтегазоконденсатное месторождение** Открыто в 1971 году
- Выявлено 15 залежей в в отложениях готерива-баррема (газоконденсатные, иногда с нефтяной оторочкой), баррема-апта (газоконденсат), апта, альба и сеномана (газ).
- Открытая пористость до 39%, проницаемость до 1,1 Д (сеноман).

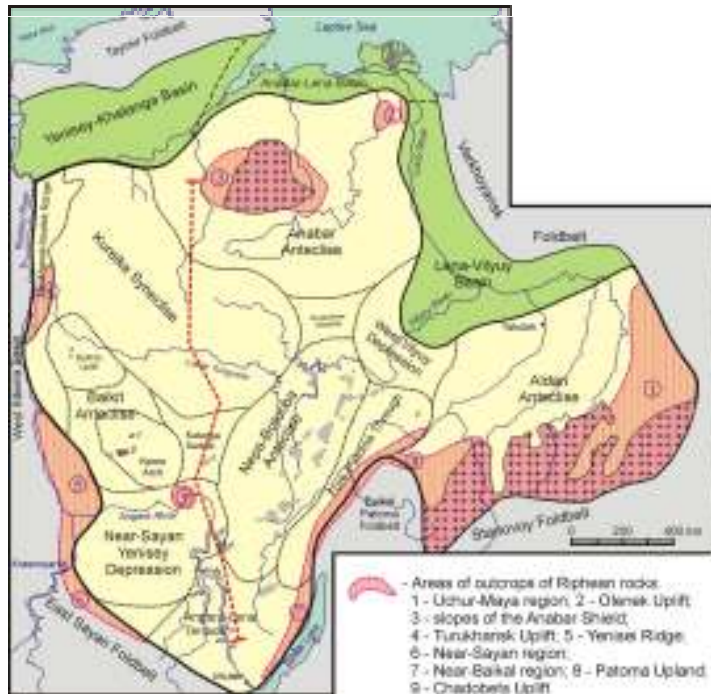
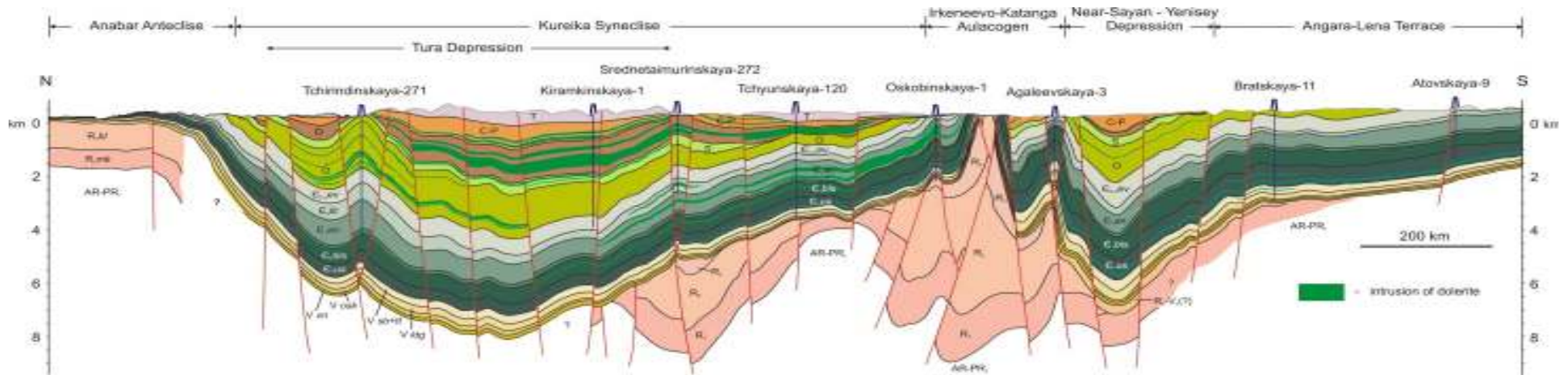


УРЕНГОЙСКОЕ нефтегазоконденсатное месторождение

- Открыто в 1966 г.
- Приурочено к группе л.п. Уренгойского вала
- Залежи в пластах Ю₂ (юра), 17 песчаных пластах групп Б и А (неоком-апт-альб) и группе пластов ПК (сеноман)
- Залежи пластовые сводовые, в большинстве литологически экранированные. Высота – до 200 м (ПК)



Восточно-Сибирский НГБ



- Общая площадь – 4 млн. км².
- Фундамент – архей-ранний протерозой, выходит на поверхность на Анабарском, Алданском щитах и на нескольких более мелких поднятиях.
- Основную часть осадочного чехла составляют верхнепротерозойские и нижнепалеозойские отложения.
- На северные и северо-восточные части наложены верхнепалеозойско-мезозойские прогибы.

• 58 месторождений нефти и газа из них 10 крупных и 3 уникальных

Разрез осадочного чехла центральных районов Восточно-Сибирской платформы изучен крайне неравномерно. Рифейские и вендские комплексы глубоким бурением наиболее полно охарактеризованы в пределах Непско-Ботуобинской антеклизы, Юрубчено-Тажомской зоны Байкитской антеклизы, а также в Катангской седловине. В естественных обнажениях разрезы рифея описаны на Енисейском кряже и на склонах Анабарской антеклизы.

Средне-верхнепалеозойские, а также триасовые отложения распространены в основном в пределах крупных депрессий (например, в Туринской синеклизе и Предпатомском прогибе).

Каменноугольно-пермские угленосные отложения слагают обширную Тунгусскую синеклизу, наложенную на раннепалеозойскую Туринскую.

СТРАТИГРАФИЯ

Вендские комплексы залегают на нижележащих с перерывом и резким угловым несогласием. В большинстве районов платформы нижняя часть вендских отложений представлена терригенными породами, которые выше по разрезу сменяются карбонатными. На поднятиях обычно процент терригенных отложений больше, а общая мощность венда меньше (0,4-0,5 км против 0,7-1,2 во впадинах).

На Байкитской антеклизе в основании разреза вендских отложений местами развиты красноцветные терригенные породы ванаварской свиты, сформировавшиеся в условиях аллювиальной равнины и морские (ингрессионные) карбонатно-глинистые отложения оскобинской свиты. Выше залегает 150-200м толщам неравномерного переслаивания доломитов, местами ангидритизированных катангской, собинской и тэтэрской свит. Границу венда и кембрия в большинстве случаев провести трудно. Например, на Байкитской антеклизе она находится внутри тэтэрской свиты.

Кембрийские отложения слагают наиболее мощный (1-2 км на антеклизе и до 2,5-3,5 в синеклизах) комплекс осадочного чехла большинства районов Восточной Сибири. В центральных частях платформы он преимущественно сложен переслаивающимися пачками солей, доломитов и глинистых известняков (усольская, бельская, булайская, ангарская и литвинцевская свиты). В верхней части (эвенкийская свита) галогенные породы отсутствуют.

Ордовикско-пермские комплексы характерны для погруженных частей платформы.

Ордовик (до 800 м в Туринской впадине) сложен как терригенными (преобладают на юге), так и карбонатными образованиями.

Силур представлен в основном карбонатами, реже с прослоями терригенных (обычно в основании) пород, мощностью от первых сотен м до 1 км (Игаро-Норильский район).

Девонско-нижнекаменноугольные отложения в основном представлены красно- и пестроцветными породами. На севере платформы появляются карбонаты, местами (также и на востоке, напр., в Кемпендяйской впадине) и сульфатно-соленосные образования, иногда с вулканогенными образованиями. Мощность комплекса может достигать 1,2 (Норильский район) – 3,0 км (Кемпендяйская впадина).

Среднекаменноугольно-пермские отложения являются субконтинентальными терригенными и угленосными. Мощность до 1,0-1,5 км (северо-запад Тунгусской синеклизы).

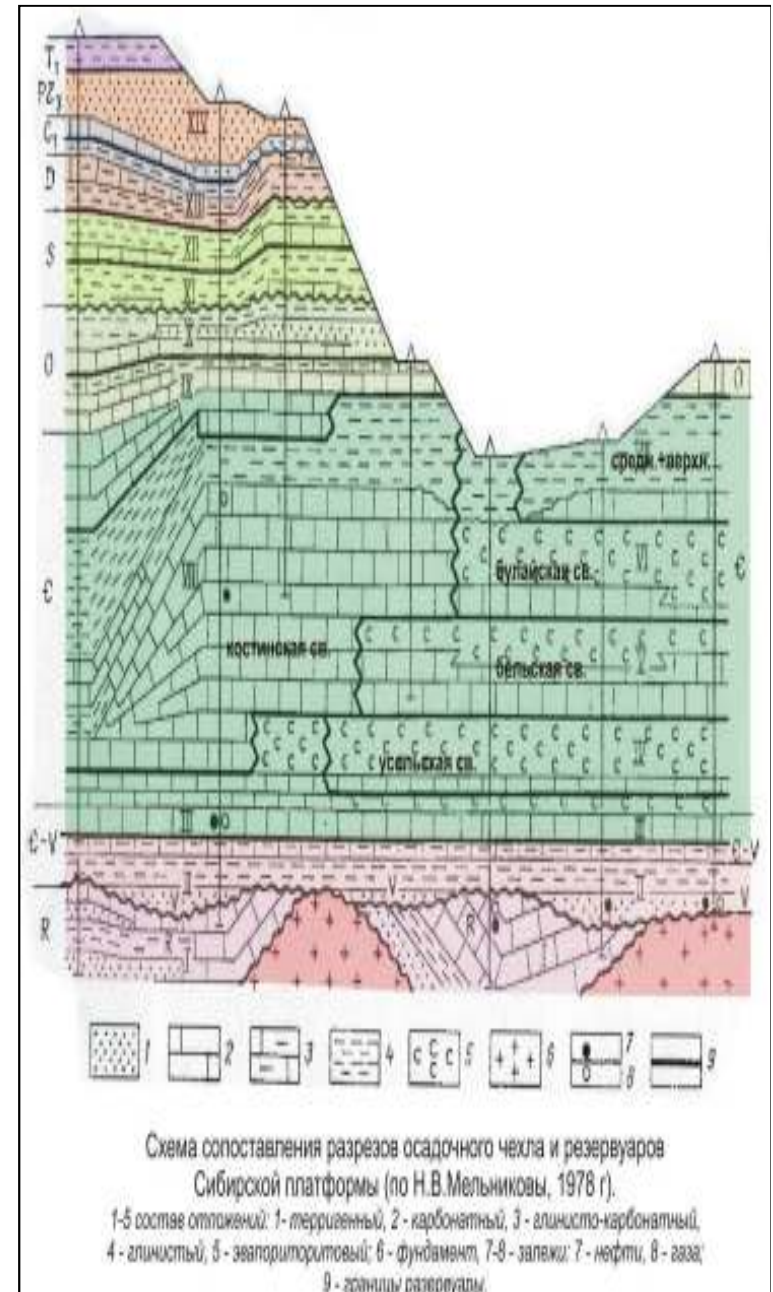
Верхнепермско-триасовые комплексы

На рубеже перми и триаса на большей части территории Сибирской платформы резко усилилась вулканическая деятельность.

Этот процесс привел к образованию трапповой формации, проявившейся как в виде интрузий, так и поверхностных излияний основной по составу магмы.

Триас в основном представлен вулканогенно-осадочными образованиями: базальтами, туфогенными и туфогенно-осадочными породами.

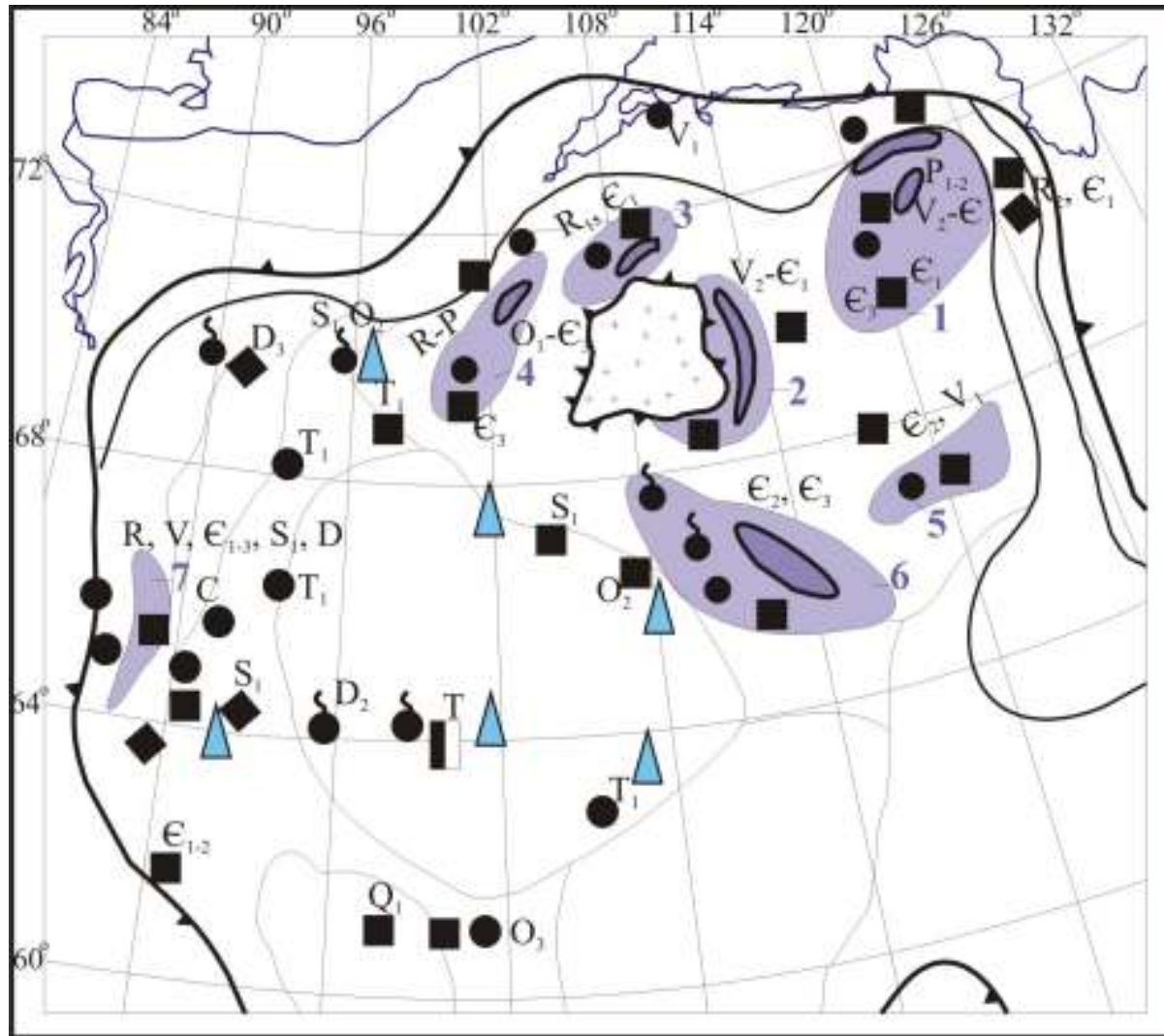
Мощность триасовых образований (индский и оленекский века раннего триаса) на севере Тунгусской синеклизы достигает 3,5 км, в ее центре – 0,6-1,5 км.




НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ


- В большинстве скважин, пробуренных в бассейне, были получены те или иные проявления углеводородов.
- Во многих районах, особенно по его северной периферии (например, склоны Анабарской антеклизы) известны многочисленные поверхностные выходы природных битумов.
- Тем не менее, месторождения нефти и/или газа здесь в настоящее время выявлены лишь на Байкитской антеклизе и Катангской седловине, на Непско-Ботуобинской антеклизе, в меньшей степени на Курейско-Бакланихинском мегавалу и в некоторых других районах.

БИТУМНЫЕ СКОПЛЕНИЯ И ПОЛЯ




 - битумные поля и их № на схеме:

1 - Нижне-Оленёкское; 2 - Восточно-Анабарское; 3 - Северо-Анабарское; 4 - Западно-Анабарское; 5 - Верхне-Мунско-Моторнунское; 6 - Южно-Анабарское (Слогдзерское); 7 - Туруханское

 - битумные скопления


 - нефть

 - мальта

 - асфальт и асфальтит

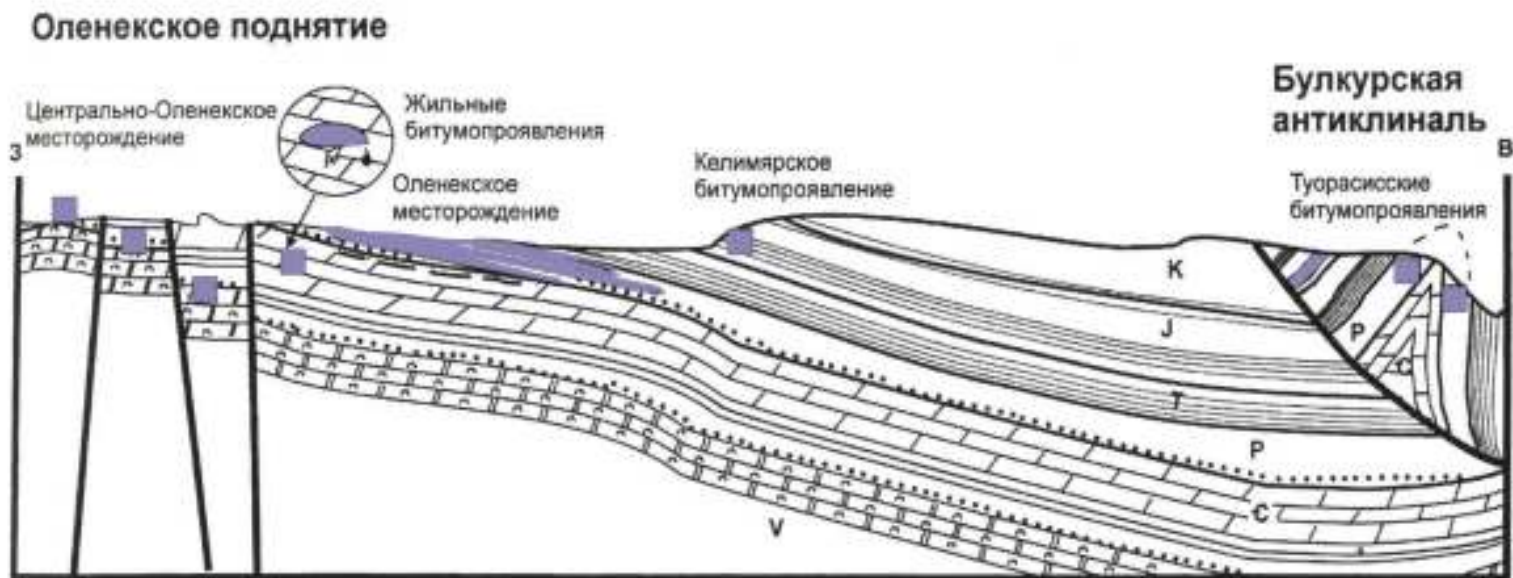
 - антракосолит

 - жидкий парафинит (гапчетит)

 - возраст вмещающих битум пород

- Три генетических ряда производных нефти:
 - 1) гипергенные (мальта-асфальт-асфальтит-оксикерит-гуминокерит) – месторождения нефти, выведенные в зону гипергенеза. Стратиграфический диапазон – рифей-юра.
- Наибольшее количество - Анабарская антеклиза, (третье место в мире после Атабаски и Ориноко) и Турухано-Норильская града.
- Концентрации битумов в пределах скоплений от десятых долей до 10% и более, в среднем больше 0,5 %.
- Самые крупные скопления - Оленёкское, Силигир-Мархинское, Куонамское.
- В триасовом базальтовом поле Тунгусской синеклизы около 10 проявлений окисленных нефтей, мальт, реже асфальтов в зонах трещиноватости в виде прожилок и насыщения минералов и жеод (**потери консервации**). В более южных районах значительно меньше – мощная сульфатно-соленосная толща кембрия.

Схематический профиль: Оленекское поднятие - Туорасисский выступ с местоположением проявлений природных битумов

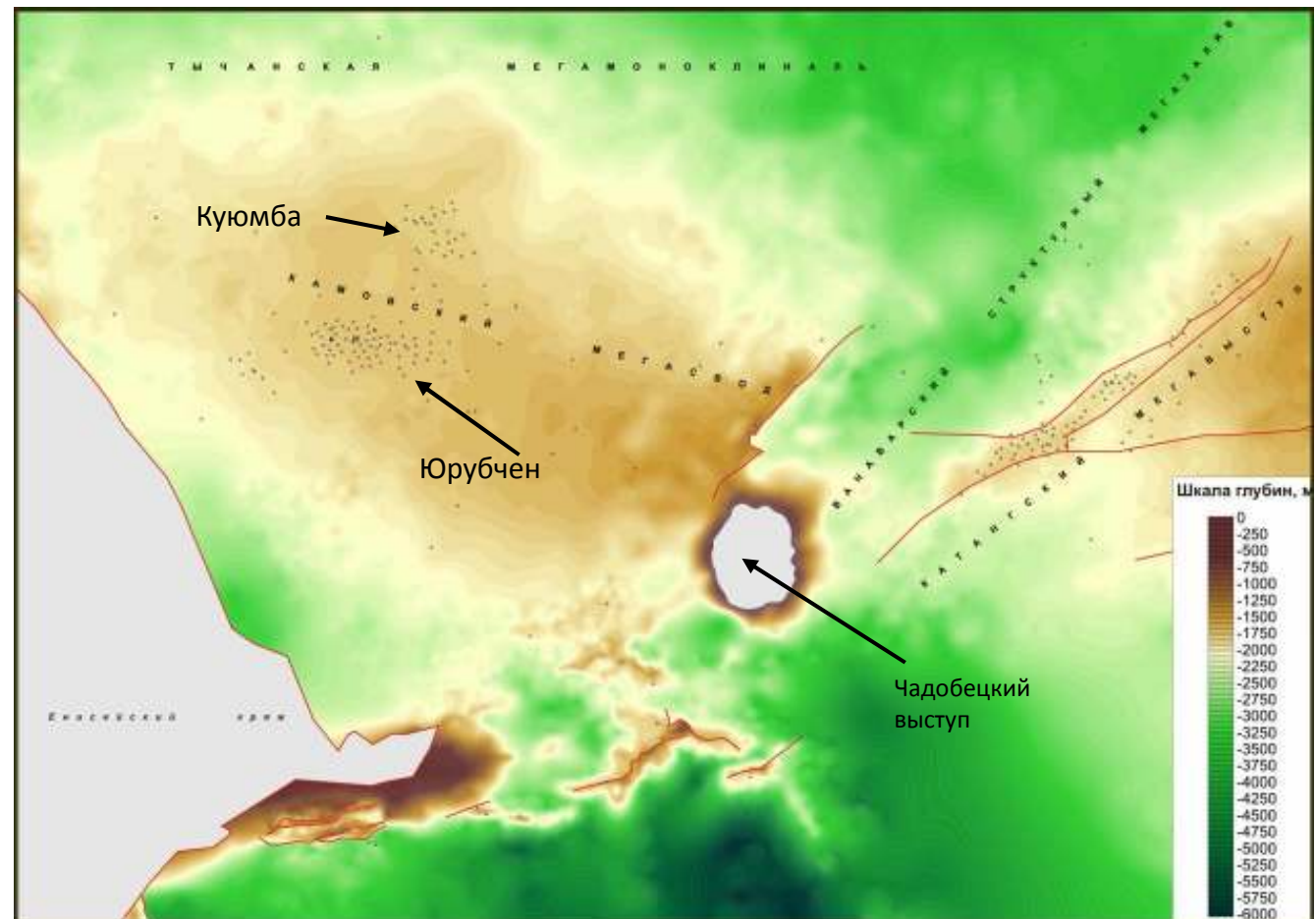


- Оленекское месторождение (пермские песчаники) ширина выходов более 120 км, вглубь бассейна 40 км, эффективная мощность до 15 м, общая 150-200 м, пористость 17-20%, запасы – около 2 млрд. т. На поверхности преобладают асфальтиты, в интервале 20-80 м асфальты, глубже 100 м – мальты, на глубине более 150 м проявления жидкой нефти
- **2) термально-метаморфические** (керит-антраксолит) – значительно реже. Кериты в виде мелких включений обычны в гидротермальных жилах, антраксолиты связаны с траппами (в приконтактной зоне). Меркаптанизация (осернение) нефтей и конденсатов - термокаталитическое восстановление сульфатов - генерация диоксида углерода и сероводорода.
- **3) асфальтениновый** (асфальтенины) - процессы дифференциации и фильтрации – потери миграции. Редко в некоторых скважинах Байкитской и Непско-Ботубинской антеклиз.

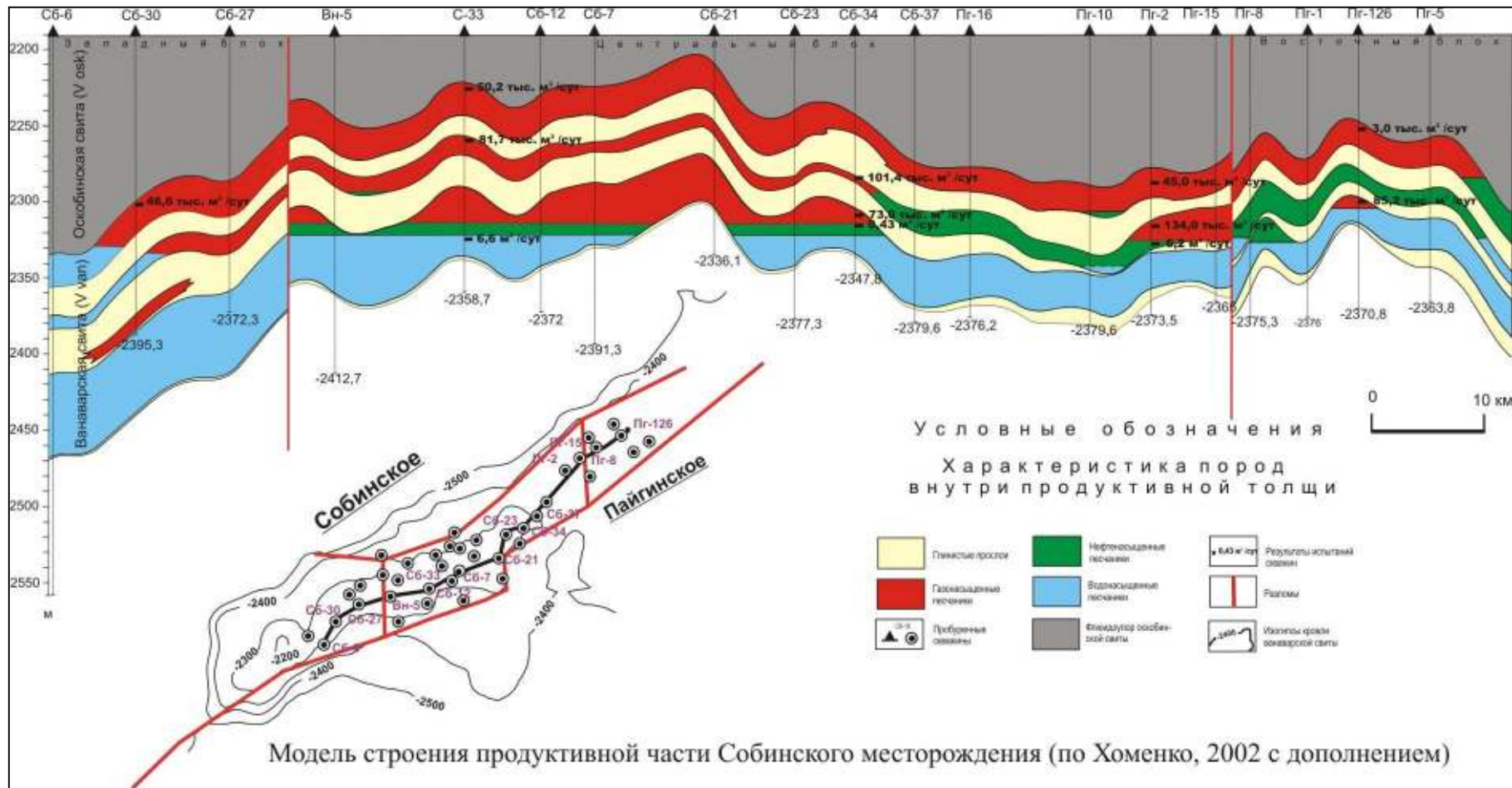
Юрубчено-Тохомская зона

РИФЕЙ

- Наиболее крупным как в бассейне, так и во всей Восточной Сибири нефтяным месторождением является Юрубчено-Тохомское (или Юрубчено-Тохомская зона нефтегазонакопления – ЮТЗ).
- Наиболее крупные по запасам залежи нефти и газа приурочены к доломитам рифея.
- По мнению ряда сибирских ученых, оно – древнейший из выявленных в настоящее время нефтегазовых гигантов в осадочной оболочке Земли.
- Площадь ЮТЗ, где эрозионная поверхность протерозоя поднимается выше принятого ВНК, превышает 16 тыс. км². По оценке А.А.Трофимука (1992) в пределах ЮТЗ аккумулировано не менее 1 млрд.т. жидких УВ.
- В пределах ЮТЗ первые промышленные притоки газа (1972 г) и нефти (1977) были получены на Куюмбинской площади. На Юрубченской структуре первый приток газа дебитом 225 тыс. м³/сут был получен при совместно испытании оскобинской свиты венда и верхней части рифея в 1982 году, а нефти из рифея (284 м³/сут) в 1984.
- Также получены притоки газа из отложений венда (терригенно-карбонатные породы оскобинской (пласт Б-VIII₁), и терригенные ванаварской (пласт В₁) свит), из эродированных пород верхней части фундамента, нефти из глубокозалегающих отложений рифея.

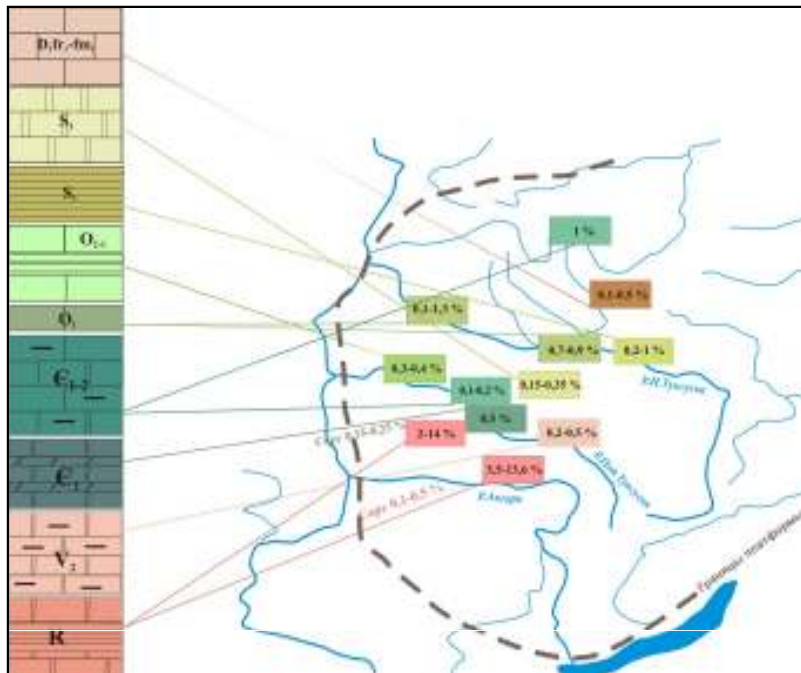


Собинское нефтегазоконденсатное месторождение



- Самая крупная по запасам из вендских залежей Тунгусского НГБ находится на Собинском месторождении в Катангской седловине.
- Здесь продуктивны 4 базальных песчаных пласта ванаварской свиты.
- Залежь приурочена к крупной (55x12,5 км) антиклинальной складке амплитудой около 130 м.
- В некоторых частях залежь контролируется разломами и зонами литологических изменений (на северо-западном крыле отмечается ухудшение коллекторских свойств песчаников).
- Дебиты газа на месторождении достигают 240 тыс.м³/сут, нефти – до 35 м³/сут. Пластовые давления составляют около 30 мПа.

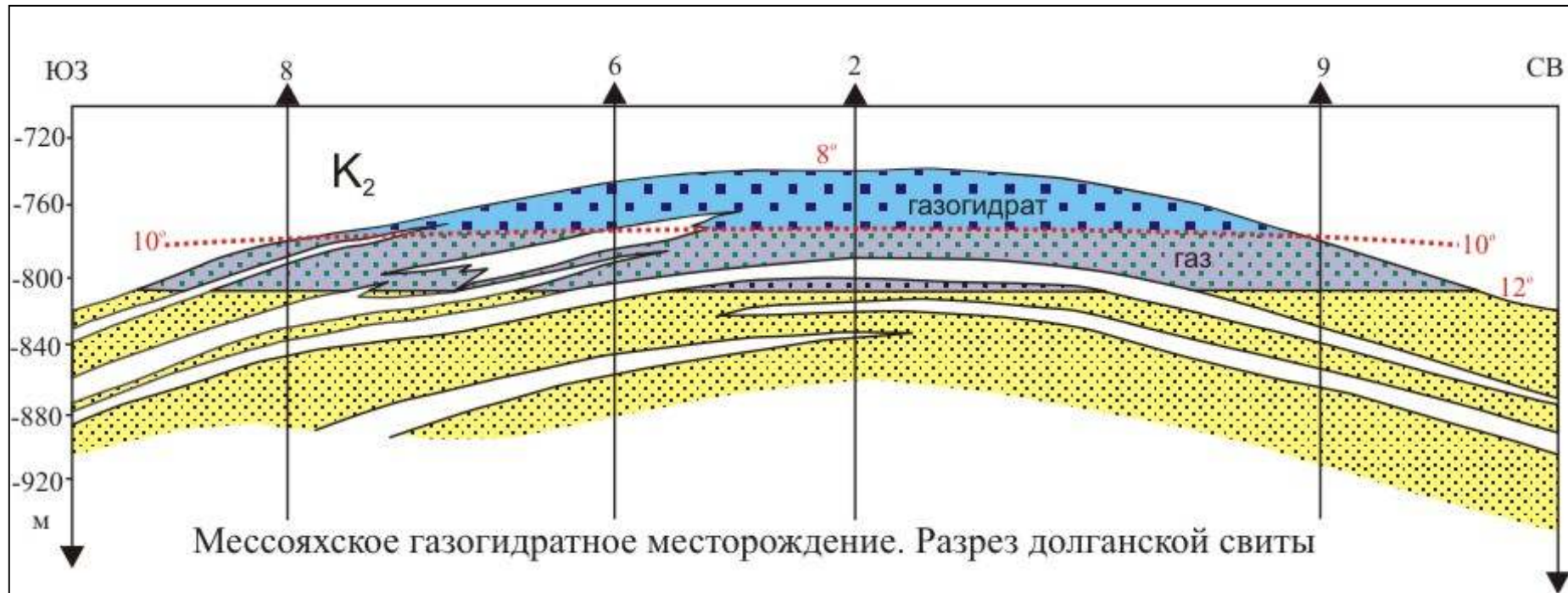
НЕФТЕГАЗМАТЕРИНСКИЕ ОТЛОЖЕНИЯ



В осадочном разрезе Тунгусского бассейна нефтегазоматеринские горизонты, обогащенные органическим веществом, встречаются в интервале от рифея до верхнего девона включительно, за исключением нижнего венда и верхнего кембрия. Породы среднего карбона-верхней перми, содержащие огромные массы углей и рассеянного ОВ, рассматриваются как газоматеринские. Диапазон катагенеза - градации ПК₃-АК, т.е. частично отвечает условиям главных фаз нефте- и газообразования.

Возраст	свита	Содержание Сорг в породе, %		катагенез
		пределы колебаний	средне-взвешенное	
Девон		0,1-0,5	0,19	
Силур		0,15-11	0,27	ПК –МК ₃
Ордовик		0,15-1,1	0,72	ПК-АК (МК ₃)
Нижний кембрий		0,1- 4	0,2-0,3	ПК-АК (МК ₅)
Венд	Тэтэрская, собинская, катангская	0,5-1,4	0,25-0,3	МК ₁ -АК
	Оскобинская	0,01-3,15	0,35	МК ₂ -АК
	Ванаварская	0,01-1,2	0,2-0,5	МК ₂ -АК
Рифей		0,01-14	0,46	МК ₂ -АК

Типы залежей Енисей-Хатангского прогиба



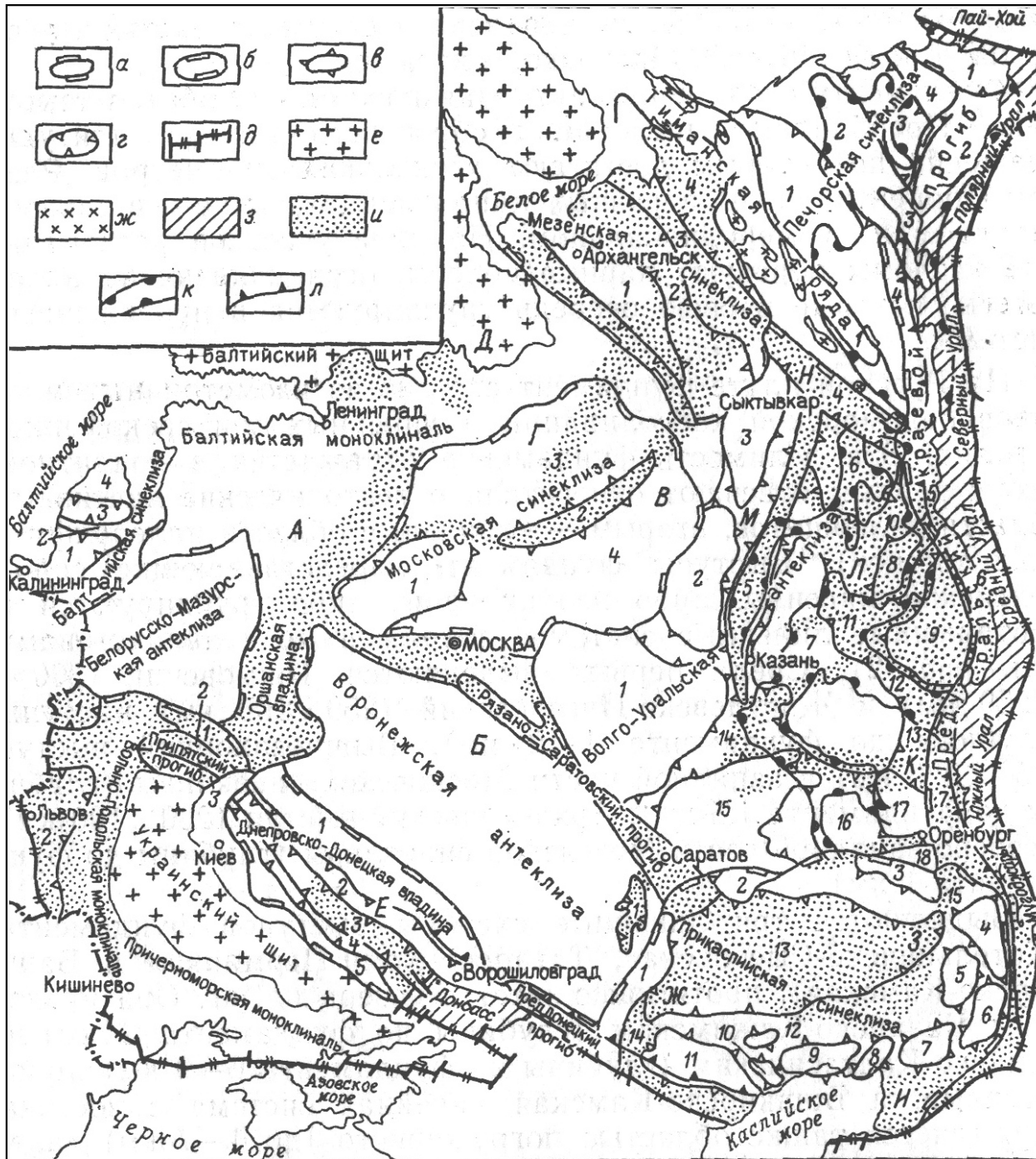
- Мессояхское месторождение (западная периклиналь Малохетского вала) является первым месторождением, в котором доказано существование газа в гидратной форме.
- Массивная залежь, долганская свита верхнего мела, высота залежи 77 м, многолетняя мерзлота до глубин 450 м, Тпл. от 8° (кровля) до 12° (ГВК), Рпл (начальное) 7,8 мПа, газ сухой (СН₄ – 98,6%).
- При таких условиях газогидраты выше изотермы 10°С.
- Разработка – интенсивная на истощение – консервация (4 года) – снижение Рпл – нарушение системы – выделение части газа в свободную фазу – возобновление добычи.

Восточно-Европейская древняя платформы

- 5 млн. кв.км
- Системы авлакогенов. Границы – разломы амплитудой до 2-3 км.
- В западной части преобладают нижнепалеозойские породы, в восточной- девонско-верхнепалеозойские

Схема тектонического районирования Восточно-Европейской платформы (Г.А. Габриэлянц и др., 1991)

д- краевые швы, и – рифейские авлакогены (А-Ладожско-Полесская система, Б-Московско-Пачелмская система В-Средне-Русская система Г-Вельский, Д-Онежский, Е-Днепровско-Донецкий, Ж-Сарпинский, З-Новоалексеевский, И-Каспийско-Южно_Эмбинский, К-Серноводско-Абдулинский, Л-Осинско-Калтасинский, М-Казанско-Кажимский, Н-Вычегодско-Соликамский), к – некомпенсированные прогибы



ВВЕДЕНИЕ

- Территория Волго-Уральского НГБ охватывает восточную часть Русской плиты и Предуральский краевой прогиб, занимая площадь около 700 тыс. км².
- В нее входят земли республик Татарстан, Башкортостан, Удмуртия; Пермской, Самарской, Оренбургской, Саратовской, Волгоградской, а также частично Ульяновской и Свердловской областей

Из 65 крупнейших месторождений нефти России (начальные извлекаемые запасы более 100 млн.т) 10 расположены в Волго-Уральском бассейне. Четыре из них (Ромашкинское, Туймазинское, Ново-Елховское и Арланское) относятся к уникальным (запасы более 300 млн. т). Ромашкинское месторождение входит в десятку крупнейших месторождений Мира. Основные запасы нефти содержатся в терригенных породах девона, значительные – в терригенном и карбонатном карбоне и карбонатах перми. 90% запасов газа сосредоточены в карбонатном верхнекаменноугольно-нижнепермском комплексе.

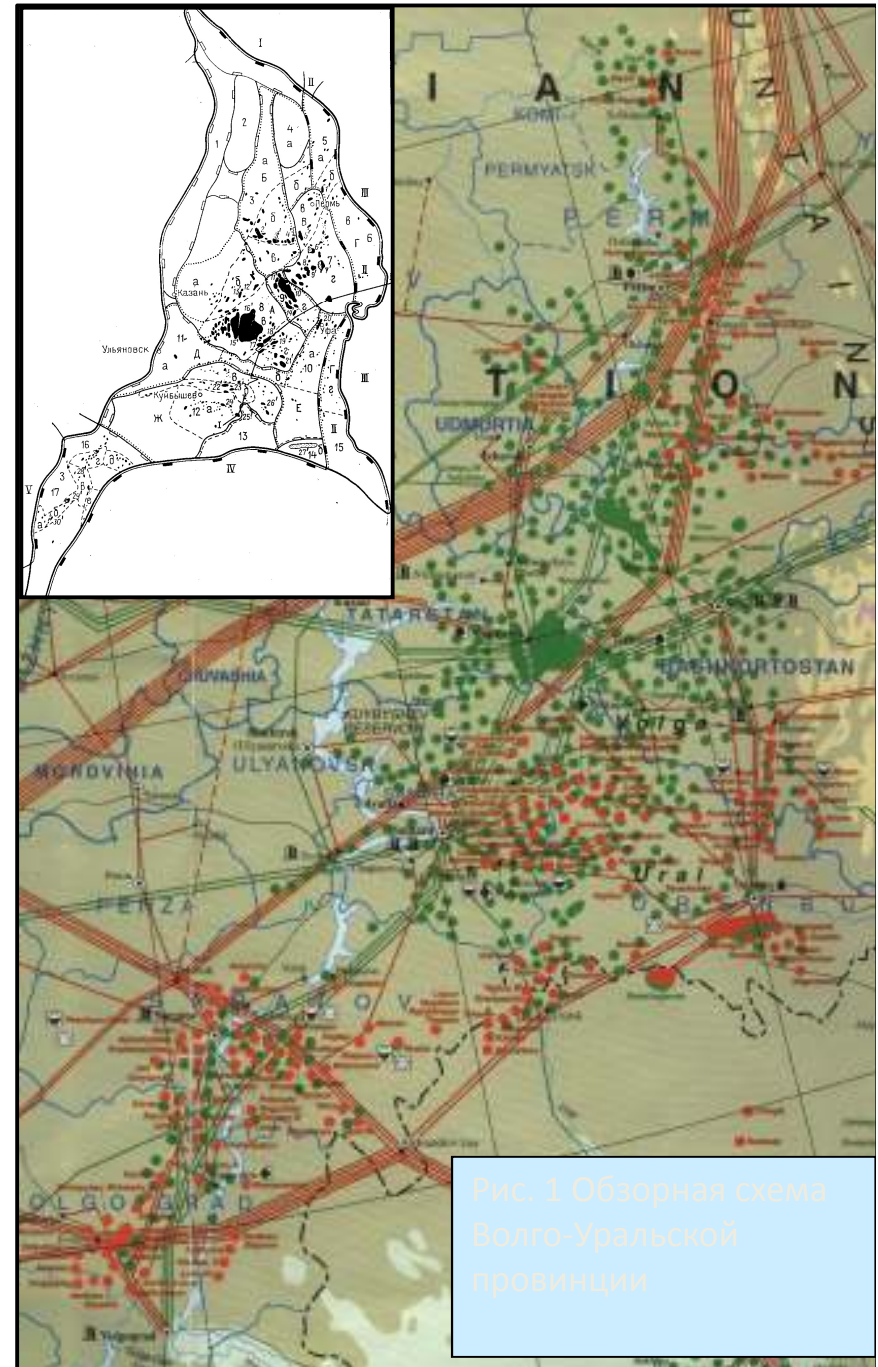


Рис. 1 Обзорная схема Волго-Уральской провинции

СТРАТИГРАФИЯ

- **Фундамент бассейна имеет архейско-раннепротерозойский возраст.**
- **Вышележащий комплекс отложений представлен карбонатными (преобладают в разрезе), терригенными, местами эвапоритовыми отложениями рифейского, вендского, девонского, каменноугольного, пермского и, фрагментарно, мезозойского возраста.**
- **Максимальная мощность осадочного чехла в пределах бассейна отмечается в Предуральском краевом прогибе – более 10 км.**
- **На остальной территории она варьирует в зависимости от рельефа поверхности фундамента от 4-6 км во впадинах до 1,5-2 км на сводах.**

Рифейско-вендские отложения приурочены в основном к грабеннообразным в основании осадочного чехла структурам.

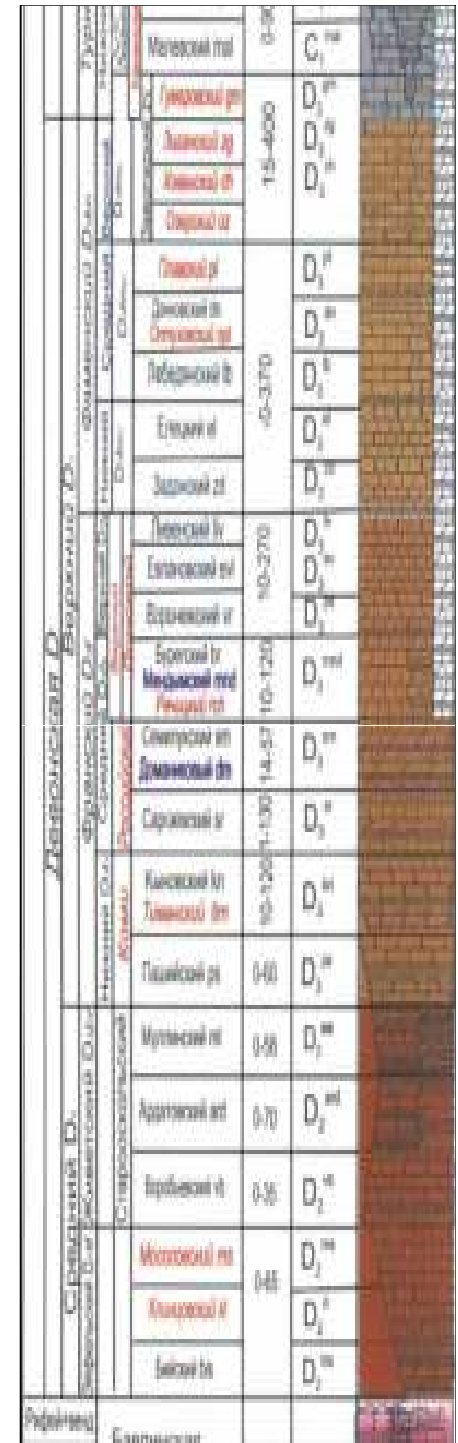
Комплекс представлен красноцветными, преимущественно алевролито-песчаными и песчано-гравилитовыми отложениями с подчиненными глинами и прослоями карбонатов.

Общая мощность комплекса в авлакогенах может достигать нескольких километров.



Девонские отложения условно делятся на две части – «терригенный» (верхи нижнего девона – нижняя часть франа) и «карбонатный» (средний фран – турне) девон, в которой отмечаются многочисленные органогенные карбонатные постройки.

Одним из типов пород этого комплекса являются битуминозные глинисто-известково-кремнистые образования доманиковой фации.



Каменноугольная система - карбонатная и терригенная угленосная.

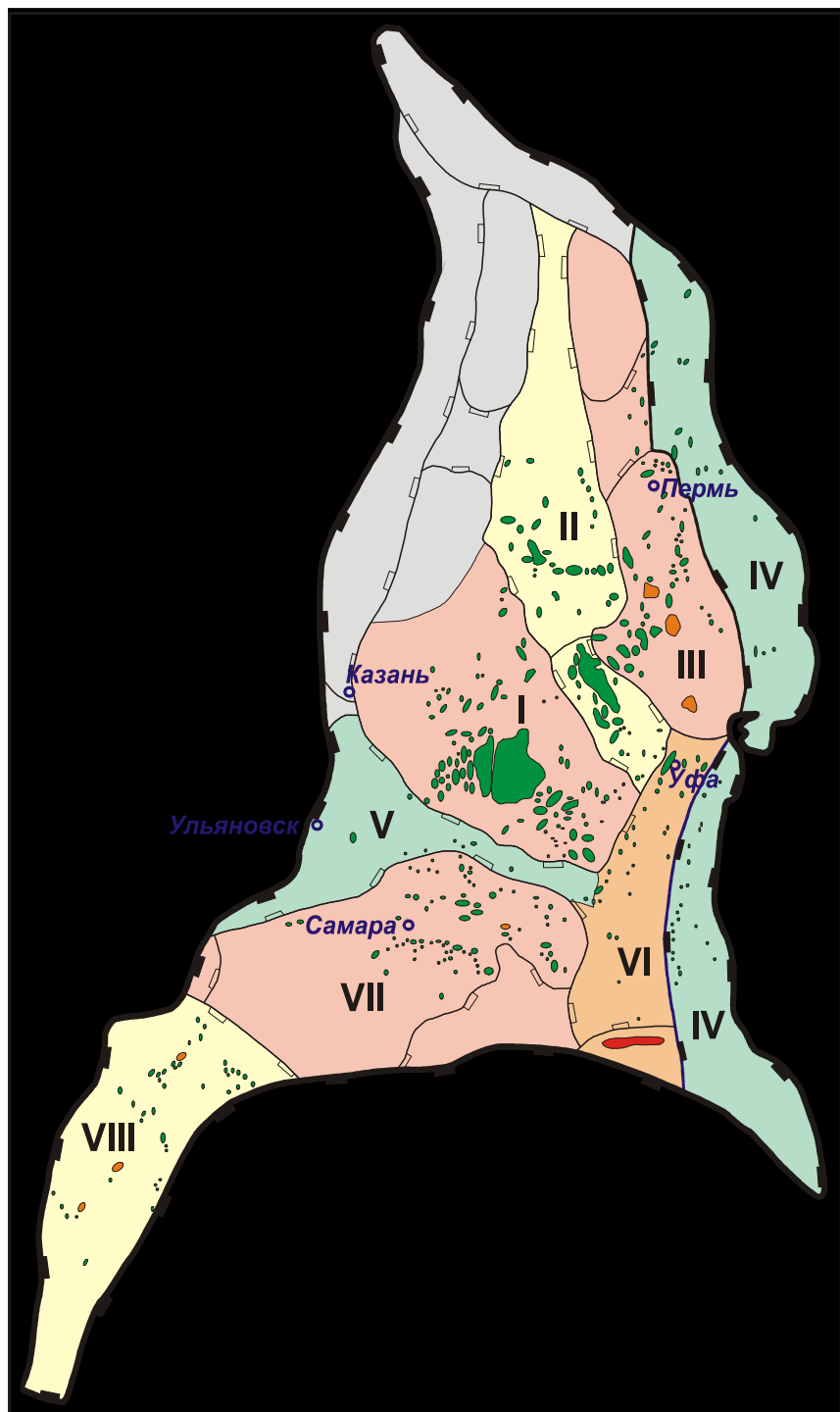
Верхний - С₁				Средняя С₂				Нижняя С₃							
Соколыгорский сл			P ₁ ^г	Мелекесский пл	30-115	C ₂ ^г	Саргуловский сл					Румовский сл			
Мелекесский пл			C ₂ ^г	Пурловский рол	80-110	C ₂ ^г	Блажурской сл	Мухометовский сл	Восточный Сиб	Ильинский Сиб	Восточный Сиб	Восточный Сиб	Восточный Сиб	Восточный Сиб	Восточный Сиб
Налинский рд			C ₂ ^г	Каширский сл	40-75	C ₂ ^г	Ильинский Сиб	Ильинский Сиб	Ильинский Сиб	Ильинский Сиб	Ильинский Сиб	Ильинский Сиб	Ильинский Сиб	Ильинский Сиб	Ильинский Сиб
Павловосадский рр			C ₂ ^г	Веревский ил	35-75	C ₂ ^г	Верховский Сиб	Верховский Сиб	Верховский Сиб	Верховский Сиб	Верховский Сиб	Верховский Сиб	Верховский Сиб	Верховский Сиб	Верховский Сиб
Добрынский об			C ₂ ^г	Мелекесский пл		C ₂ ^г	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб
Дорогомилосовый гл			C ₂ ^г	Черкашский об		C ₂ ^г	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб
Хамовинский пл			C ₂ ^г	Прямой р	5-40	C ₂ ^г	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб
Кривякинский сл			C ₂ ^г	Проланский рт		C ₂ ^г	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб
			C ₂ ^г	Степный сл	45-150	C ₂ ^г	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб
			C ₂ ^г	Тарусский пл		C ₂ ^г	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб
			C ₂ ^г	Шевский ил	60-180	C ₂ ^г	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб
			C ₂ ^г	Молоковский пл		C ₂ ^г	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб
			C ₂ ^г	Алексовский сл	5-30	C ₂ ^г	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб
			C ₂ ^г	Тувинский пл	5-55	C ₂ ^г	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб
			C ₂ ^г	Бобринский сл	0-80	C ₂ ^г	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб
			C ₂ ^г	Родзевский пл	0-175	C ₂ ^г	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб
			C ₂ ^г	Белый сл	0-120	C ₂ ^г	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб
			C ₂ ^г	Белый сл		C ₂ ^г	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб
			C ₂ ^г	Кваковский сл	0-150	C ₂ ^г	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб
			C ₂ ^г	Черепный сл		C ₂ ^г	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб
			C ₂ ^г	Утинский сл	0-50	C ₂ ^г	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб
			C ₂ ^г	Маглевский пл		C ₂ ^г	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб
			D ₁ ^г	Гурьевский рл		D ₁ ^г	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб
			D ₁ ^г	Завский рл	15-400	D ₁ ^г	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб
			D ₁ ^г	Климовский сл		D ₁ ^г	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб	Нижний Сиб

Пермские отложения - В основании залегают карбонатные породы с широким развитием в их составе биогермов и биостромов. Выше - соли (галит, сильвин) в кунгурском ярусе.

Верхнепермские комплексы представлены преимущественно красноцветными терригенными, реже карбонатными отложениями.

Осадочный материал в верхнепермское время, в отличие от предыдущих этапов, поступал с растущего Уральского горно-складчатого сооружения.

Верхний Р₁				Средняя Р₂				Нижняя Р₃						
Вятский ил			P ₁ ^г	Цешминский сл		P ₂ ^г	Саранинский сл					Ассильский сл		
Северодвинский сл			P ₁ ^г	Солтановский сл		P ₂ ^г	Саранинский пл					Саранинский пл		
Урумский ил			P ₂ ^г	Ирчакский ил		P ₂ ^г	Ирчакский ил					Ирчакский ил		
			P ₂ ^г	Фелипповский пл		P ₂ ^г	Фелипповский пл					Фелипповский пл		
			P ₂ ^г	Ирчакский ил		P ₂ ^г	Ирчакский ил					Ирчакский ил		
			P ₂ ^г	Фелипповский пл		P ₂ ^г	Фелипповский пл					Фелипповский пл		
			P ₂ ^г	Саранинский сл		P ₂ ^г	Саранинский сл					Саранинский сл		
			P ₂ ^г	Саранинский пл		P ₂ ^г	Саранинский пл					Саранинский пл		
			P ₂ ^г	Ирчакский ил		P ₂ ^г	Ирчакский ил					Ирчакский ил		
			P ₂ ^г	Бурцевский сл		P ₂ ^г	Бурцевский сл					Бурцевский сл		
			P ₂ ^г	Стерлитамакский сл		P ₂ ^г	Стерлитамакский сл					Стерлитамакский сл		
			P ₂ ^г	Таслубай сл		P ₂ ^г	Таслубай сл					Таслубай сл		
			P ₂ ^г	Шкинский сл		P ₂ ^г	Шкинский сл					Шкинский сл		
			P ₂ ^г	Соколыгорский сл		P ₂ ^г	Соколыгорский сл					Соколыгорский сл		
			P ₂ ^г	Мелекесский пл		P ₂ ^г	Мелекесский пл					Мелекесский пл		

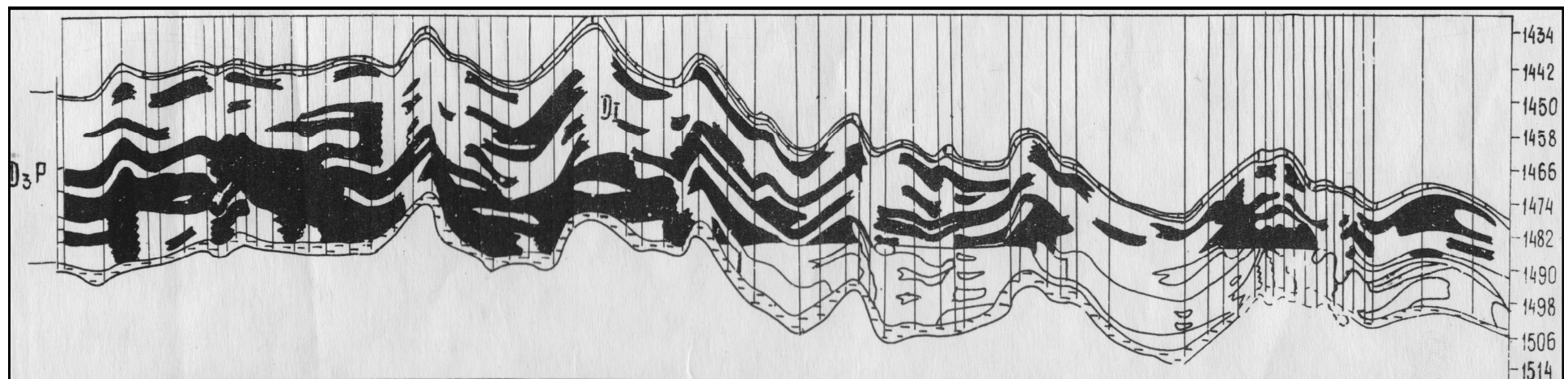
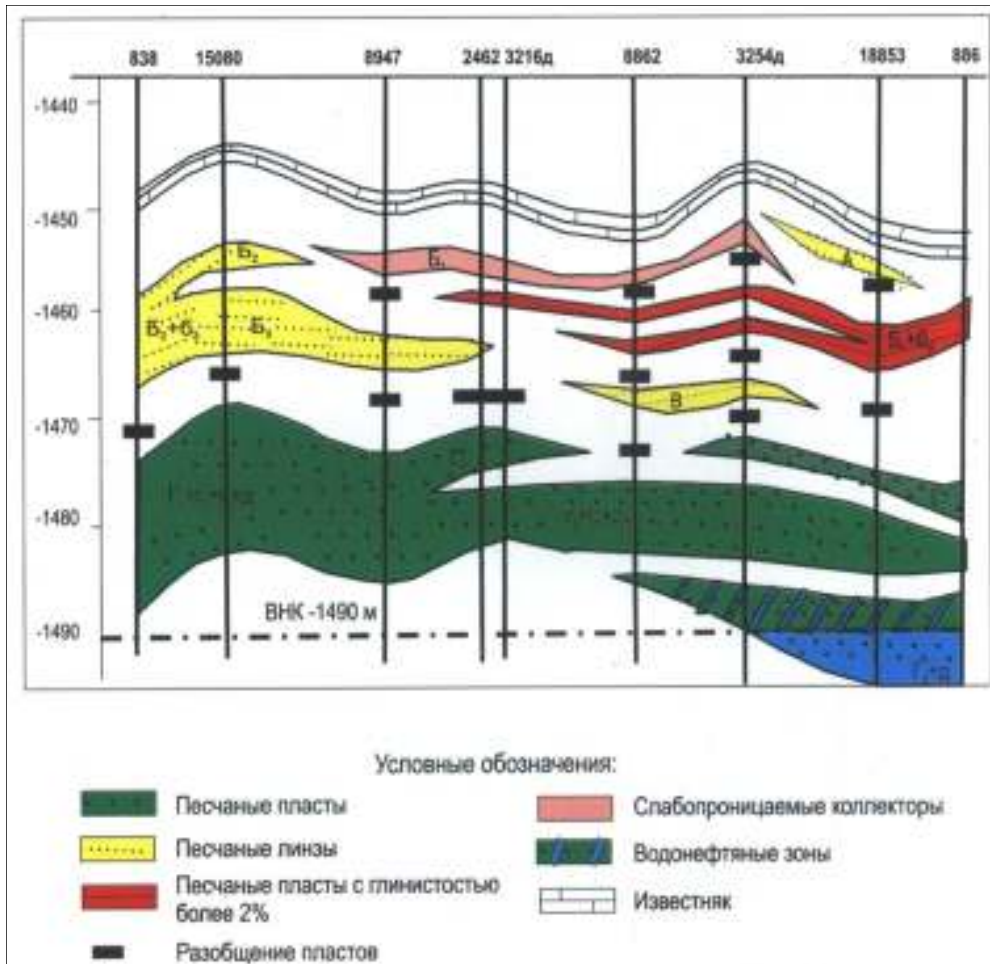


НГК	Состав	Нефтегазоносность НГО							
		Татарская	Верхнекамская	Пермско-Башкирская	Предуральская	Мелекесско-Абдуллинская	Уфимско-Оренбургская	Средневожская	Нижевожская
P_2	Кар-Терр					☀ ☀		☀	☀
C_3-P_1	Карб		☀		☀ ☀	☀ ☀	☀	☀ ☀	☀
C_2	Терр-Кар	☀	☀	☀		☀	☀	☀	☀ ☀
C_1V_1	Терр	☀	☀	☀	☀	☀	☀	☀	☀
$D_3f_2-C_1t_1$	Карб	☀	☀	☀		☀		☀	☀
$D_2-D_3f_1$	Кар-Терр	☀	☀	☀		☀	☀	☀	☀

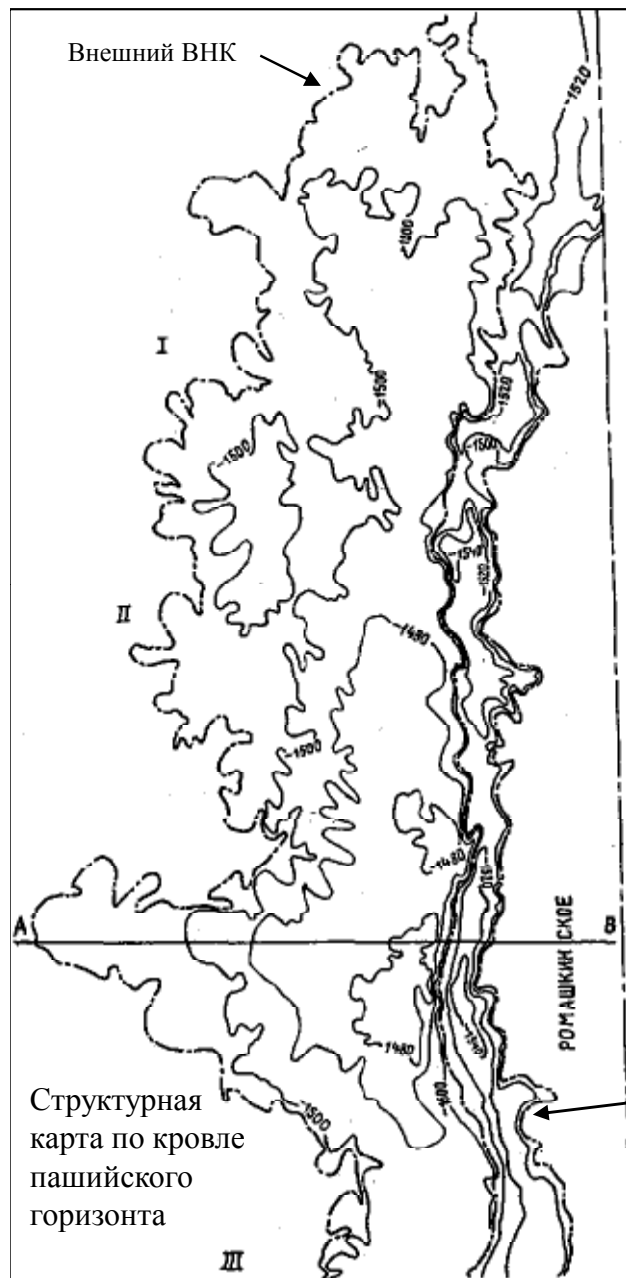
- В Волго-Уральском НГБ выделяется восемь НГО.
- Диапазон нефтегазоносности на сводах – средний девон-средний карбон, во впадинах – вплоть до верхней перми.

Ромашкинское месторождение

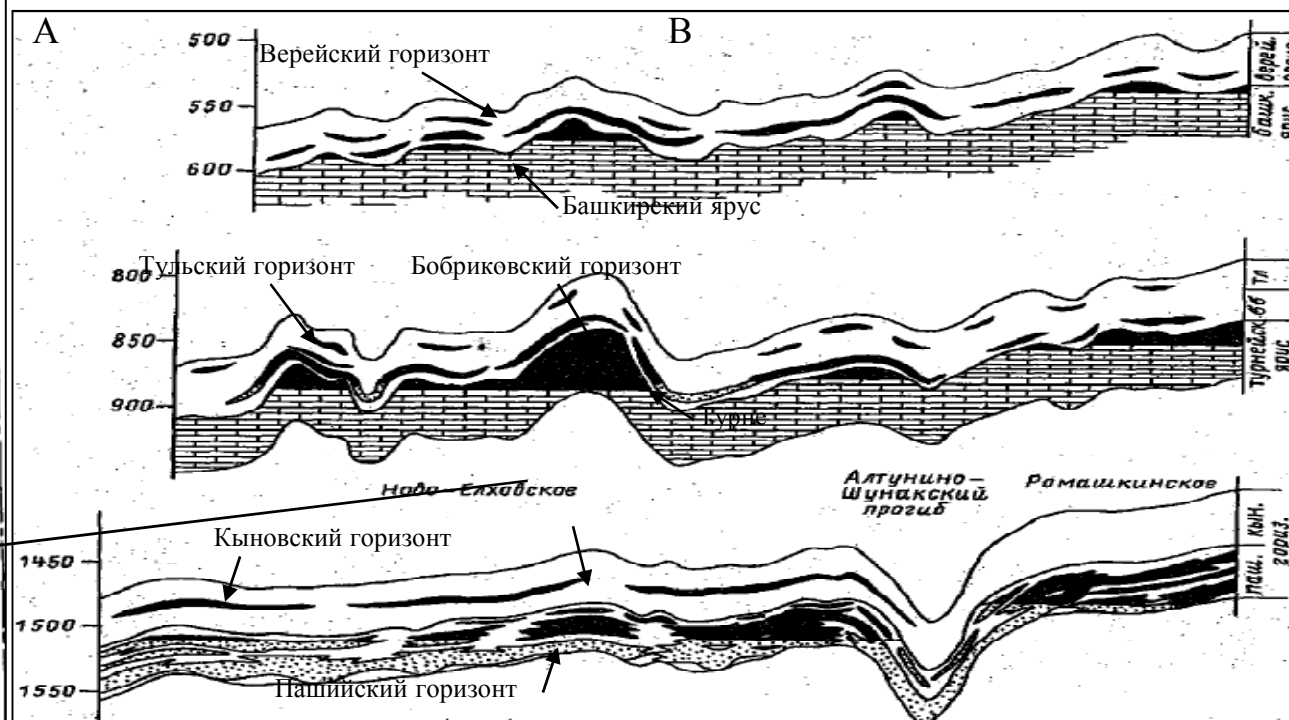
- Открыто в 1948 году. Доказанные и извлекаемые запасы оцениваются в 2,3—2,7 млрд т.
- Залежи пласта D_0 имеют небольшие размеры и сложную конфигурацию.
- В вышележащих отложениях притоки нефти получены из карбонатного девона и терригенного карбона.
- Коллекторы- мелкозернистые кварцевые песчаники, мощностью от нескольких до 30-50 м (эффективная 10-15 м).
- Резервуар крайне неоднороден из-за сильной литологической изменчивости.



Ново-Елховское месторождение

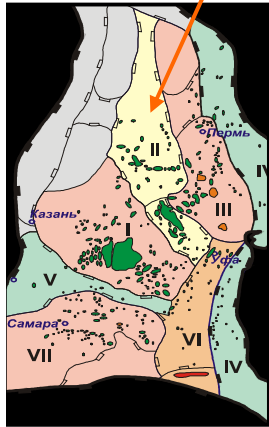


- Открыто 1951, разработка 1961. 2-3 км от Ромашкино. Уникальное по запасам (около 580 млн.т).
- Вытянутая асимметричная складка (14-18x85 км, А – 45 м).
- 70% геологических и 80% извлекаемых запасов в пластах D3.
- Песчаники мелкозернистые кварцевые хорошо сортированные, цемент 1-5%. Пласты часто сообщаются – единый резервуар.
- Разработка – линейное заводнение оказалось неэффективным. 10% запасов в тупиковых зонах и линзах. Выработанность – 75%.



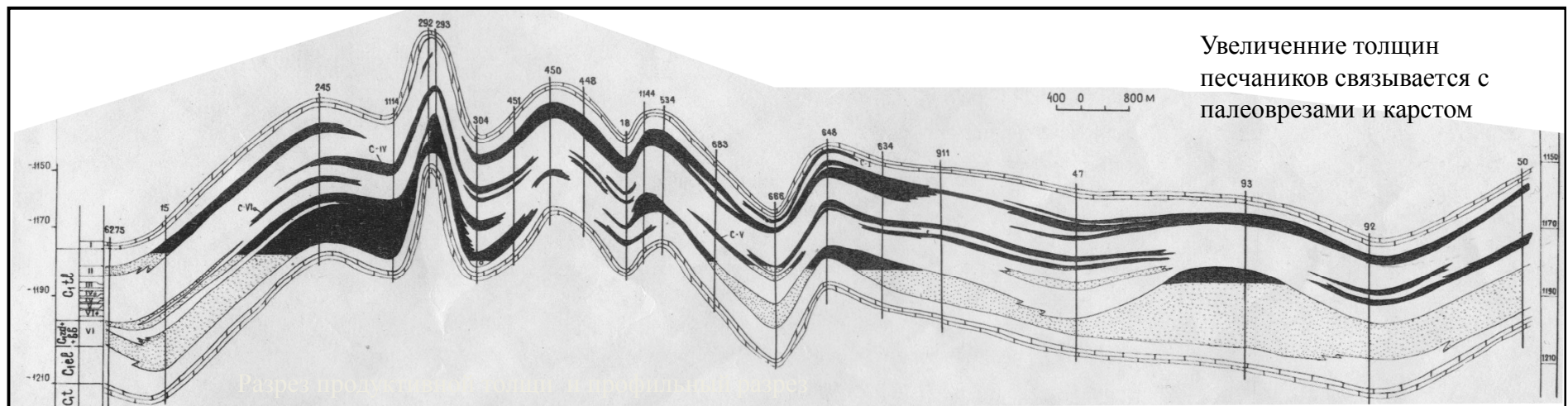
ВЕРХНЕКАМСКАЯ

НО



Арланское месторождение

- уникальное по запасам нефти, расположено на северо-западе [Башкирии](#)
- Протяженность более 100 км, при ширине до 25 км, приурочено к обширной антиклинальной складке с пологими крыльями.
- Нефтеносны песчаники визейского яруса нижнекаменноугольного возраста, карбонатные коллекторы каширо-подольской продуктивной толщи среднего карбона. Основные запасы сконцентрированы в песчаниках терригенной толщи нижнего карбона (75 % начальных запасов) на глубине 1400—1450 м.
- Коллекторские свойства высокие, но сильно изменчивые (пористость 17-24%, средняя проницаемость 0,7-1,7 Д, максимальная до 7-9 Д), дебиты до 70 т/сут.



Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение

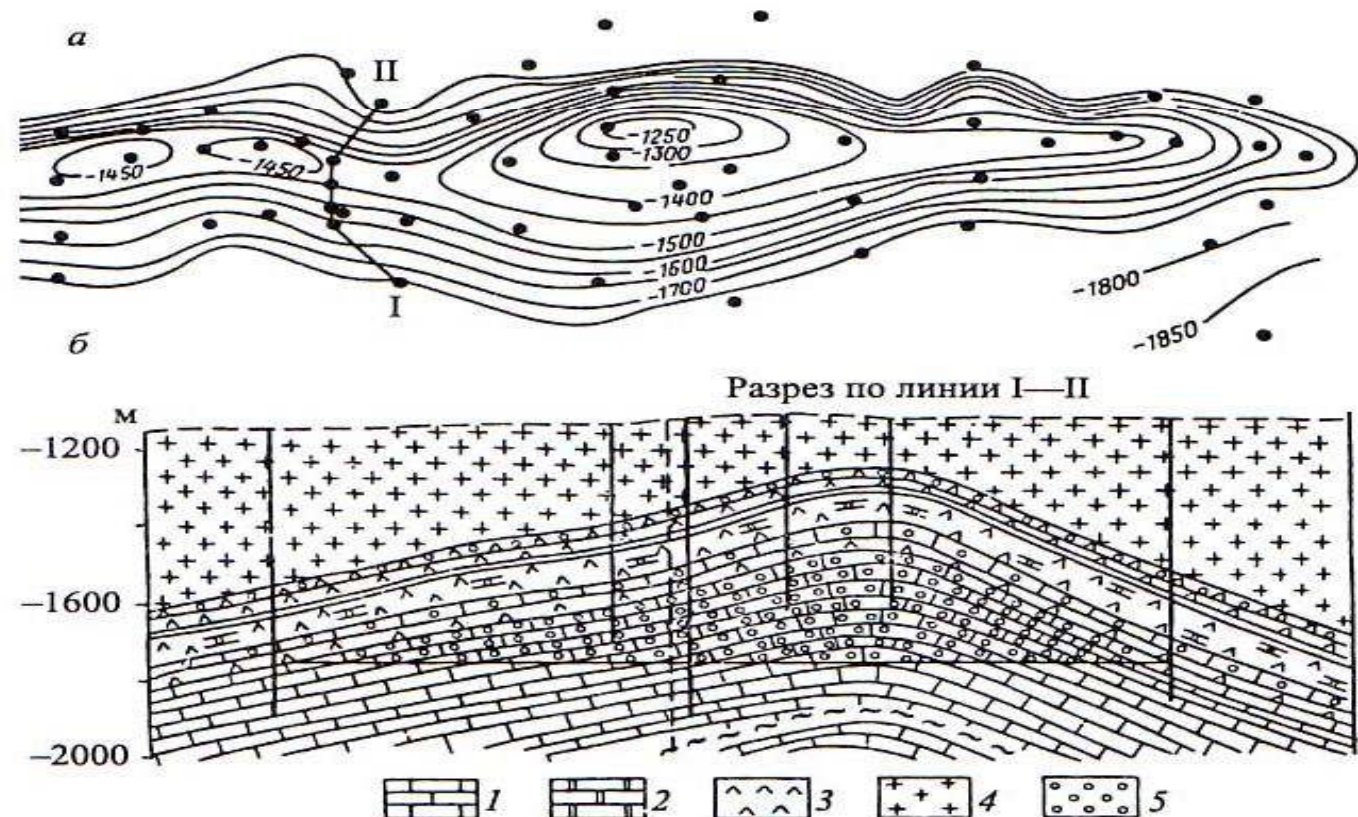
Открыто в 1966. М-ние приурочено к асимметричному валообразному поднятию широтного простирания подсолевых нижнепермских отложений. Размеры вала 100x22 км, амплитуда 700 м.

Выявлено три залежи (две с нефт. оторочками) в карбонатных отложениях - артинско-среднекаменноугольная (основная), филипповская (в подошве кунгурского яруса) и среднекаменноугольная.

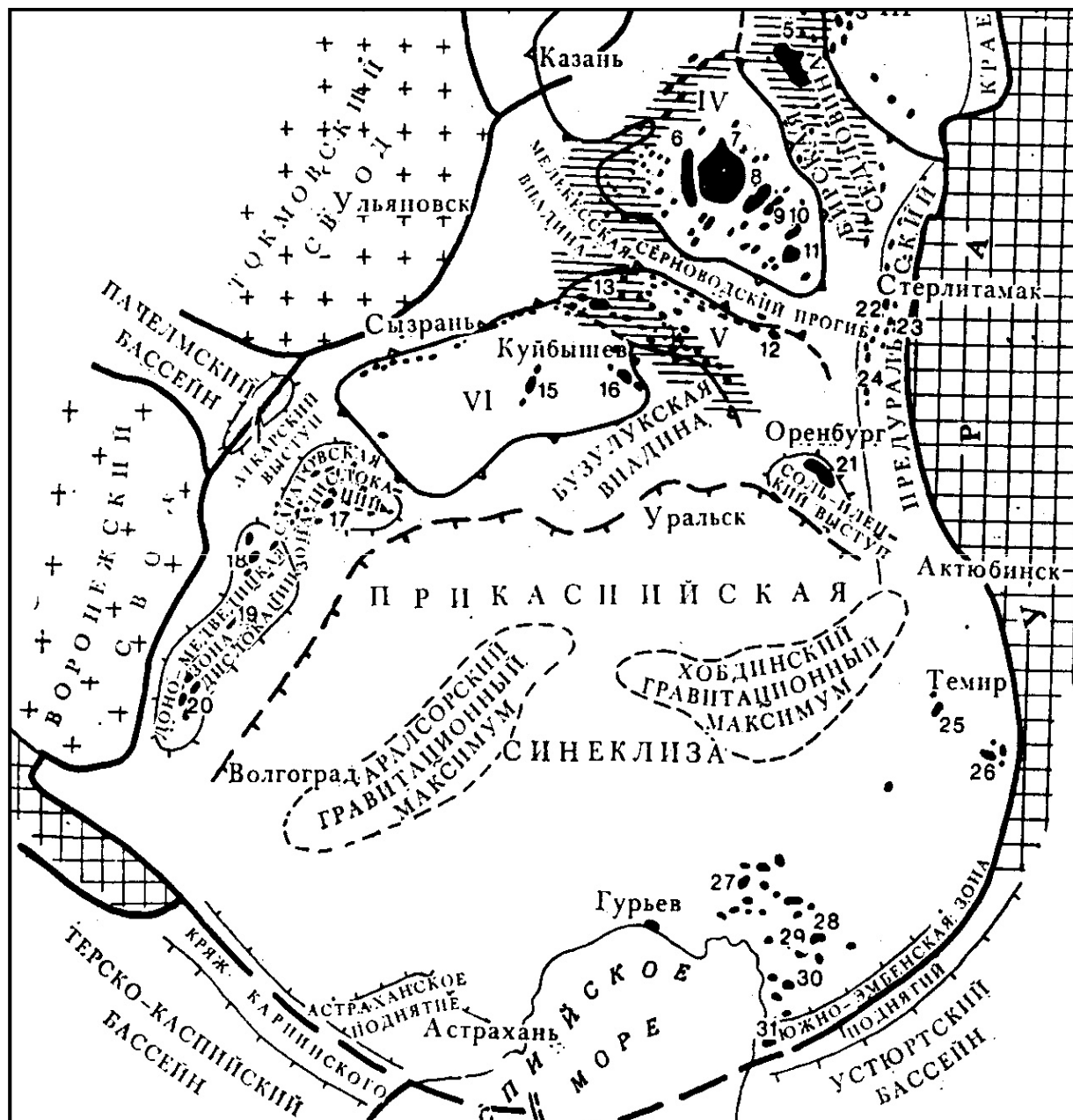
Коллектор порово-трещинного типа с пористостью 6-13% и проницаемостью 0,1-24,1 мД.

Вторая залежь - пластовая сводовая, литологически ограниченная. Коллектор - "плойчатые" доломиты с пористостью 11%. Этаж газоносности 504 м.

Третья залежь (глубина 2076-2359 м) массивная. Пористость коллектора 11%. Нач. пласт, давление 23-25 МПа, нач. содержание стабильного конденсата 91,5 г/м³.



Прикаспийский НГБ



500 тыс км².

Восточная граница – зона покровно-надвиговых структур шириной 50-70 км вдоль Урала.

Юго-Восток (с Северо-Устьуртским массивом) – Южно-Эмбинский разлом.

Юго-запад (с кряжем Карпинского) – нгадвиг амплитудой 35-80 км.

Север и запад – верхнемосковско-артинский бортовой уступ (протяженность около 1500 км, амплитуда 500-1000 м).

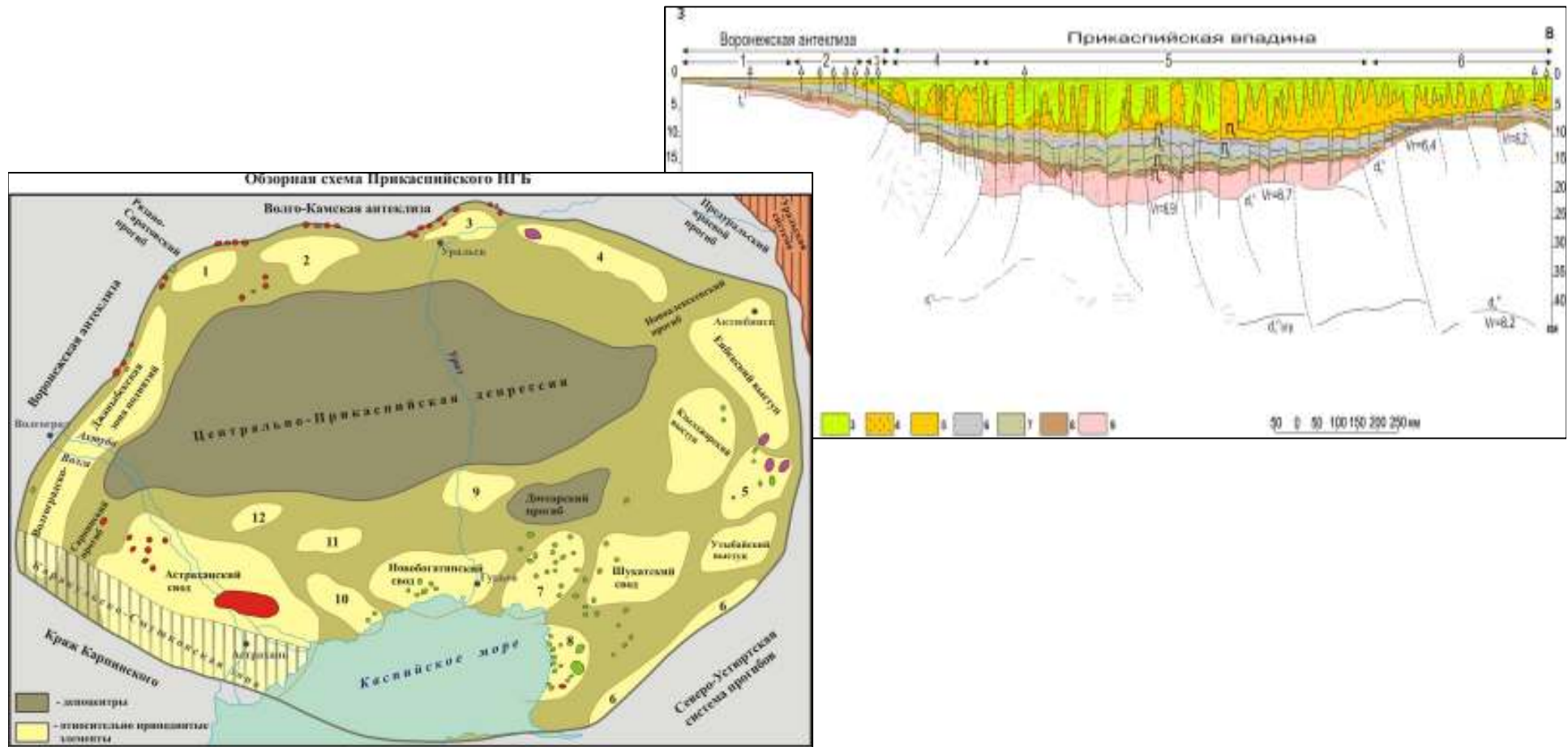
Фундамент – до 18-20 и более км. Древний (?)

В центральной части субокеаническая (?) кора – по мощности и физическим характеристикам аналогична Средиземному морю, Мексиканскому заливу и т.п.

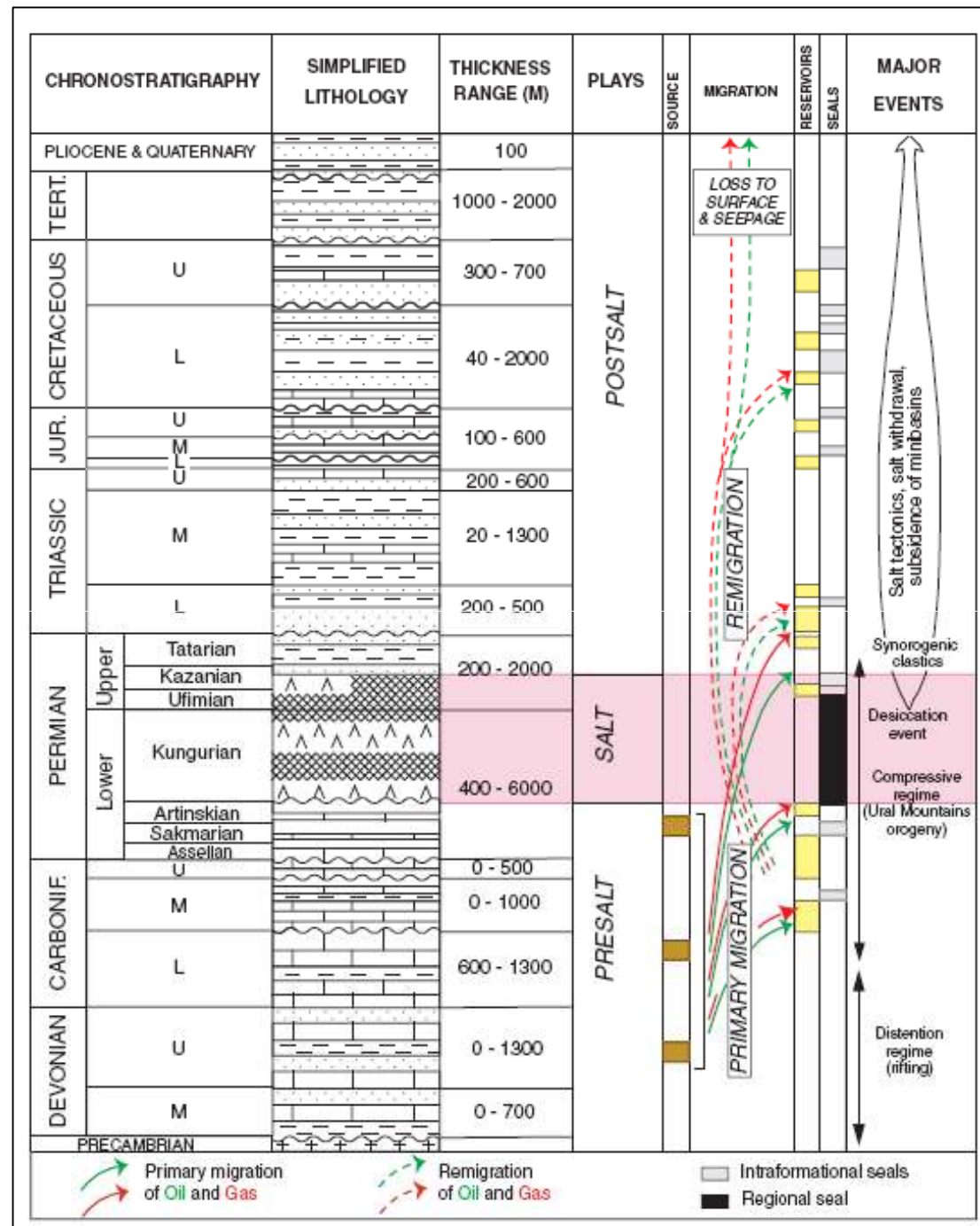
Подсолевой комплекс неоднородный. В западной и северной частях близок к разрезу Русской плиты (более «морские» фации). В восточной и юго-восточной частях – «уральские» типы разрезов (снос материала с Южно-Мугоджарского микроконтинента, в карбоне преобладают терригенные разности).

Солевой (кунгурский) комплекс: каменные соли с невыдержанными прослоями и линзами ангидритов, карбонатных и терригенных пород. Первичная мощность – 2-3 км. Около 1200 диапиров, гряд, «подушек». Региональная покрывка.

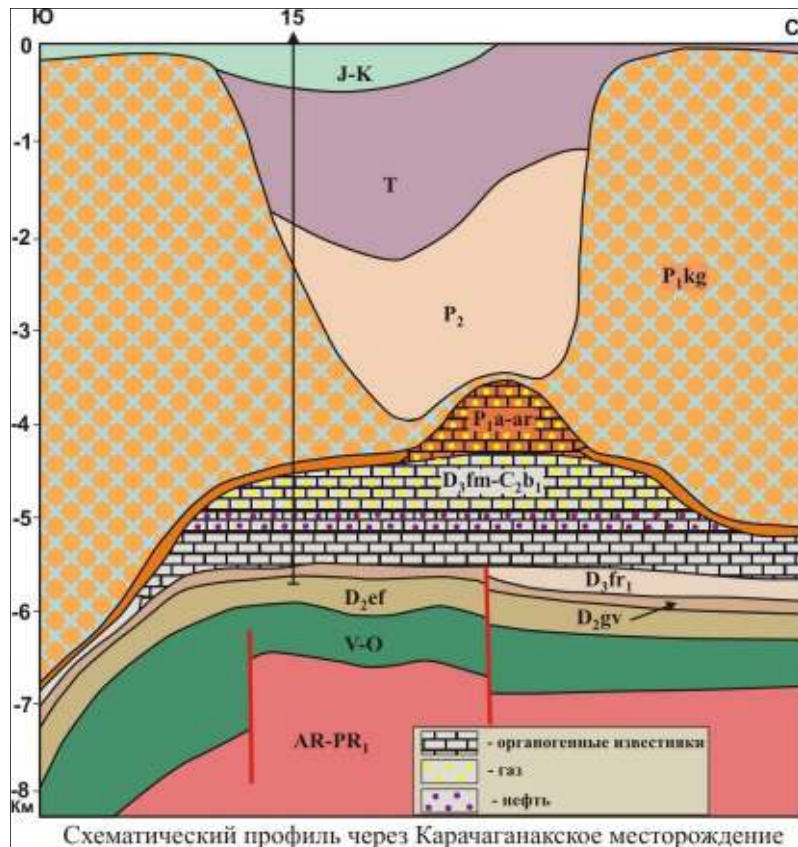
Надсолевой комплекс – преимущественно континентальные красноцветные грубообломочные отложения *верхней перми – нижнего триаса*; морской терригенно-карбонатный *средний* и терригенный континентальный *верхний триас-нижняя юра*; морские (запад) и лагунно-континентальные (восток) терригенные *средняя юра-нижний мел*. Верхний мел-кайнозой.



- Материнские комплексы – в основном глубоководные глинисто-карбонатно-кремнистые, обогащенные сапропелевым ОВ породы.
- Два этапа генерации: конец карбона (часть разрушена в перми) и поздняя пермь – мезозой.
- Повышенная газоносность: высокая степень преобразованности ОВ (МК₄₋₅ – АК); дегазация пластовых вод в кайнозой; разложение московско-артинских газогидратов («верхний» газ).
- УВ надсолевого комплекса – собственные источники – характерный тип нефтей. Исключения – восток и некоторые газы с сероводородом на Астраханском своде – «окна» в соли, разломы.



КАРАЧАГАНАКСКОЕ НГКМ



Схематический профиль через Карачаганакское месторождение

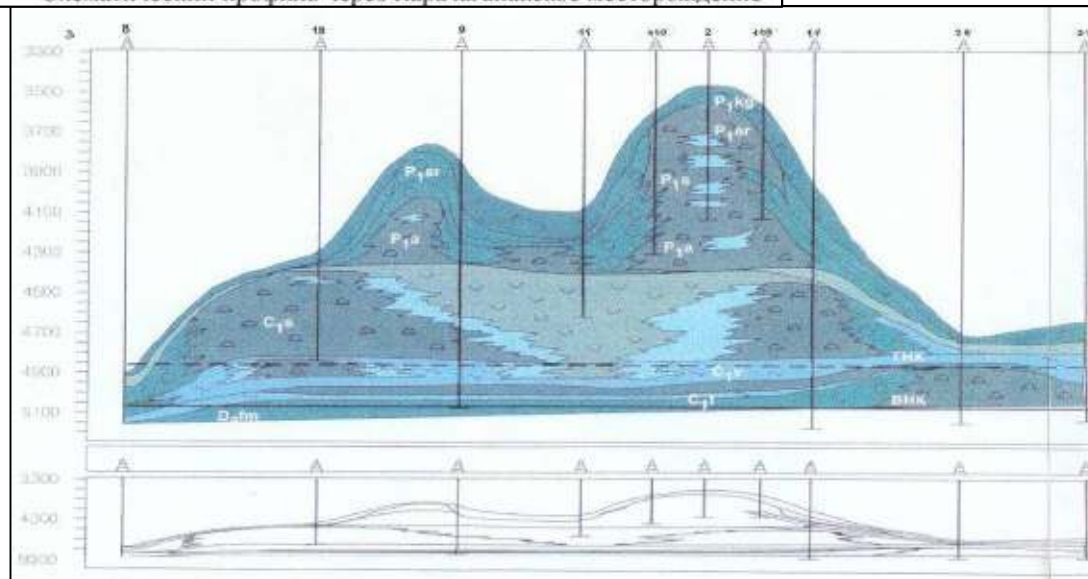
Высота нефтяной залежи 150-200м, газоконденсатной 1300-1400м, газоконденсатный фактор 450 (перь) – 1000 г/см³ (карбон).

Коллекторы органогенные и органогенно-обломочные известняки, участками доломитизированные.

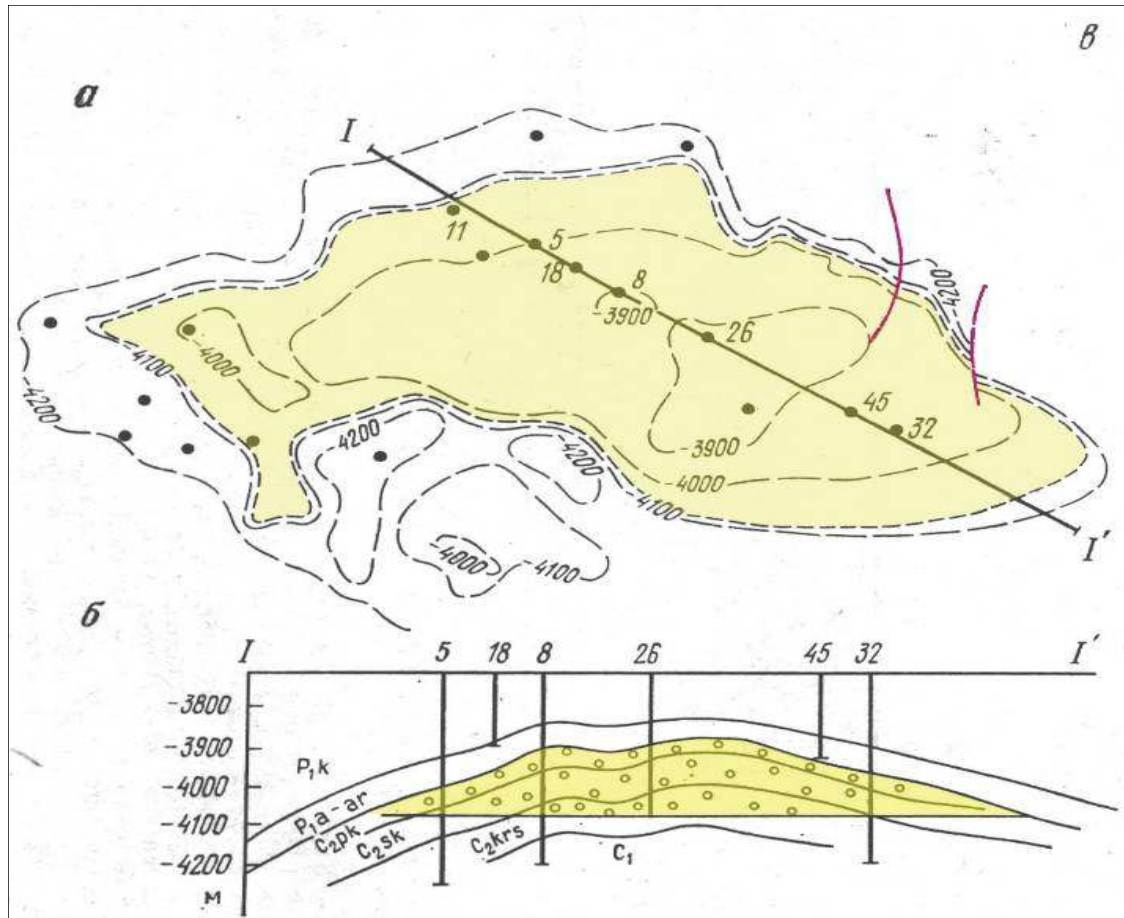
Пористость 6-20%, проницаемость до 1 и более Д.

Пластовое давление 56 мПа (-4800 м).

Газ: метан 74%, углекислый 5%, сероводород 4%.

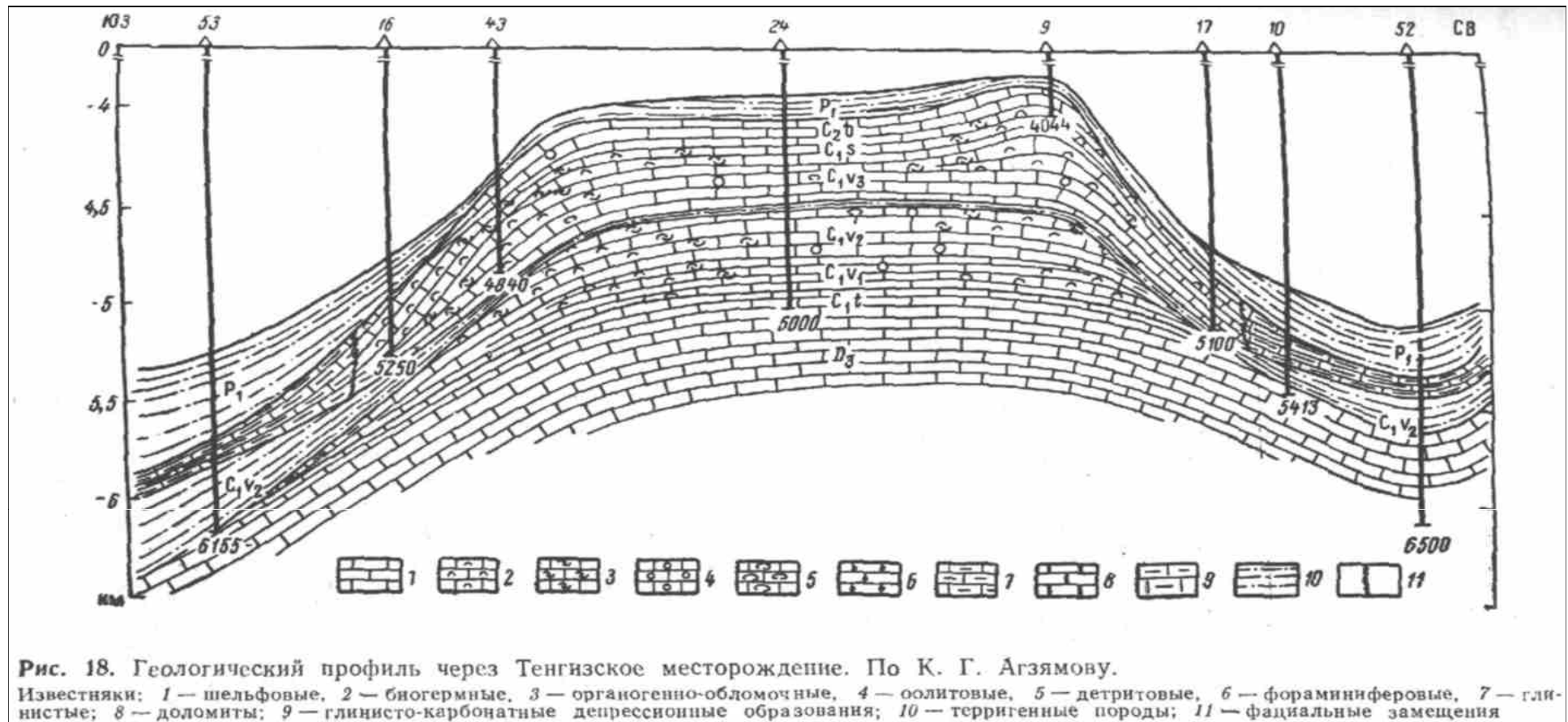


**Южная прибортовая зона
Астраханское газоконденсатное
месторождение**



- Астраханское газоконденсатное месторождение приурочено к одноименному крупному (180x200 км, амплитуда 3 км) и пологому своду. Открыто 1976 г.
- Массивная залежь в известняках башкирского яруса. Чередование проницаемых и слабопроницаемых разностей. Пористость 3-18%, проницаемость 0,01 – единицы дарси (в каверново-поровых разностях).
- Этаж газоносности до 250 м. Высокие давления (63 мПа на глубине 4 км).
- В газе много сероводорода (20%) и углекислого газа (20%). Причины - ?

Южная прибортовая зона



- Тенгизское нефтяное месторождение (запасы до 1,9 млрд.т), открыто 1979.
- Крупная рифовая постройка площадью 400 км², амплитудой 800 м в визейско-башкирских отложениях.
- Нефть легкая (0,81 г/см³), малосмолистая (1,3%), парафинов 3,2%, серы 0,8%. В попутном газе сероводорода до 20%.
- Много окисленной нефти – первый этап формирования/разрушения.

Тимано-Печорский бассейн

на территории Коми АССР и Ненецкого национального округа Архангельской области.

Общая площадь составляет 376 тысяч км².

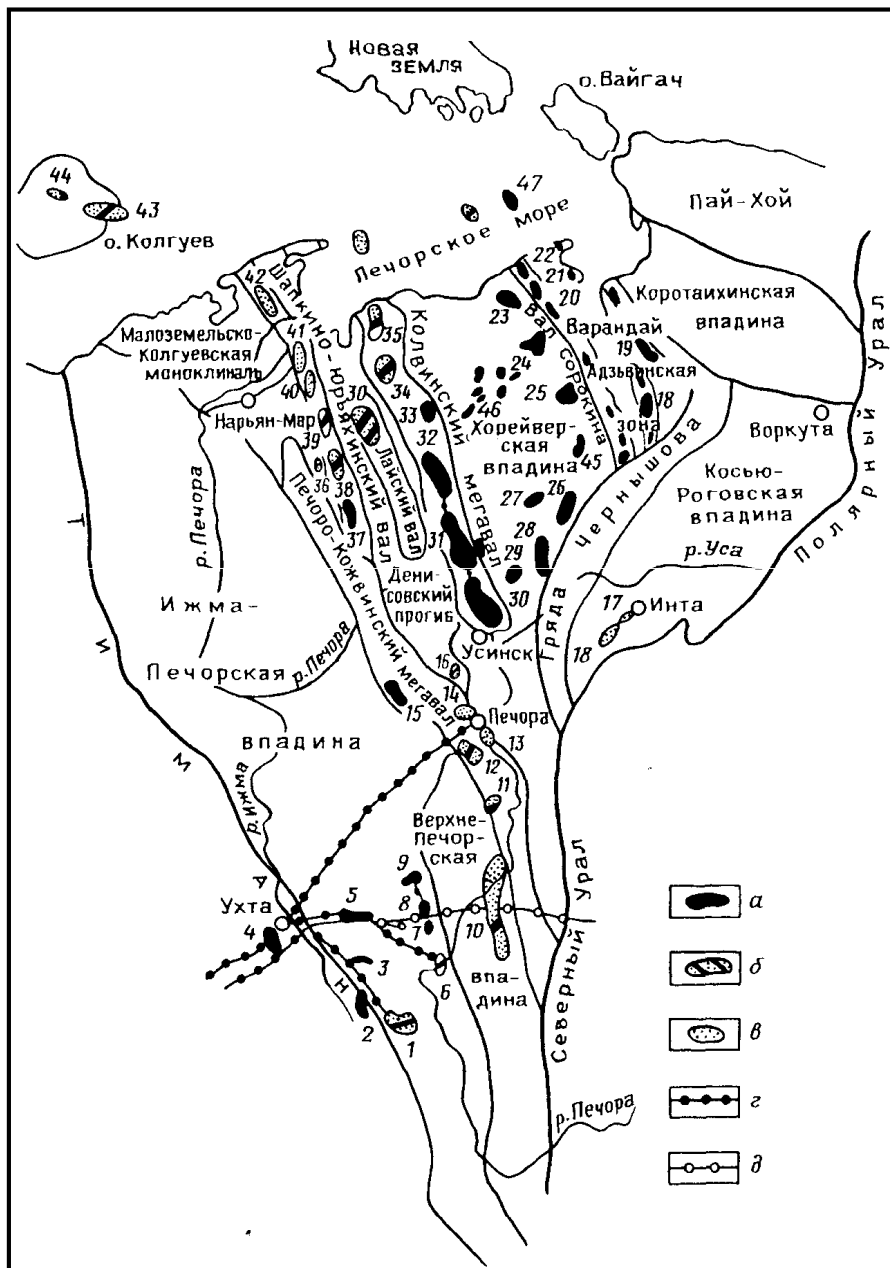
Занимает северо-восточную часть [Восточно-Европейской платформы](#).

На юге граничит с [Волго-Уральской нефтегазоносной областью](#), а с востока отделен Уральским хребтом от севера Тюменской области.

В геологическом строении участвуют отложения рифея (фундамент) и всех отделов палеозоя и мезозоя (осадочный чехол).

Среди структурных элементов осадочного чехла - крупные валообразные поднятия: Тиманское, Печоро-Кожвинское, Колвинское и Варандей-Адзвинское — и разделяющие их впадины — Ижма-Печорская, Денисовская и Хорейверская.

На территории НГБ — свыше 180 месторождений, из которых - 136 нефтяных, 4 газоконденсатных, 2 нефтегазовых, 13 нефтегазоконденсатных, 12 газоконденсатных и 16 газовых.



В 1932 открыто Ярегское месторождение тяжёлой нефти, на котором в 1937 заложена первая в СССР нефтяная шахта,

в 1935 — Седьёльское газовое месторождение, на базе которого и открытого в 1943 Войвожского месторождения в 1948 построен первый в мире подвесной газопровод.

Залежи нефти и газа связаны с 7 нефтегазоносными комплексами: досреднедевонским - верхнепермско-триасовым.

Залежи пластового и массивного типов.

-Пластовые залежи в терригенных отложениях часто находятся в сочетании с зонами литолого-стратиграфического выклинивания продуктивных пластов.

- Встречены нефтеносные рифы верхнедевонского возраста.

-Ловушками являются своды антиклинальных поднятий.

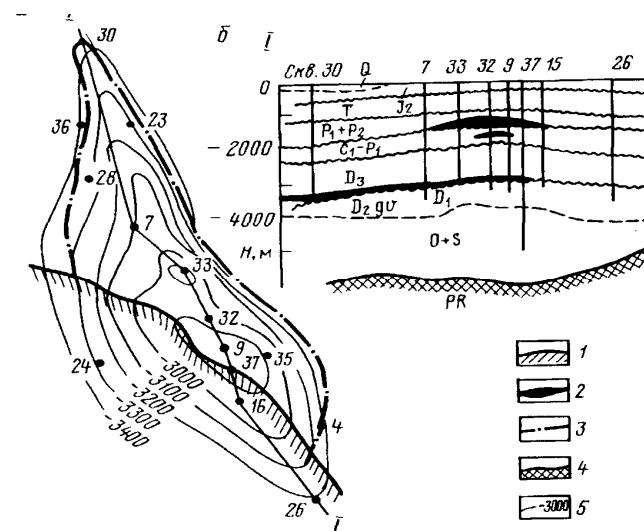
Нефти обычно хорошего качества, плотностью 0,826—0,885 г/см³; мало- и среднесернистые, парафинистые (от 0,4 до 6,6%), малосмолистые, редко — смолистые, с высоким выходом лёгких фракций.

2 месторождения (Ярегское и Усинское) содержат тяжёлые (плотность 0,936—0,962 г/см³) вязкие нефти.

Ярегское месторождение открыто в [1932 году](#).

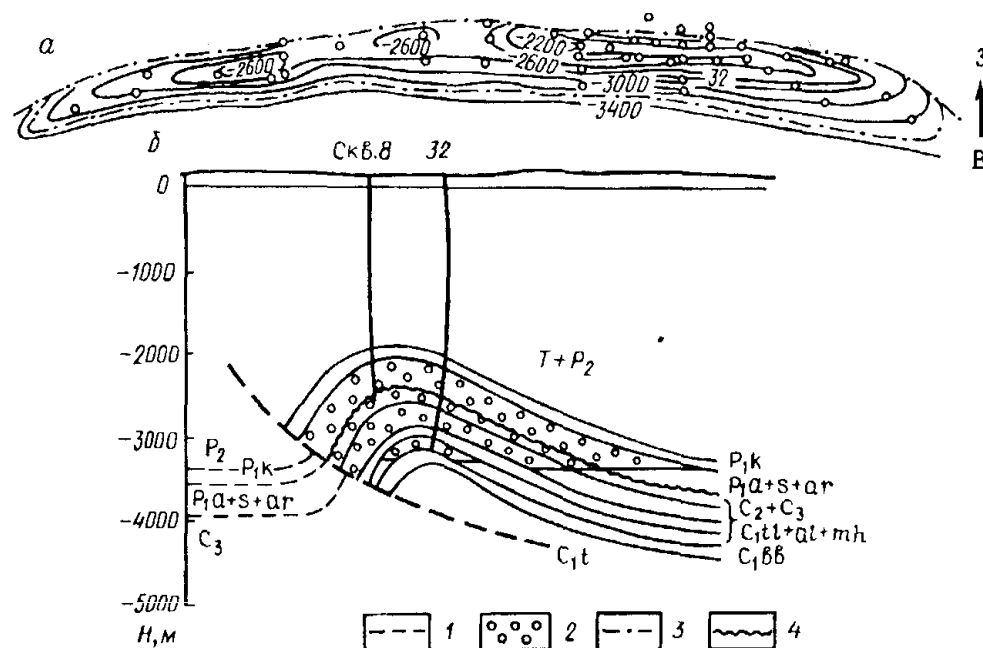
Опытная эксплуатация скважинами с поверхности началась в 1935 г. на двух участках.

Особое место среди вторичных способов извлечения [нефти](#) занимает шахтный способ. Широкое внедрение термошахтной технологии извлечения высоковязких нефтей.



Усинское месторождение

Вуктыльское месторождение



Открыто в 1964. Залежи на глубине 2,2-3,5 км. Начальные запасы газа 388,1 млрд. м³.

Содержание метана до 85%, конденсата 352 г/м³. Газ обогащенный тяжёлыми углеводородами (10—17%), содержание конденсата повышенное.

Добыча в Т.-П. н. б. к 1975 превысила 25 млн. условных *m* против 1,8 млн. *m* в 1958.

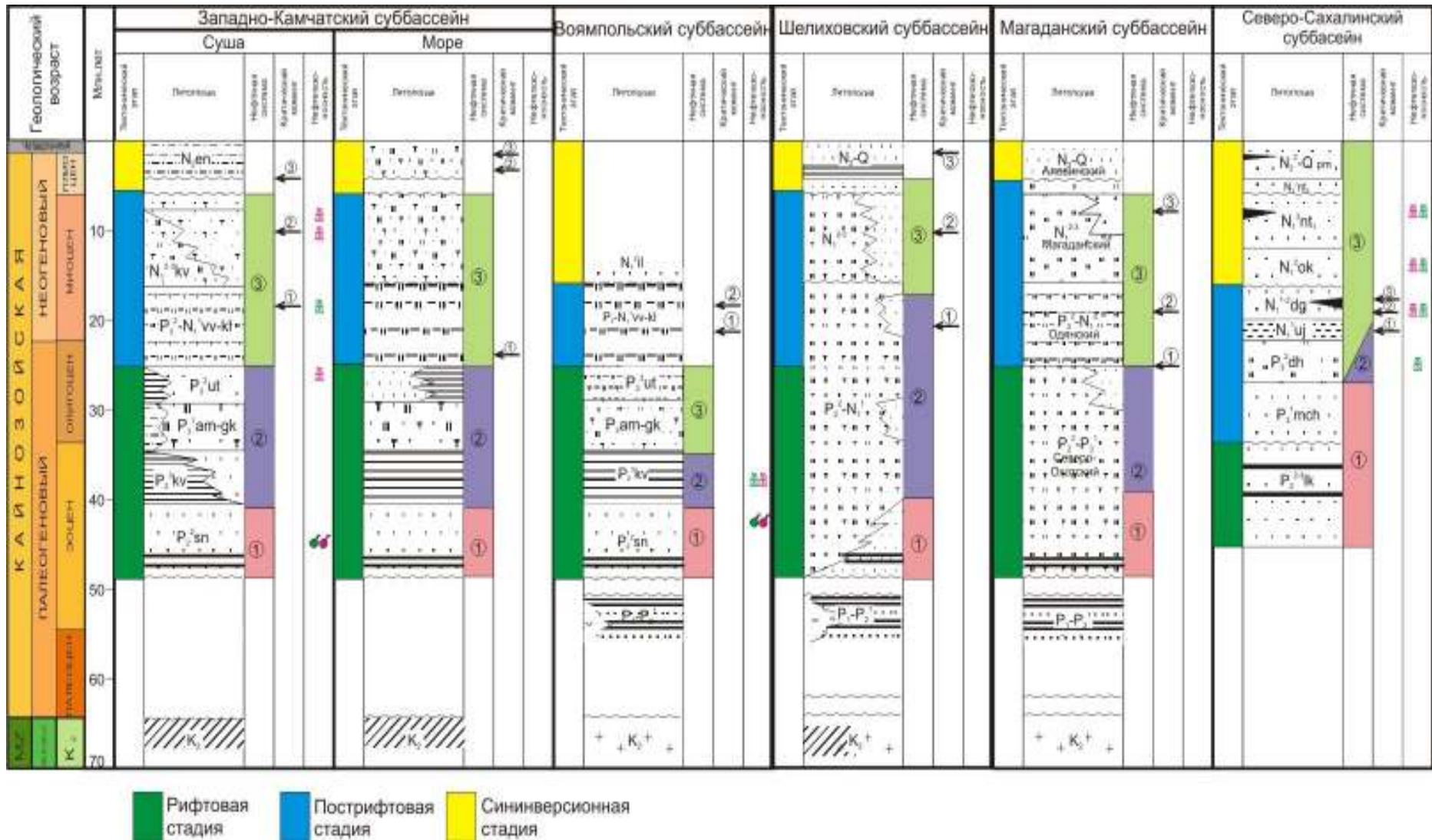
За этот период построены газопровод «Сияние Севера» (Ухта — Торжок) и нефтепровод Усинск — Ярославль.

- 1 -Северо-Чукотский
- 2 -Лонго-Чукотский
- 3 -Анадырский
- 4 -Хатырско-Алеутский
- 5 - Олюторско-Командорский
- 6 -Ильпинско-Карагинский
- 7 -Охотско-Камчатский
- 8 -Шантарский
- 9 -Сахалино-Охотский
- 10 -Центрально-Охотский
- 11 -Сахалино-Хоккайдский
- 12 -Южно-Охотский
- 13 -Южно-Курильский
- 14 -Северо-Курильский

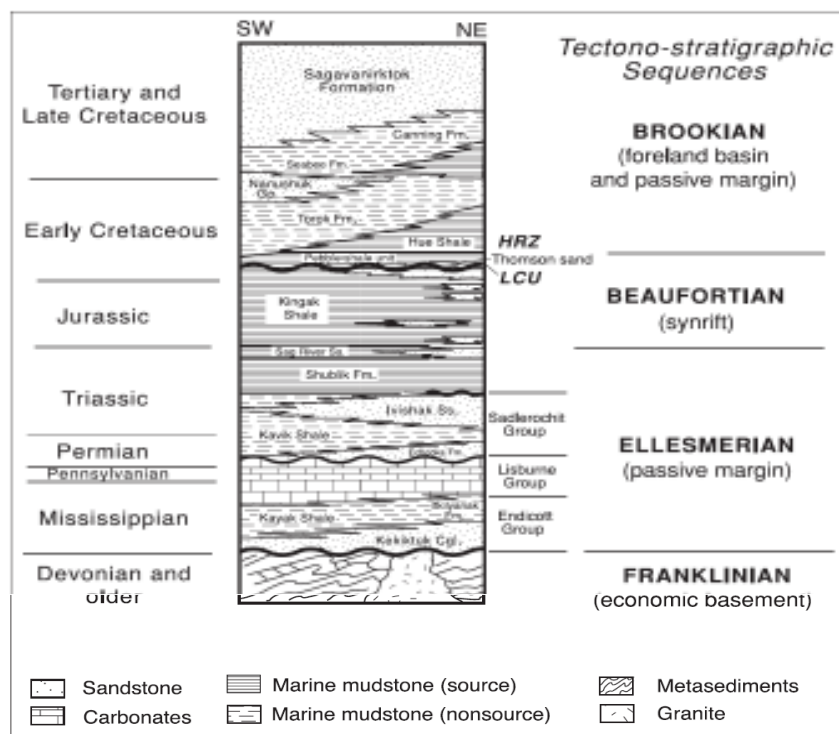


Нефтегазоносные бассейны Дальневосточных морей России

Корреляция нефтяных систем в бассейнах Охотского моря



Северо-Аляскинский НГБ



Прадхо-Бей - гигантское газонефт. м-ние в США. Открыто в 1968, разрабатывается с 1977. Нач. пром. запасы - **1,7 млрд.т нефти**, газа 735 млрд. м³.

Приурочено к антиклинальной складке размером 21x52 км.

Нефтегазопроявления - в отложениях от **каменноугольного** до **палеогенового** возраста включительно. Выявлено **12 залежей**, в т.ч. **5 промышленных**.

Коллекторы гранулярные с пористостью 23-25% и проницаемостью до 300 мД.

Высота залежи до 180 м.

Залежи в песчаниках пластовые сводовые, б.ч. тектонически и стратиграфически экранированные, в известняках массивные.

Газ используется для местных нужд, нефть по нефтепроводу дл. 1286 км доставляется в порт Валдиз, затем танкерами на нефтеперерабатывающие заводы в США. Разрабатывают компании "Sohio", "Exxon", "Arco".

БАССЕЙН СЕВЕРНОГО МОРЯ



Несколько фаз развития бассейна, начиная со второй половины палеозоя:

- Девон (карбон) – триас осадконакопление преимущественно в континентальных условиях, источники сноса – варисциды (юг), Фенно-Скандинавское поднятие (северо-восток) и Гренландия (северо-запад).
- Активный рифтогенез в триасе-юре, мощная морская седиментация, поднятие (инверсия) в мелу.
- Кайнозойское прогибание в более широких границах, морская седиментация.
- **МАТЕРИНСКИЕ ТОЛЩИ**
- Две главных материнских толщ.
- **Kimmeridge Shale** – основной источник нефти и газа (Central Graben, Viking Graben and Southern England). Сорг. (Total Organic Carbon) 2-12 % (средн 7.1%).
- Девонские и каменноугольные озерные глины – локально парафинистые нефти
- **Каменноугольные угленосные** – источник газа Юг.

Пермский газоносный комплекс

Южная часть Северного моря от Англии до Голландии и Германии.

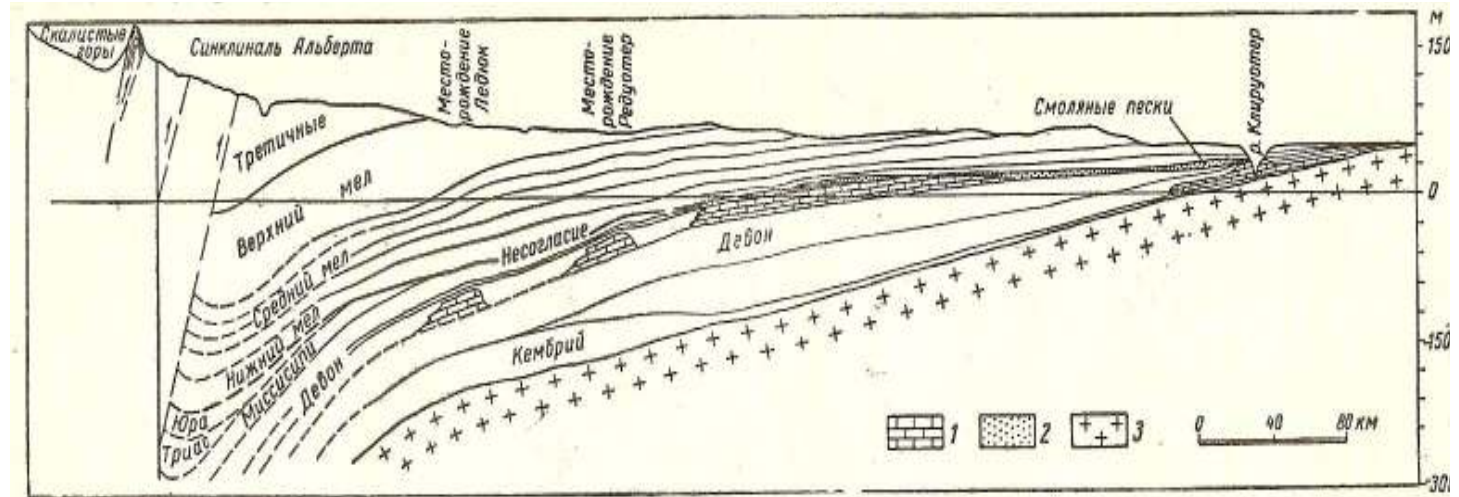
- Залежи там, где резервуары ротлигендеса подстилаются материнскими толщами карбона и перекрыты соляной крышкой цехштейна.
- Важнейшие открытия - Groningen, 1959г, суша, Leman, море.

Middle Jurassic Oil Play

Месторождение Brent в начале 1970'х.

- Резервуары – песчаники группы Brent.
- Источник нефти - Upper Jurassic Kimmeridge Clay Formation.

Битуминозные пески Атабаски



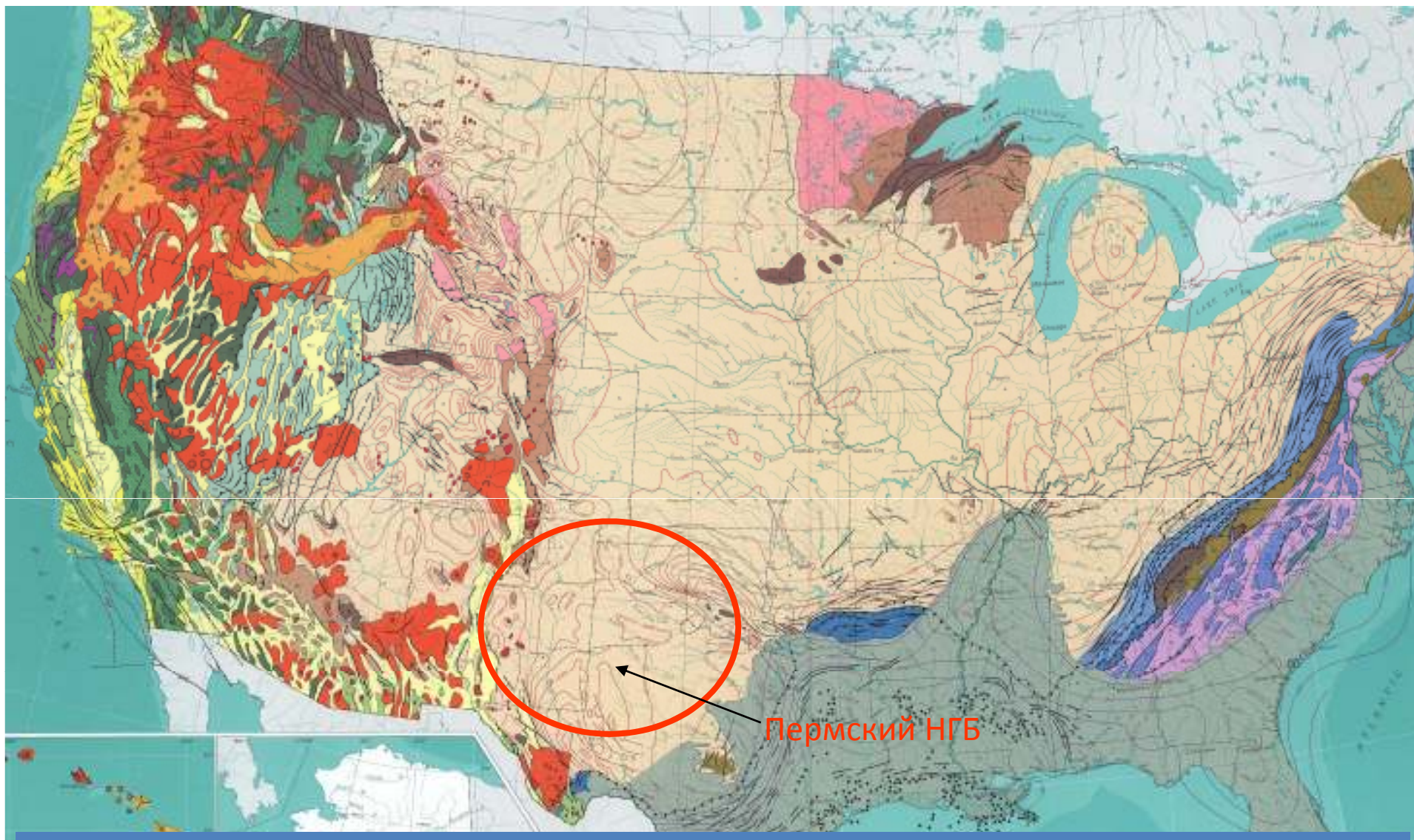
Расположены на севере провинции [Альберта](#) в [Канаде](#), которые содержат в себе сырую нефть, [кварцевый песок](#), [глинозем](#) и воду.

Общая площадь - 141 000 кв. км.

В первый раз нефтеносные пески описаны европейцами в [1788 году](#)

Для их добычи снимается верхний слой почвы и в почву заводятся двойные трубки – по одной идёт водяной пар с температурой +80 градусов, который разжижает **битум**, а вторая трубка отсасывает, ставший жидким **битум**. Этот вид добычи сложнее обычного, а кроме того оставляет сотни квадратных километров загрязнённой, уничтоженной территории, которой нужны сотни лет для восстановления.

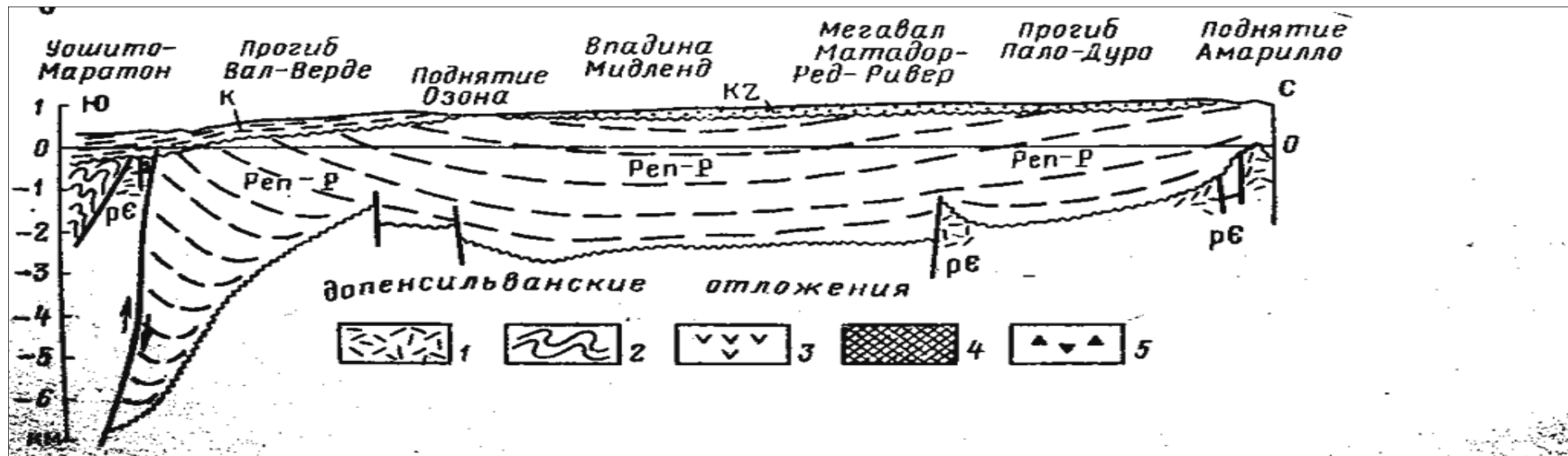
С современным нетрадиционным технологиям добычи нефти, по крайней мере 10% запасов (около 27 млрд.т) считаются экономически извлекаемыми, что делает Канаду по общим запасам нефти второй по величине в Мире после Саудовской Аравии.



Пермский НГБ - на юго-западной окраине Северо-Американской платформы (западный Техас и юго-восточная часть штата Нью-Мехико) и является одним из основных нефтегазоносных районов США.

• На долю Пермского бассейна приходится каждая **пятая** тонна нефти, добытая в США

нефтяные месторождения - Йейтс, Уоссон и Слотер - относятся к крупнейшим. Начальные извлекаемые запасы - 210, 180 и 100 млн. т.



В разрезе кембрия - нижнего девона резко преобладают карбонатные отложения.

Верхний девон – миссисипий представлены известняками, чередующимися с пачками темных глин.

Пенсильваний – терригенными песчано-глинистые отложениями, и рифовыми постройками в отдаленных от источников сноса участках «шельфов» (атолл Хорсшу).

Пермь - впадины Мидленд и Делавэр – терригенно-карбонатные относительно глубоководные осадки, на поднятиях – известняки, в зонах сочленения поднятий и впадин – барьерные рифы (риф Кэптен). Разрез пермских отложений завершается мощным эвапоритовым комплексом, над которым залегают красочетные обломочные осадки **триасового возраста**. Палеозойские и локально развитые триасовые образования были с угловым несогласием перекрыты морскими слоями **мелового возраста**.

Нефтегазоносные комплексы:

Ордовикский газоносный – карбонатный комплекс (доломиты).

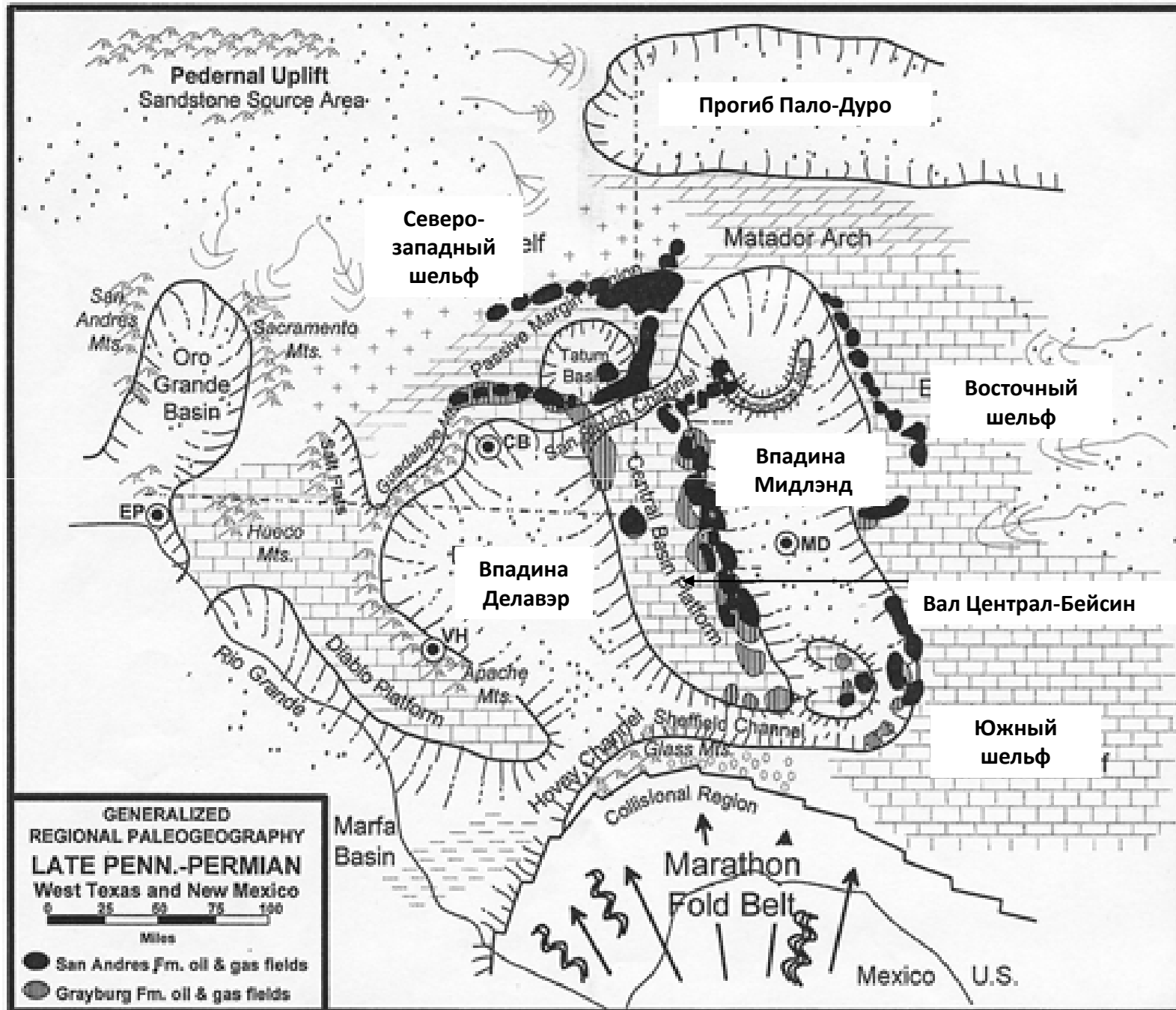
Пенсильванский нефтегазоносный – карбонатно-терригенный комплекс.

Нижнепермский нефтеносный комплекс – карбонатный

Среднепермский (гваделупский) – карбонатно-терригенный комплекс

Наибольшая часть начальных извлекаемых запасов нефти, составляющих примерно **4 млрд.т.**, выявлена в пермских и пенсильванских породах. Более половины начальных доказанных запасов свободного газа, достигших **2,3 трлн.м3** заключено в отложениях ордовика.

Поздний пенсильваний - пермь



Бассейн Мексиканского залива

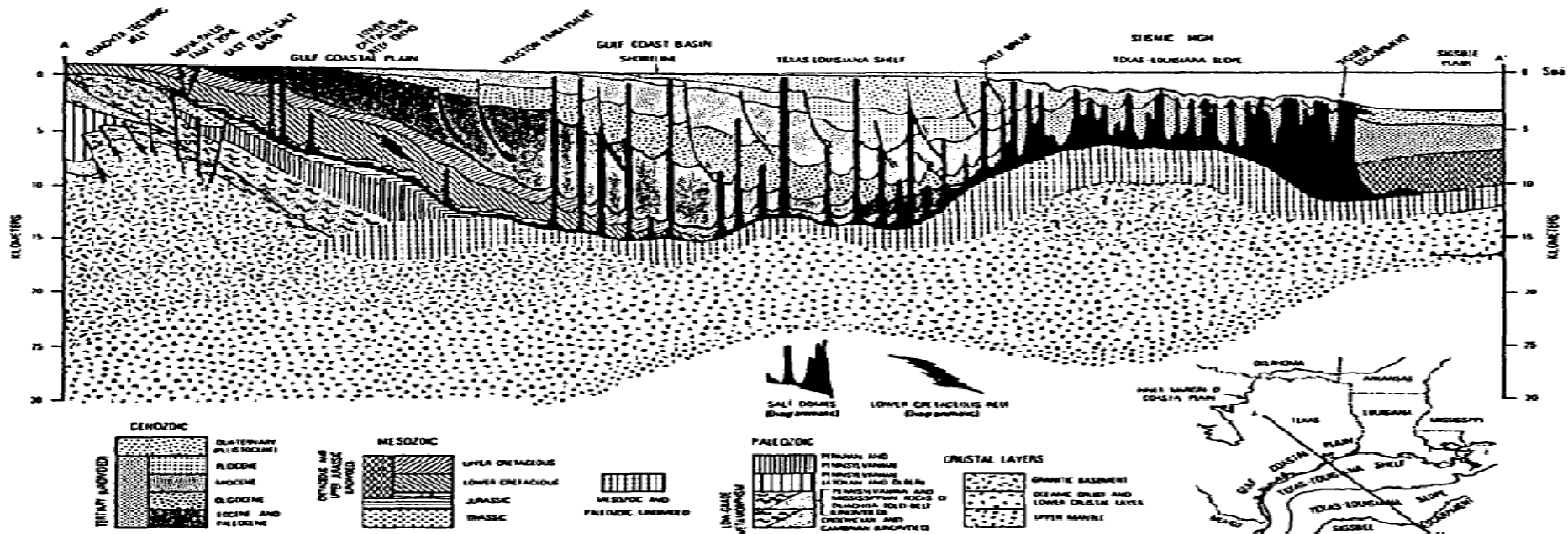
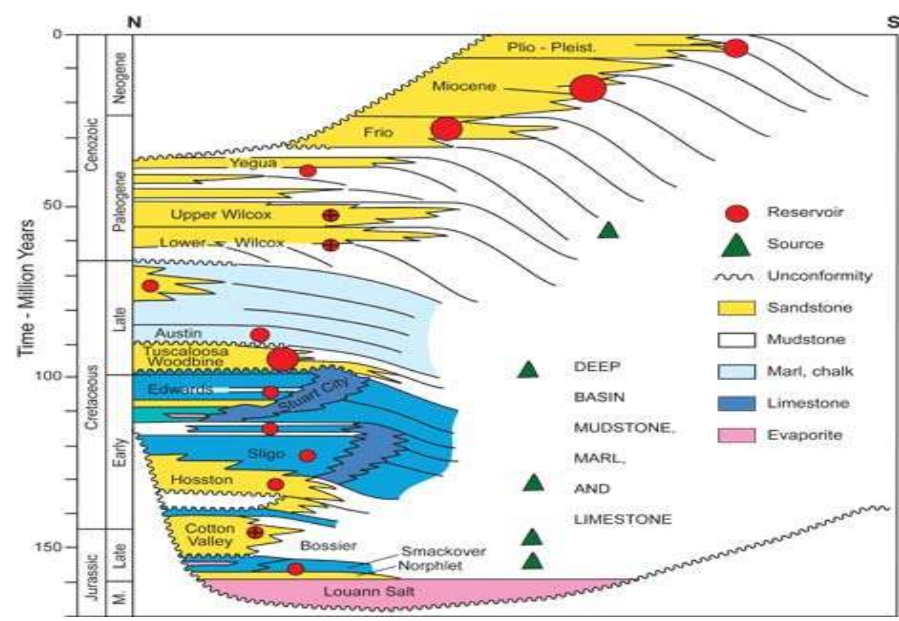


Figure 2. Generalized dip cross-section of the northern Gulf of Mexico. Salt diapirs are buoyantly rising from subsided Mesozoic and Paleozoic-crust. The implications are that there is little lateral salt movement with salt at the loci of deposition; i.e., at seafloor and land surface (From Martin, 1978, Fig. 2, reprinted by permission).

Чиконтепек — супергигантское нефтегазовое месторождение в Мексике, Открыто в 1926 году.

Нефть в линзовидных пластах песчаников эоценового возраста мощностью 2 км. Эоцен выполняет эрозионную впадину длиной 120 км и шириной 15—25 км, выработанную в палеоценовых, меловых и юрских преимущественно карбонатных отложениях.

Площадь Чиконтепека 4 тыс. км².

Общие геологические запасы нефти оцениваются в **22,1 млрд т**, извлекаемые — 2,4 млрд т, природного газа — 1,1 трлн м³.



Кантарел — супергигантское нефтяное месторождение.

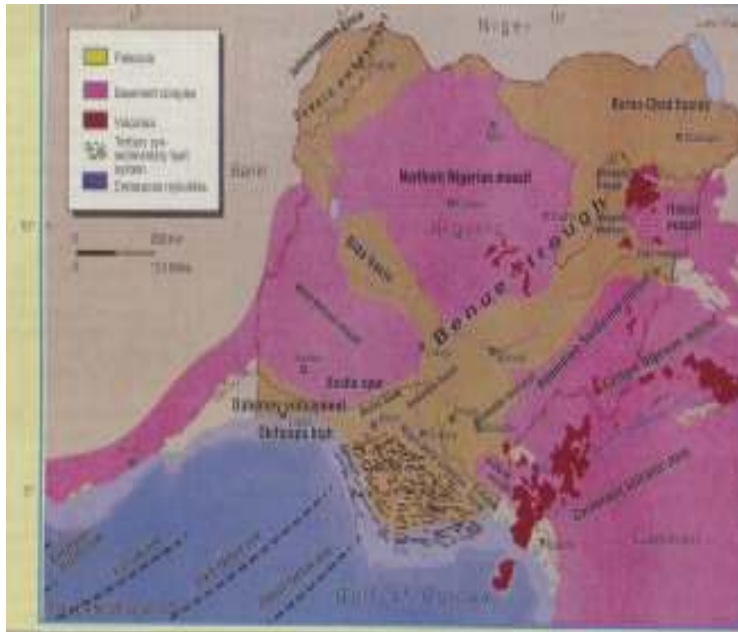
Открыто 1976 году. Освоение началось в 1981 году.

Нефтеносность связана с отложениями юрского возраста.

Начальные запасы нефти составляет **5,7 млрд тонн**.

Для поддержания добычи на Кантареле компания Remex в 1997 году разработала проект закачки в продуктивные пласты по 1,2 млрд кубофутов азота и пробурило 190 эксплуатационных скважин. В результате добыча увеличилась почти 2 раза.





НГБ дельты р.Нигер

- Добыча в регионе ведется с начала 20 века (1908 г). Нигерия занимает 3 место среди стран Африки по запасам нефти и является одной из основных стран-экспортеров.
- В районе дельты р. Нигер ресурсы нефти по состоянию на 2003г составляли около 3 миллиардов тонн.
- К концу 2010г. планируется увеличить ресурсы примерно на 3\4 от указанной цифры.
- Извлекаемые запасы газа составляют около 750 миллиардов кубометров.

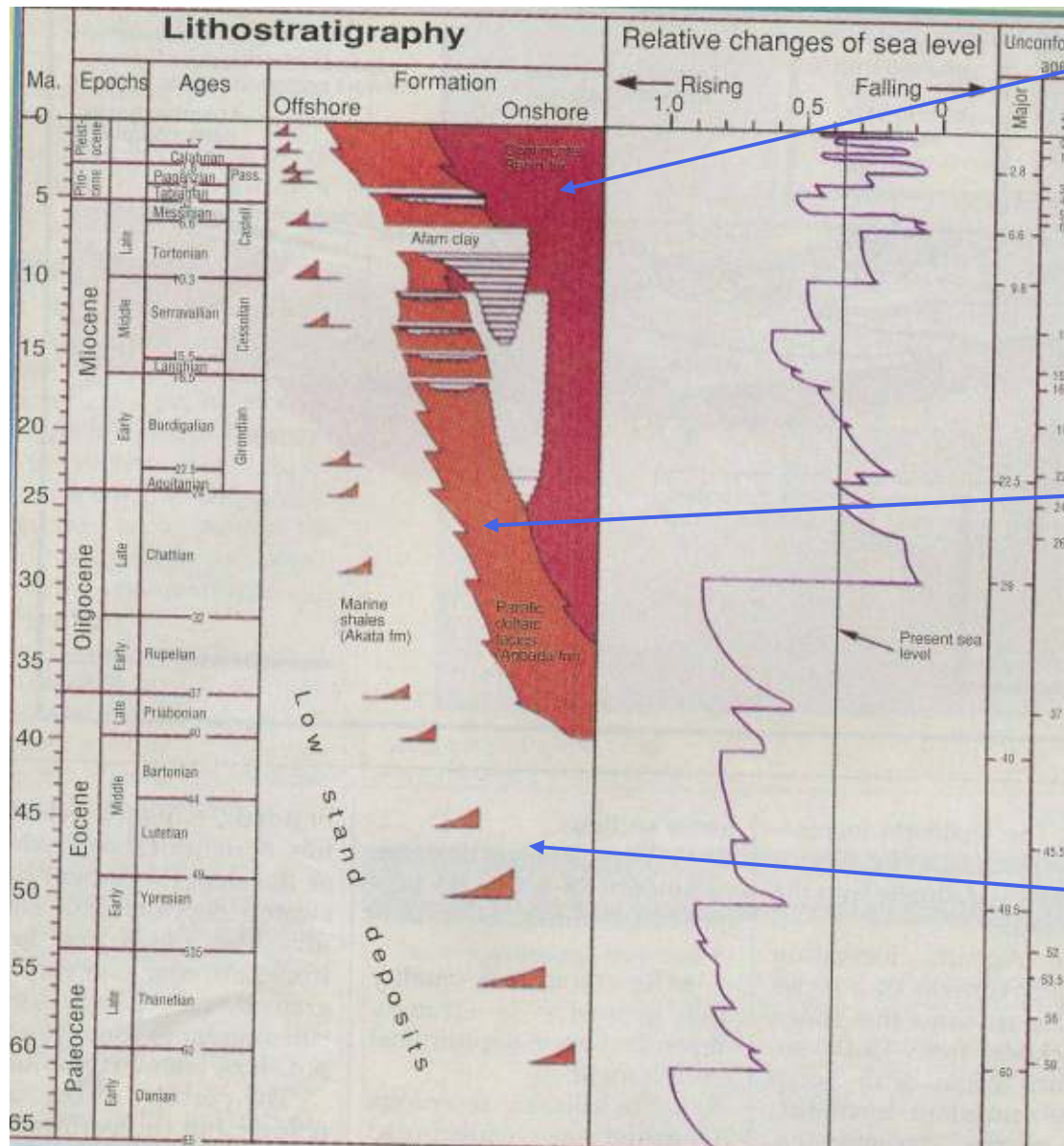
Причины уникальности дельты реки Нигер в нефтегазоносном плане

Долгое существование дельты (более 50 миллионов лет), как отдельного геологического тела. Это способствовало накоплению мощной осадочной толщи. Длина системы рифт Бенуэ-дельта Нигера - до 1500 км, ширина 50-150 км. Мощность отложений до 12 км (дельта Речная система р. Нигер дренировала древний кратон в условиях засушливого климата, что обусловило наличие огромного количества песчаного материала. Следовательно, наличие коллекторов.

Частые колебания уровня моря в кайнозое. → возможность образования песчаных тел в подножье дельты за счет турбидитных потоков.

Наличие относительно плохопроницаемых разрывных нарушений, нередко выполняющих роль экрана

В дельтовом комплексе отложений р.Нигер принято выделять три основные свиты. Отложения, обладающие наиболее резкими континентальными признаками выделяются в свиту БЕНИН. С комплексом пород, представленных в средней части дельты, отождествлена свита АГБАДА. И к отложениям дистальной части - АКАТА



БЕНИН - Мощность отложений более 2 километров. Это отложения рек и временных потоков, которые представляют собой массивные континентальные песчаники и гравилиты. Коллекторские свойства неоднородные, поскольку сортировка песчаных отложений очень плохая. Пористость может быть высокой, но проницаемость низкая. Очень мало месторождений как на суше, так и в море.

АГБАДА - отложения этой свиты представлены различного рода песчаниками. Это могут почти несцементированные или слабо сцементированные пески и песчаники. Пористость может достигать 40%, а проницаемость до 2 дарси. Основные резервуары и запасы приурочены к отложениям этой свиты. Доля глинистых отложений составляет 30-50%.

АКАТА - в периоды низкого стояния моря, среди преимущественно глинистых отложений, накапливались песчаные отложения турбидитных потоков. Нефтематеринские породы.

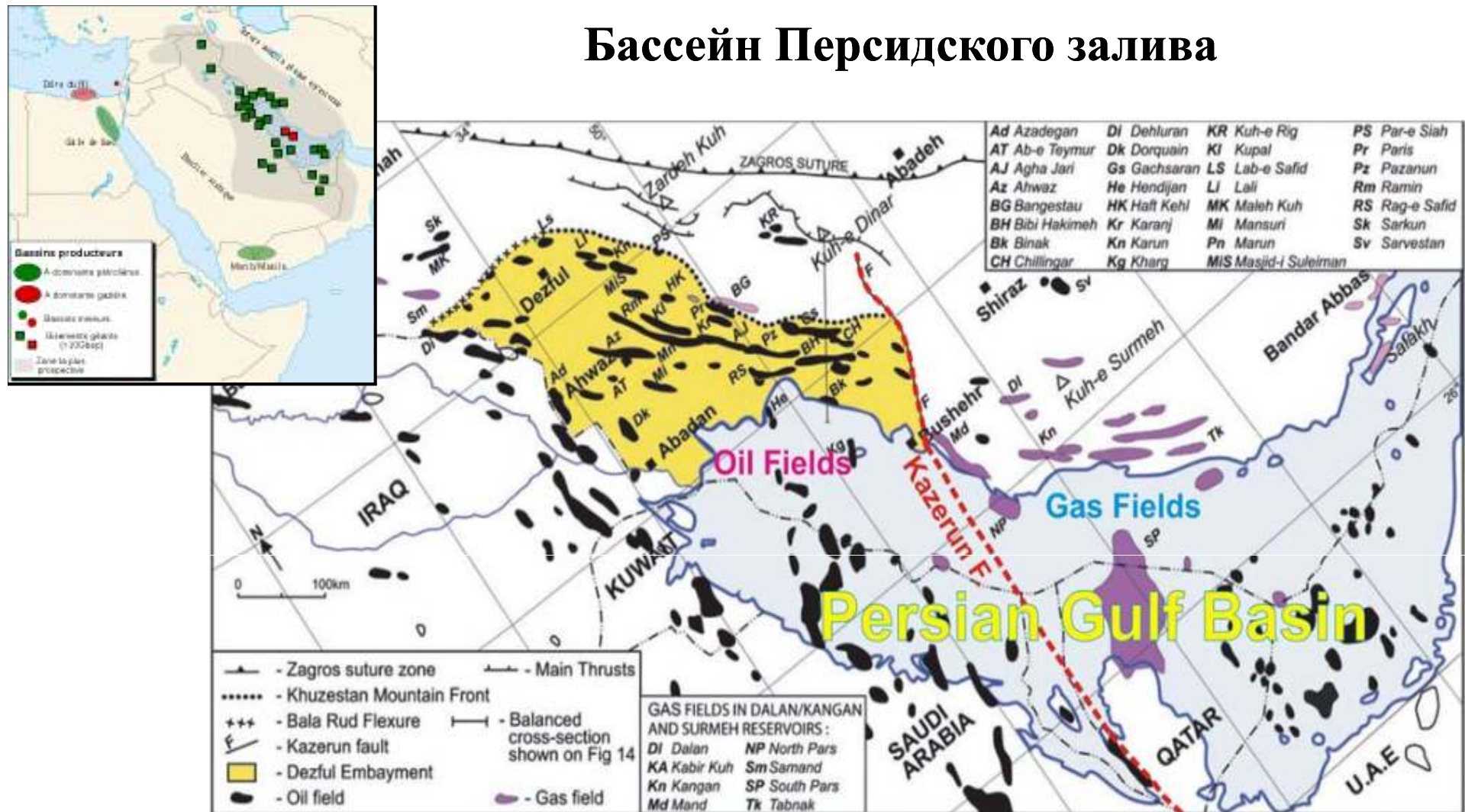
Коллекторы

- Коллекторы представлены песчаными разностями и приурочены, в основном, к свите АГБАДА
- Пористость 28-40%, проницаемость до 2 Д
- Самая распространенная толщина продуктивного пласта – 16 м. Есть и до 100 м.
- Помимо свиты АГБАДА, очень незначительные скопления УВ имеются в отложениях свиты БЕНИН. Но: плохие коллекторские свойства и отсутствие хороших покрышек.
- Возможно наличие залежей в более глубоководных частях дельты. Такая перспектива может быть связана с песчаными отложениями турбидитных потоков в свите АКАТА

Материнские толщи и генерация нефти и газа

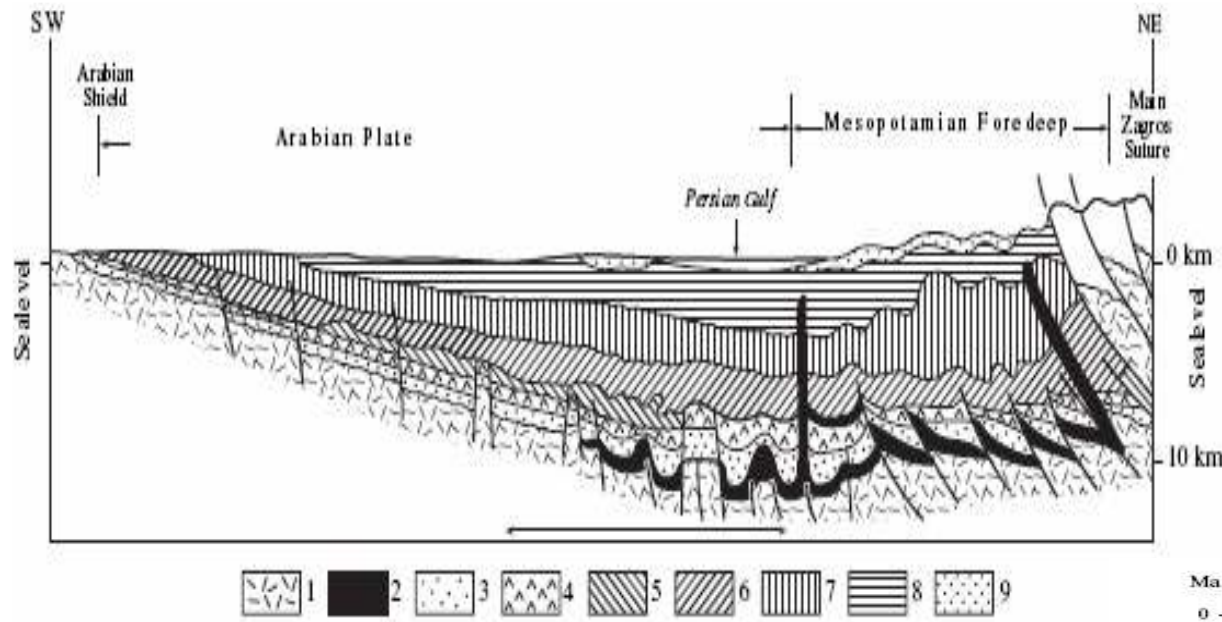
- В глинистых отложениях свиты АКАТА мало. В более глубоководных частях нефтематеринскими могут быть относительно маломощные глинистые породы св. АГБАДА. Содержание органического вещества в них обычно не превышает 2%.
- Нефтяное окно «растянуто» от 2200 до почти 7000 метров.

Бассейн Персидского залива

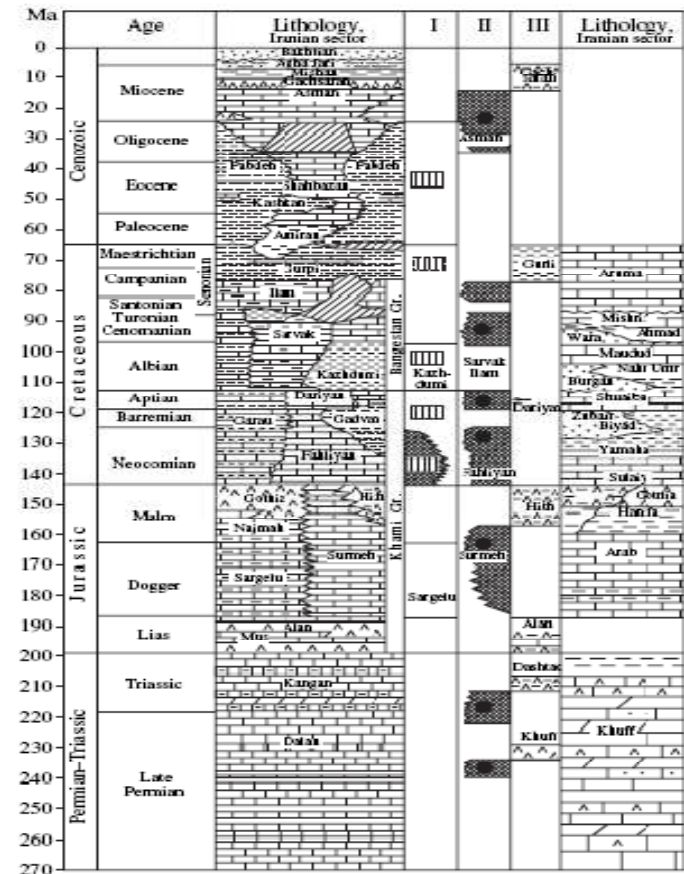


Площадь - 1,43 млн км². Первое нефтяное месторождение ([Месджеде-Солейман](#)) открыто в 1908, газовое (Парс) — в 1965. 300 нефтяных и газовых месторождений, из которых 13 с запасами нефти от 1 до 10 млрд т и 40 с запасами нефти от 100 млн до 1 млрд т.

Значительная часть нефтегазоносного бассейна [Персидского залива](#) находится на Аравийском полуострове, далее он распространяется на северо-восток в [Персидский залив](#) и на юго-западный склон горной цепи [Загрос](#).



- 1 – Докембрий
- 2 – кембрийские соли
- 3 - 9 – осадочный чехол: 3 – Нижний-средний PZ,
- 4 – пермь, 5 – триас, 6 – юра, 7 – мел, 8-9 - кайнозой



Нефтяное месторождение Большой Бурган, Кувейт

Крупнейшее месторождение-гигант, в котором сосредоточено более 5 % разведанных извлекаемых запасов нефти в мире до 2004 года.

Расположено в пустыне на юго-востоке Кувейта, у берегов Персидского залива.

Открыто в 1938 г.

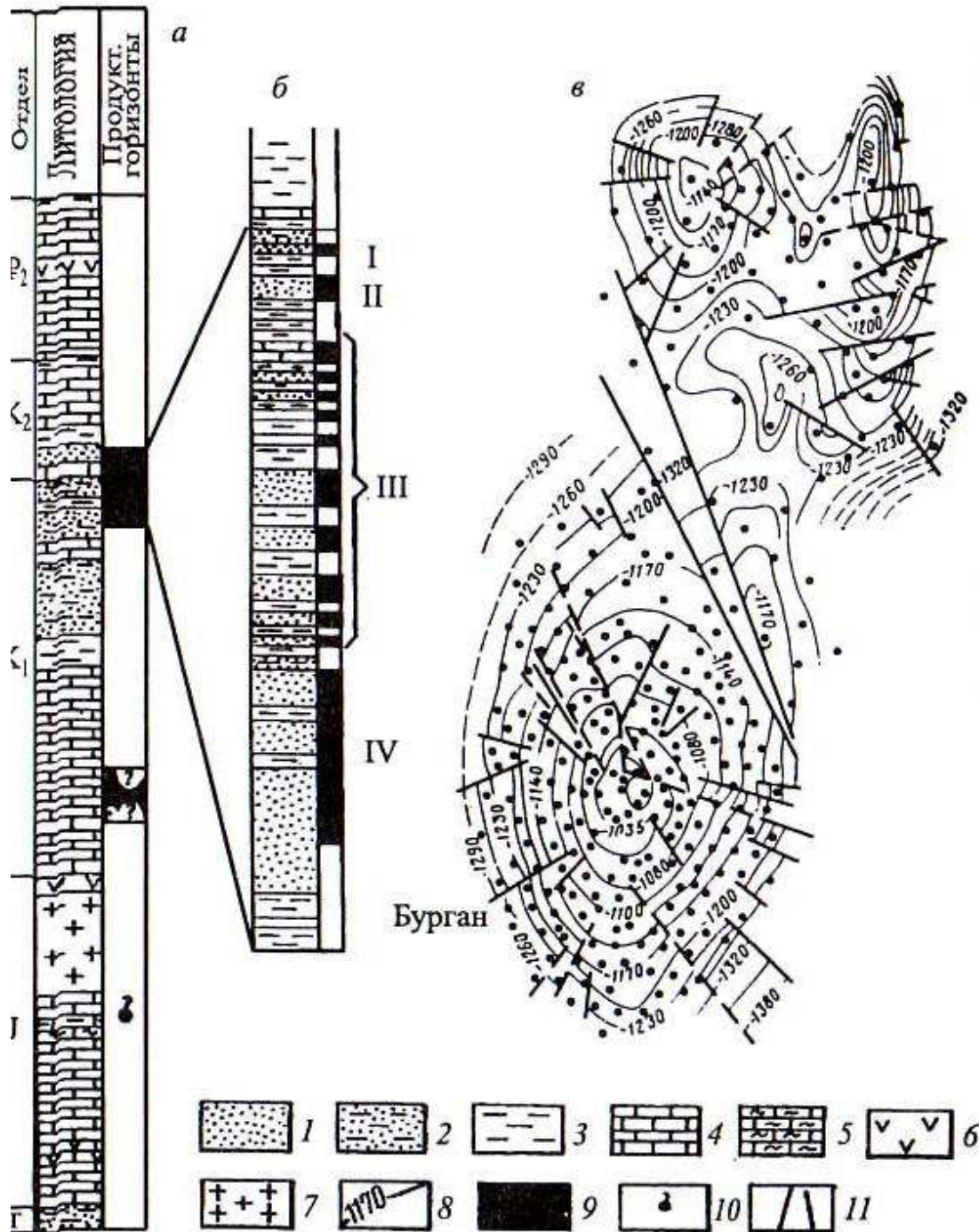
Площадь месторождения 308 км².

Залежи на глубине 1,1 — 2,6 км.

Начальные запасы 9,1 млрд т.

Плотность нефти 0,87 — 0,88 г/см³.

Содержание серы 1 — 2 %.

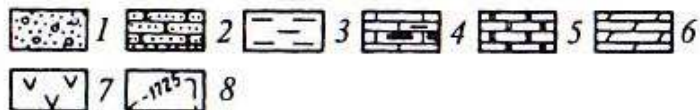
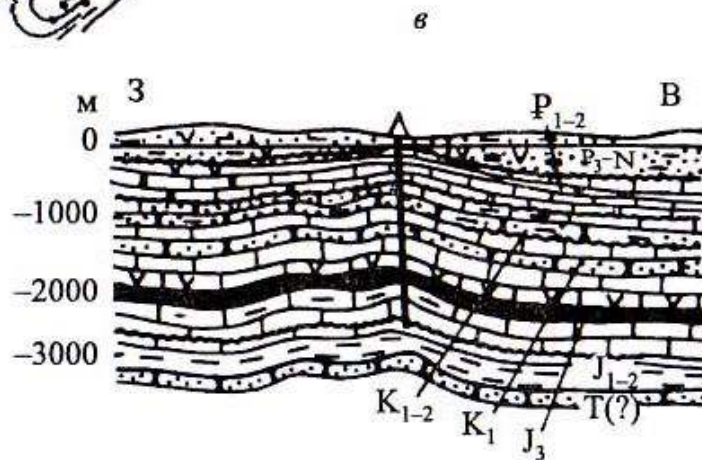
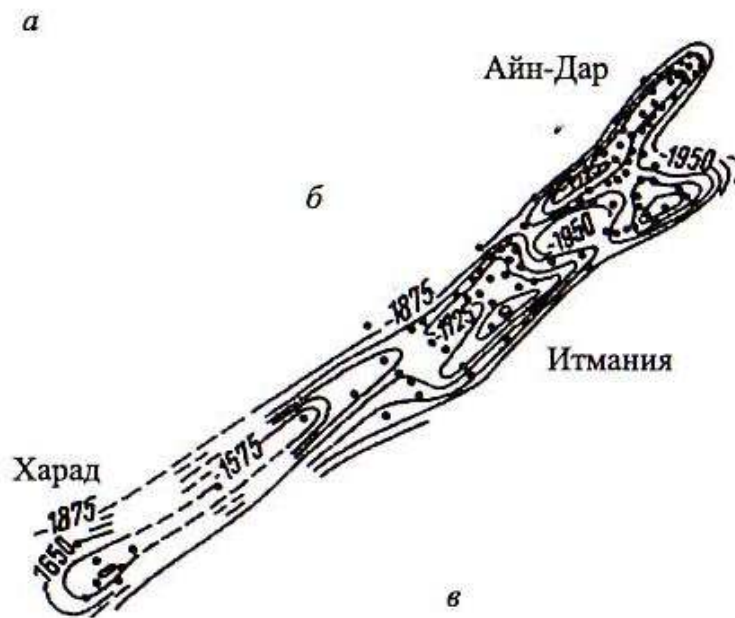


(Закономерн. распредел. крупн. Месторожд... 1975)

Нефтяное месторождение Гхавар, Саудовская Аравия

(Закономерн. распредел...., 1976)

Отдел	Литология	Продукт. горизонт
N		
P		
K ₂		
K ₁		
J ₃		
J ₂		
J ₁		
T?		



Крупнейшее по запасам нефти нефтегазовое месторождение-гигант в Саудовской Аравии.

Размеры 280 км на 30 км, является крупнейшим разрабатываемым месторождением нефти в мире.

Залежи на глубине 1,5 — 3 км.

Начальные запасы нефти 10,14 млрд.

т, газа 1,01 млрд. м³.

Плотность нефти 0,85 г/см³,
содержание серы 1,66%.