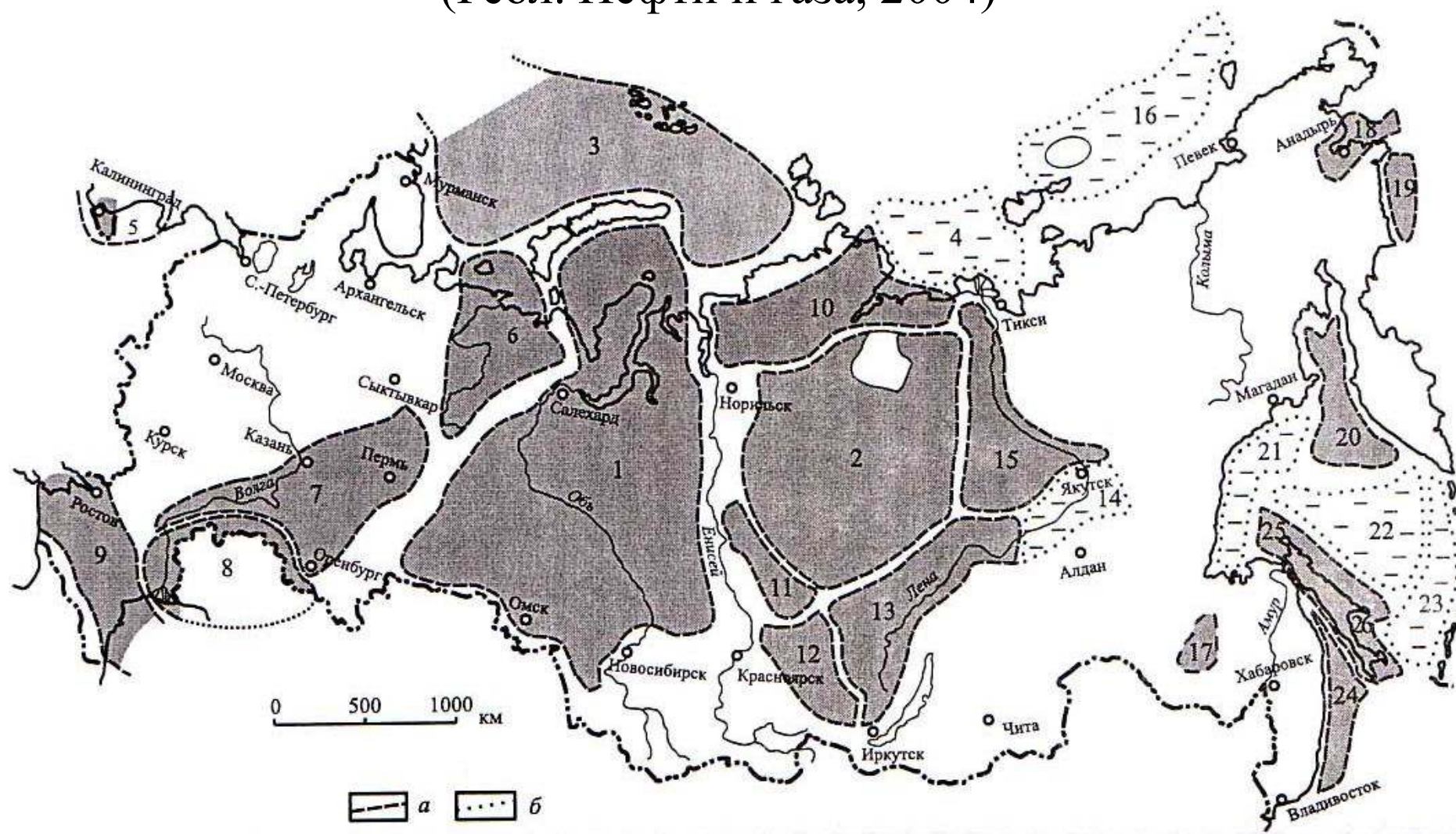


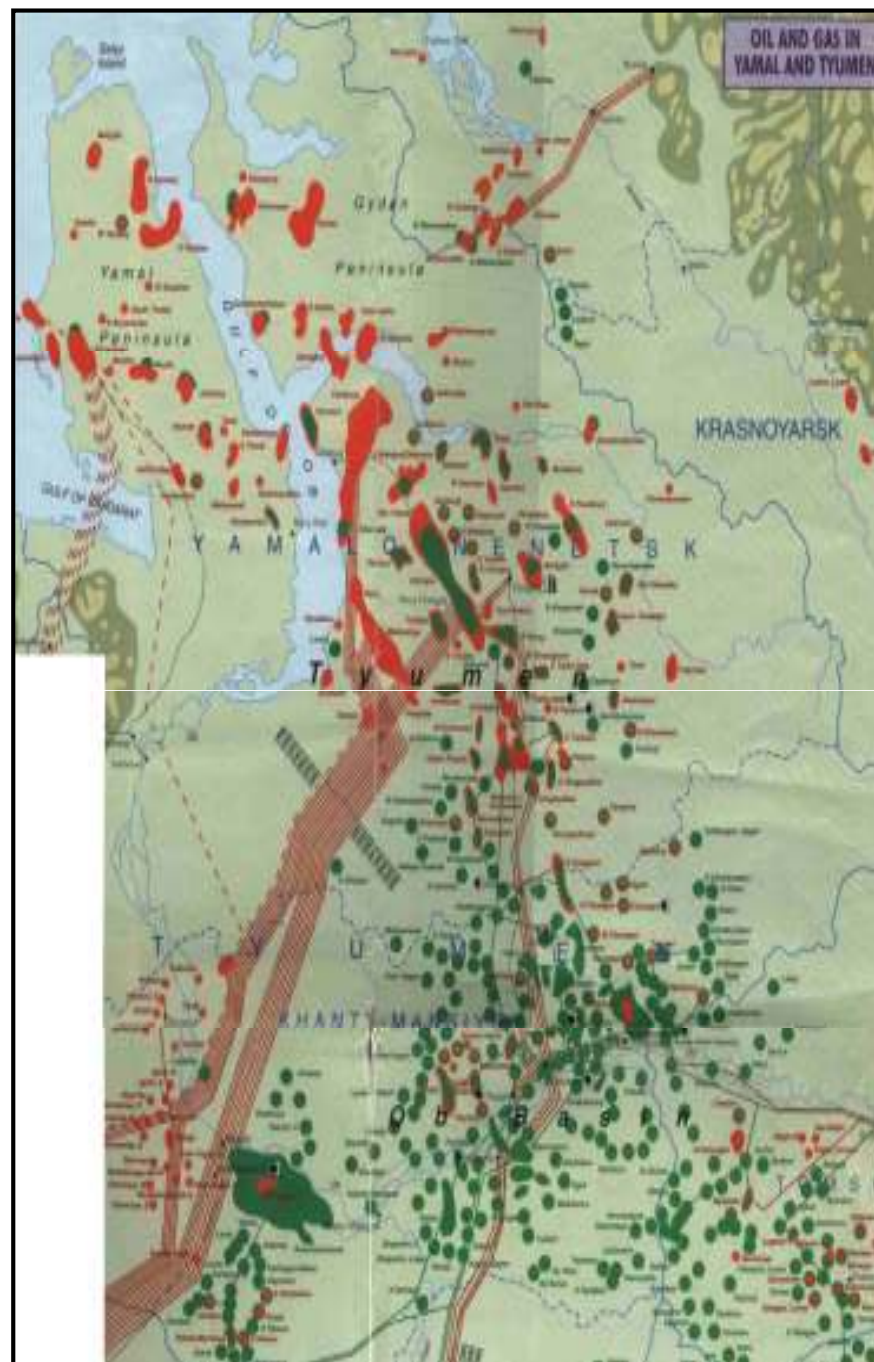
Обзорная карта нефтегазоносных бассейнов России (Геол. Нефти и газа, 2004)



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

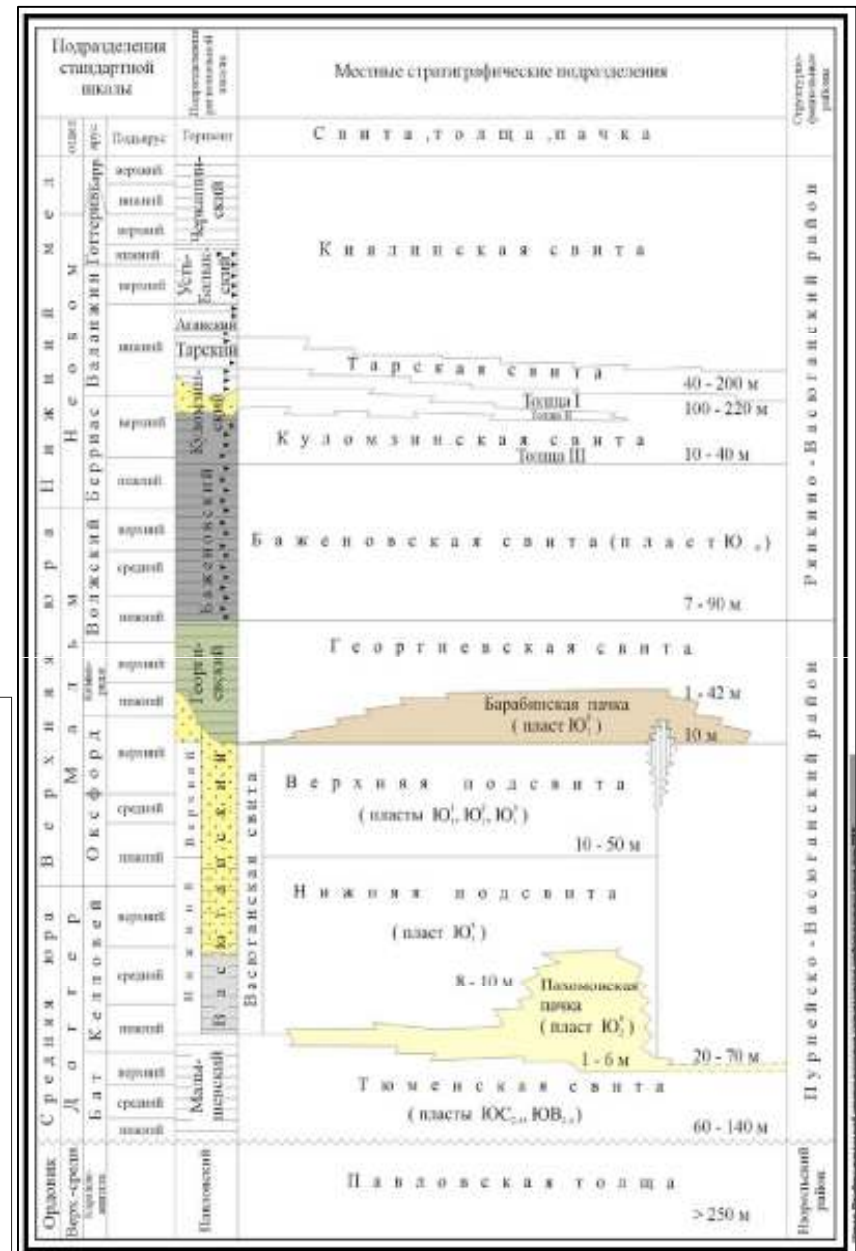
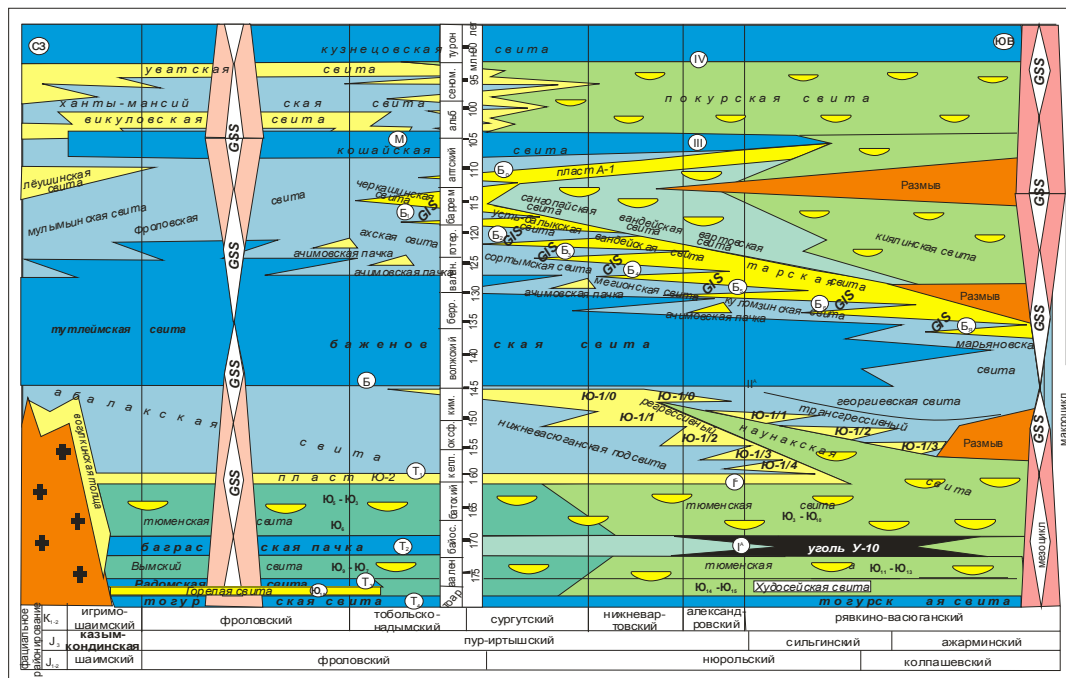
- **Западно-Сибирский НГБ - наиболее крупный в России (около 1,6 млн. км²)**
- **Он расположен между горными сооружениями Урала на западе, Сибирской платформой на востоке и Алтае-Саянской горной системой на юге. Северная часть бассейна покрыта водами Карского моря.**
- **В бассейне выявлено почти 600 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 бассейны 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.



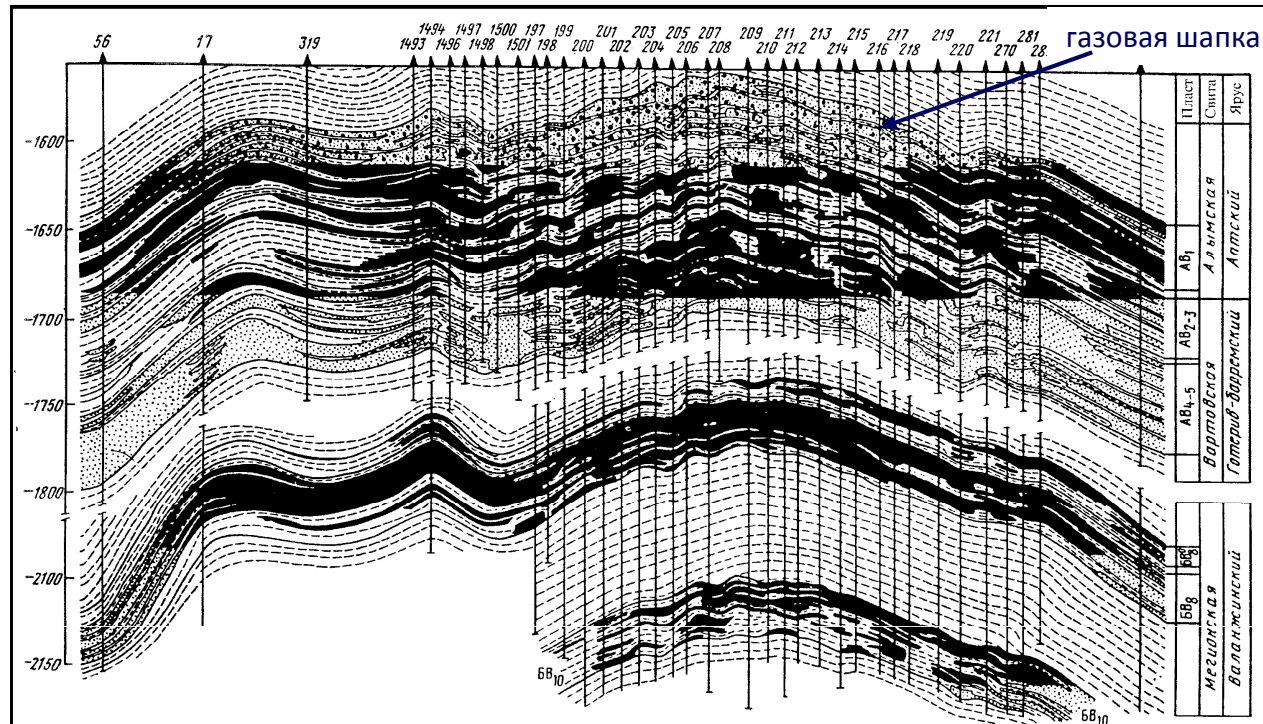
СТРАТИГРАФИЯ

- 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



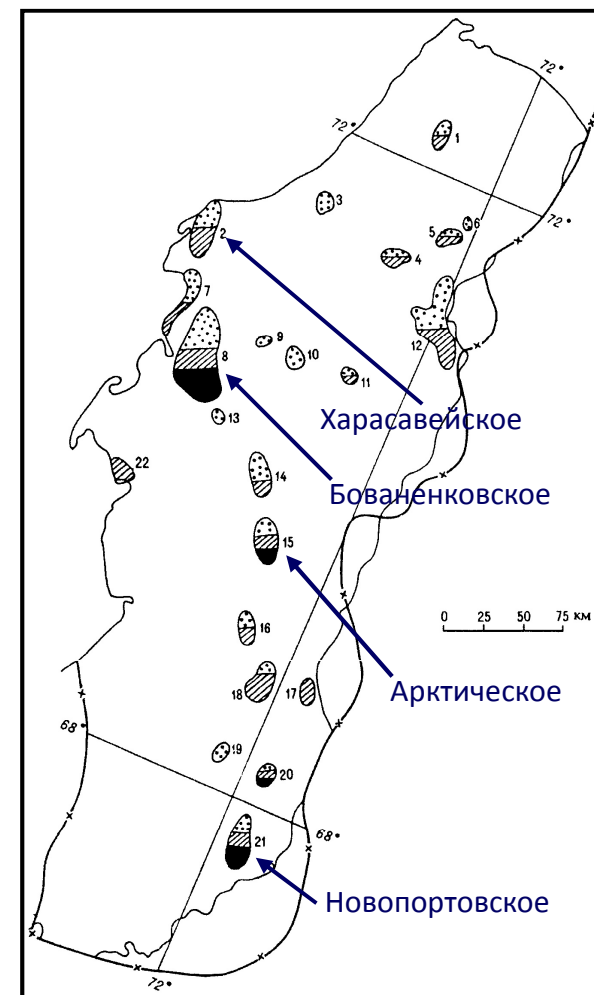
- Крупнейшее в России нефтегазовое месторождение. Открыто в 1965 г.
- Месторождение имеет большой диапазон нефтегазоносности: от средней юры до апта. Общая высота этажа нефтегазоносности около 600 м.
- Дебиты нефти в разведочных скважинах составляли 50-200 м³/сут.

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.

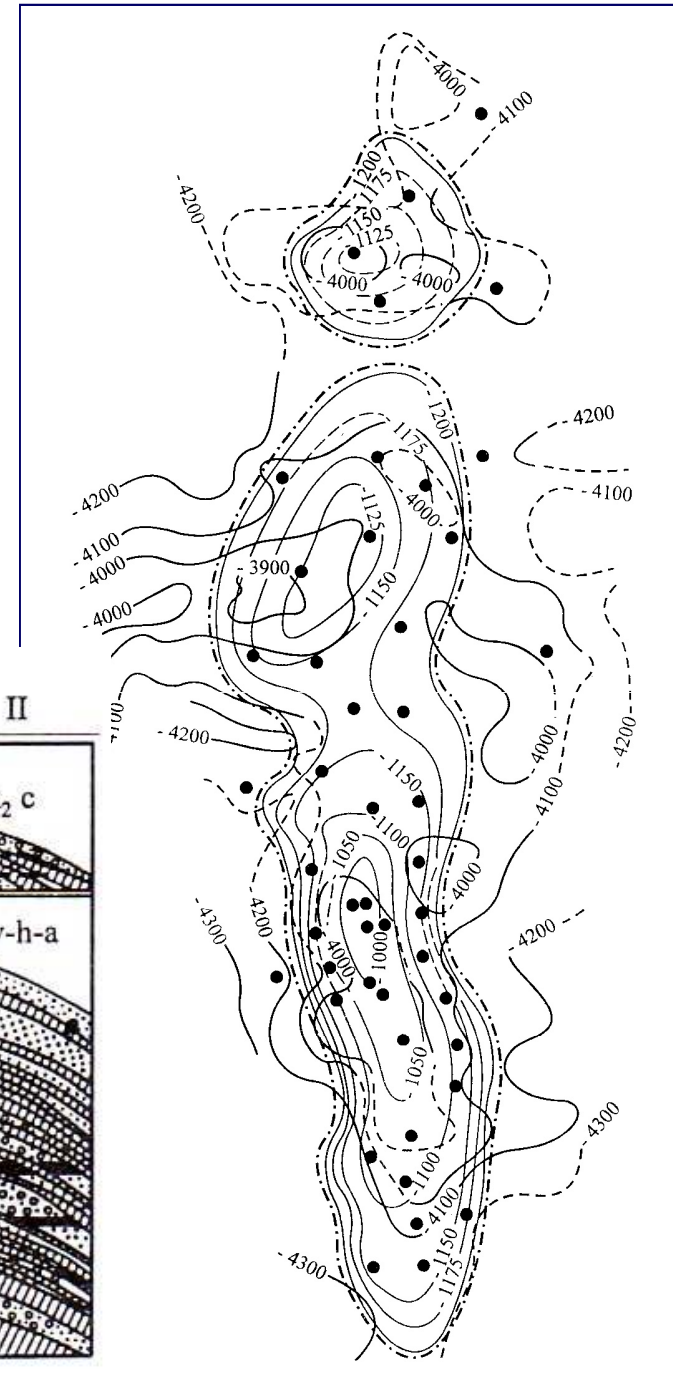
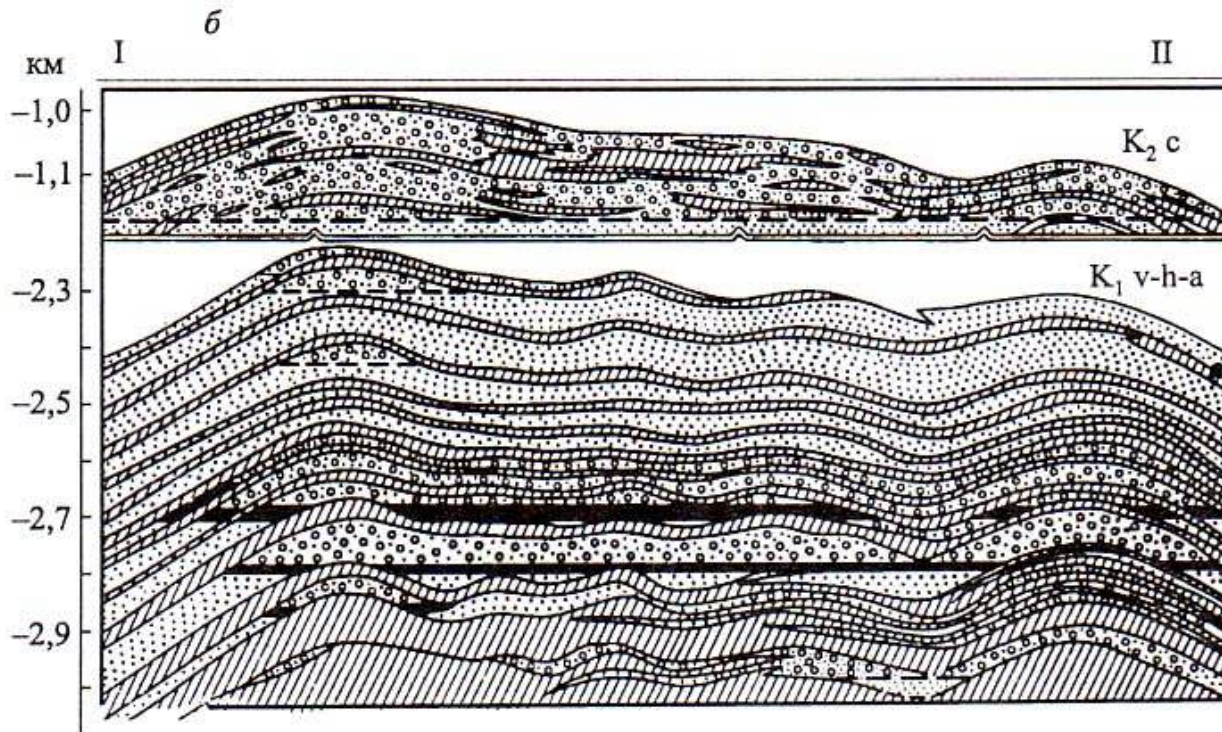
ЯМАЛЬСКАЯ НГО

- 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 долмитах (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 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).

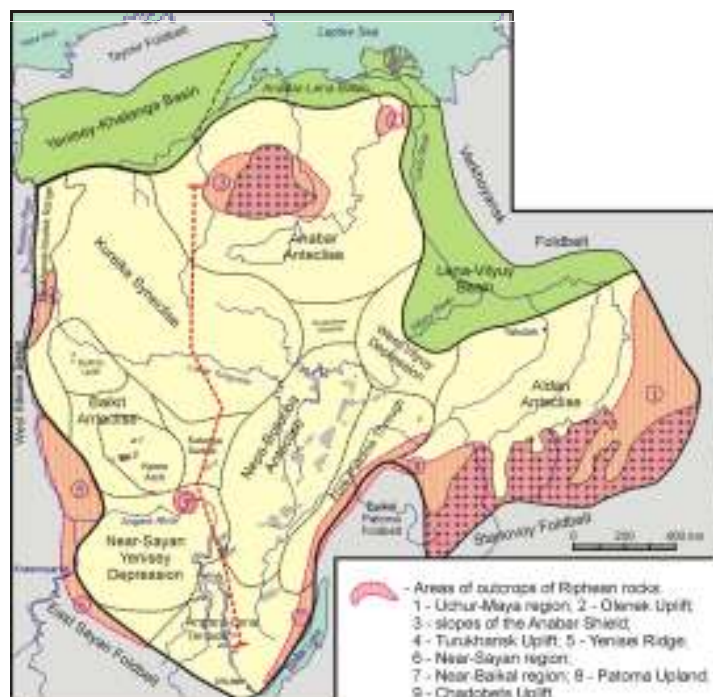
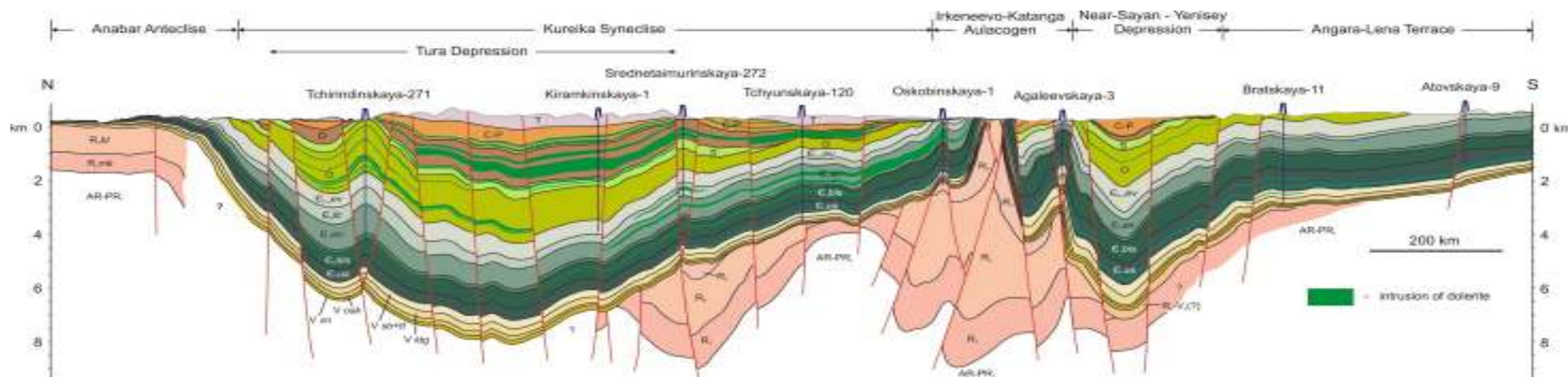


УРЕНГОЙСКОЕ нефтегазоконденсатное месторождение

- 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-Тохомской зоны Байкитской антеклизы, а также в Катангской седловине. В естественных обнажениях разрезы рифея описаны на Енисейском крыже 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 синеклику, 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 антеклизах 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 Кемпедняйской впадине) и сульфатно-соленосные образования, иногда с вулканогенными образованиями. Мощность комплекса может достигать 1,2 (Норильский район) – 3,0 км (Кемпедняйская впадина).

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

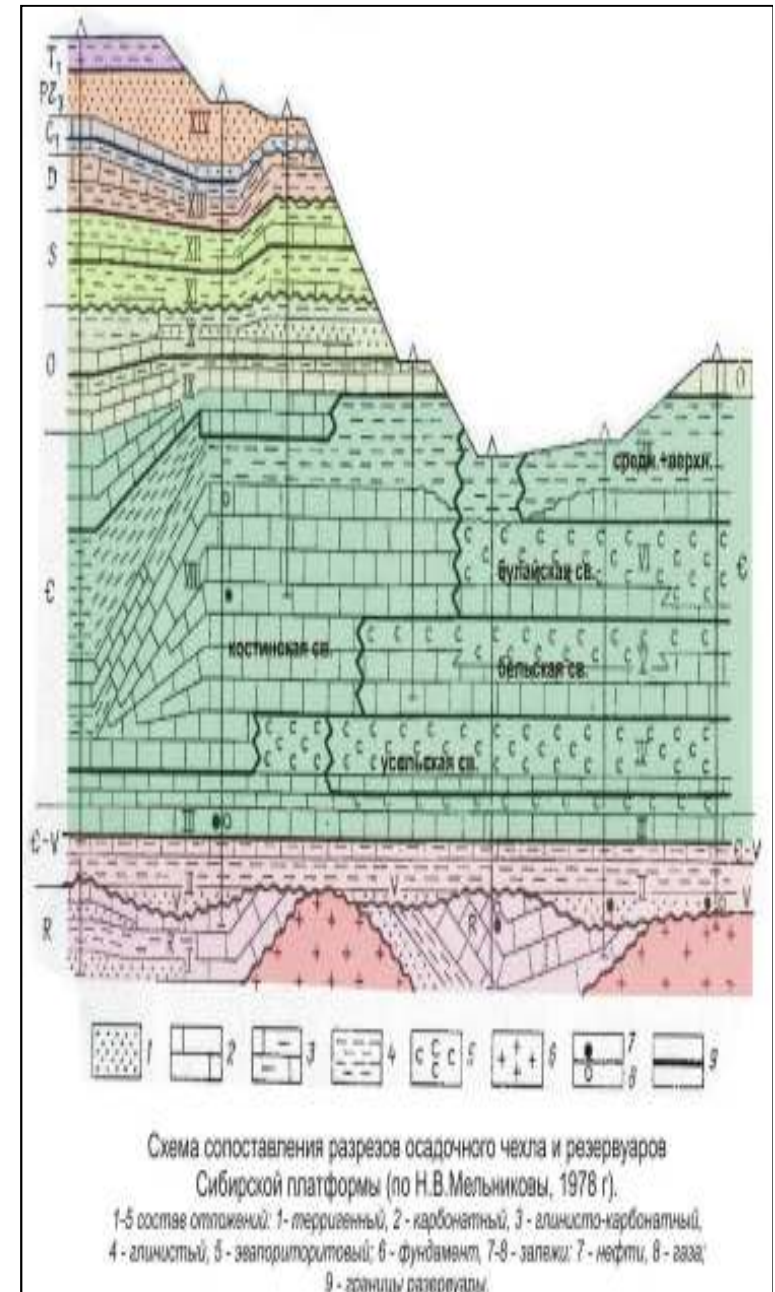
Верхнепермско-триасовые комплексы

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.



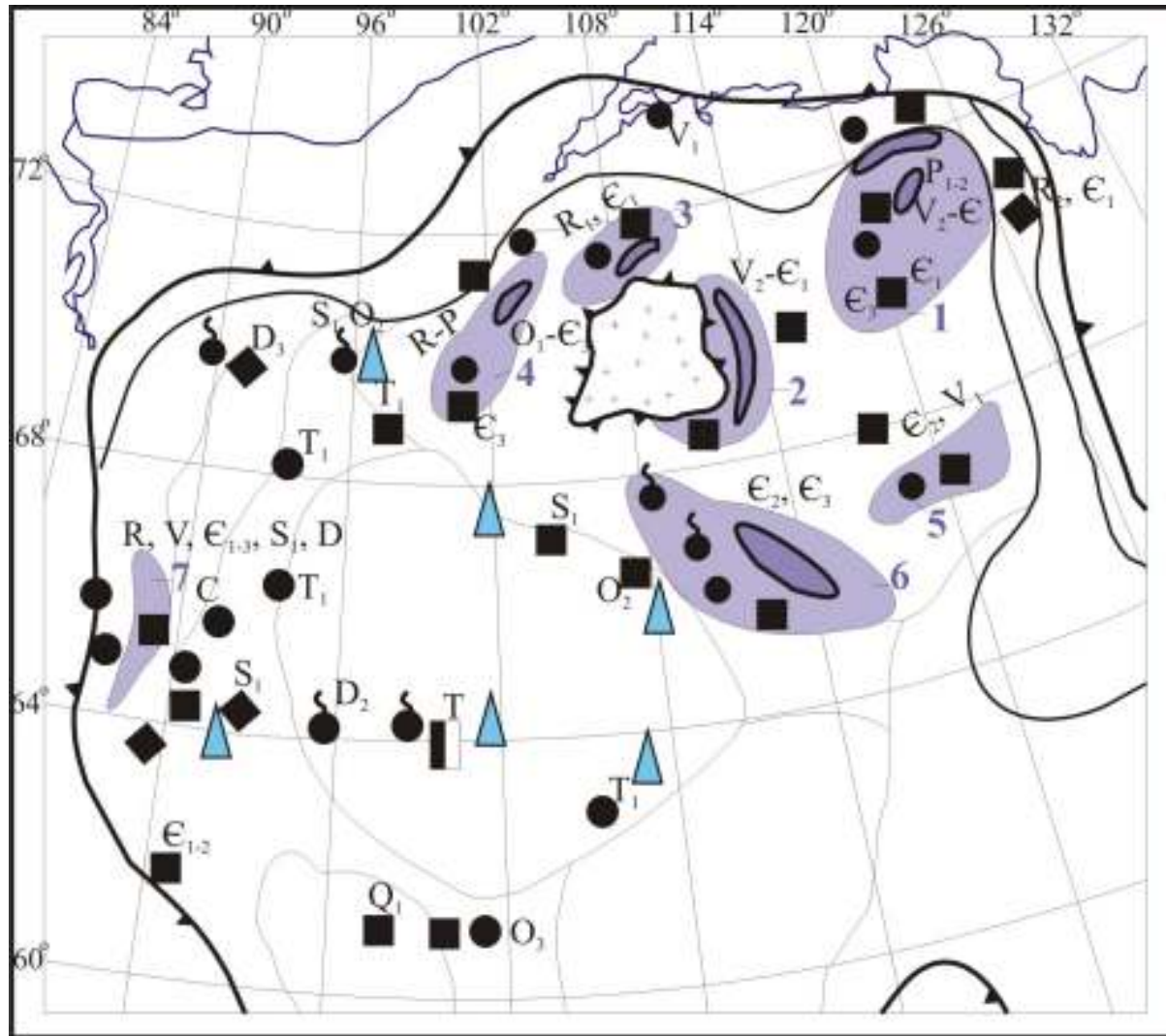
НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ

- 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

Три генетических ряда производных нефти:

- **1) гипергенные** (мальта-асфальт-асфальтит-окискерит-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.



- битумные поля и их № на схеме:

1 - Нижне-Оленёкское; 2 - Восточно-Анабарское; 3 - Северо-Анабарское; 4 - Западно-Анабарское; 5 - Верхне-Мунино-Мотомунское; 6 - Южно-Анабарское (Слюджарское); 7 - Туруханское

- битумные скопления

- нефть

- мальта

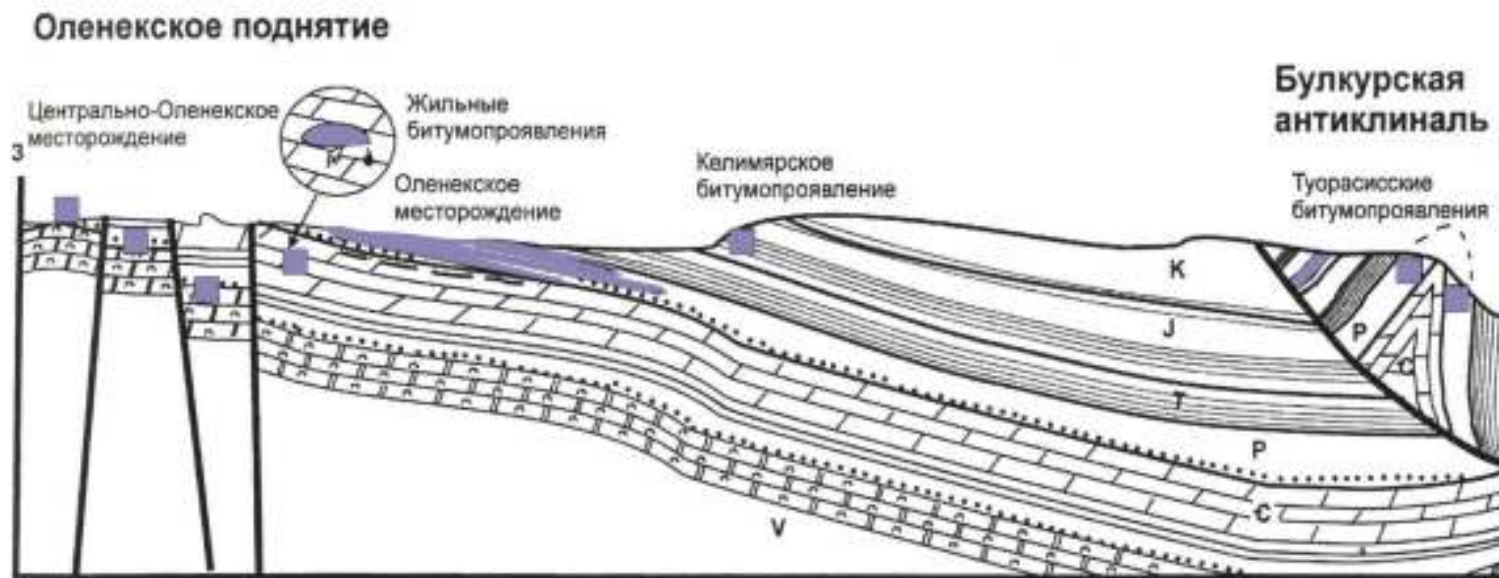
- асфальт и асфальтит

- антракосолит

- жидкий парафинит (гапчетит)

- возраст вмещающих битум пород

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

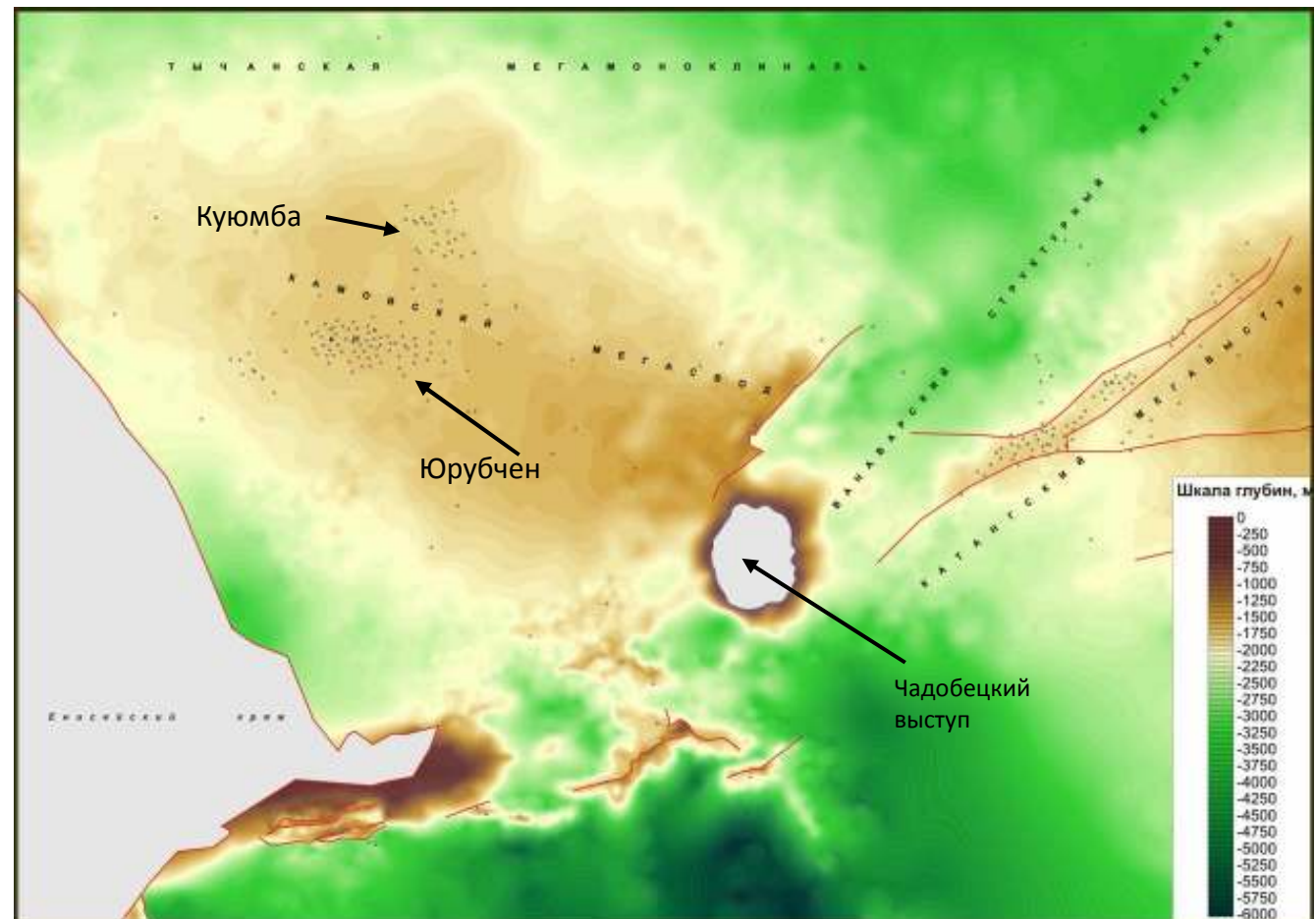


- Оленекское месторождение (пермские песчаники) ширина выходов более 120 км, вглубь бассейна 40 км, эффективная мощность до 15 м, общая 150-200 м, пористость 17-20%, запасы – около 2 млрд. т. На поверхности преобладают асфальтиты, в интервале 20-80 м асфальты, глубже 100 м – мальты, на глубине более 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.

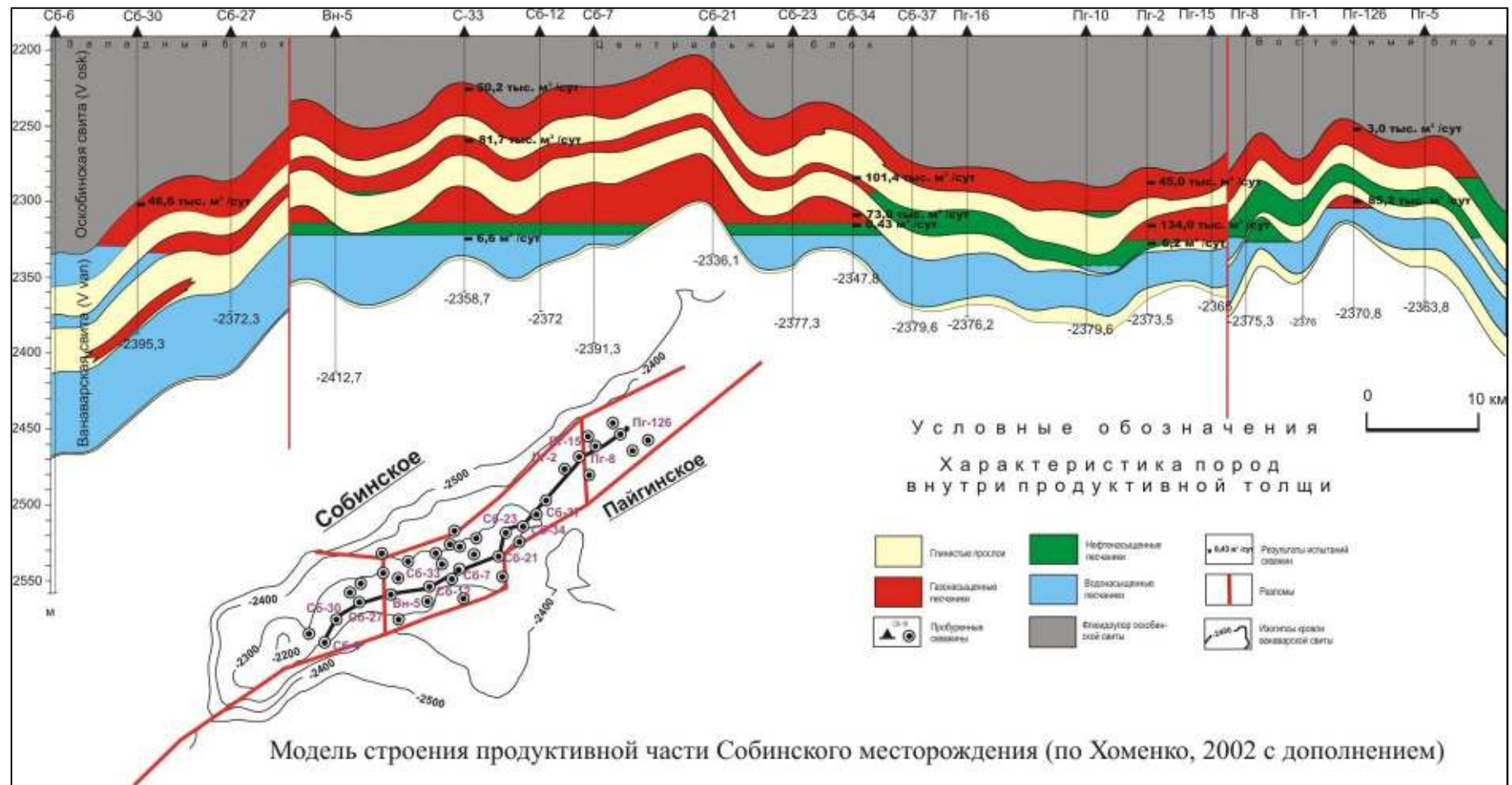
Юрубчено-Тохомская зона

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 аккумуляровано 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.

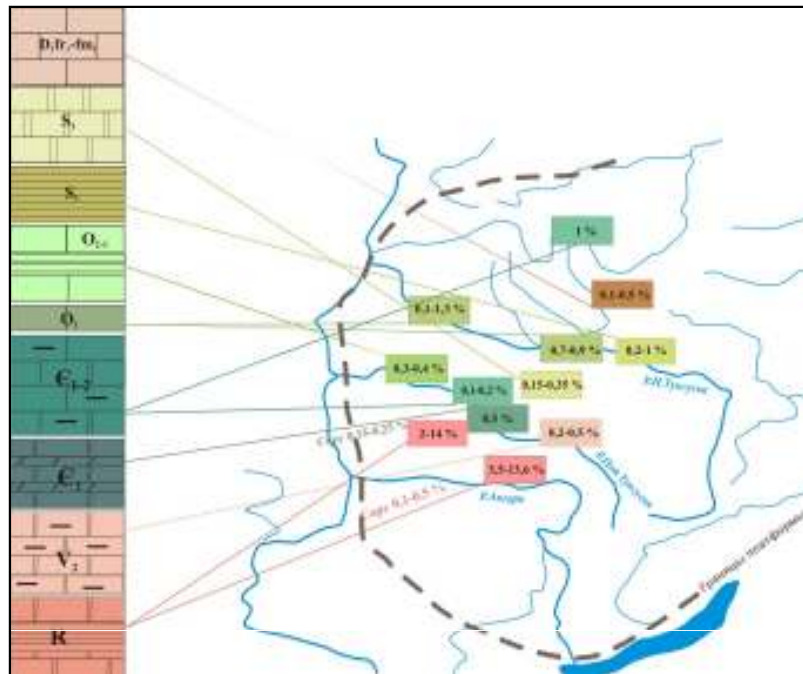


Собинское нефтегазоконденсатное месторождение



- 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.

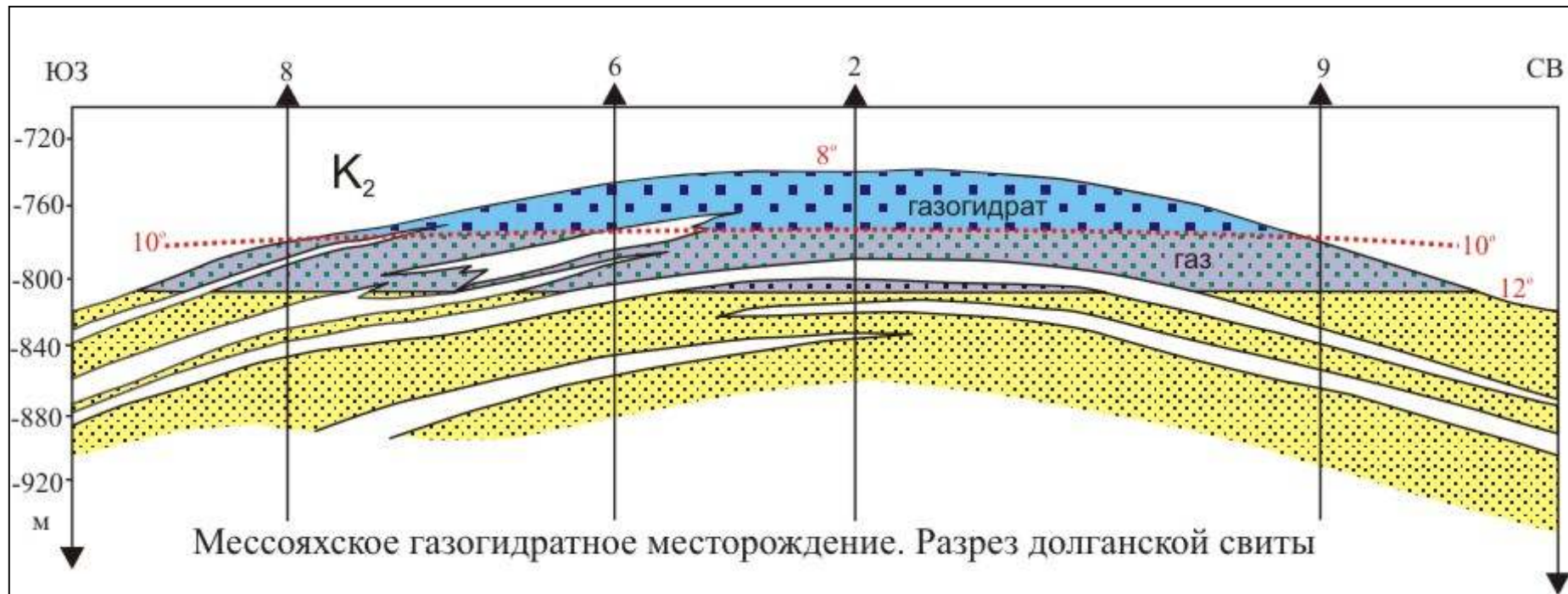
НЕФТЕГАЗМАТЕРИНСКИЕ ОТЛОЖЕНИЯ



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



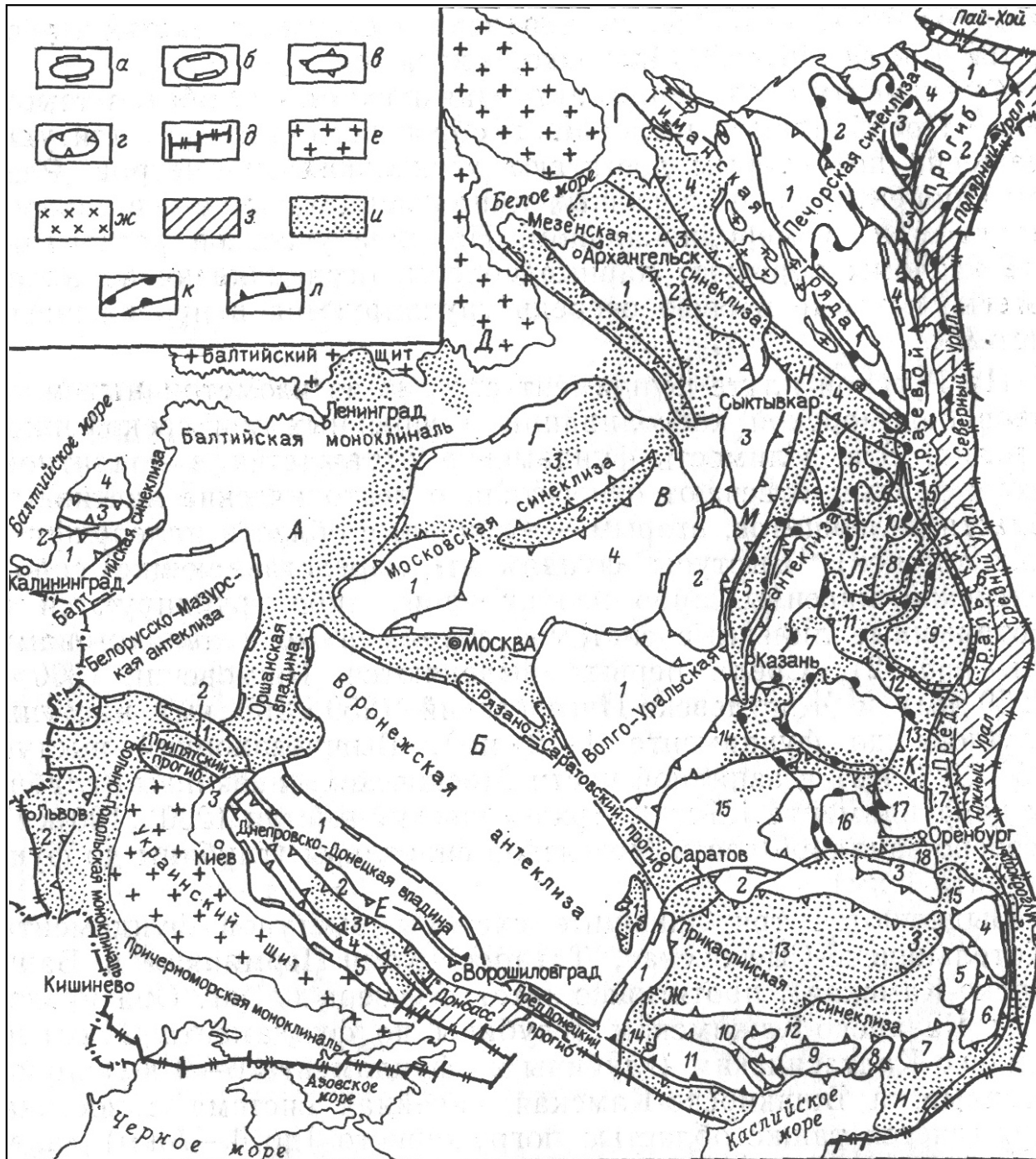
- Мессояхское месторождение (западная периклиналь Малохетского вала) является первым месторождением, в котором доказано существование газа в гидратной форме.
- Массивная залежь, долганская свита верхнего мела, высота залежи 77 м, многолетняя мерзлота до глубин 450 м, Тпл. от 8° (кровля) до 12° (ГВК), Рпл (начальное) 7,8 мПа, газ сухой (CH_4 – 98,6%).
- При таких условиях газогидраты выше изотермы $10^{\circ}C$.
- 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-Ладозско-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.

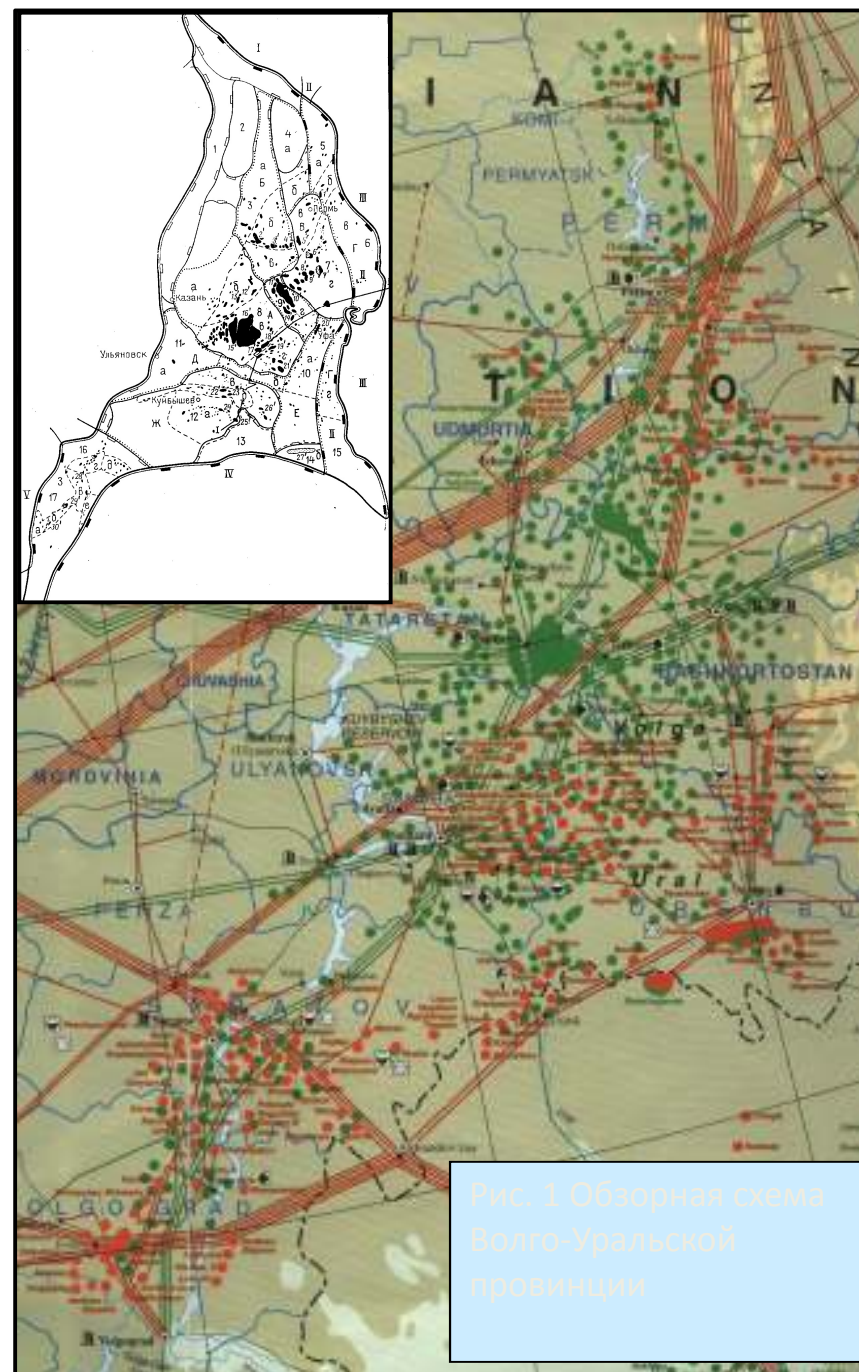


Рис. 1 Обзорная схема
Волго-Уральской
провинции

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
достигает нескольких
километров.

[illegible]

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.

[illegible]

Каменноугольная система - карбонатная и терригенная угленосная.

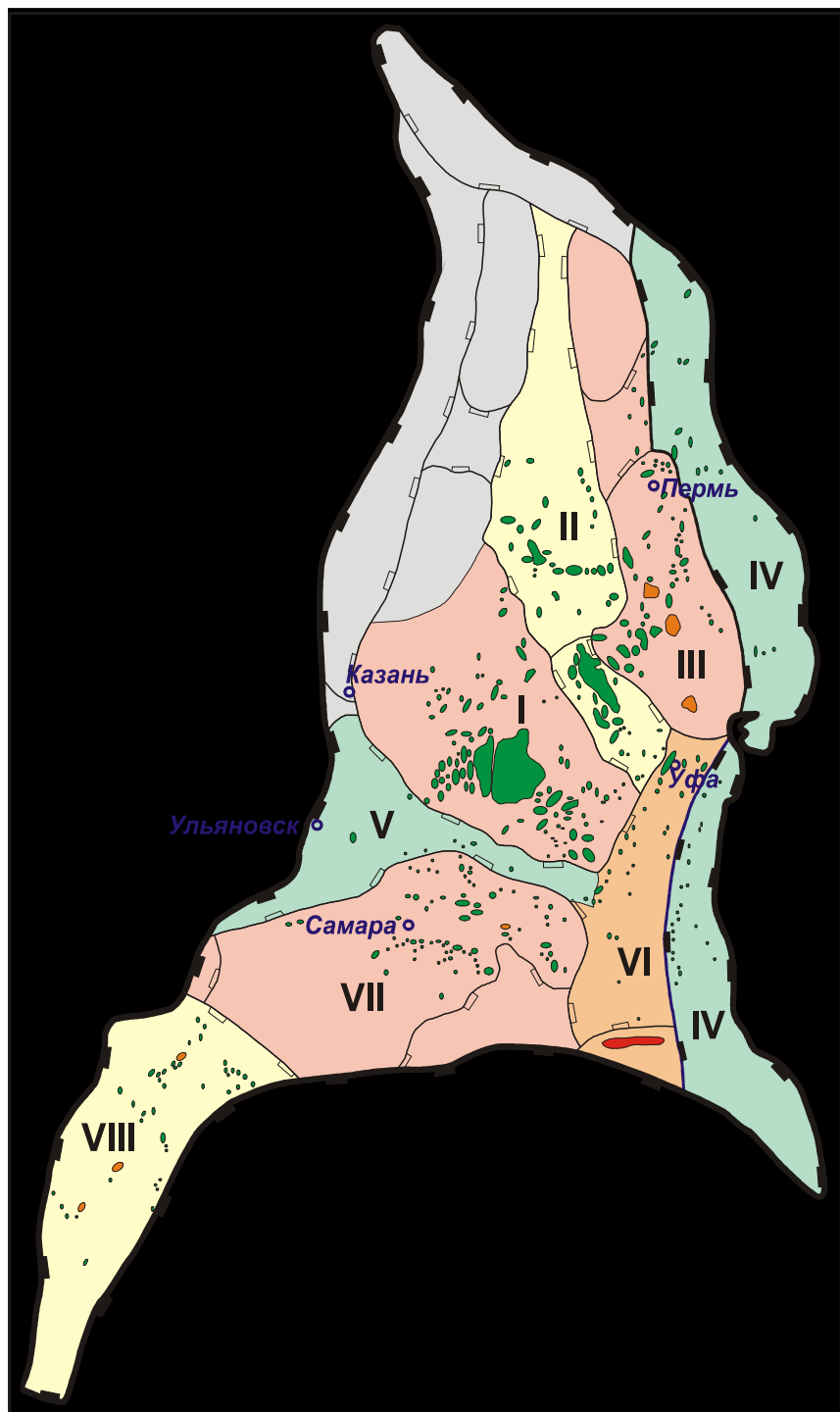
Каменноугольная С									
Верхний - С ₁					Средний С				
Ассельский С _{1а} Габельский С _{1б}					Башкирский С ₂ Мокшанский С _{2а} Вятский С _{2б}				
Соколовгорский сл					Мензский плл				
Мелеховский плл					Подольский роф				
Нолмский пл					Кашарский ксл				
Павловосадский ро					Верейский кел				
Добрининский сб					Мелеховский пл				
Дорогомилловский гл					Черкашанский сб				
Хамовинский пл					Приманский пр				
Криваякинский кт					Пропанковский рт				
					Степановский сл				
					Тарусский пл				
					Веневский кт				
					Мелеховский пл				
					Александровский сл				
					Турский пл				
					Бобринский сб				
					Родлевский тд				
					Беловский сл				
					Беловский пл				
					Беловский кт				
					Черепановский сб				
					Утинский сб				
					Мелеховский пл				
					Гурьевский пл				
					Знаменский пл				
					Криваякинский кт				

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.

Пермская - Р									
Нижний - Р ₁					Верхний Р ₂				
С ₂	Ассельский Р _{1а}	Самарский Р _{1б}	Артинский Р _{1в}	Кулгурский Р ₂	Уфимский Р ₃	Казанский Р _{4а} Нижний	Татарский Р _{4б} Верхний		
					Р _{1а1}	Р _{1а2}	Р _{1а3}		
							Вятский ил		
							Северодвинский ад		
							Урюковский ил		

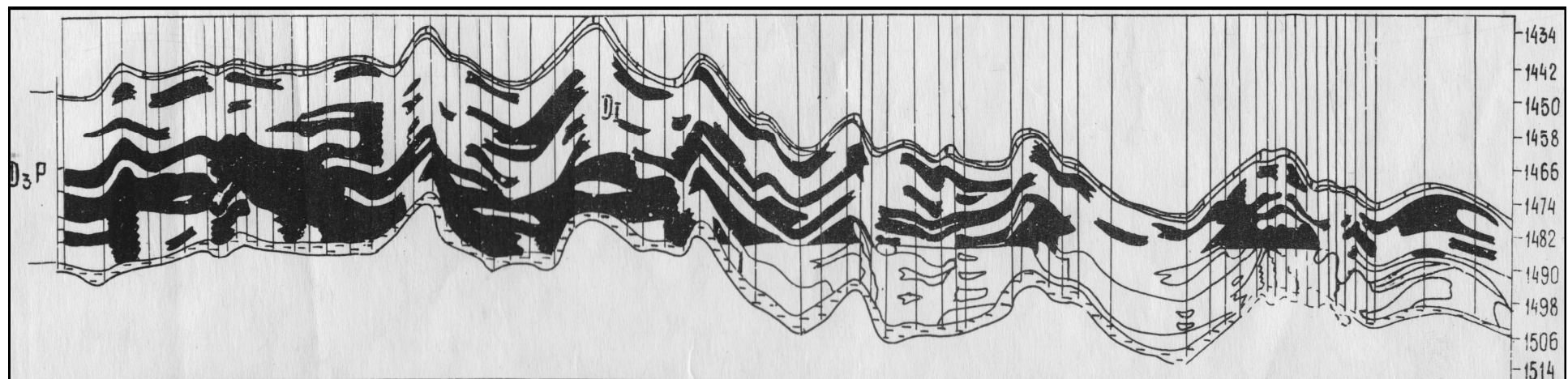
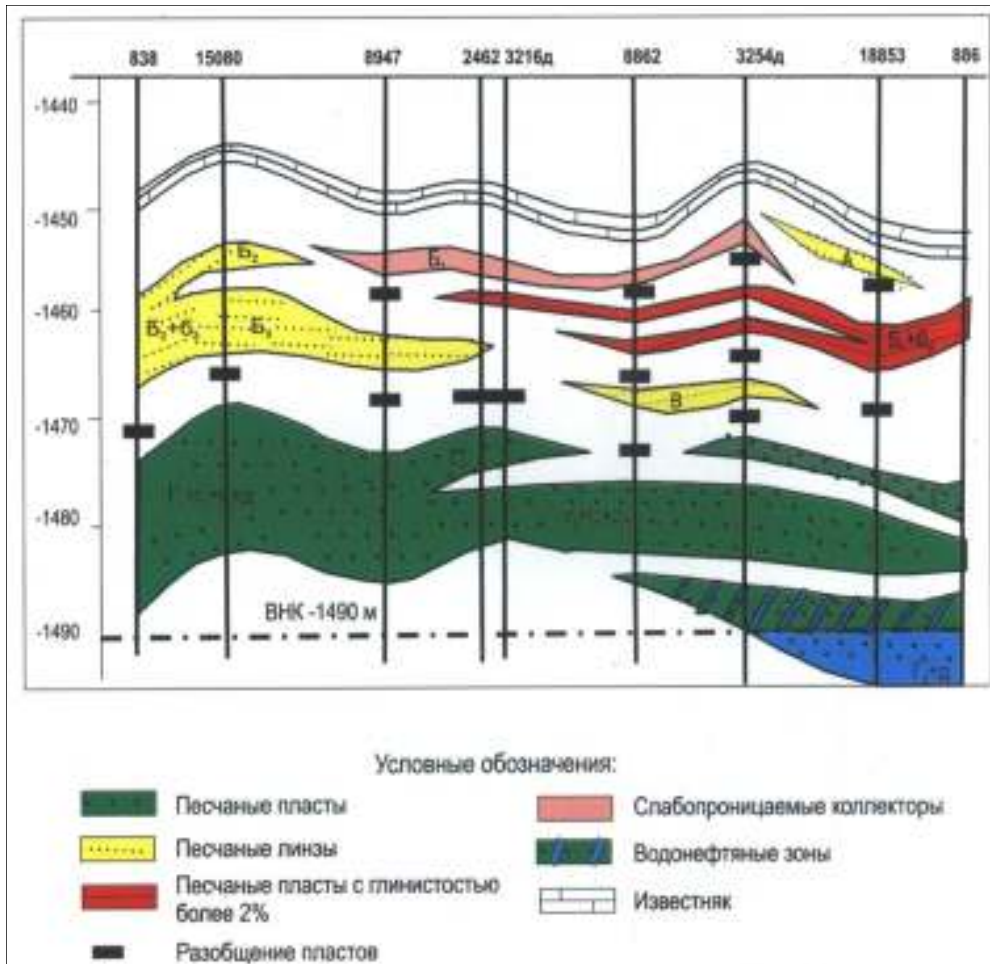


НГК	Состав	Нефтегазоносность НГО							
		Татарская	Верхнекамская	Пермско-Башкирская	Предуральская	Мелекесско-Абдуллинская	Уфимско-Оренбургская	Средневолжская	Нижневолжская
P_2	Кар-Терр					★ ★		★	★
C_3-P_1	Карб		★		★ ★	★ ★	★	★ ★	★
C_2	Терр-Кар	★	★	★		★	★	★	★ ★
C_1V_1	Терр	★	★	★	★	★	★	★	★
$D_3f_2-C_1t_1$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

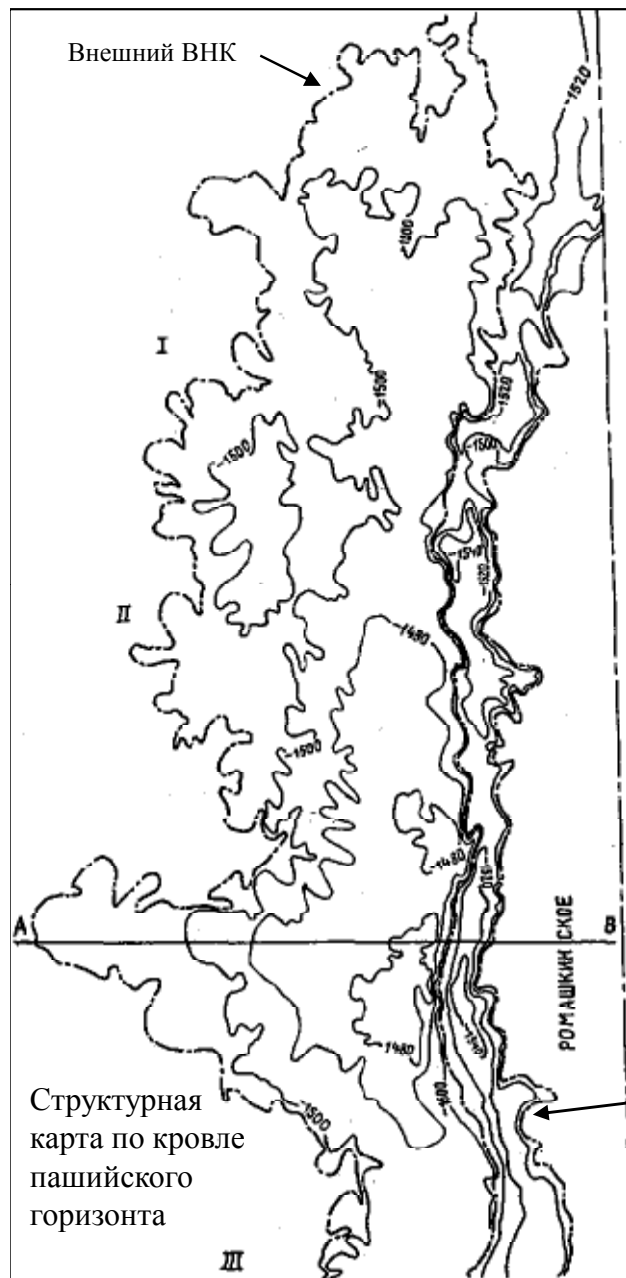
- В Волго-Уральском НГБ выделяется восемь НГО.
- Диапазон нефтегазоносности на сводах – средний девон-средний карбон, во впадинах – вплоть до верхней перми.

Ромашкинское месторождение

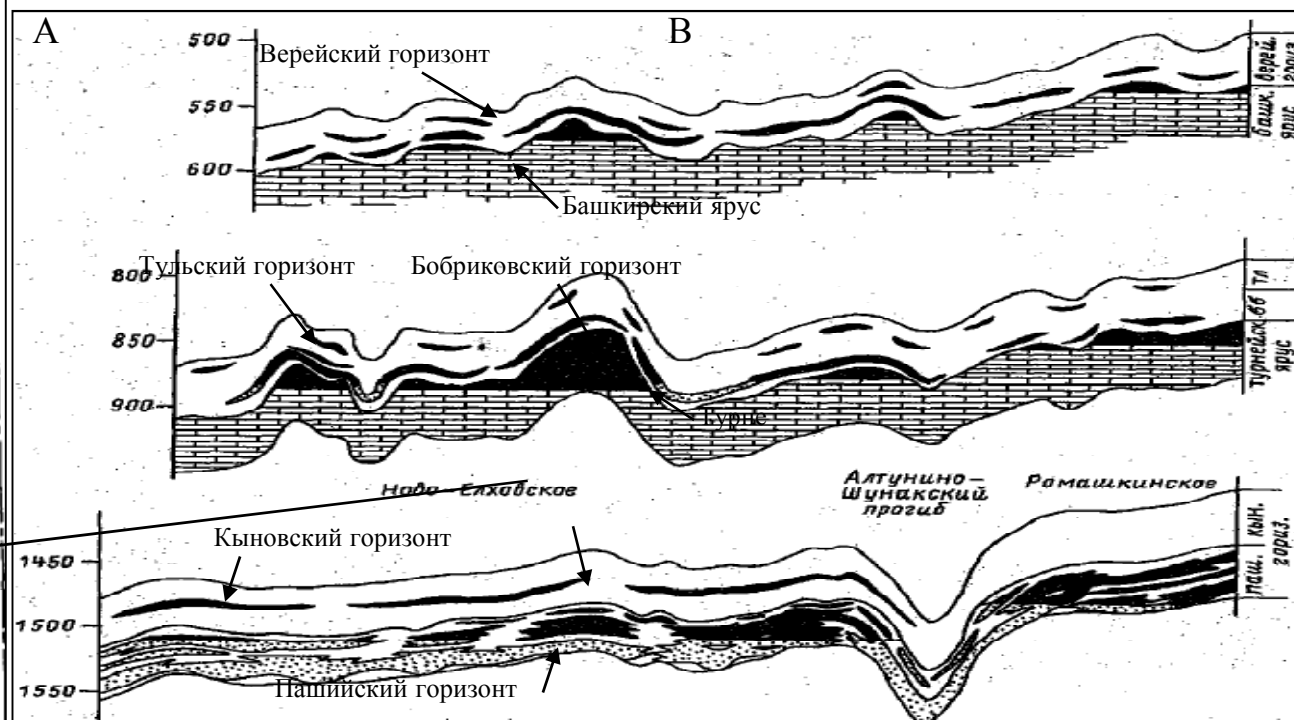
- Открыто в 1948 году. Доказанные и извлекаемые запасы оцениваются в 2,3—2,7 млрд т.
- Залежи пласта D_0 имеют небольшие размеры и сложную конфигурацию.
- В вышележащих отложениях притоки нефти получены из карбонатного девона и терригенного карбона.
- Коллекторы- мелкозернистые кварцевые песчаники, мощностью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



Ново-Елховское месторождение

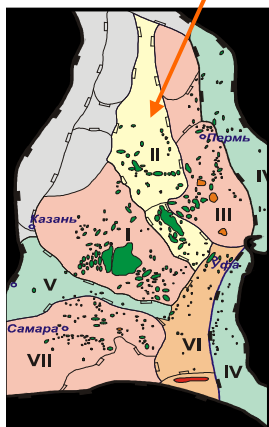


- Открыто 1951, разработка 1961. 2-3 км от Ромашкино. Уникальное по запасам (около 580 млн.т).
- Вытянутая асимметричная складка (14-18x85 км, А – 45 м).
- 70% геологических и 80% извлекаемых запасов в пластах D3.
- Песчаники мелкозернистые кварцевые хорошо сортированные, цемент 1-5%. Пласты часто сообщаются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



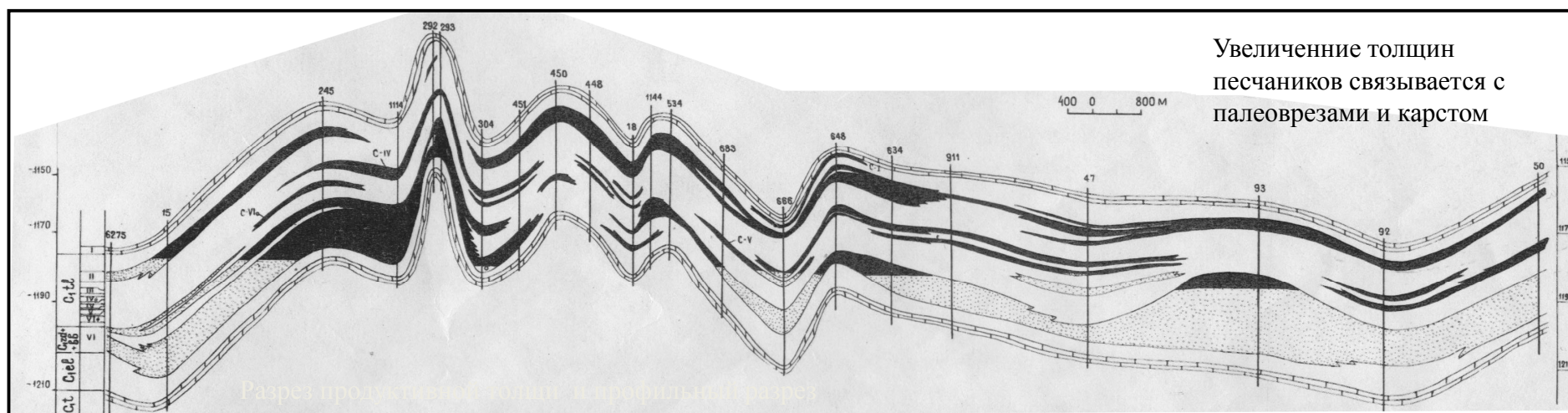
ВЕРХНЕКАМСКАЯ

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

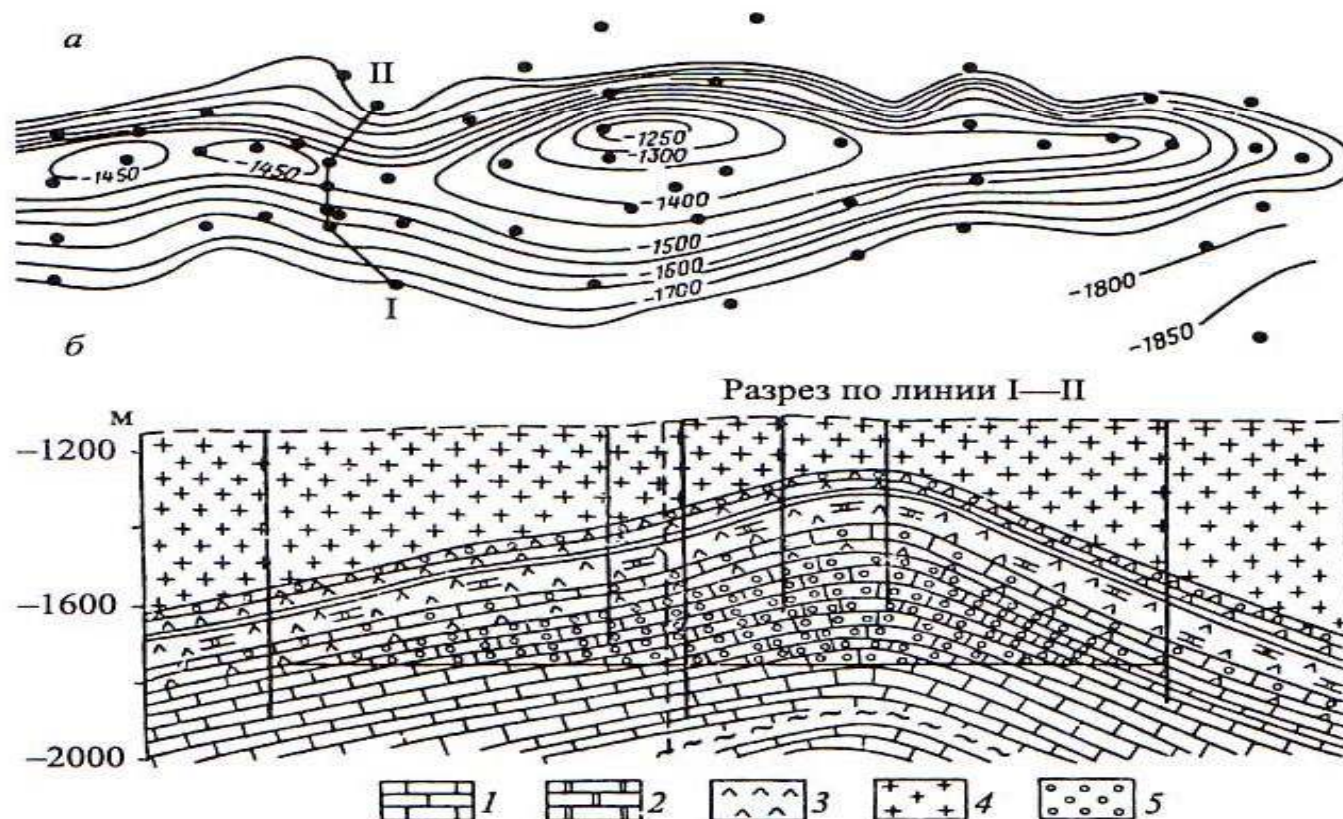
Открыто в 1966. М-ние приурочено к асимметричному валообразному поднятию широтного простирания подсолевых нижнепермских отложений. Размеры вала 100х22 км, амплитуда 700 м.

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

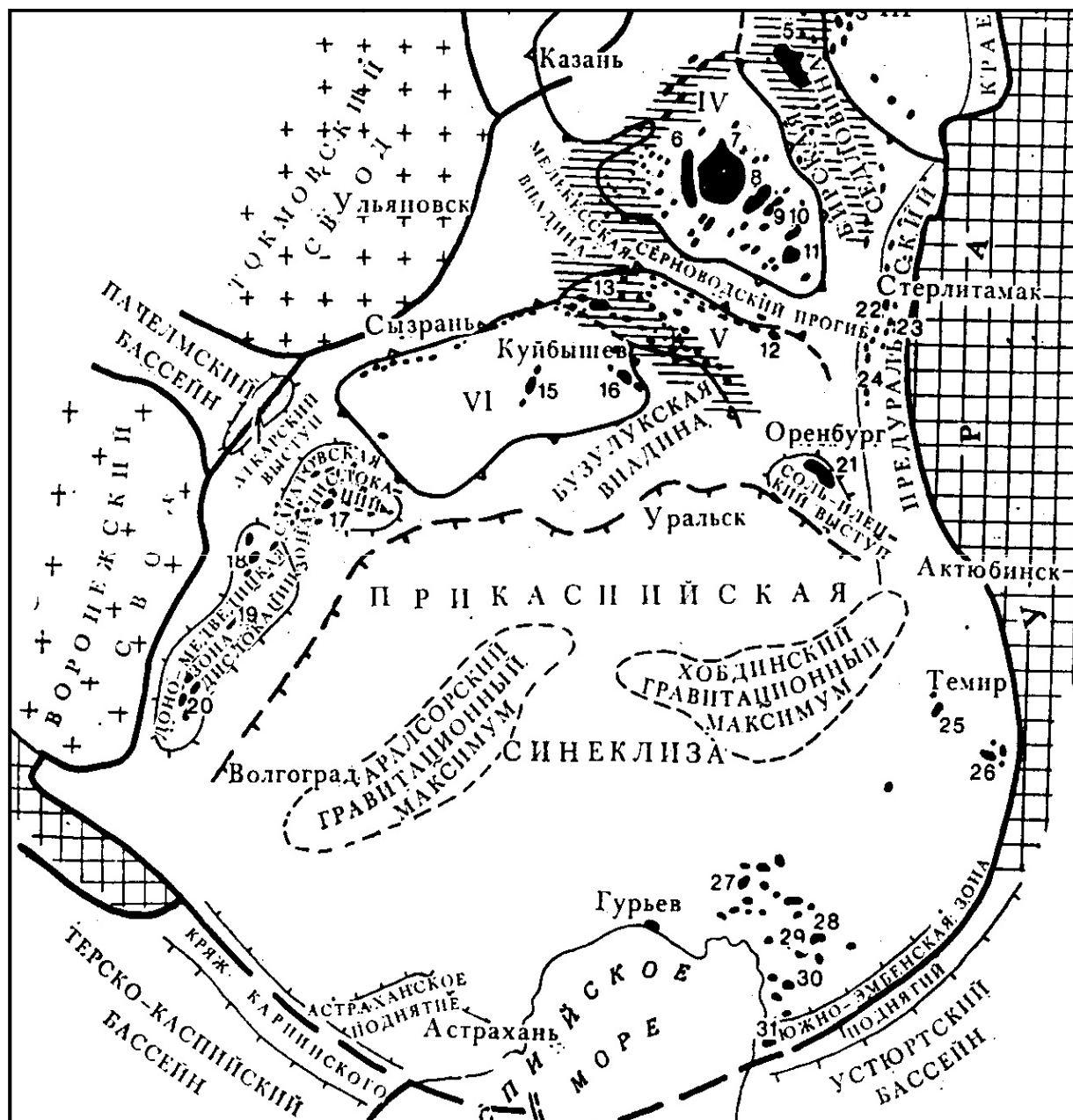
Коллектор порово-трещинного типа с пористостью 6-13% и проницаемостью 0,1-24,1 мД.

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).

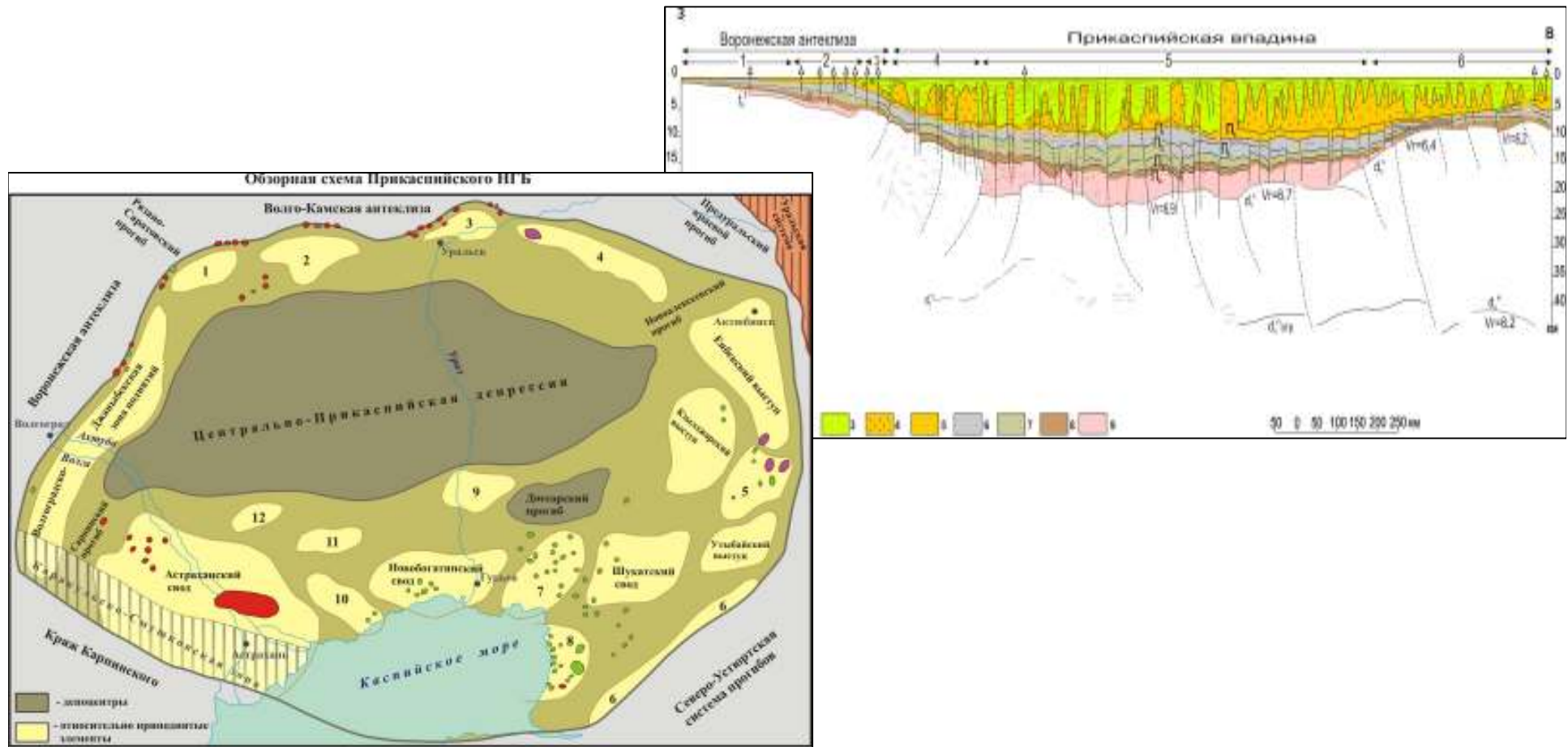
Фундамент – до 18-20 и более км. Древний (?)

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

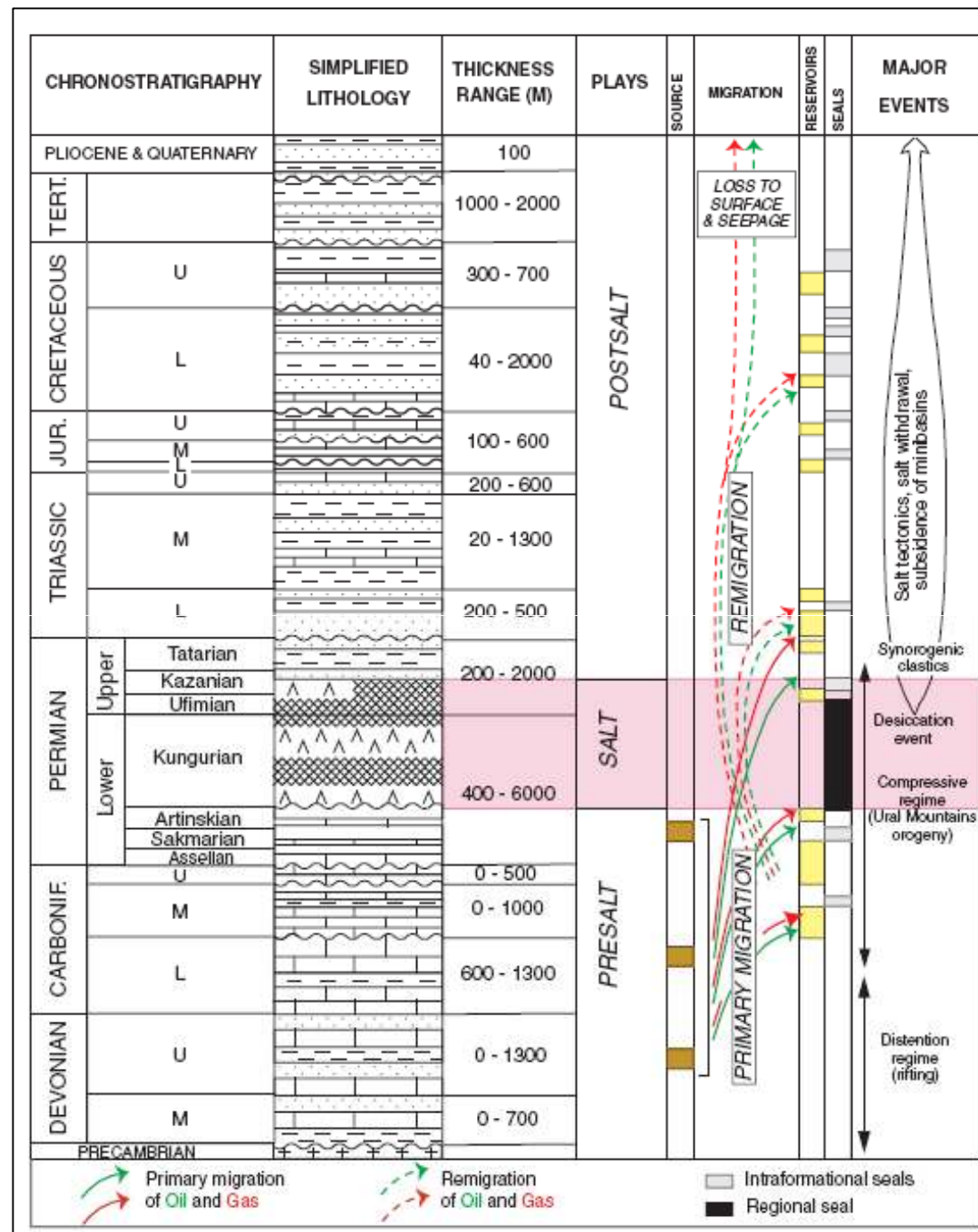
Подсолевой комплекс неоднородный. В западной и северной частях близок к разрезу Русской плиты (более «морские» фации). В восточной и юго-восточной частях – «уральские» типы разрезов (снос материала с Южно-Мугоджарского микроконтинента, в карбоне преобладают терригенные разности.

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.

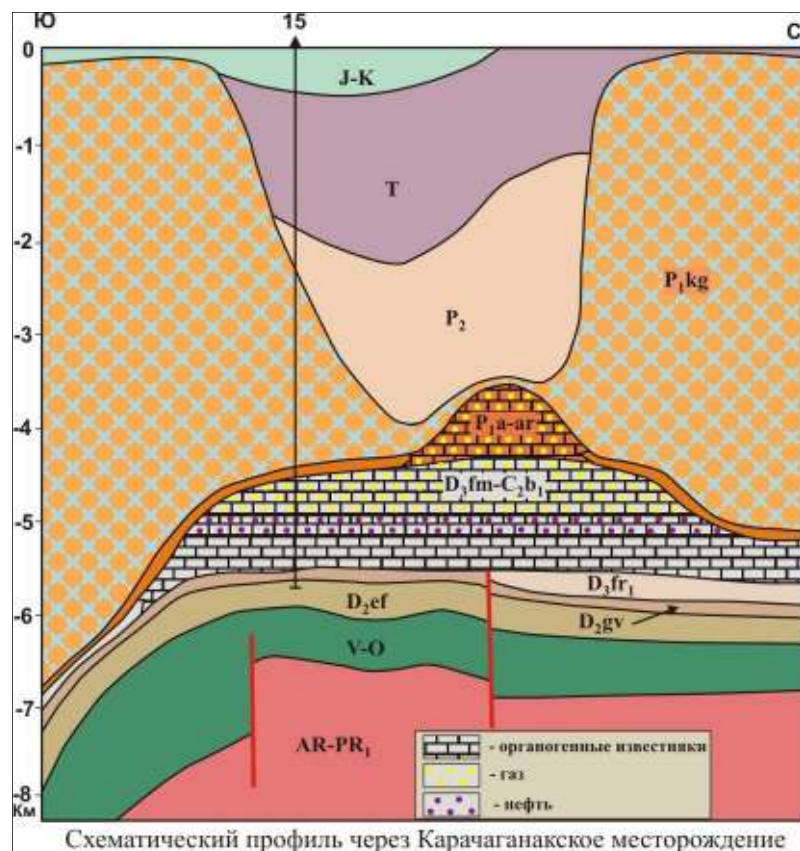
Надсолевой комплекс – преимущественно континентальные красноцветные грубообломочные отложения *верхней перми – нижнего триаса*; морской терригенно-карбонатный *средний* и терригенный континентальный *верхний триас-нижняя юра*; морские (запад) и лагунно-континентальные (восток) терригенные *средняя юра-нижний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



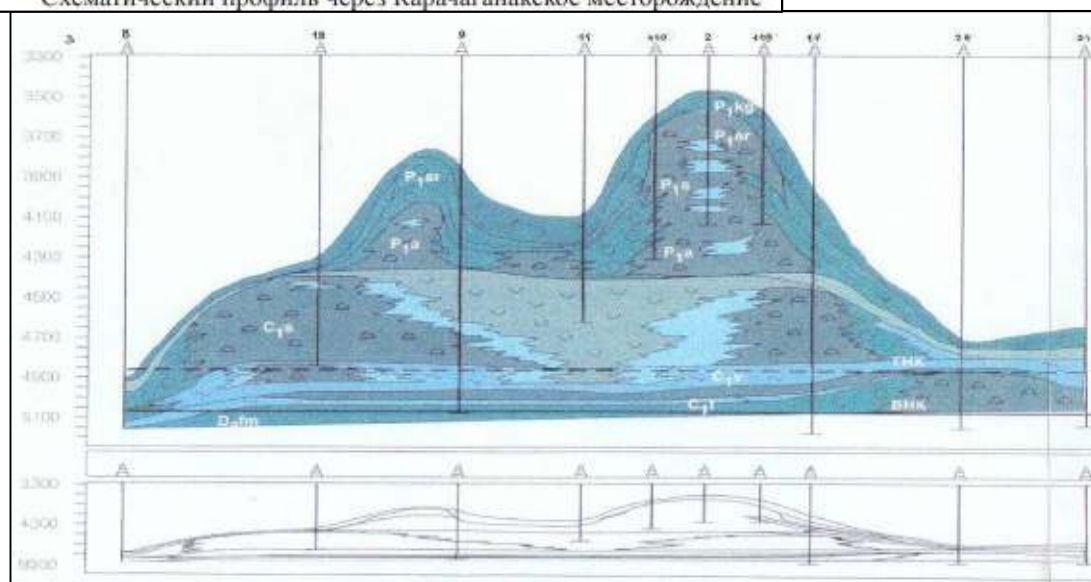
Высота нефтяной залежи 150-200м, газоконденсатной 1300-1400м, газоконденсатный фактор 450 (перь) – 1000 г/см³ (карбон).

Коллекторы органогенные и органогенно-обломочные известняки, участками доломитизированные.

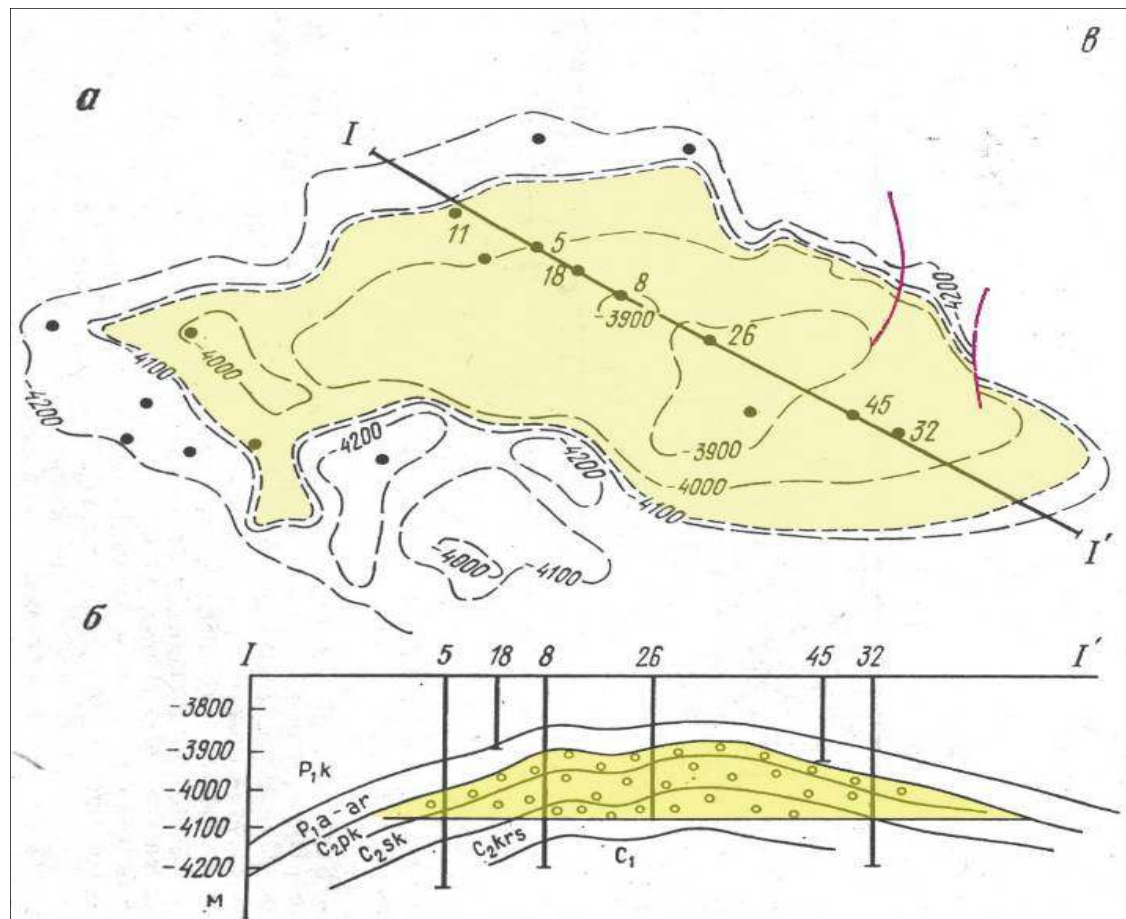
Пористость 6-20%, проницаемость до 1 и более Д.

Пластовое давление 56 мПа (-4800 м).

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

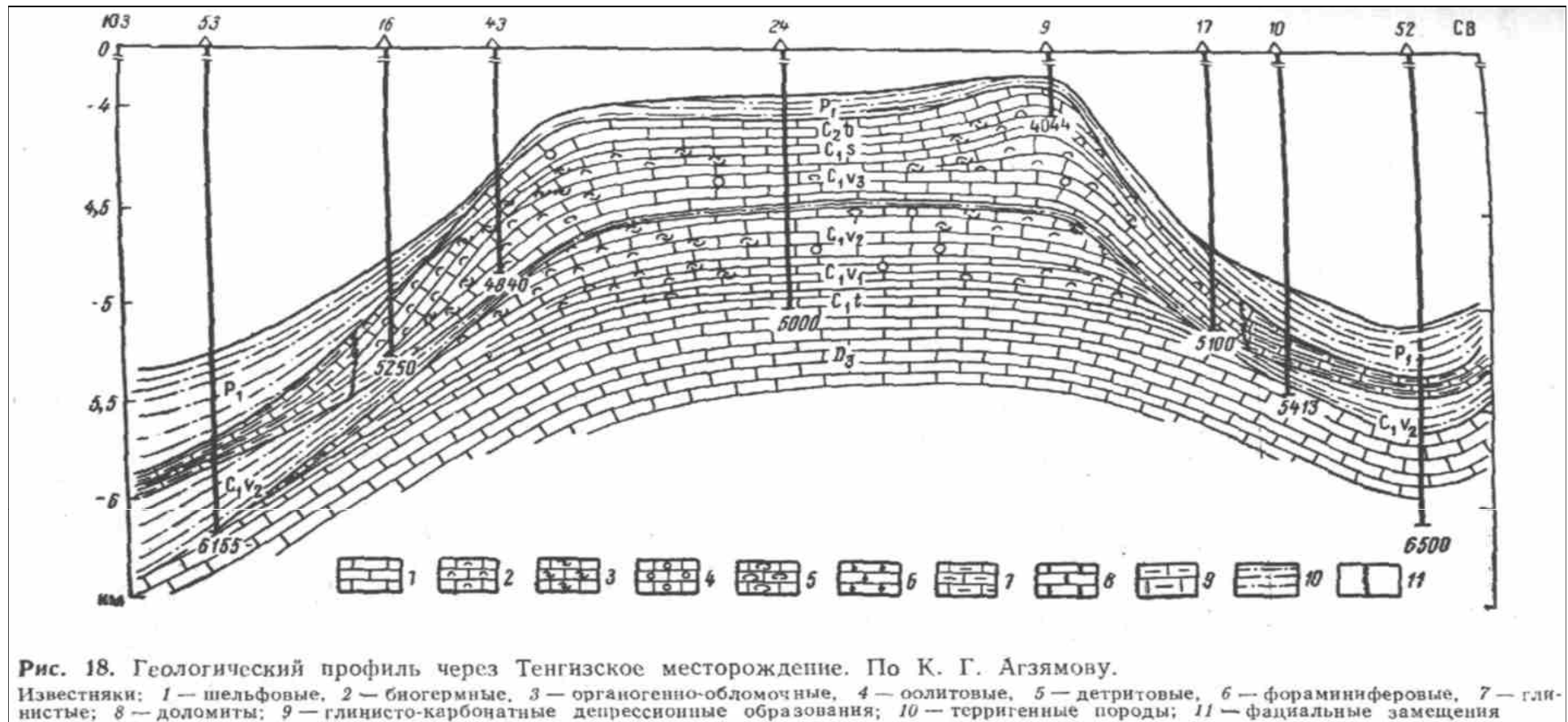


Южная прибортовая зона
Астраханское газоконденсатное
месторождение



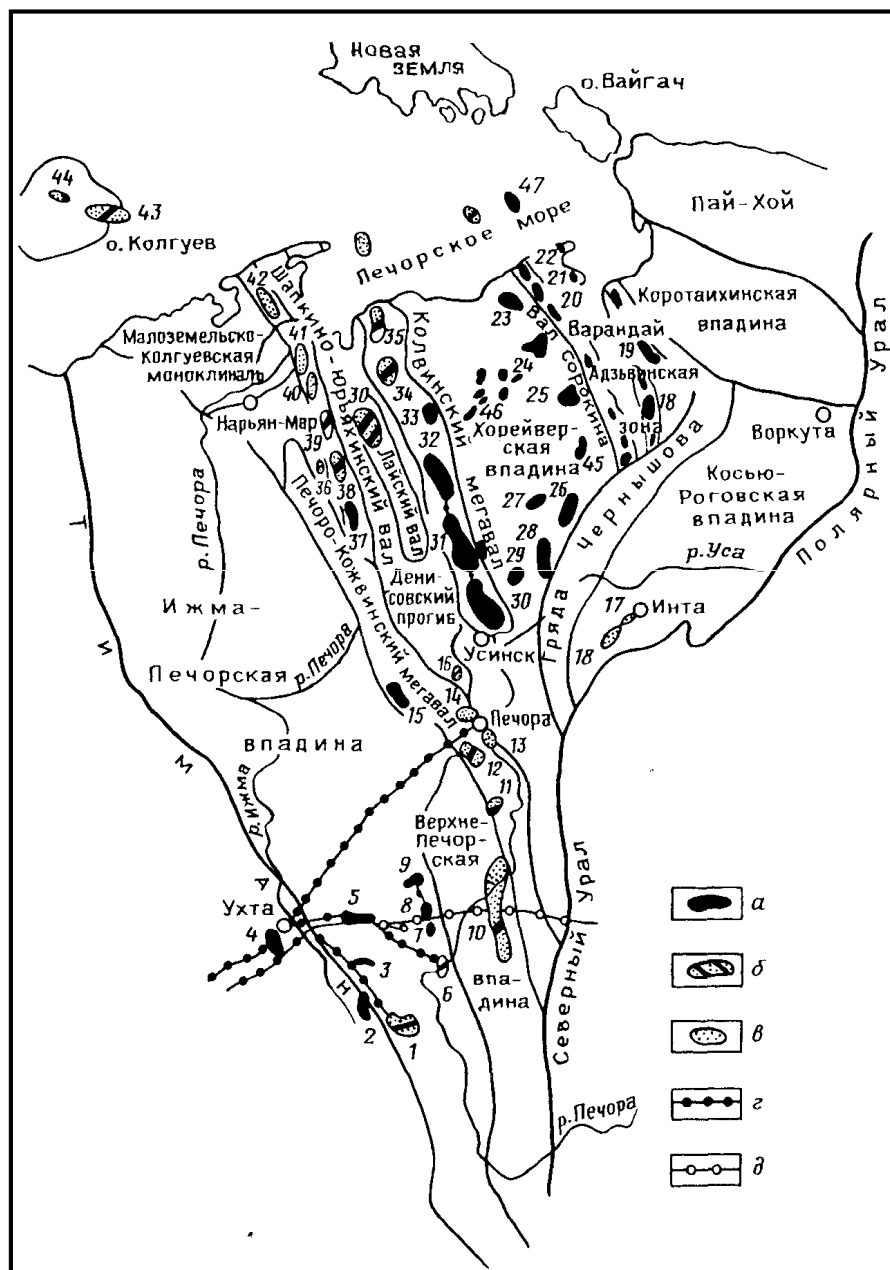
- Астраханское газоконденсатное месторождение приурочено к одноименному крупному (180x200 км, амплитуда 3 км) и пологому своду. Открыто 1976 г.
- Массивная залежь в известняках башкирского яруса. Чередование проницаемых и слабопроницаемых разностей. Пористость 3-18%, проницаемость 0,01 – единицы дарси (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.

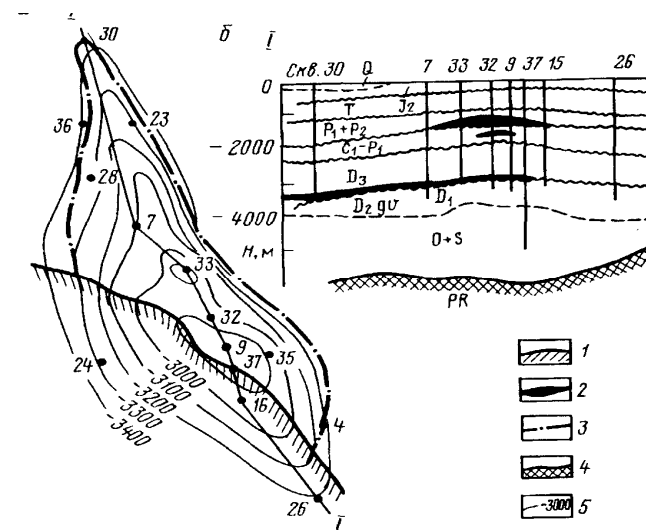
Нефти обычно хорошего качества, плотностью 0,826—0,885 г/см³; мало- и среднесернистые, парафинистые (от 0,4 до 6,6%), малосмолистые, редко — смолистые, с высоким выходом лёгких фракций.

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

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

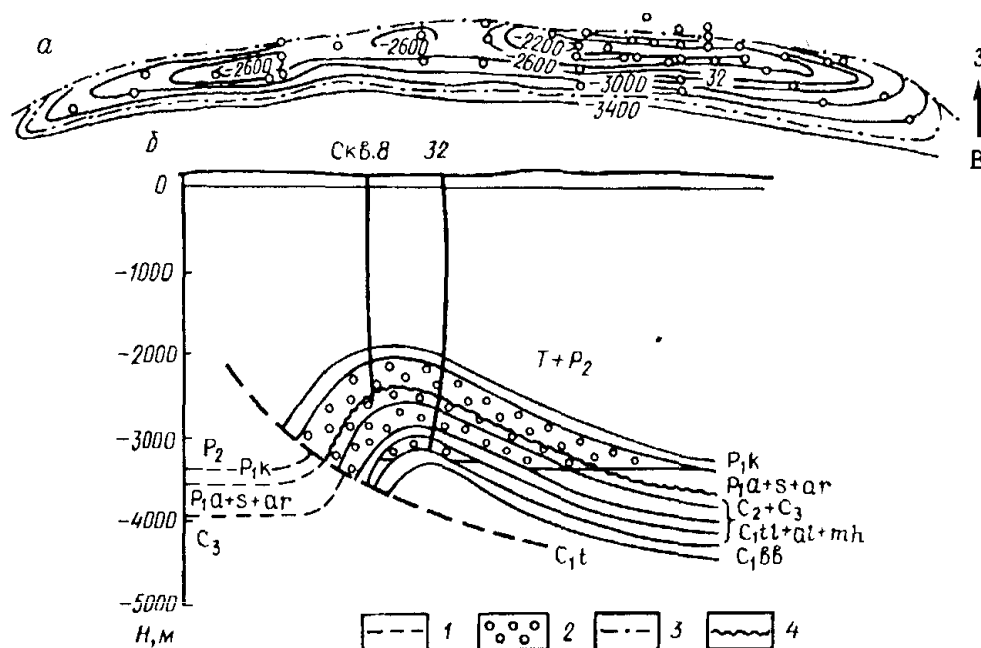
Опытная эксплуатация скважинами с поверхности началась в 1935 г. на двух участках.

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



Усинское месторождение

Вуктыльское месторождение



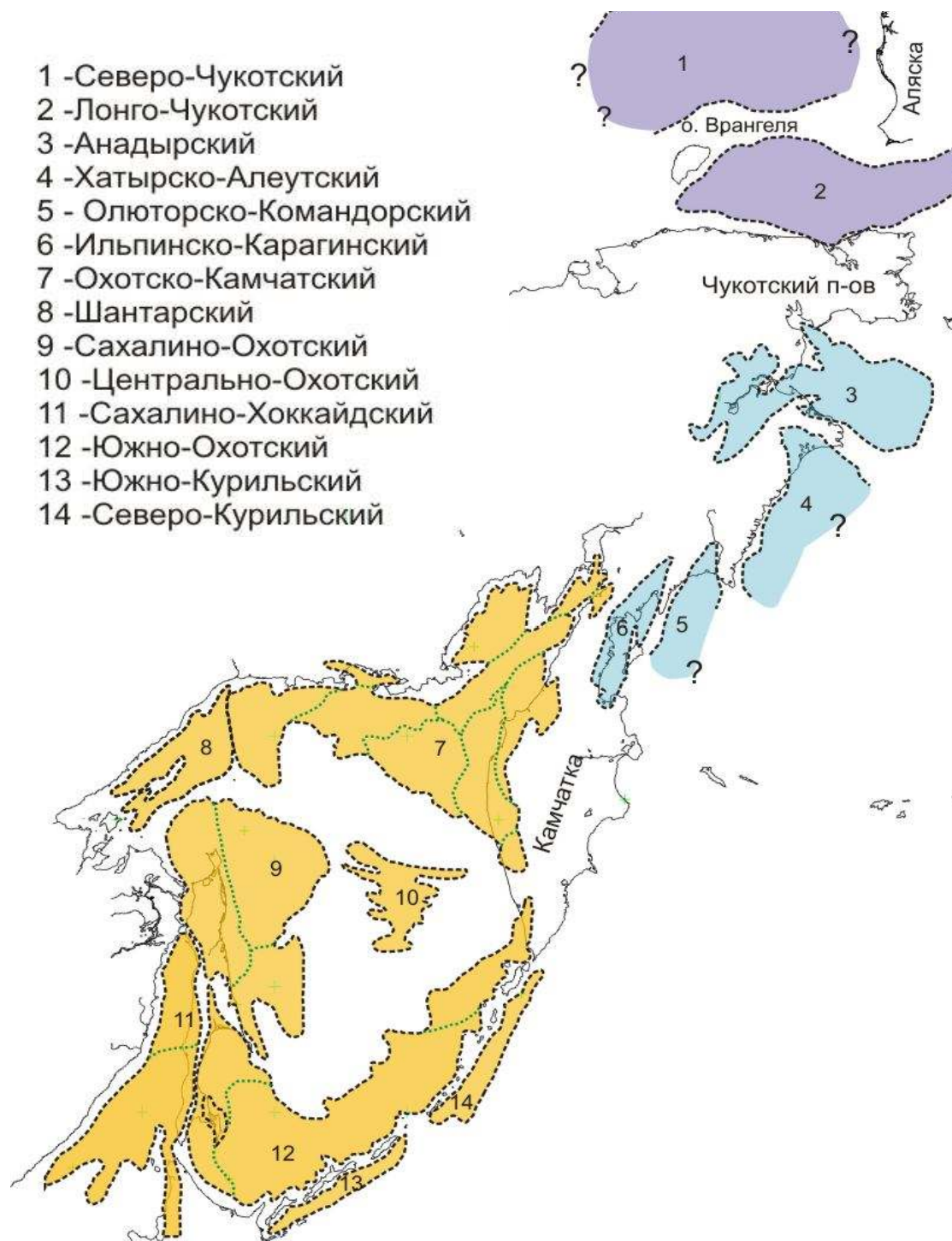
Открыто в 1964. Залежи на глубине 2,2-3,5 км. Начальные запасы газа 388,1 млрд. м³.

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.

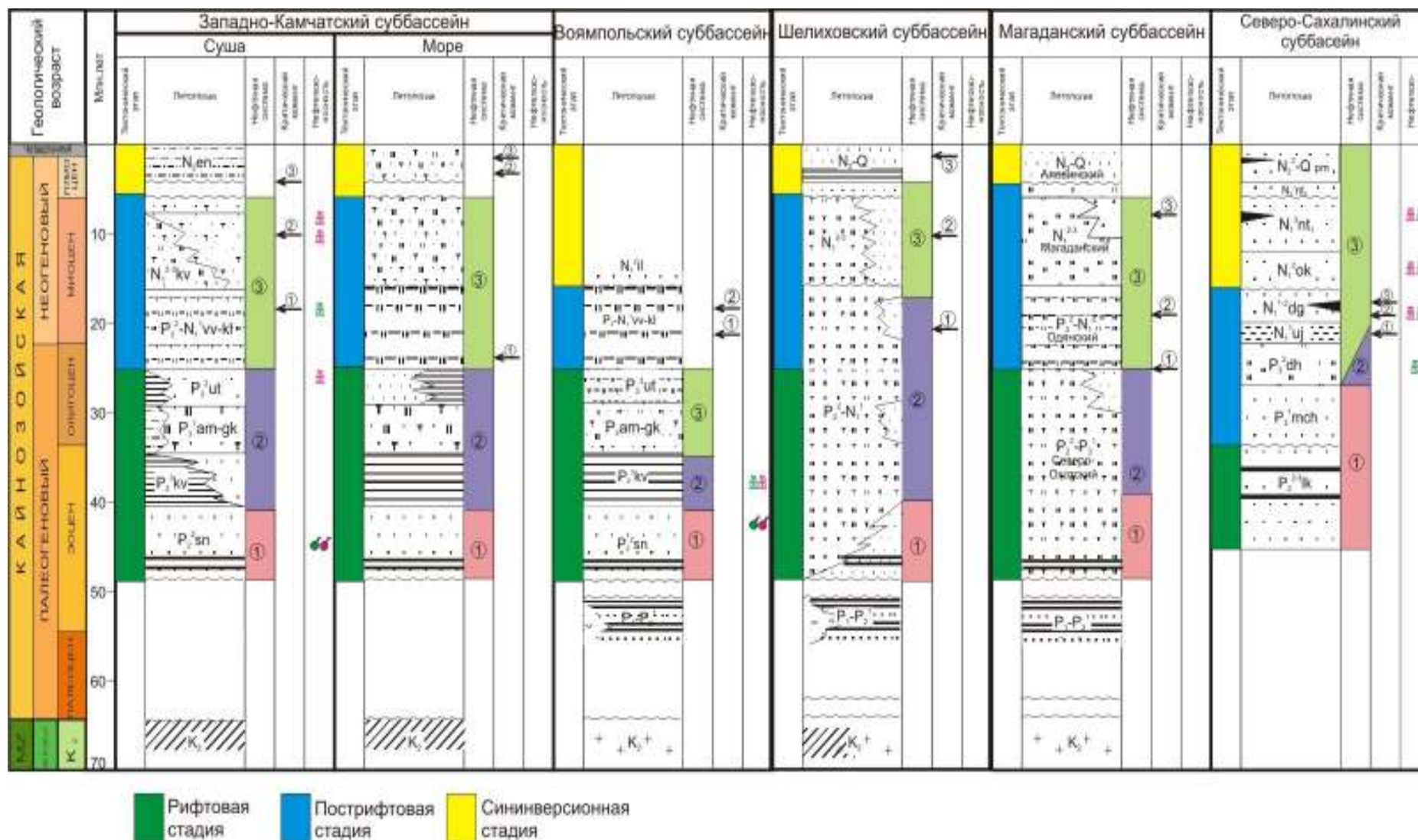
За этот период построены газопровод «Сияние Севера» (Ухта — Торжок) и нефтепровод Усинск — Ярославль.

- 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

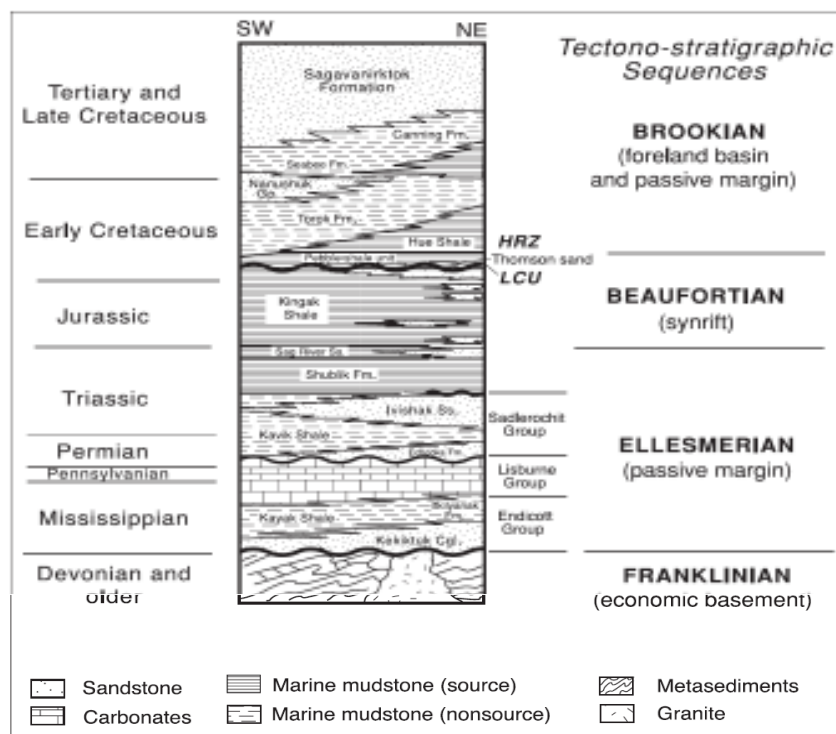


Нефтегазоносные бассейны Дальневосточных морей России

Корреляция нефтяных систем в бассейнах Охотского моря



Северо-Аляскинский НГБ



Прадхо-Бей - гигантское газонефть. 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".

БАСЕЙН 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.

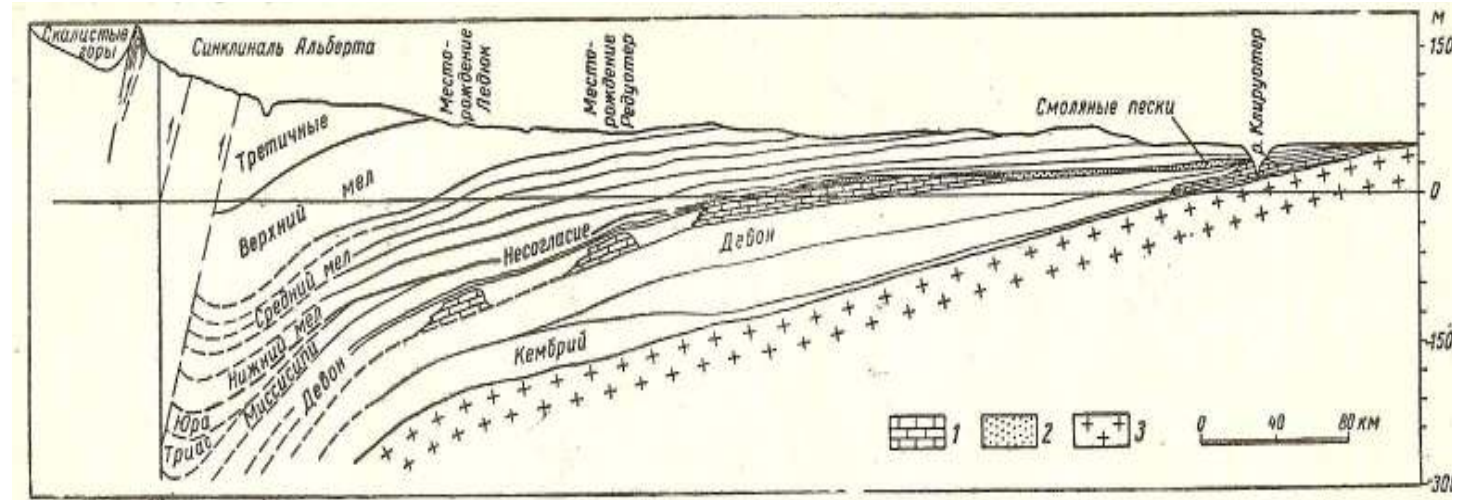
- Залежи там, где резервуары ротлигендеса подстилаются материнскими толщами карбона и перекрыты соляной покрывкой цехштейна.
- Важнейшие открытия - Groningen, 1959г, суша, Leman, море.

Middle Jurassic Oil Play

Месторождение Brent в начале 1970'х.

- Резервуары – песчаники группы Брент.
- 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](#), [глинозём](#) 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 трубы – 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.

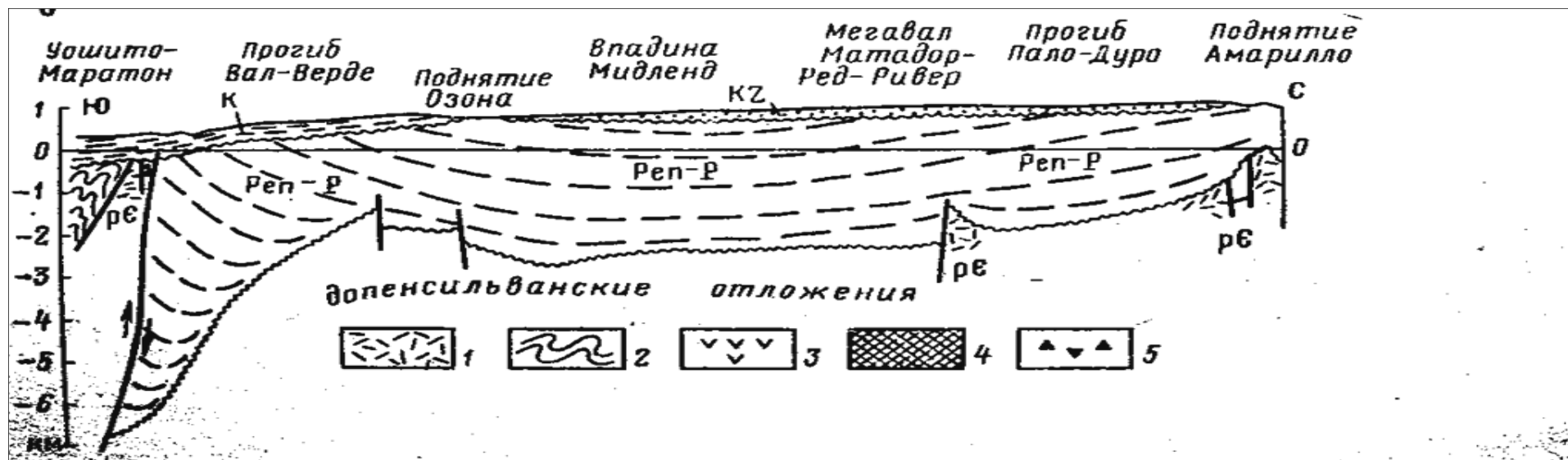
С современным нетрадиционным технологиям добычи нефти, по крайней мере 10% запасов (около 27 млрд.т) считаются экономически извлекаемыми, что делает Канаду по общим запасам нефти второй по величине в Мире после Саудовской Аравии.



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-глинистыми отложениями, и рифовыми постройками в отдаленных от источников сноса участках «шельфов» (атолл Хорсшу).

Пермь - впадины Мидленд и Делавер – 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 красноцветные 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).

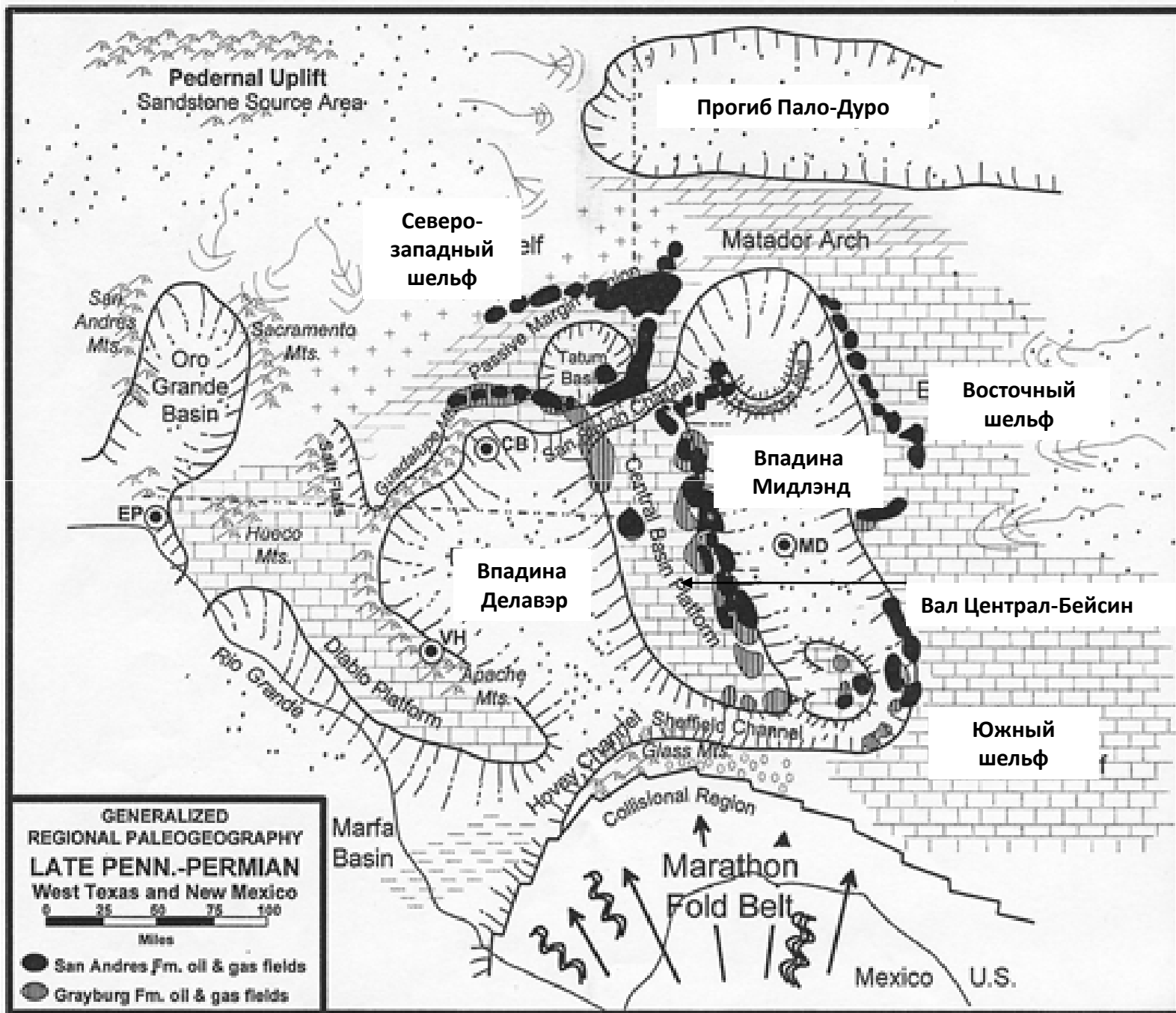
Пенсильванский нефтегазоносный – карбонатно-терригенный комплекс.

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



A 3D bathymetric map of the Mediterranean Sea. The map uses a color gradient to represent depth, with light blue and green indicating shallower waters near the coastlines and darker blue/purple indicating deeper waters in the central basin. The surrounding landmasses, including Europe, North Africa, and the Middle East, are shown in shades of brown and green, representing topography. The map is overlaid with a grid of latitude and longitude lines.

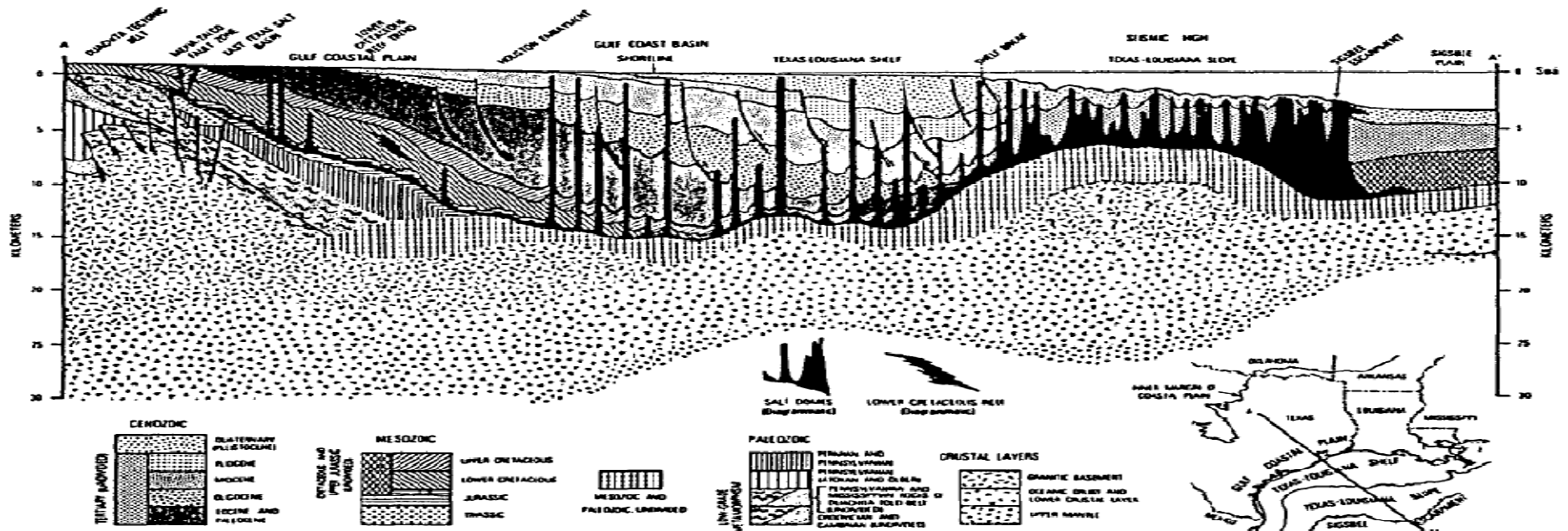
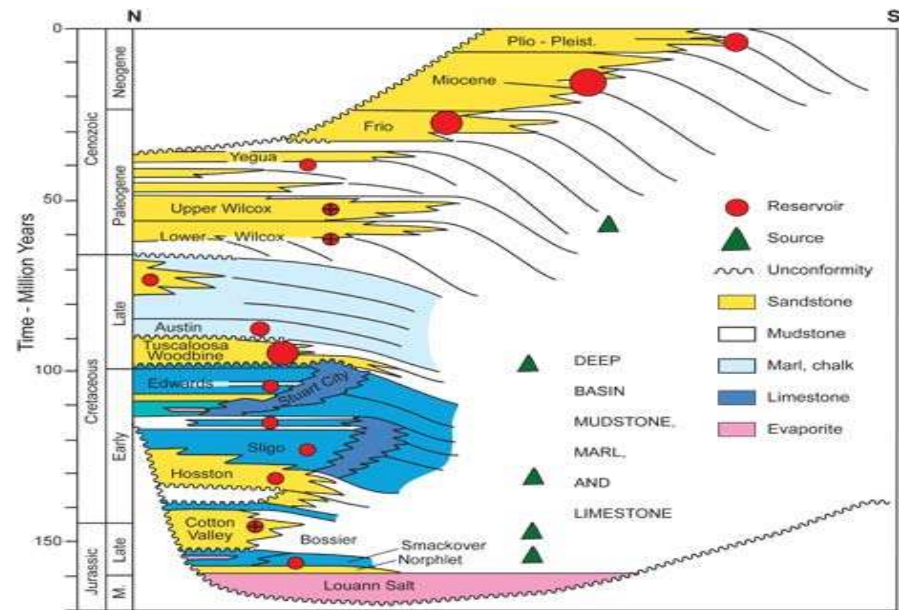


Figure 2. Generalized dip cross-section of the northern Gulf of Mexico. Salt diapirs are buoyantly rising from subsided Mesozoic and Paleozoic crust. The implications are that there is little lateral salt movement with salt at the loci of deposition; i.e., at seafloor and land surface (From Martin, 1978,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

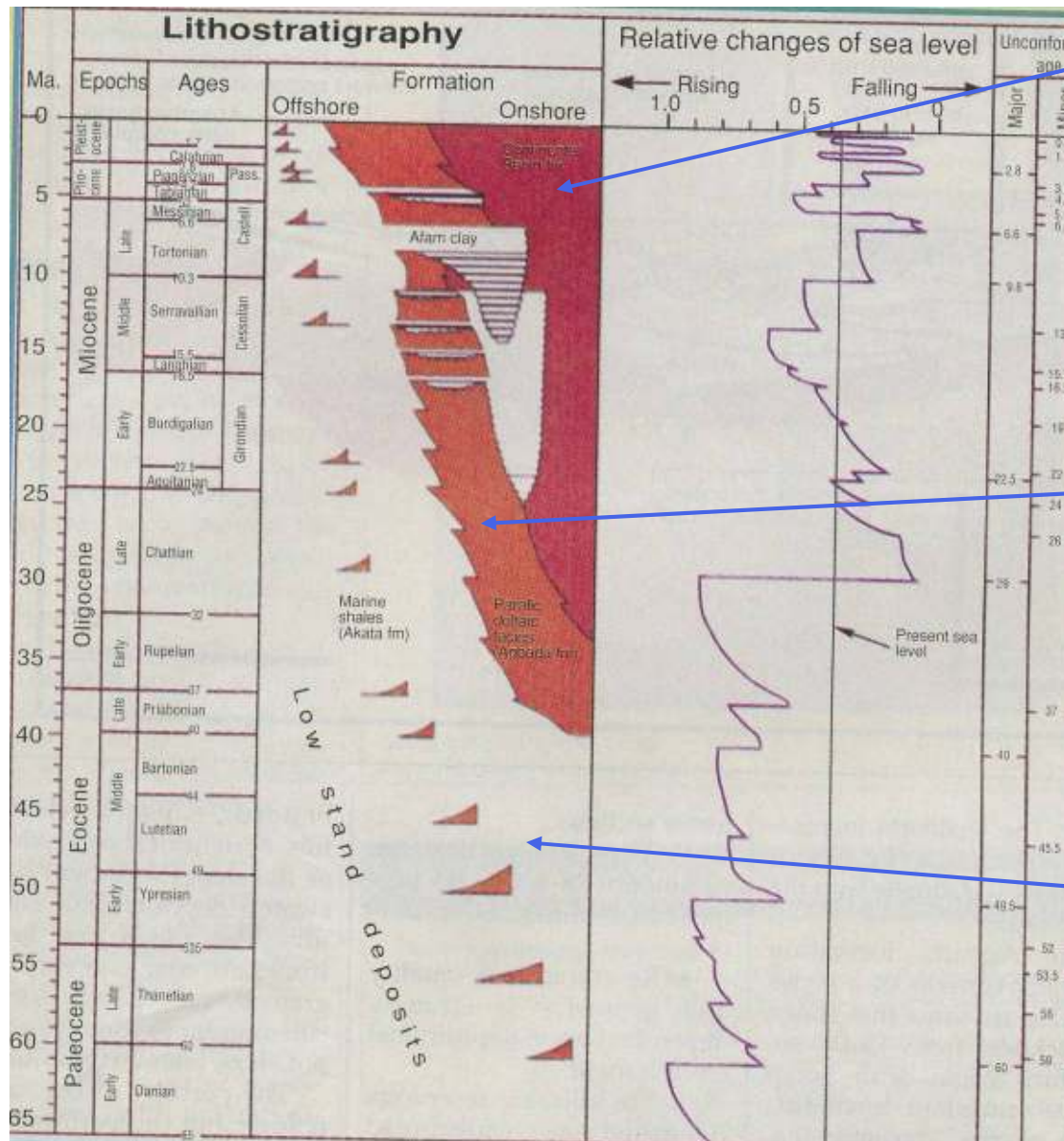
Причины уникальности дельты реки Нигер в нефтегазоносном плане

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 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

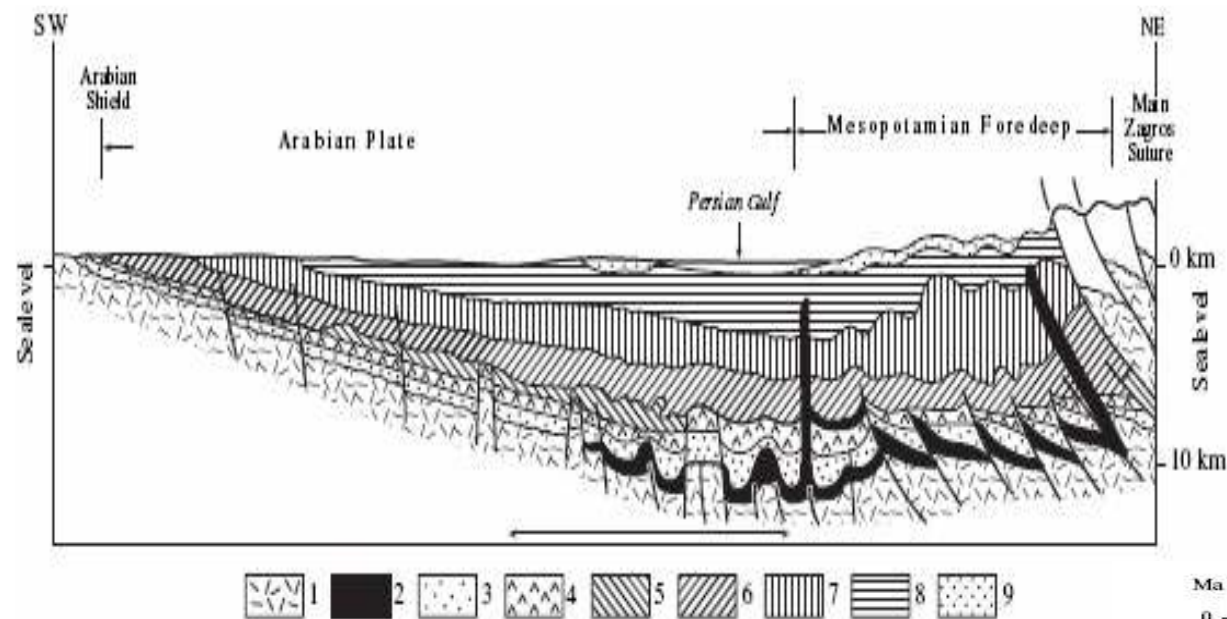
- В глинистых отложениях свиты АКАТА мало. В более глубоководных частях нефтематеринскими могут быть относительно маломощные глинистые породы св. АГБАДА. Содержание органического вещества в них обычно не превышает 2%.
- Нефтяное окно «растянуто» от 2200 до почти 7000 метров.

Бассейн Персидского залива

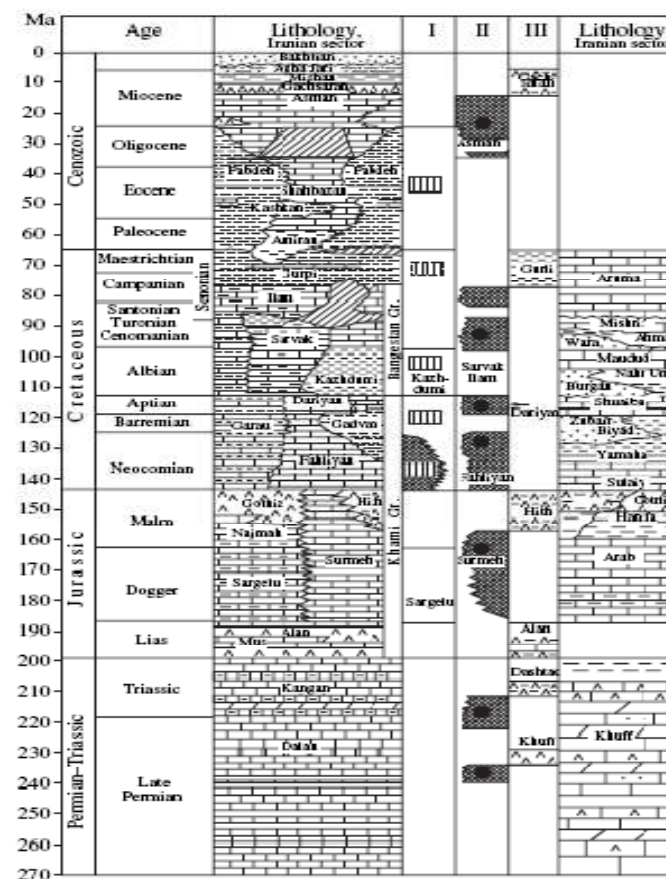


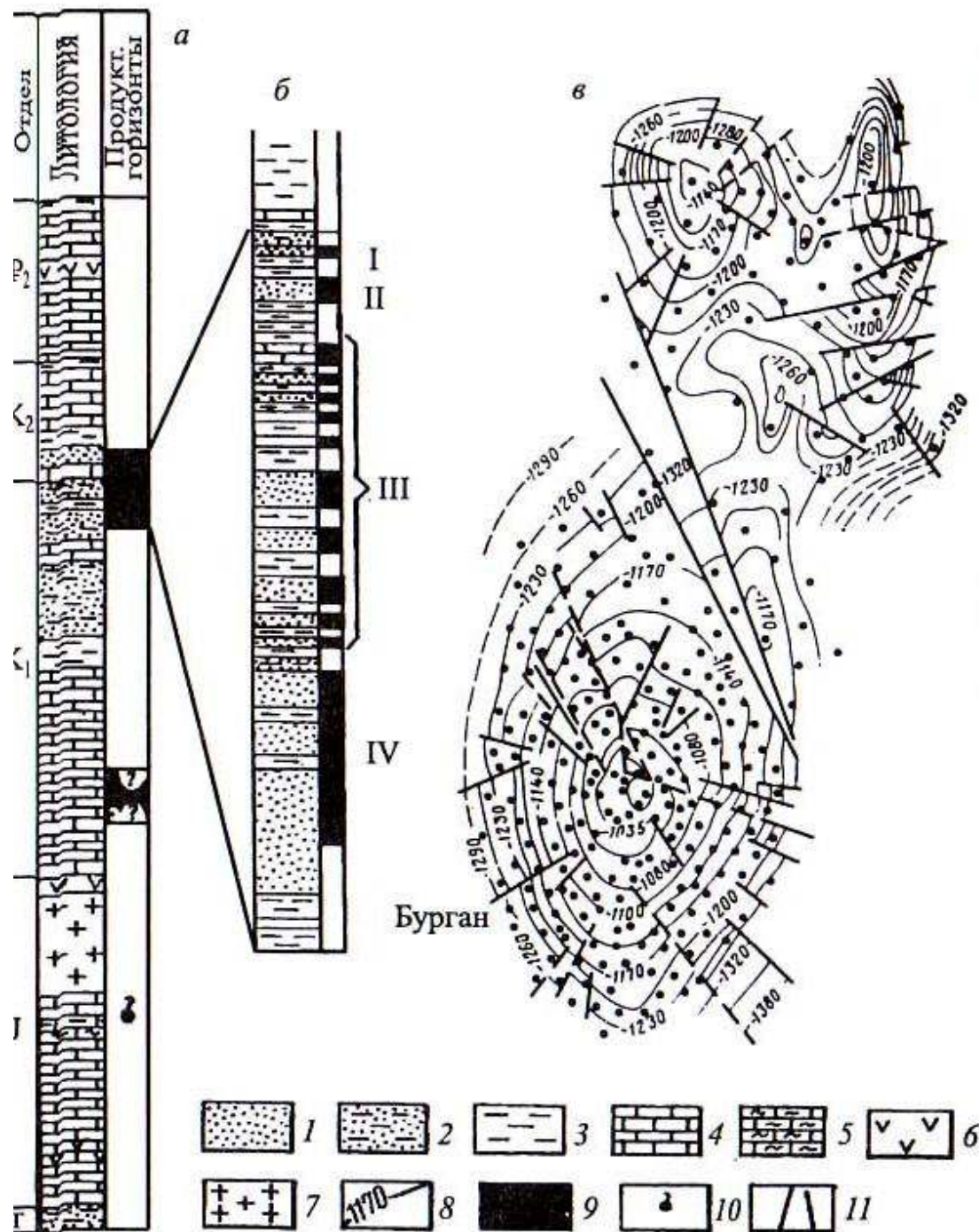
Площадь - 1,43 млн км². Первое нефтяное месторождение ([Месджеде-Солейман](#)) открыто в 1908, газовое (Парс) — в 1965. 300 нефтяных и газовых месторождений, из которых 13 с запасами нефти от 1 до 10 млрд т и 40 с запасами нефти от 100 млн до 1 млрд т.

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.

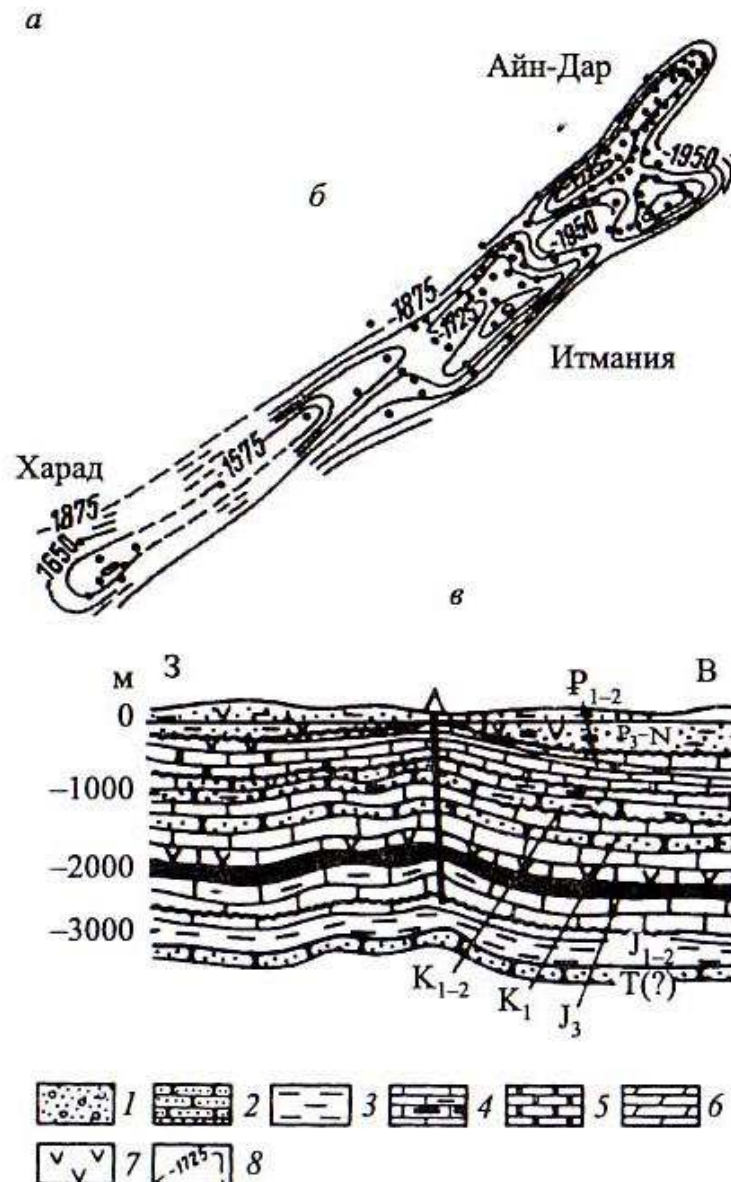
Содержание серы 1 — 2 %.

(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%.