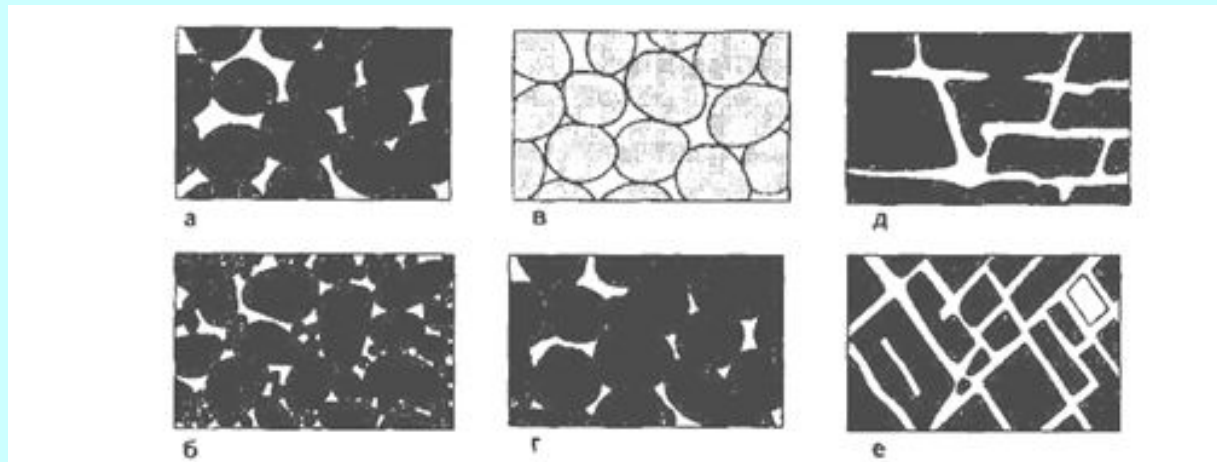


Природные резервуары и ловушки

Все коллекторы по характеру пустот подразделяют на три типа: гранулярные или поровые (только обломочные горные породы), трещинные (любые горные породы) и каверновые (только карбонатные породы).

Емкость порового коллектора называется пористостью.



а,б,в,г- поровые коллекторы, д - каверновые поры, е - трещинные поры.

По размерам все поры делятся на сверхкапиллярные (> 508 мкм), капиллярные ($508 \dots 0,2$ мкм) и субкапиллярные ($< 0,2$ мкм).

Наиболее распространенные значения $k_{\text{д}}$ нефтеносных песчаников Русской платформы $17 \dots 24\%$.

Породы-коллекторы и флюидоупоры

Проницаемость - важнейший показатель коллектора, характеризующий свойство породы пропускать жидкость и газ. За единицу проницаемости (1 мкм) принимается проницаемость такой породы, при фильтрации через образец которой площадью 1 м^2 и длиной 1 м при перепаде давления 0,1 МПа расход жидкости вязкостью 1 мПа·с составляет $1 \text{ м}^3/\text{с}$.

Перекрывающие нефтяные и газовые залежи плохо проницаемые породы называют покрышками. Роль пород-нефтегазоводоупоров выполняют глины, соли, гипсы, ангидриты и некоторые разновидности карбонатных пород.

На больших глубинах вследствие потери воды глинистые породы превращаются в хрупкие тела и могут стать породами-коллекторами.

Резервуары и ловушки

Породы-коллекторы, заключенные в плохопроницаемые породы, которые называются природными резервуарами.

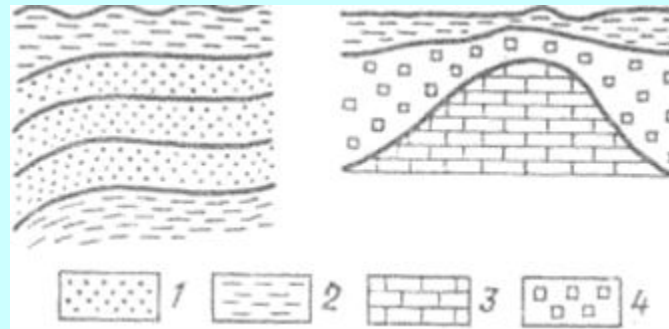
Выделяют три основных типа природных резервуаров: пластовые, массивные и литологически ограниченные со всех сторон.

Пластовые резервуары представлены породами-коллекторами, значительно распространенными по площади (сотни и тысячи квадратных километров), характеризующимися небольшой мощностью (от долей метров до десятков метров).

Массивные природные резервуары представляют собой мощную (несколько сот метров) толщу пластов-коллекторов различного или одинакового литологического состава. Они в основном сложены терригенными и карбонатными породами.

Примером литологически ограниченного природного резервуара может служить линза песков в толще глинистых пород.

Резервуары и ловушки

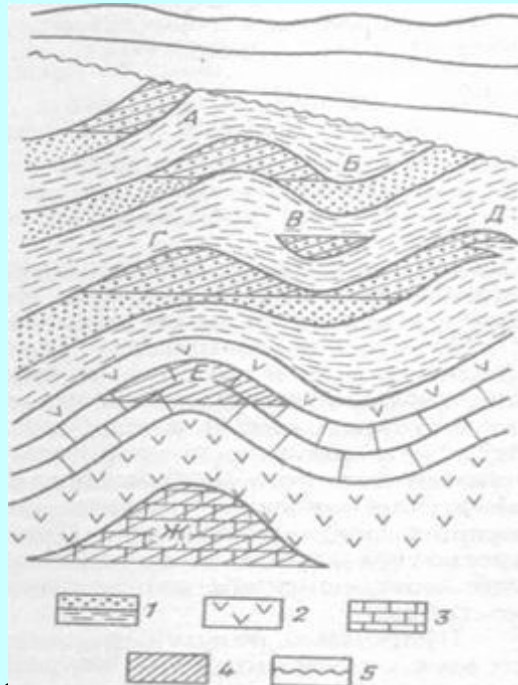


Массивные природные резервуары, связанные с толщей пластов-песчаников (а) и с рифом (б):
1 - песчаники; 2 - глины; 3 - известняки; 4 - соль

Часть природного резервуара, в котором могут экранироваться нефть и газ, и может образоваться их скопление, называется ловушкой.

Резервуары и ловушки

В пластовых и массивных резервуарах ловушками для нефти и газа являются сводовые изгибы пласта (Б, Г, Е) или верхние части рифовых массивов, имеющие, как правило, сводообразную форму (Ж); литологически замкнутый (линзовидный) природный резервуар сам является ловушкой для нефти и газа (В).



Ловушки нефти и газа в пластовых (А, В, Г), массивных (Е, Ж) и литологически ограниченных (В, Д) природных резервуарах.
Породы: 1 - терригенные; 2 - хемогенные; 3 – карбонатные; 4 - ловушки; 5 - поверхность стратиграфического несогласия.

Резервуары и ловушки

По происхождению различают следующие ловушки:

структурные - образованные в результате изгиба слоев (Б, Г, Е) и (или) разрыва их сплошности;

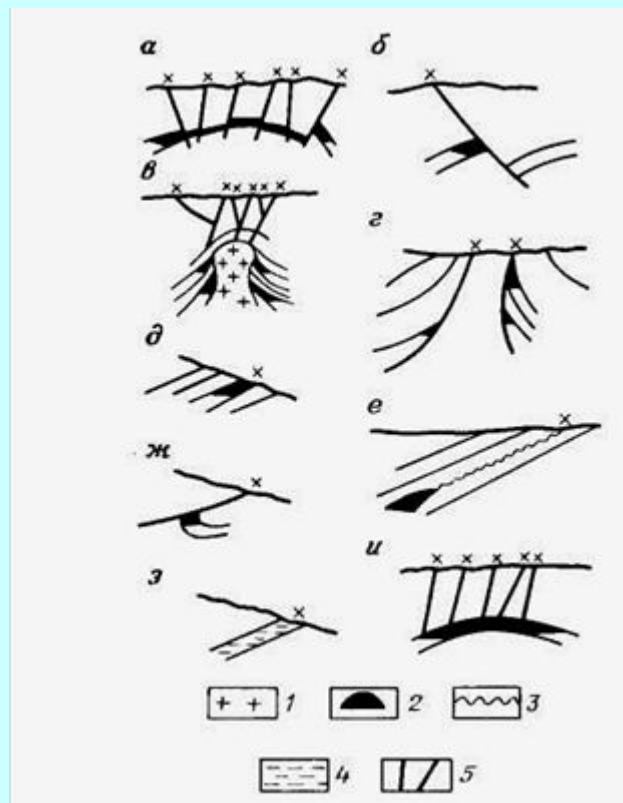
стратиграфические (А) - сформированные в результате эрозии пластов-коллекторов во время перерыва в накоплении осадков (в эпоху восходящих движений) и перекрытия их затем непроницаемыми породами (в эпоху нисходящих движений);

литологические - образованные в результате литологического замещения пористых проницаемых пород непроницаемыми (В, Д);

рифогенные - сформированные в результате отмирания организмов-рифостроителей (кораллов, мшанок), накопления их скелетных остатков в форме рифового тела (Ж) и последующего его перекрытия непроницаемыми породами.

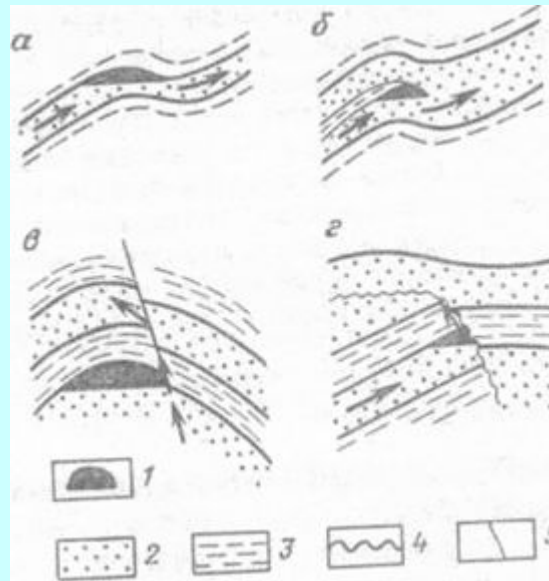
МИГРАЦИЯ НЕФТИ И ГАЗА, ФОРМИРОВАНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ И ЗАКОНОМЕРНОСТИ ИХ РАЗМЕЩЕНИЯ В ЗЕМНОЙ КОРЕ

Под миграцией нефти или газа понимается перемещение их в осадочной оболочке.



пути миграции и выхода, связанные: а-г, ж - с поверхностями разрывных смещений и диапиров, д-е - с поверхностями стратиграфических несогласий; з - миграция с водой по пласту; и - миграция и выходы по трещинам. 1 - соль; 2 - залежи нефти (газа); 3 - поверхность несогласия; 4 - вода; 5 - разрывные смещения (или трещины); косыми крестиками показаны выходы нефти и газа на поверхность.

Различают внутрипластовую (внутрирезервуарную) и межпластовую (межрезервуарную) миграцию



Внутрипластовая (а, б) и межпластовая (в, г) миграция:
1 - залежи нефти (газа); 2 - пласт-коллектор; 3 - глина; 4 - стратиграфические несогласия; 5 - разрывные нарушения; стрелками показано направление миграции

По характеру движения и в зависимости от физического состояния УВ различается миграция молекулярная (диффузия, движение в растворенном состоянии вместе с водой) и фазовая (в свободном состоянии). Первичная и вторичная миграция.

Проблема миграции нефти и газа включает три основных вопроса: факторы, вызывающие миграцию; состояние, в котором флюиды перемещаются; масштабы (расстояния) миграции.

Расчеты показывают (Л.М. Зорькин), что примерно 65...70 % газа (и растворенная нефть) эмигрирует из глинистых толщ в прилегающие водоносные коллекторы путем диффузии.

Вторичная миграция нефти и газа может быть обусловлена гравитационным, гидравлическим и другими факторами. Расчеты показывают (А.Л. Козлов), что наклон пласта 1...2 м/км создает достаточные условия для перемещения нефти и газа под действием **гравитационных сил**, выражающегося во всплывании их в водонасыщенных породах.

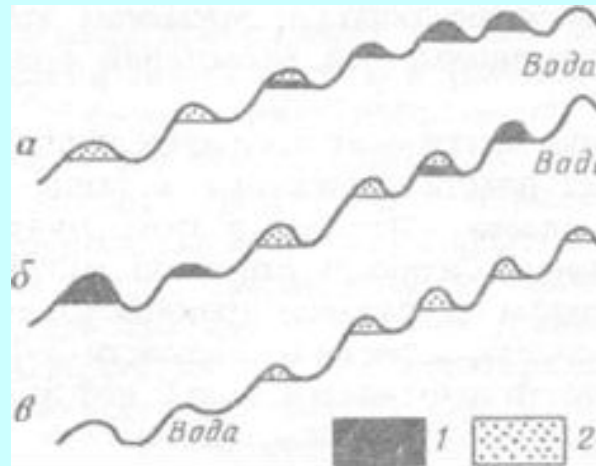
Сущность действия **гидравлического фактора** заключается в том, что вода при движении в пластах-коллекторах увлекает за собой пузырьки газа и капельки (пленки) нефти.

По масштабам движения (расстояниям) миграция разделяется на региональную, контролируемую соотношениями в пространстве зон нефтегазообразования и зон нефтегазонакопления, и локальную, контролируемую отдельными структурами и различными осложнениями (разрывными смещениями, литологическими и стратиграфическими экранами).

Интенсивность первичной региональной миграции газа в растворенном состоянии вместе с водами в среднем за какой-либо этап погружения (и уплотнения) глинистых материнских пород характеризуется довольно низкими значениями, не более $n \cdot 10^{-6} \text{ м}^3/\text{м}^2 \cdot \text{год}$.

Максимальные расстояния, на которые мигрирует газ вместе с пластовыми водами, могут достигать нескольких сот километров. По расчетам А.Е. Гуревича, скорость движения газа при угле наклона 1° может составить 1 м/год, при 70° - 71 м/год.

Если нефти и газа достаточно для заполнения целого ряда ловушек, лежащих на пути их миграции, то первая ловушка заполнится газом, вторая может быть заполнена нефтью и газом, третья - лишь нефтью, а все остальные, расположенные гипсометрически выше, могут оказаться пустыми (содержать воду).

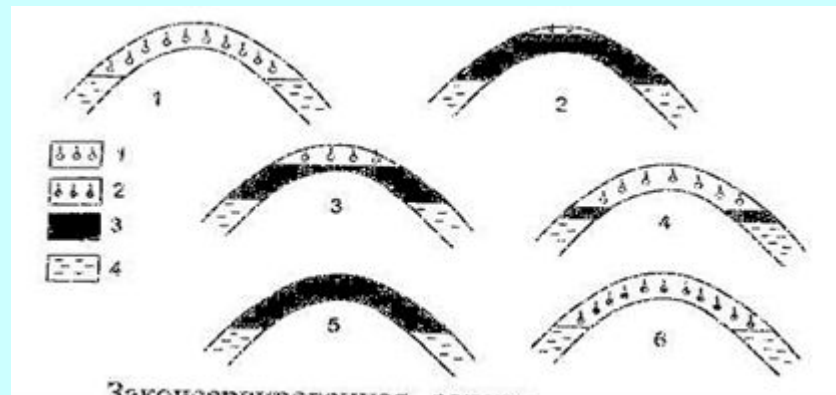


1- нефть, 2-газ

Дифференциальное улавливание нефти и газа имеет место при формировании их залежей только в тех случаях, когда движение и нефти, и газа осуществляется в свободной фазе.

В целом, особенности размещения залежей газа и нефти в значительной мере могут быть обусловлены и другими геологическими факторами.

Скорость накопления нефти в ловушках, определенная И.В. Высоцким, составляет от 12 до 700 т/год, а продолжительность формирования нефтяных залежей 1...12 млн. лет. Интенсивность формирования газовых залежей, по опубликованным материалам, составляет $n \cdot 10^{-6} \text{ м}^3/\text{м}^2 \cdot \text{год}$. В зависимости от взаимного количества нефти и газа, по типам флюидов залежи разделяют на различные классы.



Различные типы залежей.

1 -газовые, 2 - нефтяные с газовой шапкой, 3 - нефтегазовые (газонефтяные), 4 - газопоршневые с нефтяной оторочкой, 5 - нефтяные, 6 - газоконденсатные. 1 - газ, 2 - газоконденсат, 3 - нефть, 4 -вода.

Разрушение залежей нефти и газа

Скопления нефти и газа в последующем могут быть частично или полностью разрушены под влиянием тектонических, биохимических, химических и физических процессов.

Классификация месторождений нефти и газа

Выделяют 4 основных класса месторождений – структурные, литологические, стратиграфические, рифогенные.

Другая классификация залежей основана на характеристике относительного содержания газовых и нефтяных фракций углеводородов:

- газовые,*
- газоконденсатные,*
- нефтяные,*
- нефтегазовые,*
- газонефтяные,*
- нефтегазоконденсатные,*
- газоконденсатнонефтяные.*

Закономерности размещения месторождений нефти и газа в земной коре

На Земле известно примерно 35 000 месторождений нефти, газа и битумов, открытых на всех континентах (кроме Антарктиды).

Размещение ресурсов нефти и газа, типы локальных и региональных скоплений находятся в тесной связи с геологической историей развития определенных типов геоструктурных элементов земной коры.

Выделяют в платформенных и складчатых территориях нефтегазоносные провинции, области и зоны (районы) нефтегазонакопления.

По стратиграфическому возрасту продуктивных отложений нефтегазоносные провинции подразделяются на провинции палеозойского, мезозойского и кайнозойского нефтегазонакопления.

Выводы

Образование УВ в земной коре генетически связано с формированием осадочных толщ. Отсюда вытекают и важнейшие выводы о закономерностях размещения залежей УВ в недрах.

1. Из выявленных в земных недрах ресурсов нефти и газа более 99 % приурочено к осадочным образованиям. В разрезе каждой нефтегазоносной провинции содержится один или несколько литолого-стратиграфических комплексов, характеризующихся региональной нефтегазоносностью и разделенных газонефте непроницаемыми толщами отложений - покрышек.

2. В земной коре залежи и месторождения нефти и газа группируются в зоны нефтегазонакопления, совокупность которых в свою очередь образует нефтегазоносные области, объединяемые в крупные нефтегазоносные провинции.

3. Изучение условий залегания нефти и газа показывает, что на месторождениях нефти и газа могут встречаться одновременно несколько типов залежей.

4. Ареалы региональной нефтегазоносности в отложениях различных стратиграфических подразделений в одних случаях совпадают, а в других - территориально смещены.

ПОИСКИ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ И МЕТОДЫ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ

Цель проведения различных видов и методов исследований - обеспечение решения конечной задачи поисково-разведочных работ - подсчет запасов нефти и газа месторождения и составление проекта разработки его залежей.

ГРР на нефть и газ подразделяются на региональный, поисковый и разведочный этапы с выделением в них стадий. Каждый этап или стадия преследуют определенные цели и предусматривают решение ряда задач. На всех этапах и стадиях геологоразведочного процесса на нефть и газ определяется геолого-экономическая оценка проводимых работ на основе оценки ресурсов и подсчета запасов нефти и газа.

Стадийность геологоразведочных работ на нефть и газ - это оптимальная последовательность геологического изучения недр какого-либо региона от начала его освоения до обнаружения месторождений и решения вопроса об экономической целесообразности передачи их в разработку.

Этап	Стадия	Задачи	Категории запасов и прогнозных ресурсов	Характер геолого-экономической оценки
Работы общегеологического направления	Региональное геологическое изучение недр	Составление комплекта государственных геологических карт масштаба		Возможное геолого-экономическое значение прогнозных ресурсов
	Мелкомасштабное	1 : 1000000 (1 : 500000)		С составлением геологических и геофизических карт
	Среднемасштабное	1 : 200000 (1 : 100000)	D ₃	с выделением площадей, перспективных на полезные ископаемые
	Крупномасштабное (с общими поисками)	1 : 50000 (1 : 25000)	D ₂ + D ₃	С выявлением локальных перспективных площадей
Поиски и оценка	Поисковые работы	Выявление рудопроявлений и месторождений	D ₁ + D ₂	Прогнозная ГЭО с составлением технико-экономических соображений о перспективности месторождений
	Оценка месторождения	Определение промышленного значения месторождения, по сравнению с другими месторождениями данного типа	C ₂ + C ₁	Промышленная ГЭО с разработкой временных кондиций, составлением ТЭО промышленной ценности и гос. экспертизой запасов
Разведка и освоение	Разведка месторождения	Подготовка материалов для проектирования горно-рудного предприятия	A + B + C ₁ + C ₂	Предпроектная ГЭО с разработкой и утверждением постоянных кондиций и составлением технико-экономического обоснования освоения
	Эксплуатационная разведка	Подготовка данных для планирования добычи	A + B	Геолого-экономическая оценка результатов опережающей или сопровождающей эксплуатационной разведки с составлением годового плана добычи

Запасы и ресурсы УВ

Промышленно значимые запасы углеводородов по их экономической эффективности на две группы: нормально-рентабельные и условно-рентабельные.

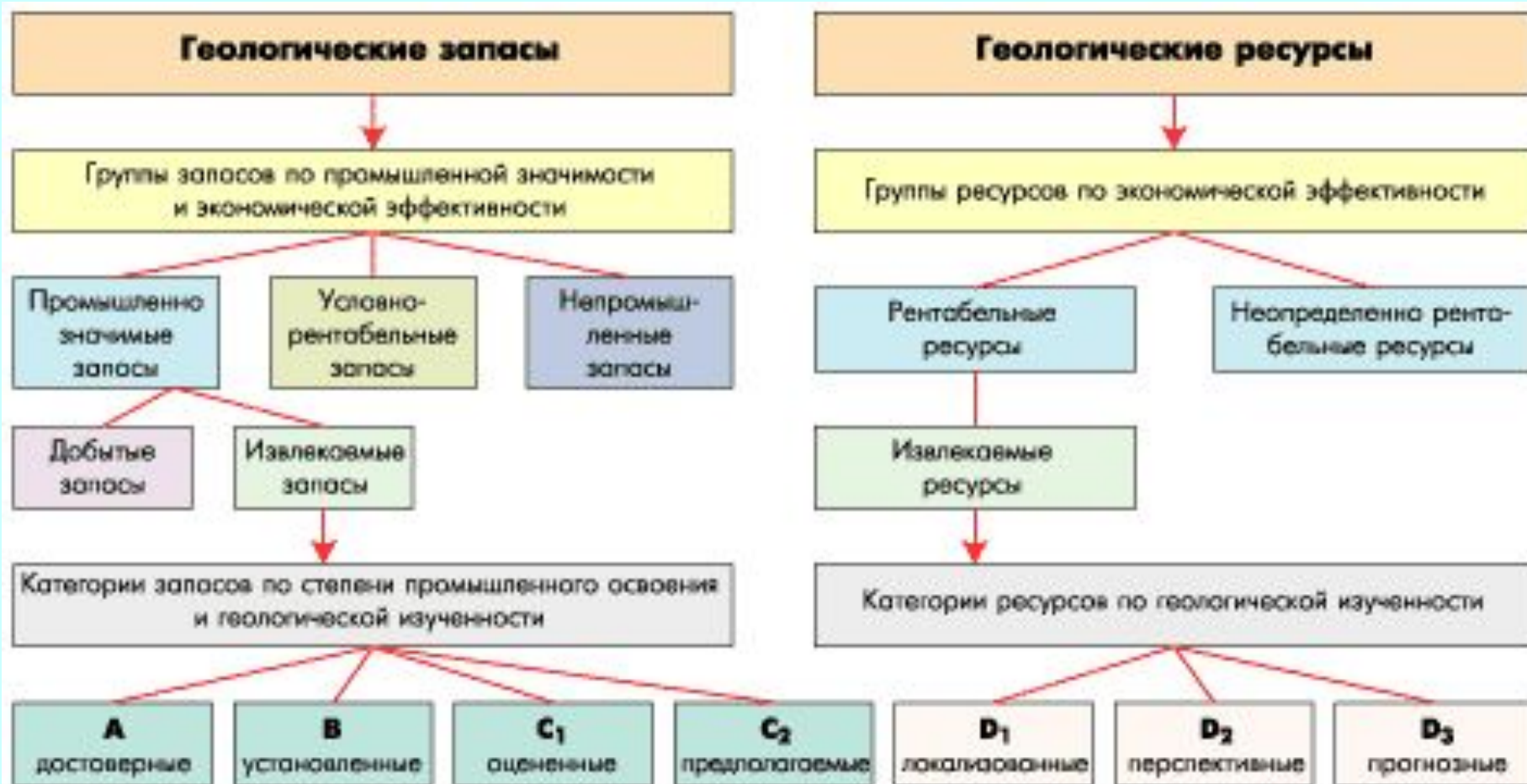
Запасы нефти и горючих газов по геологической изученности и степени промышленного освоения подразделяются на категории: **A** (достоверные), **B** (установленные), **C1** (оцененные), **C2** (предполагаемые). Ресурсы нефти и горючих газов по геологической изученности подразделяются на категории **D1** (локализованные), **D2** (перспективные) и **D3** (прогнозные).

Геологические запасы - это количество нефти, горючих газов и содержащихся в них попутных компонентов, которое находится в недрах в изученных бурением залежах.

Геологические ресурсы - это количество нефти, газов, которое содержится в не вскрытых бурением ловушках, нефтегазоносных или перспективных нефтегазоносных пластах, горизонтах.

Извлекаемые запасы - часть геологических запасов, извлечение которых из недр экономически эффективно при рациональном использовании современных технических средств и технологий.

Классификация запасов



Методы геологоразведочных работ на нефть и газ

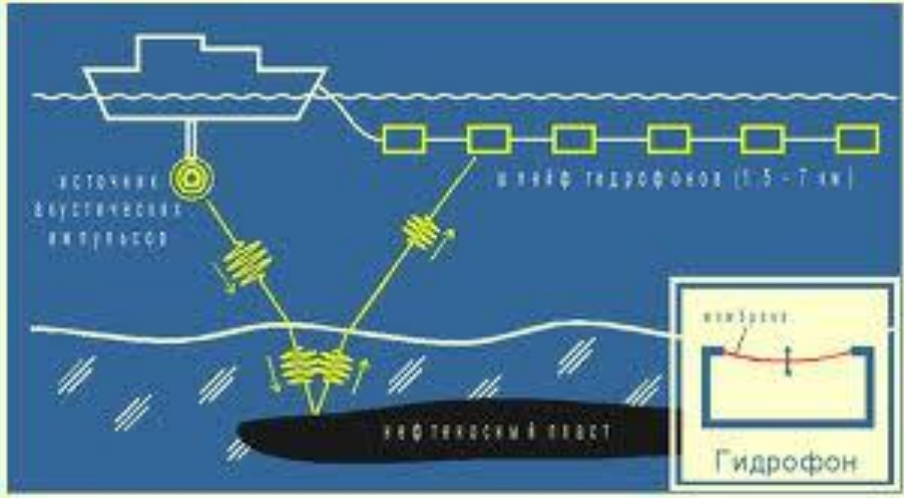
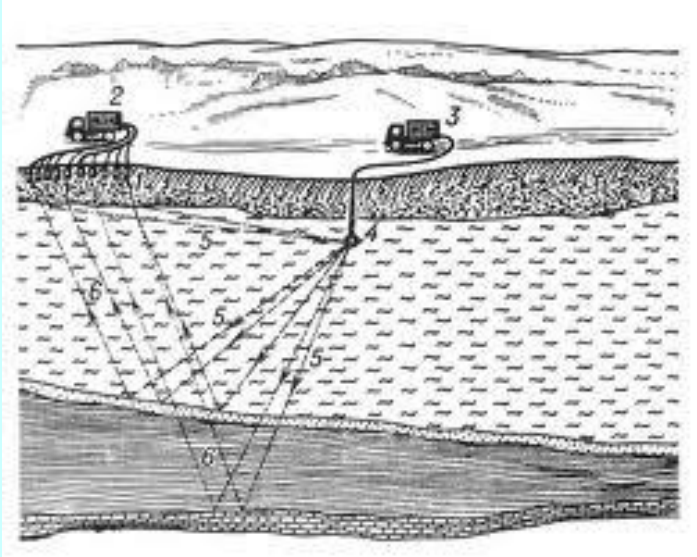
Применяются геологические, геохимические, геофизические и другие методы.

К геологическим методам относят геологическую и структурно-геологическую съемки, геолого-геоморфологические исследования и др.

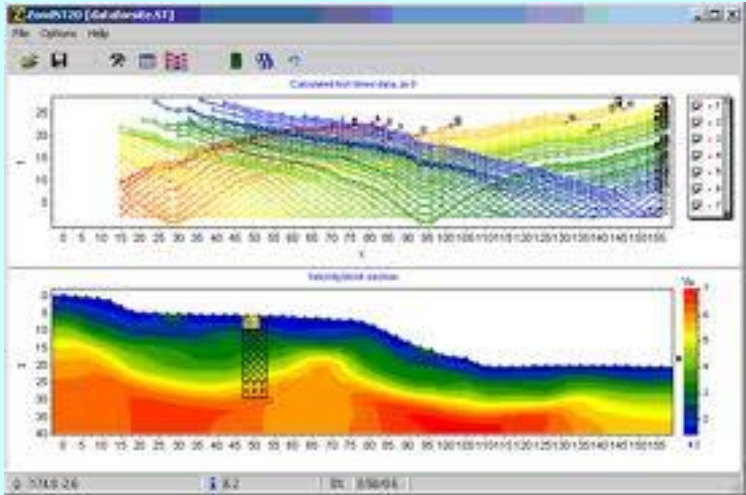
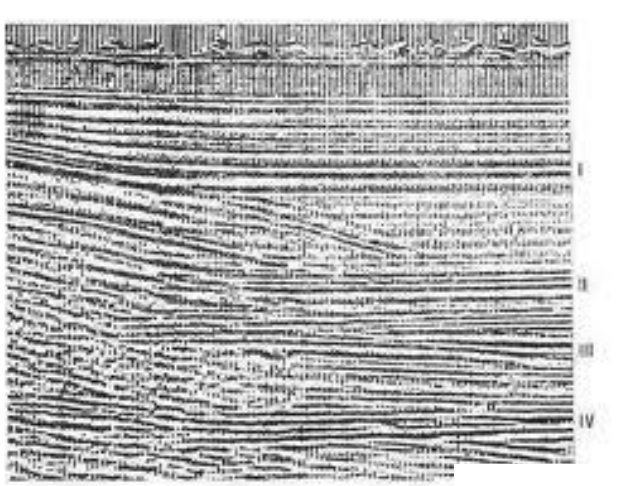
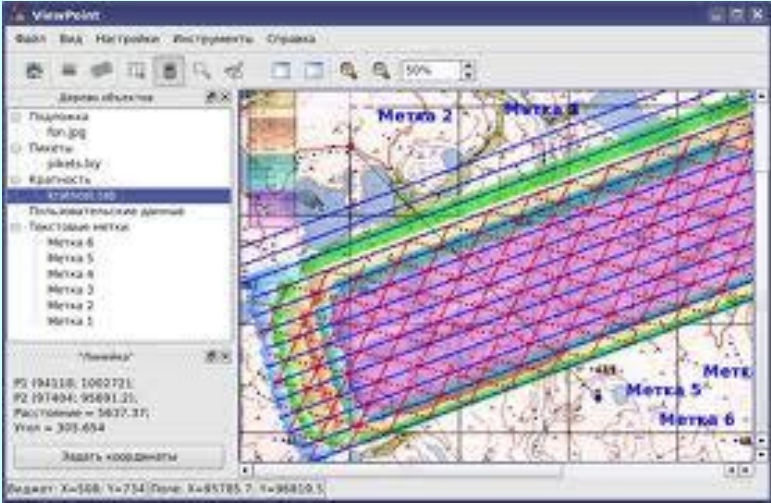
Геохимические исследования, осуществляемые при поисках нефти и газа, по своему содержанию и назначению могут быть разделены на региональные геохимические исследования и поисковые геохимические методы.

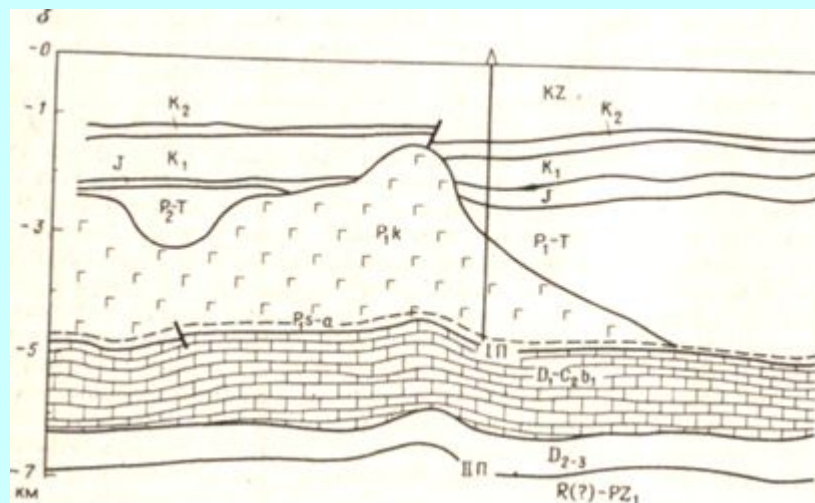
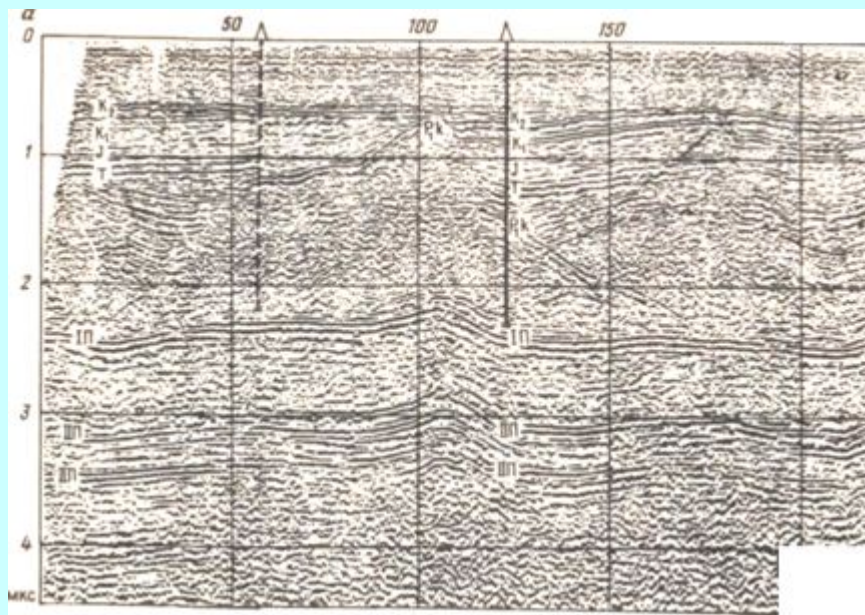
Геофизические методы поисков и разведки объединяют разные по физическим основам методы. В зависимости от используемых геофизических полей различают гравиразведку, магниторазведку, электроразведку и сейсморазведку.

Сейсморазведка



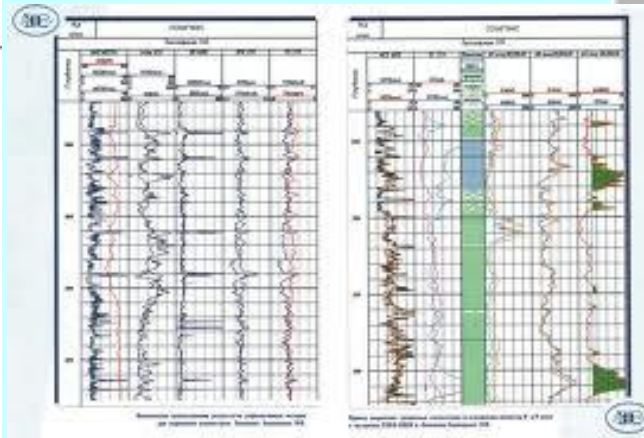
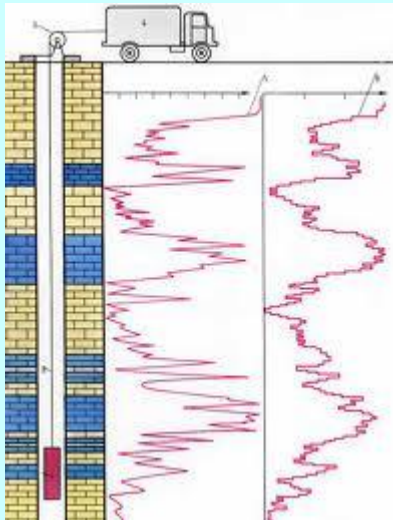
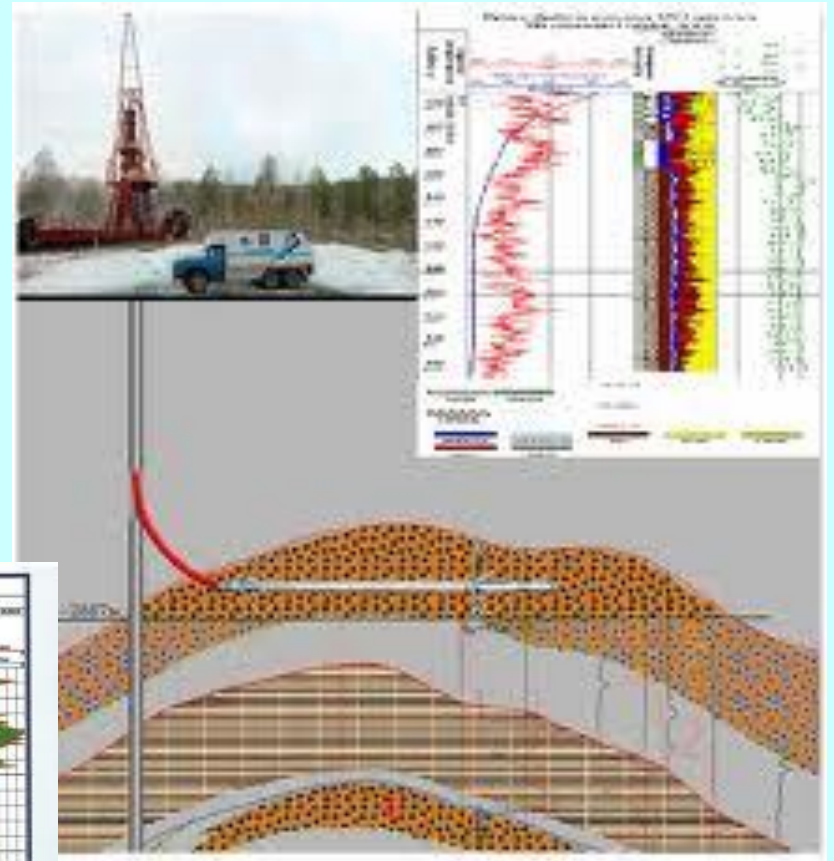
Сейсморазведка





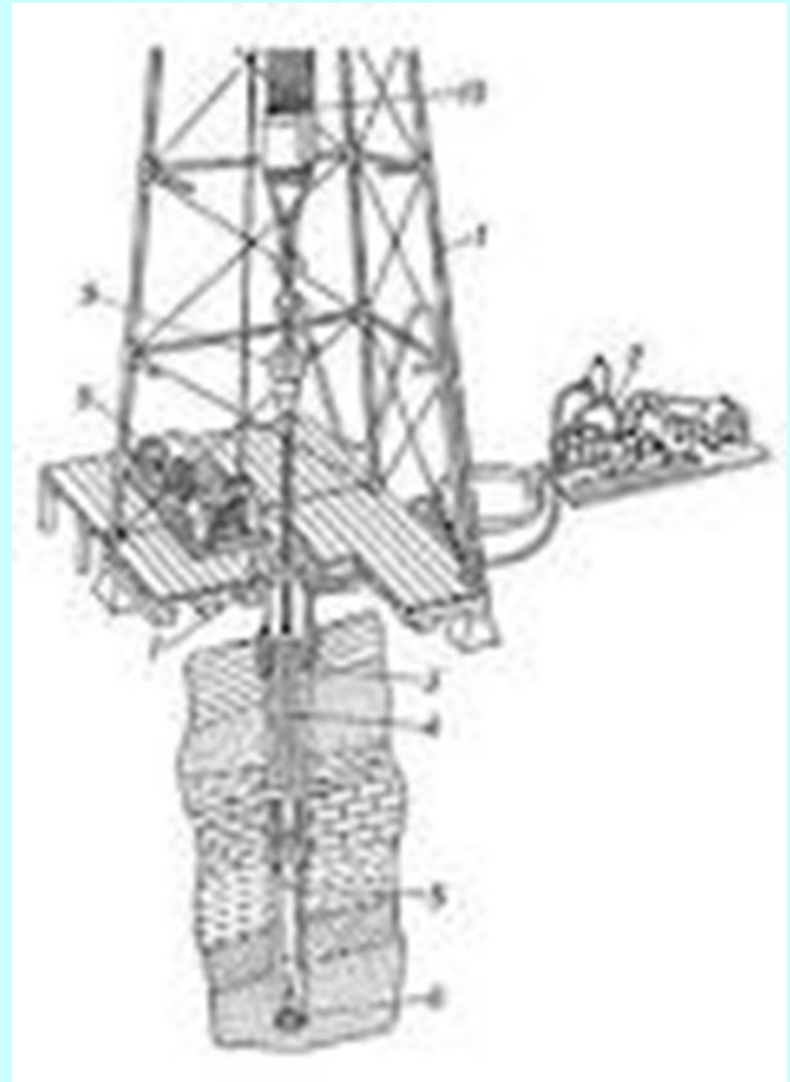
Временной (а) и геологический (б) разрезы

Промысловая геофизика



Буровые работы

Все скважины подразделяются на опорные, параметрические, структурные, поисковые, разведочные, эксплуатационные и специальные.



Под рациональным комплексом геологоразведочных работ понимается такое сочетание и такая последовательность проведения отдельных видов геологических и геофизических исследований, а также буровых работ, которые обеспечивают **надежное, быстрое и экономичное решение задач** геологоразведочного процесса, т.е. получение надежной геологической информации, при минимальных затратах.

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ ПРОВИНЦИИ РФ

ОСНОВНЫЕ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ ПРОВИНЦИИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ



Нефтегазоносная провинция (НГП) - значительная по размерам и стратиграфическому объему осадочного выполнения обособленная территория, приуроченная к одной или группе смежных крупных геотектонических структур (антеклизе, синеклизе и т.п.), обладающих сходными чертами геологического строения и развития, общностью стратиграфического диапазона нефтегазоносности, близкими геохимическими, литолого-фациальными и гидрогеологическими условиями, а также большими возможностями генерации и аккумуляции углеводородов.

1. Волго-Уральская нефтегазоносная провинция
2. Тимано-Печорская НГП
3. Прикаспийская НГП
4. Северо-Кавказская НГП
5. Западно–Сибирская НГП
6. Баренцево-Карская (Баренцевоморская, Северо-Карская)
7. Лено–Тунгусская НГП
8. Лено–Вилюйская НГП
9. Енисейско–Анабарская газонефтеносная провинция.
10. Охотоморская НГП
11. Восточно-Арктическая
12. Дальневосточная (Притихоокеанская)

Провинции древних платформ (Русская и Восточно-Сибирская).

Провинции молодых платформ (Западно-Сибирская, Туранская и Скифская плиты).

Провинции складчатых и переходных территорий (нефтегазоносные провинции этих типов связаны с межгорными прогибами (синклинориями) и предгорными прогибами, отделяющими платформы от горных сооружений).

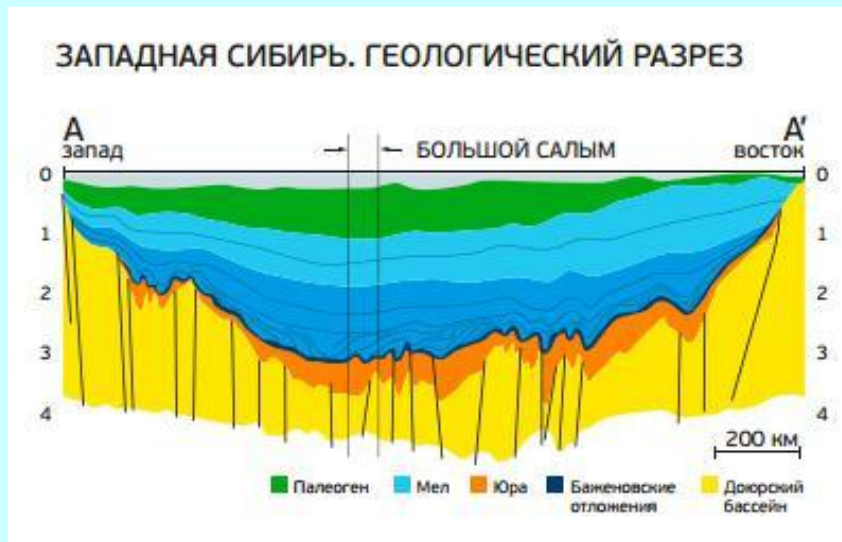
Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция



Западно-Сибирская НГП— расположена в пределах Тюменской, Томской, Новосибирской и Омской области РФ. Площадь 2,2 млн. км²

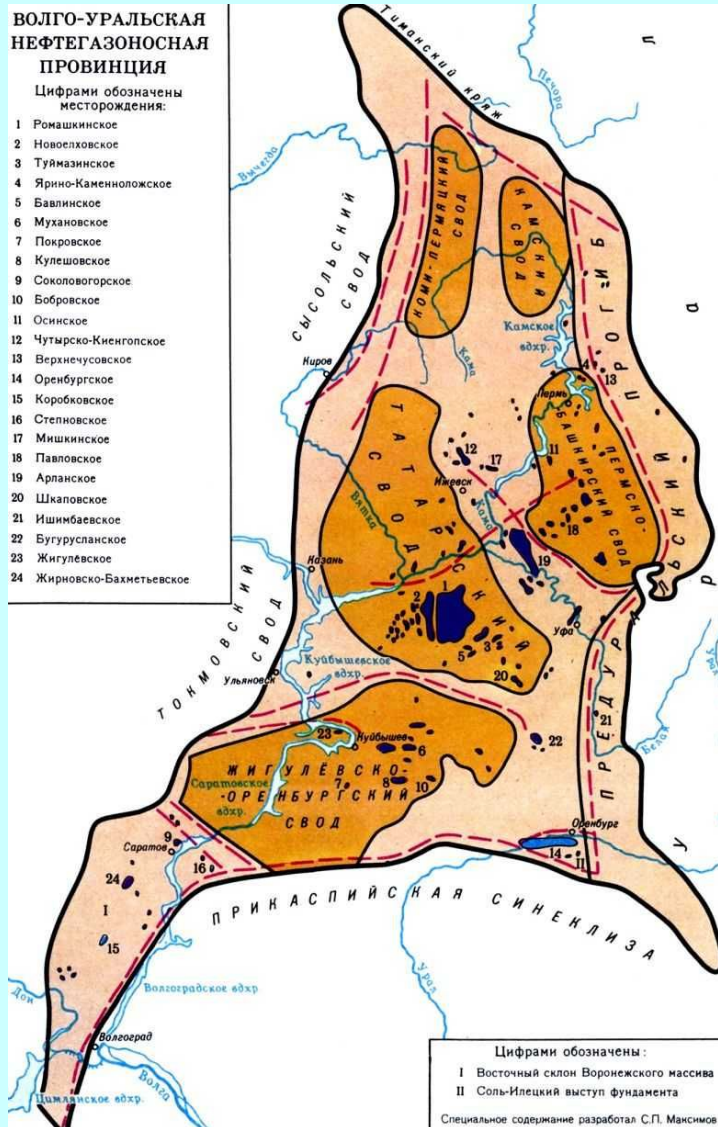
В разрезе Западно-Сибирского региона выделяют три структурных этажа: преимущественно палеозойский фундамент, доюрский промежуточный комплекс, мезозойско-кайнозойский платформенный чехол. Основной особенностью разреза чехла является исключительно терригенный его состав.

В центральной тектонической области площадью около 1 млн. км², расположены основные месторождения нефти. Газовые и газоконденсатные обрамляют их на севере, северо-западе, западе и востоке.



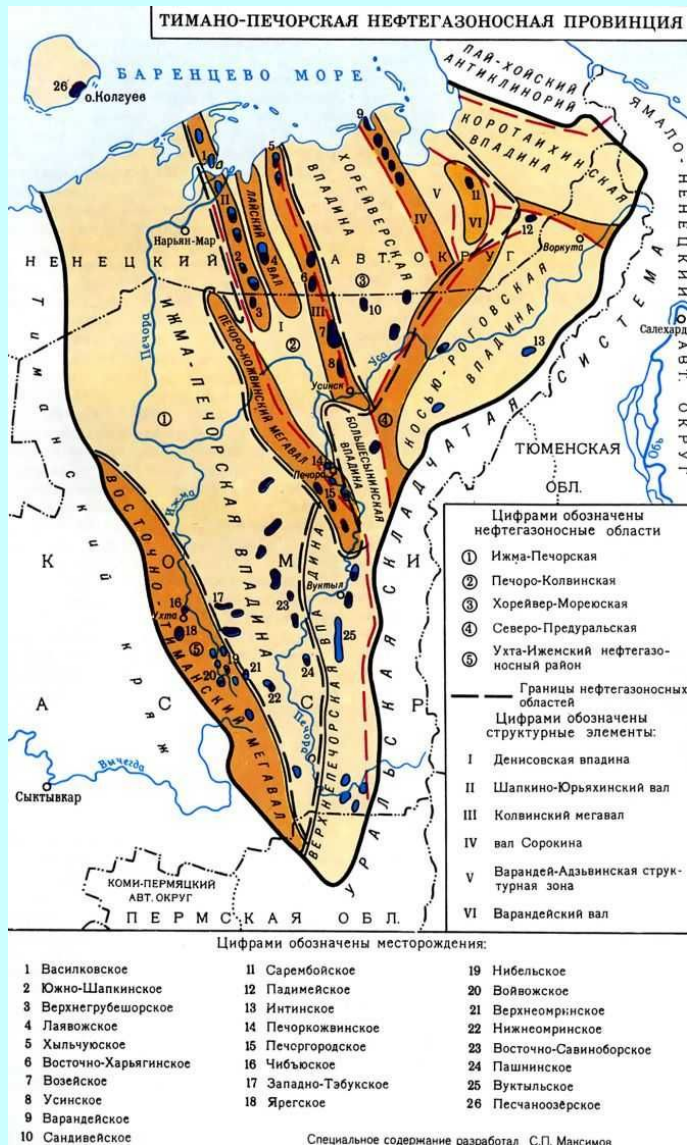
Крупнейшие месторождения — Уренгойское, Бованенковское, Самотлорское, Мамонтовское, Федоровское, Приобское, Ямбургское

Волго-Уральская НГП



Волго-Уральская РГП расположена в пределах Русской платформы, общая площадь около 700 тыс. км². Первая промышленная нефть в была получена в 1929 г. из пермских отложений в районе Чусовских Городков, в Пермской обл. В 1932 г. в этих же отложениях были открыты залежи в рифах Ишимбайской площади. К 1936-1940 гг. относится открытие нефти в отложениях нижнего и среднего карбона на западе Башкирии (Туймазинская площадь). Открытие знаменитой девонской нефти относится к 1944-1948 гг. (Туймазинское и Ромашкинское месторождения). В настоящее время известно несколько сот месторождений, главным образом нефти. Крупнейшим успехом является открытие газового гиганта - Оренбургского месторождения. Промышленные скопления нефти и газа на территории провинции связаны, главным образом, с палеозойскими отложениями.

Тимано-Печорская НГП



В административном отношении территория ТПНГП находится в пределах Республики Коми, а северная ее часть охватывает всю восточную часть Ненецкого автономного округа (НАО) Архангельской области с центром в городе Нарьян-Мар.

В настоящее время на территории Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции насчитывается свыше 200 нефтяных и газовых месторождений, текущие разведанные запасы нефти которых превышают 1,3 млрд. т, свободного газа (включая газовые шапки) — 643,5 млрд. м³. Накопленная добыча на месторождениях провинции составила 404,8 млн. т нефти, 395,4 млрд. м³ свободного газа, 46,9 млн. т конденсата.

Один из старейших нефтедобывающих районов страны. Еще в XVI в. ухтинская нефть была привезена в Москву. В 1930 г. здесь было открыто первое промышленное месторождение нефти (Чибыюское). В 40-х годах на Ярегском месторождении впервые в мире стала производиться добыча тяжелой нефти шахтным способом (которая осуществляется и поныне).

Крупные месторождения: Западно-Тэбукское, Усинское, Возейское, Харьягинское, им. Р. Требса, им. А. Титова.

Наибольшая концентрация ресурсов нефти приходится на Печоро-Колвинскую (32%), Хорейверскую (21%) и Варандей-Адзьвинскую (19%) НГО, а среди НГК — на верхнеордовик-нижнедевонский, среднедевон-франский, фран-турнейский и средневизей-нижнепермский.

Прогнозные ресурсы нефти распределены по глубинам следующим образом: до 3 км — 63%, от 3 до 5 км — 33%, от 5 до 7 км — ~ 4%.

Разведанность НСР нефти и газа Тимано-Печорской НГП

Северный регион	Нефть, млн. т			Газ, млрд. м ³		
	НСР	Q+A+B+C1	разведанность НСР, %	НСР	Q+A+B+C1	разведанность НСР, %
Тимано-Печорская НГП, всего:	6443	1777	27	4913	1055	21
суша	4365	1722	39	2437	1039	43
море	2078	55	3	2476	16	1
Нефтегазоносные комплексы по районам суши:						
верхнеордовик-нижнедевонский	849	261	30	209	0.2	0,1
среднедевон-нижнефранский	992	572	57	237	99	41
фран-турнейский	852	267	31	107	5	5
нижне-средневизейский	69	2	3	69	2	3
визей-нижнепермский	923	395	42	1390	850	61
артинско-кунгурский	21*	28	-	143	34	23
верхнепермский	337	109	32	147	25	17
триасовый	322	88	27	135	24	17

*Оценка прогнозных ресурсов требует уточнения.

ГЕОЛОГИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ СЕВЕРНОЙ ЧАСТИ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ ПРОВИНЦИИ

Углеводородное сырье

Территория Ненецкого автономного округа охватывает северную часть Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (ТПП). Основным видом полезных ископаемых здесь является углеводородное сырьё. Разведанные запасы твёрдых полезных ископаемых (на 95% - общераспространённые полезные ископаемые) не имеют промышленного значения.

По сумме углеводородного сырья на долю Ненецкого автономного округа приходится 52,5% начальных сырьевых ресурсов ТПП; запасы нефти месторождений НАО составляют около половины общих запасов провинции, запасы газа - 70%. Плотность начальных сырьевых ресурсов в пределах округа составляет 19,3 у.т./км².

Суммарные извлекаемые разведанные запасы территории НАО с учетом месторождений Печорского моря составляют:

- нефти категории С₁ - 822,1 тыс.у.т., С₂ - 483,8 тыс.у.т.;
- газа категории С₁ - 483,8 млн.у.т., С₂ - 40,7 млн.у.т.;
- конденсата категории С₁ - 20,2 тыс.у.т., С₂ - 1,4 тыс.у.т.

Нефть на территории округа не перерабатывается, а транспортируется за ее пределы в сыром виде. Природный газ добывается пока в небольших объемах, только для обеспечения нужд г.Нарьян-Мара. Сырьевая база для добычи нефти создана в Ненецком автономном округе в пределах Хорейверской и Варандей-Адзвинской НГО, для добычи газа - в Нарьян-Марском районе.

Нефтегазогеологическое районирование северной части ТПП



В пределах северной части ТПП выделено семь нефтегазоносных областей (НГО): Малоземельско-Колгуевская, Печоро-Колвинская, Хорейверская, Варандей-Адзвинская, Ижма-Печорская, Северо-Предуральская и Косью-Роговская. Наибольшая площадь в пределах округа приходится на Северо-Предуральскую и Хорейверскую НГО, наименьшая - на Косью-Роговскую НГО. Наибольшее количество месторождений УВС приурочено к Хорейверской, Варандей-Адзвинской и Печоро-Колвинской НГО.

Группа	Система	Отдел	НГО				
			ПКНГО	ХНГО	ВАНГО	ИПНГО	МКНГО
MZ	K	J3					
		J2					
		J1					
	T	T3					
		T2	●		●		●
		T1	●●●●●	▲	●		●●●
P	P2	●○△	▲	●		▲	
	P1	●●●	▲	●		▲	
C	C3	●○	▲	●		▲	
	C2	●○	▲	●		▲	
	C1	●▲		●▲		▲	
D	D3	●▲	▲	●▲		▲	
	D2	●		●		▲	
	D1	▲	●	▲		▲	
S	S2		▲	●		▲	
O	S1	●	●				

Условные обозначения

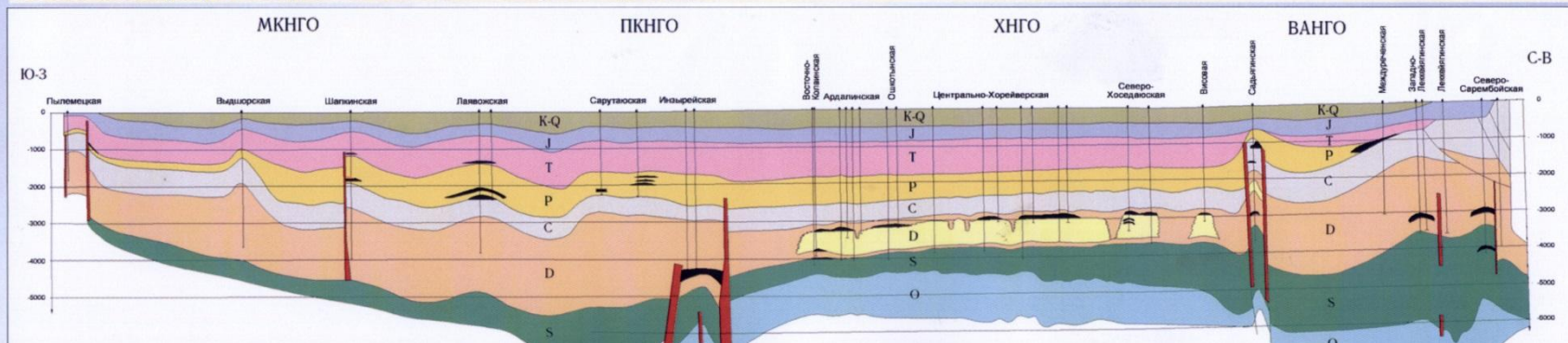
- Промышленные залежи: ● - нефти ○ - газа ● - газоконденсата
 Непромышленные притоки: ▲ - нефти △ - газа

Нефтегазоносность

В разрезе северной части ТПП выделяются пять основных нефтегазоносных комплексов (НГК) с доказанной промышленной нефтеносностью: ордовикско-нижнедевонский карбонатный О-Д₁, среднедевонско-нижнефранкий терригенный Д₂-Д₃1, верхнефранко-турнейский карбонатный Д₃2-С₁t, верхневизейско-нижнепермский карбонатный С_v-P₁, верхнепермско-триасовый терригенный P₂-T₁.

Преимущественная приуроченность промышленных залежей нефти наблюдается в девонских и пермско-триасовых отложениях, газа и конденсата - в пермско-триасовых отложениях. Распределение залежей УВ по разрезу и по нефтегазоносным комплексам отображено на схеме стратиграфической приуроченности нефтегазоносности.

Геологический разрез Северной части Тимано-Печорской провинции



Геологическое строение

Байкальский складчатый фундамент верхнепротерозойского возраста перекрыт чехлом, сформировавшимся в течение палеозоя и мезозоя. Они представлены слабометаморфизованными сланцеватыми образованиями.

Осадочный чехол сложен палеозойскими, мезозойскими и кайнозойскими отложениями. Толща (Є-О), представлена песчаниками, алевролитами, аргиллитами, известняками, доломитами. Мощность толщи составляет от 200 до 1000 м.

Силурийские отложения (S) терригенно-карбонатного состава с мощностью 800-1200 м.

Отложения девона (D) представлены песчаниками, глинами, алевролитами и карбонатными породами, мощность варьирует от 200 до 3000 м.

Каменноугольные отложения (C) представлены они карбонатными породами с мощностью 200-300 до 1700-1900 м.

Отложения пермской системы (P) сложены карбонатными и терригенными породами, мощность 500...1000 м.

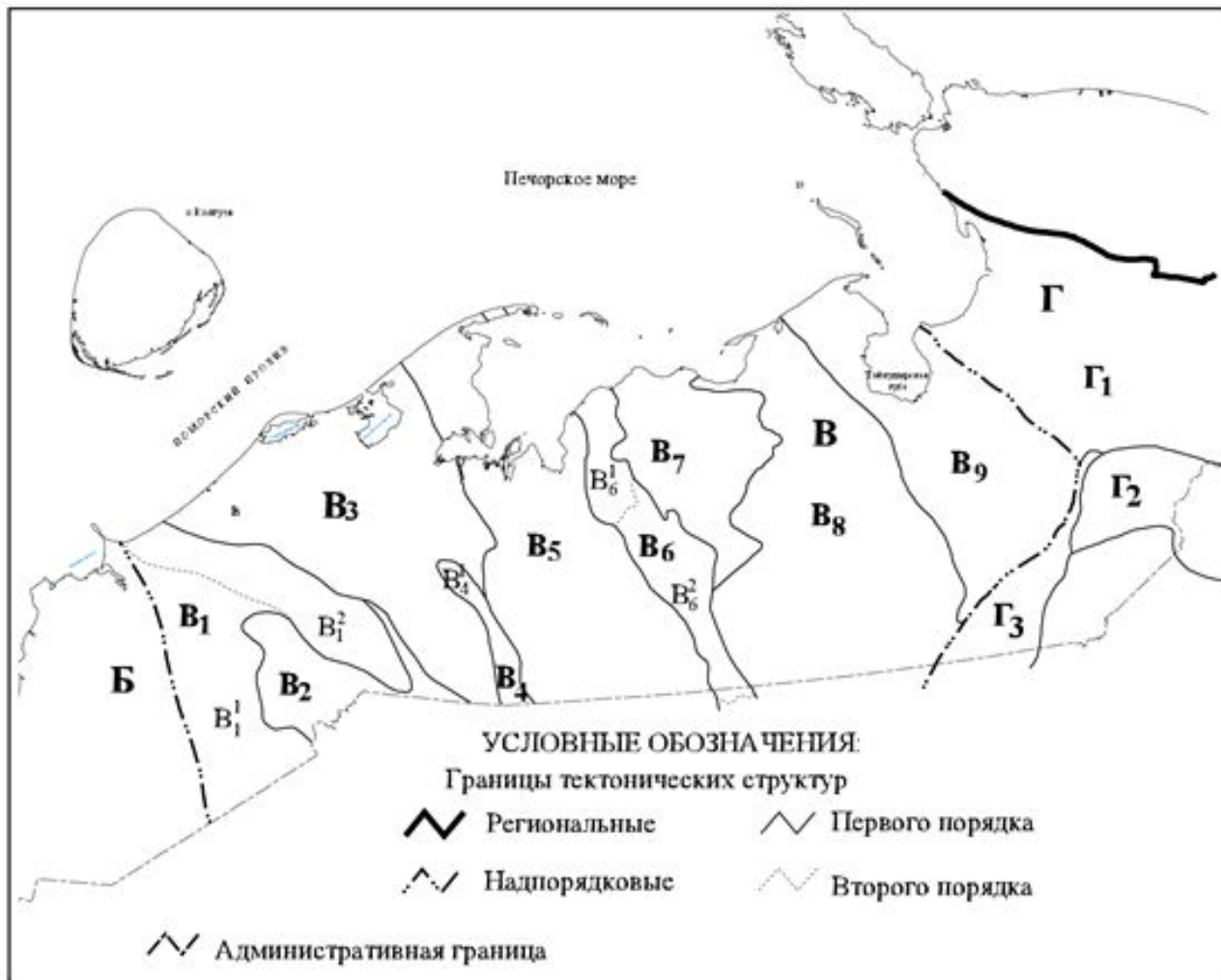
Отложения триасовой системы (T) представлены глинами, алевролитами, аргиллитами, песчаниками мощностью от нескольких десятков до 1700 м.

Юрские отложения (J) представлены глинами, алевролитами, песками. Суммарная мощность отложений системы составляет 200-400 м.

Выделяется только нижний отдел меловой системы (K). Мощность отложений достигает 250 м.

Отложения кайнозойской группы (KZ) представлены глинами, суглинками песками. Мощность отложений достигает 50-100 м и реже 200-250 м.

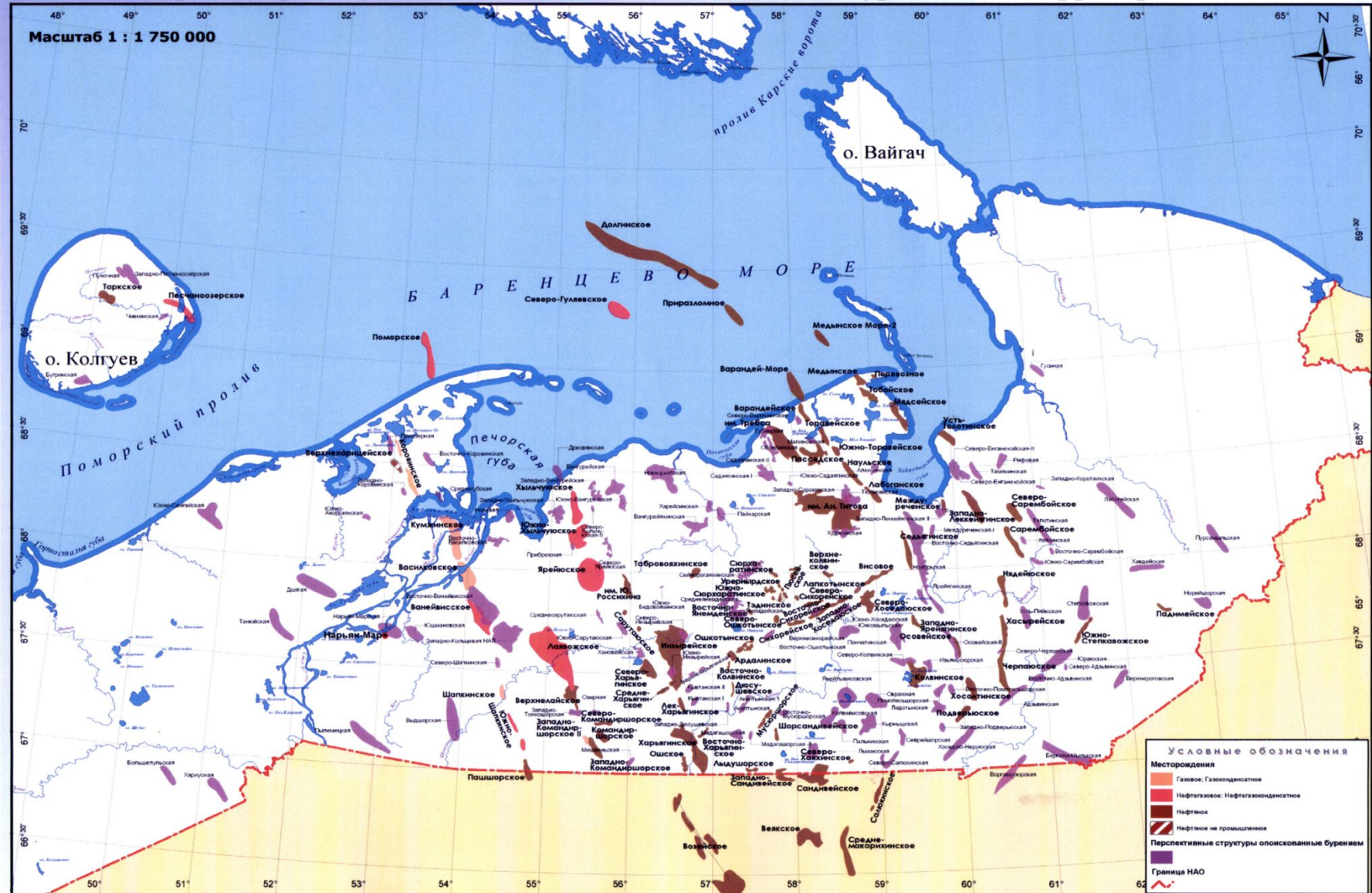
ТЕКТОНИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ



Фундамент залегает он на глубинах от первых сотен метров в Предтима́нье до 12 км, возможно и более, в Предура́льском краевом прогибе.

РЕСУРСЫ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

Обзорная карта локальных объектов, опойскованных бурением, на территории НАО



РЕСУРСЫ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

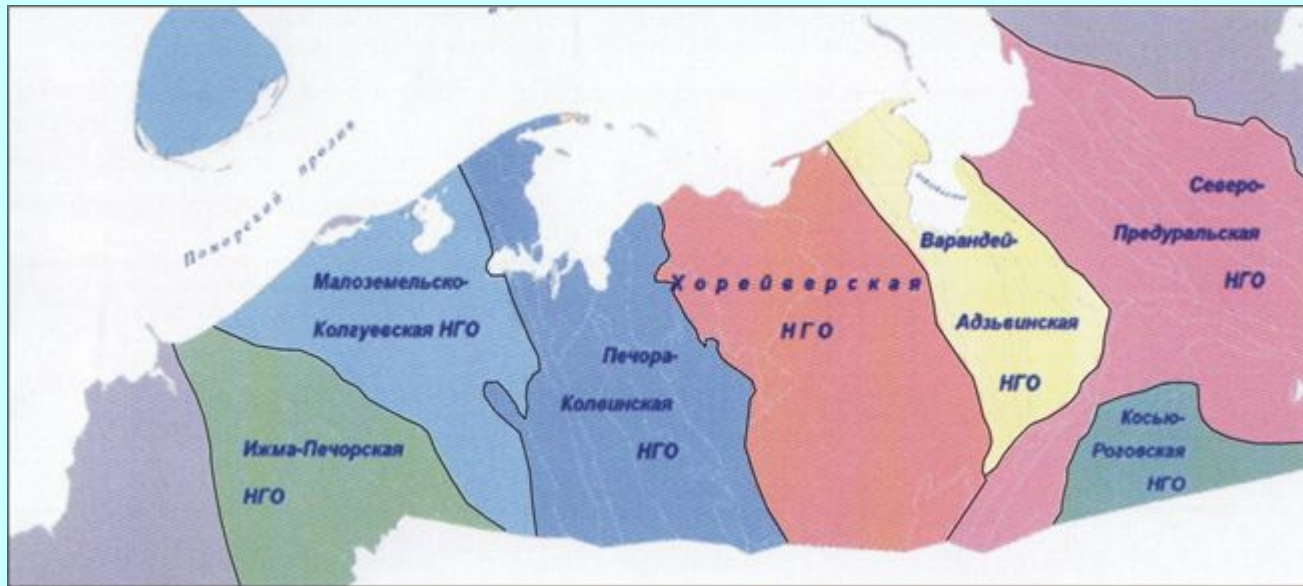
В составе осадочного чехла выделяется несколько нефтегазоносных комплексов (НГК), отличающихся перспективами нефтегазоносности: ордовикско-нижнедевонский карбонатный (O-D₁), среднедевонско-нижнефранский терригенный (D₂-D₃f₁), верхнефранско-турнейский карбонатный (D₃f₂-C₁t), верхневизейско-нижнепермский карбонатный (C₁v-P₁) и верхнепермско-триасовый терригенный (P₂-T₁). Основная роль при этом для промышленных залежей нефти принадлежит средне- и верхнедевонским и нижнекаменноугольным отложениям, газа и конденсата – в пермско-триасовым отложениям.

Всего разведанные геологические запасы нефти категории C1+C2 на суше и море оцениваются в 4.7 млрд. т, а извлекаемые – в 1.2 млрд. т.

Балансовые запасы газа составляют 525 млрд. м³.

На территории НАО всего открыто 90 месторождений УВ.

Нефтегазоносные области



Выделяются следующие нефтегазоносные области:

Малоземельско-Колгуевская НГО

Печоро-Колвинская НГО

Хорейверская НГО

Варандей-Адъзвинская НГО

Северо-Предуральская НГО

По сумме УВ наибольшие ресурсы сосредоточены в Печоро-Колвинской НГО, по нефти наибольшие запасы сосредоточены в трех областях – Хорейверской, Варандей-Адъзвинской и Печоро-Колвинской НГО.

Возможности расширения ресурсов нефти и газа региона

В НАО общий фонд локальных структур, подготовленных к глубокому бурению и выявленных сейсморазведкой превышал 300 единиц (около 150 в резервном фонде подготовленных к бурению объектов и почти 160 - в фонде выявленных).

Основная часть ресурсов сосредоточена в двух нижних нефтегазоносных комплексах – верхнеордовикско-нижнедевонском (около 32%) и среднедевонско-нижнефранском (22%).

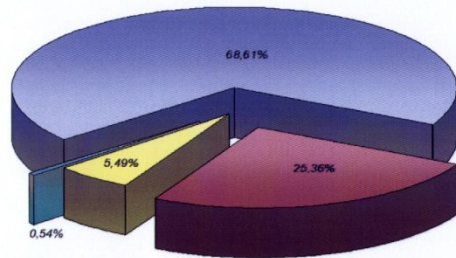
Наибольший объем ресурсного потенциала (69% ресурсов нефти и 70% числа ловушек) локализуется в интервалах глубин 2...4 км .

Перспективные (малоизученные) территории: Северо-Предуральский краевой прогиб и западный Арктический шельф России.

Перспективные и прогнозные ресурсы (C₃+D)

В целом по НАО перспективные и прогнозные извлекаемые ресурсы УВ категории C₃+D оценены в 1638,9 млн.у.т., в том числе нефти и конденсата - 1123,5 млн.у.т., свободного газа - в 422,1 млн.у.т.

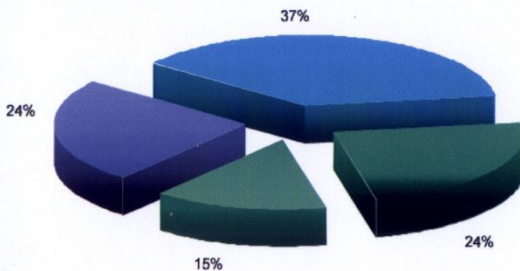
По состоянию на 01.01.2003 г. на территории суши Ненецкого автономного округа перспективные извлекаемые ресурсы нефти категории C₃ составляют 774,3 млн.у.т. Всего подготовленных и выявленных структур 315, из них в нераспределенном фонде находится 194 структуры (76 подготовленных и 118 выявленных).



■ - Нефть 1114,6 млн.у.т. ■ - Свободный газ 422,1 млн.у.т.
 ■ - Растворенный газ 93,3 млн.у.т. ■ - Конденсат 8,9 млн.у.т.

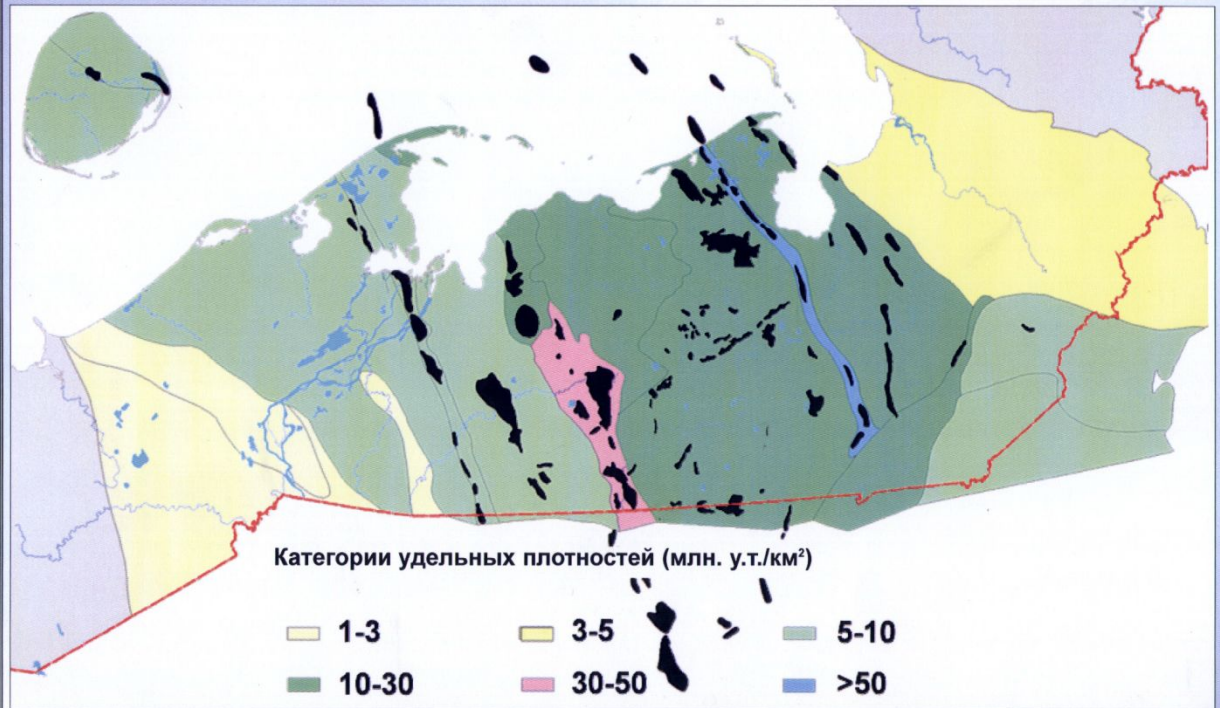
Наибольшая часть перспективных и прогнозных ресурсов нефти сосредоточена в Хорейверской и Варандей-Адзьвинской НГО, в ордовикско-ижидевоновский (O₃-D₁) и в верхневизейско-нижнепермский карбонатных комплексах (C₁v-P₁) и в верхнепермско-триасовом терригенном P₂-T₁.

Состав перспективных структур



■ Нераспределенный фонд ■ Распределенный фонд
 ■ Выявленные ■ Подготовленные

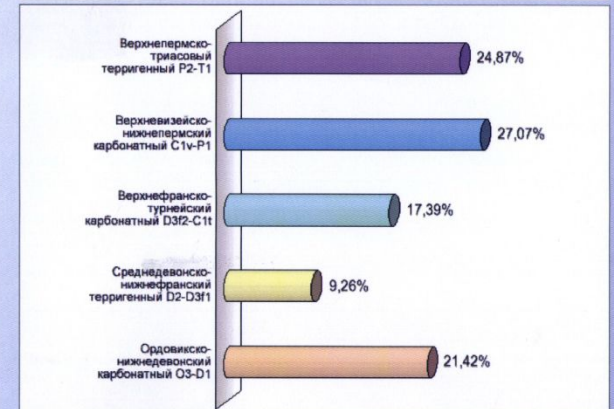
Карта удельных плотностей



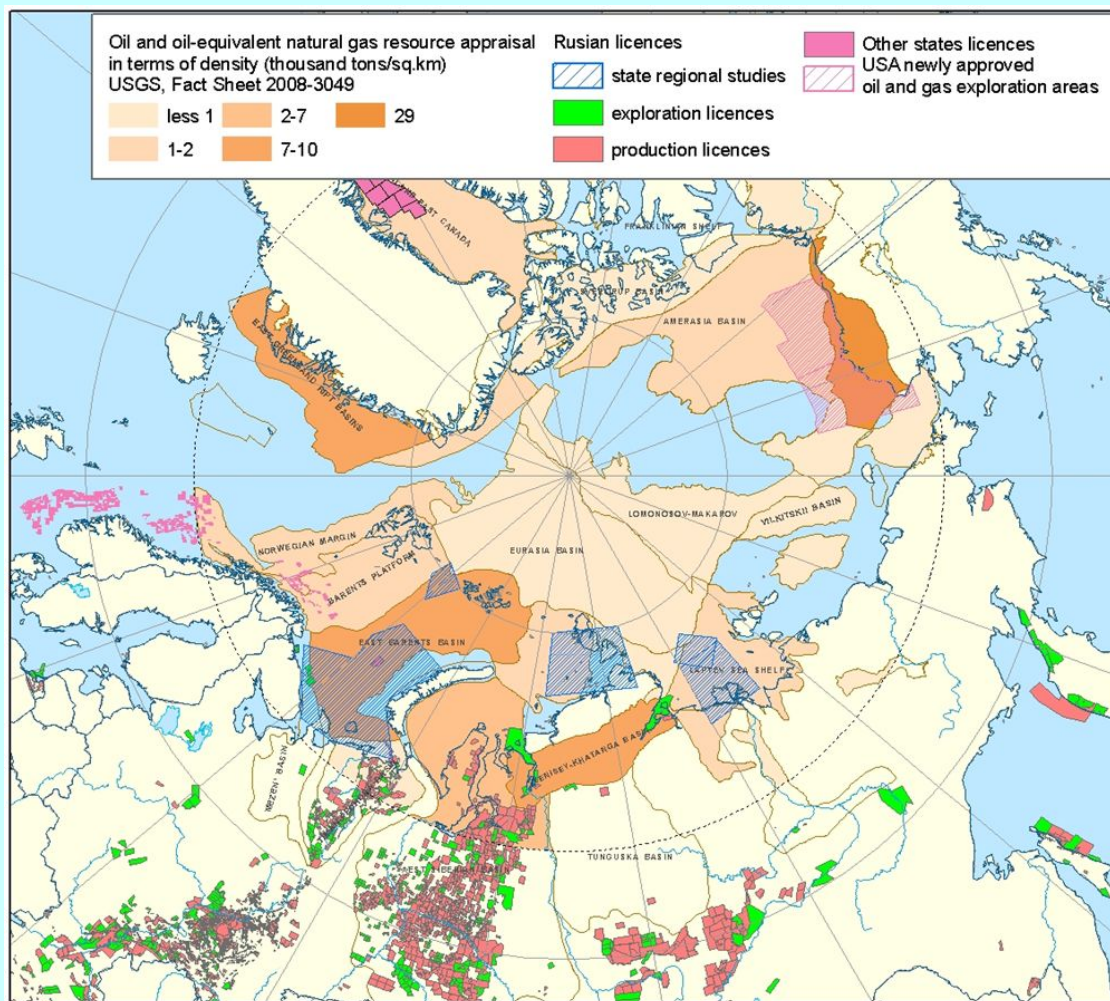
Распределение извлекаемых ресурсов нефти по нефтегазоносным областям

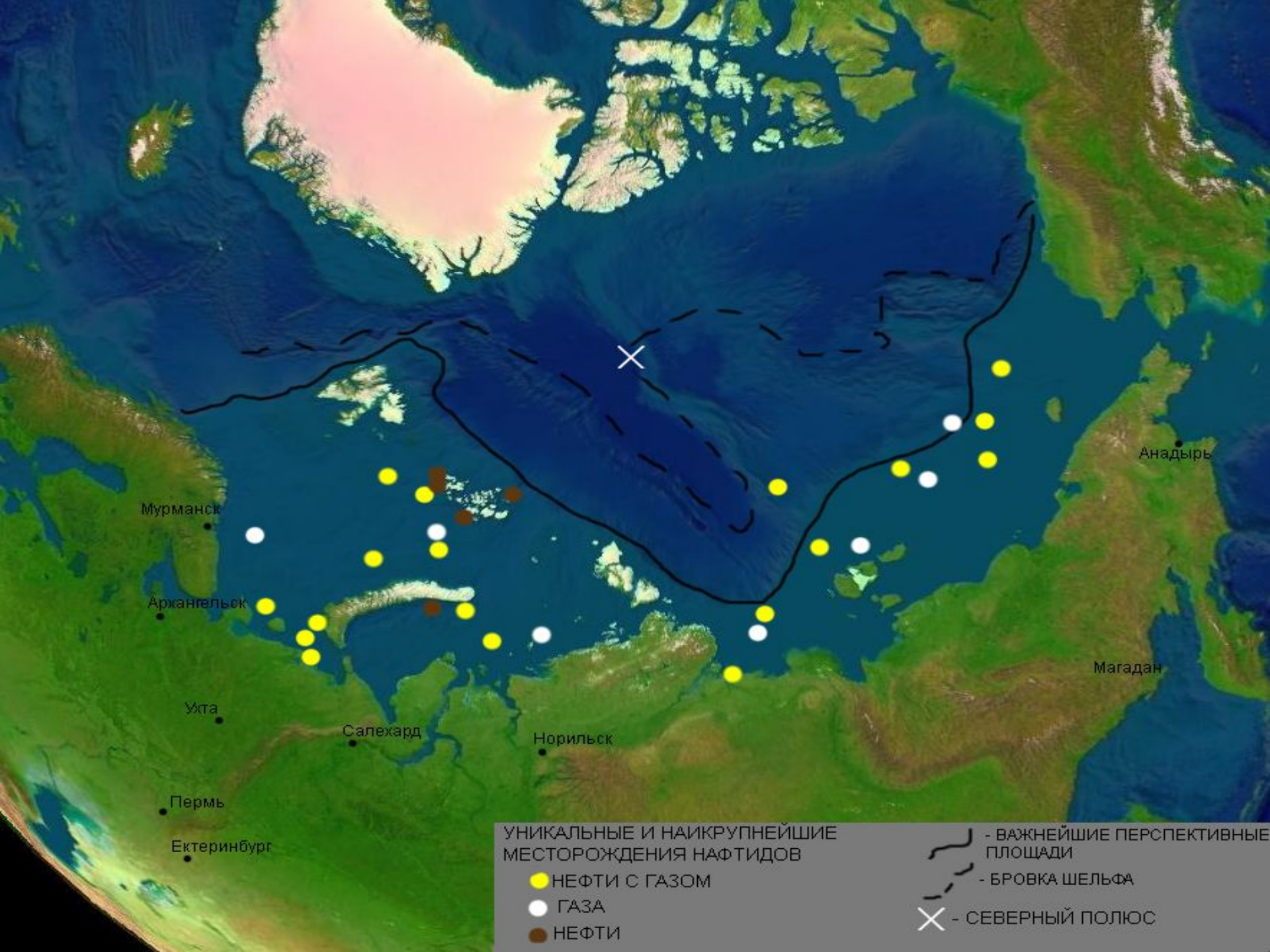


Распределение извлекаемых ресурсов нефти по нефтегазоносным комплексам



Перспективы освоения месторождений УВ западной части Арктического шельфа России





Внутренние
морские воды -12 миль. зона

КОНТИНЕНТАЛЬНЫЙ ШЕЛЬФ – 200 миль (исключительная
экономическая зона)

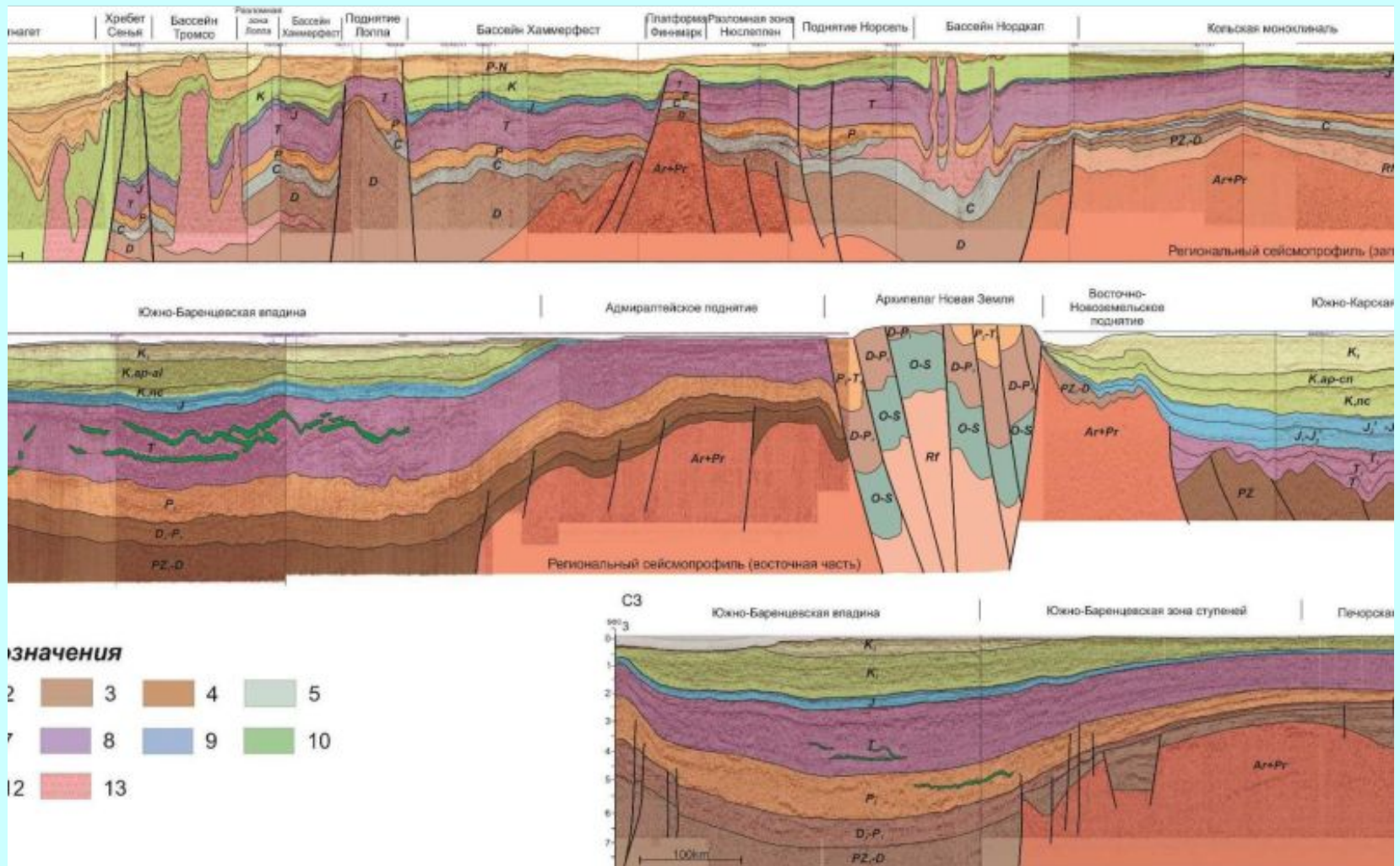
Континентальный шельф Российской Федерации включает в себя морское дно и недра подводных районов, находящиеся за пределами территориального моря РФ на всем протяжении естественного продолжения ее сухопутной территории до внешней границы подводной окраины материка.

РЕСУРСЫ

Российский шельф с общей площадью более 6 млн. км.кв. занимает первое место в мире по своей протяженности, из них около 4,2 являются перспективными на нефть и газ.

По прогнозным оценкам начальные извлекаемые энергетические ресурсы шельфа составляют около 100 млрд. тонн у.т. в пересчете на нефть (из них 80% сосредоточено в Арктике).

Суммарные извлекаемые ресурсы континентального шельфа России составляют по нефти 13,5 млрд.т., по газу 73 трлн. куб.м., т.е. весьма значительные.

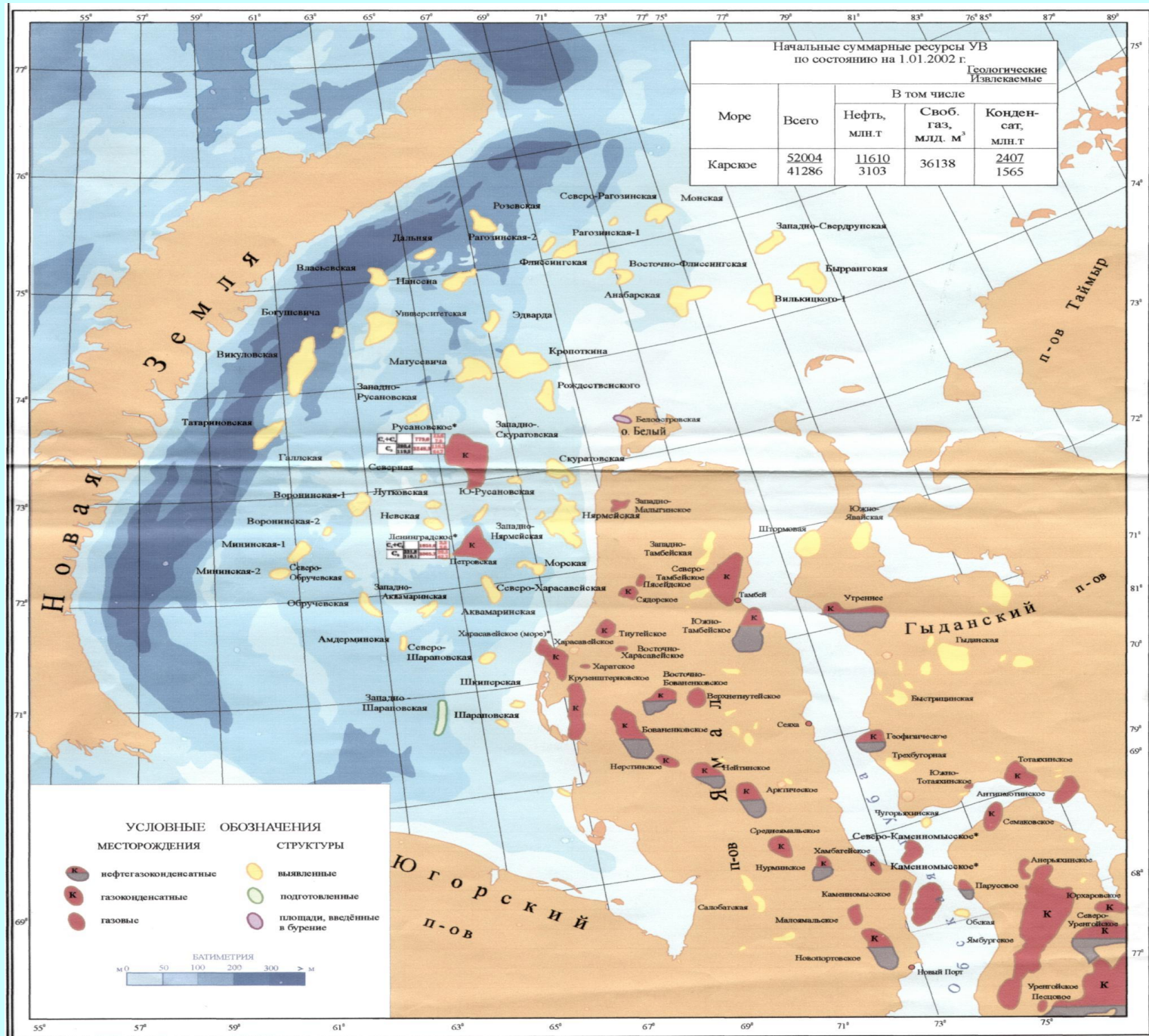


Геологические разрезы Баренцевоморского шельфа.

Литолого-стратиграфические комплексы: 1 - архей-нижнепротерозойский кристаллический фундамент, 2 - рифей-вендский карбонатно-терригенный, 3 - нижнепалеозойский (ордовикский, силурийский, нижне-среднедевонский) терригенно-карбонатный, 4 – верхнепалеозойский (верхнедевонский, каменноугольный, нижнепермский) карбонатный, 5 - ордовик-силурийский терригенно-карбонатный, 6 – ниже-верхнекаменноугольный карбонатный, 7 - пермский, 8 - триасовый терригенный, 9 - юрский терригенный, 10 - нижнемеловой терригенный, 11 - верхнемеловой терригенный, 12 - интрузии, 13 - соли и эвапориты; положение разрезов см. на тектонической карте

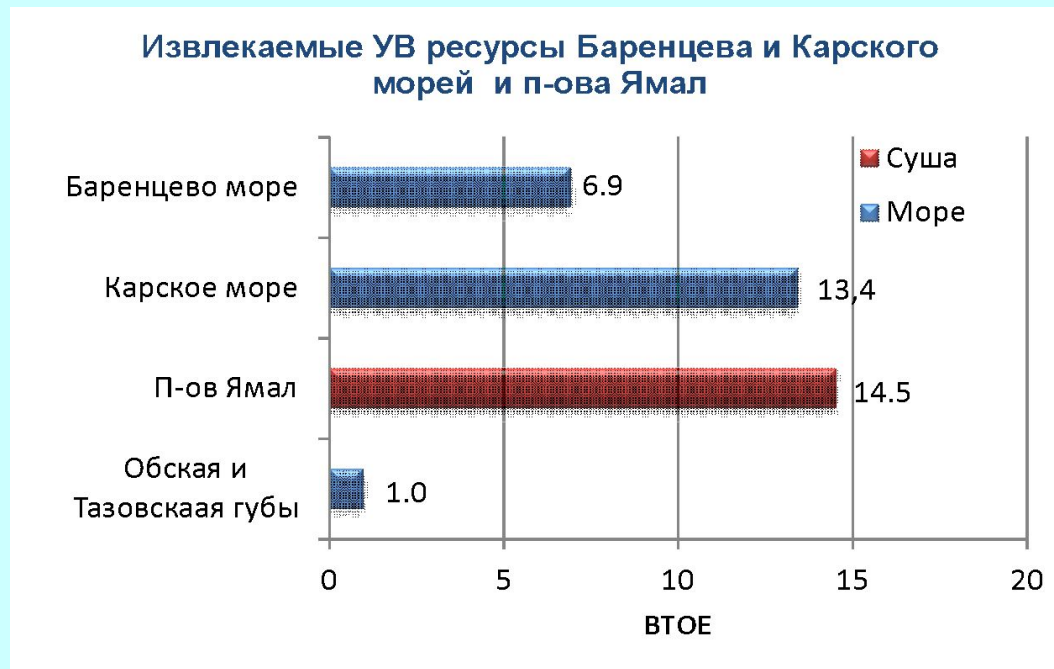
Ресурсы Арктического шельфа РФ

Начальные извлекаемые углеводородные ресурсы шельфы Баренцева, Печорского и Карского морей суммарно составляют 80% всех извлекаемых ресурсов Российского континентального шельфа или 80-85 млрд. тонн условного топлива. Здесь открыты уникальные нефтяные и газовые месторождения – Приразломное нефтяное (Печорское море), Штокмановское газоконденсатное (Баренцево море) с запасами 3,9 трлн. куб.м., Русановское и Ленинградское газовые (Карское море) с общими запасами – 6 трлн. куб.м.

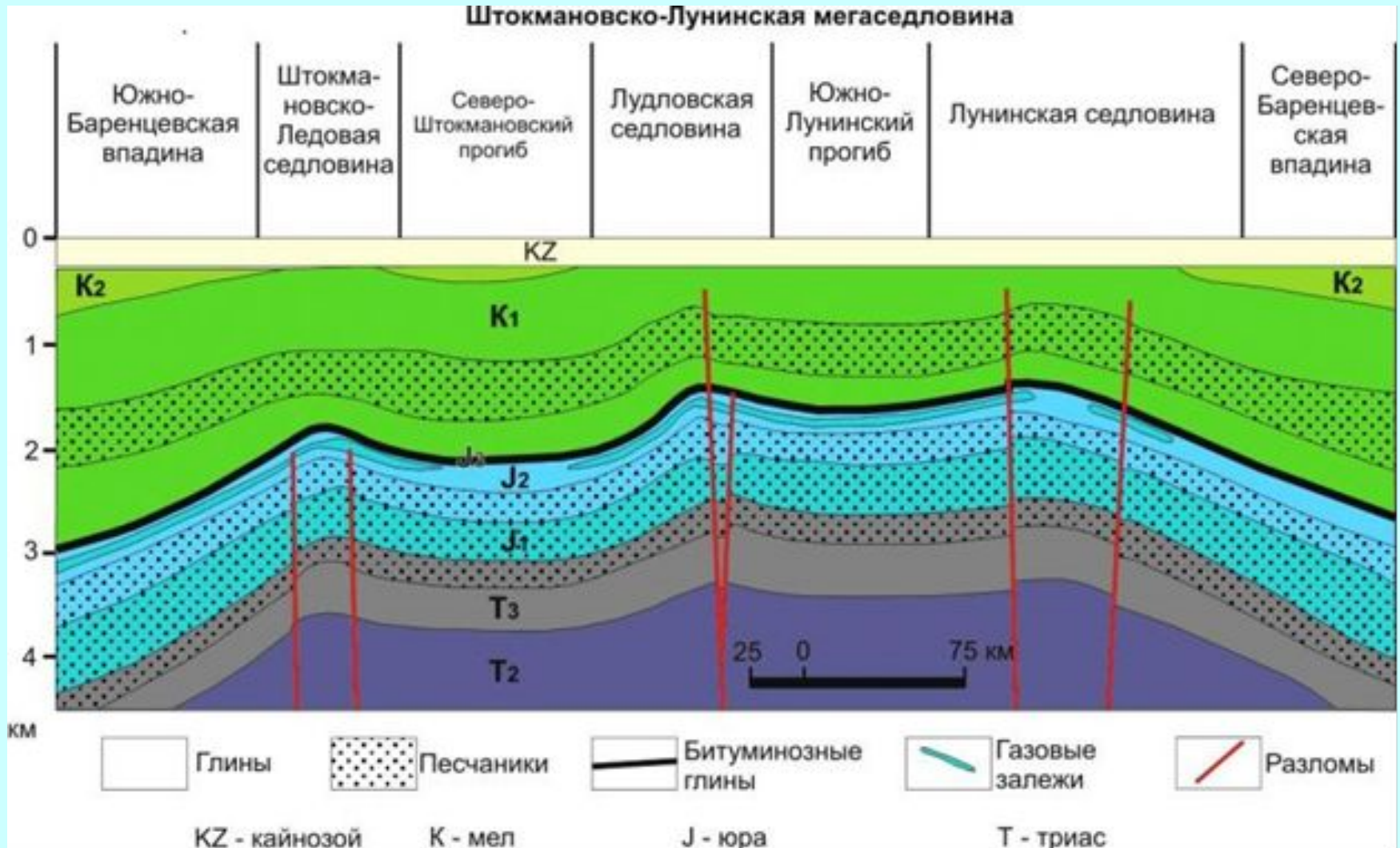


- **Открытых нефтяных месторождений – 19, это около 900 млн.т., извлекаемых запасов;**
- **газовых месторождений – 36 с общими запасами около 10 трлн.куб.м.;**
- **газоконденсатных месторождений – 19 с извлекаемыми запасами конденсата около 300 млн.т.**

Совокупная оценка технически извлекаемых ресурсов нефти и газа Баренцева и Карского морей и полуострова Ямал с Обской и Тазовской губами - 35.9 млрд. ТНЭ



Штокмановско-Лунинский нефтегазоносный район. Геологический профиль



Штокмановское месторождение



Глубина залегания –
1900-2300 м

Площадь - 1400 кв. км

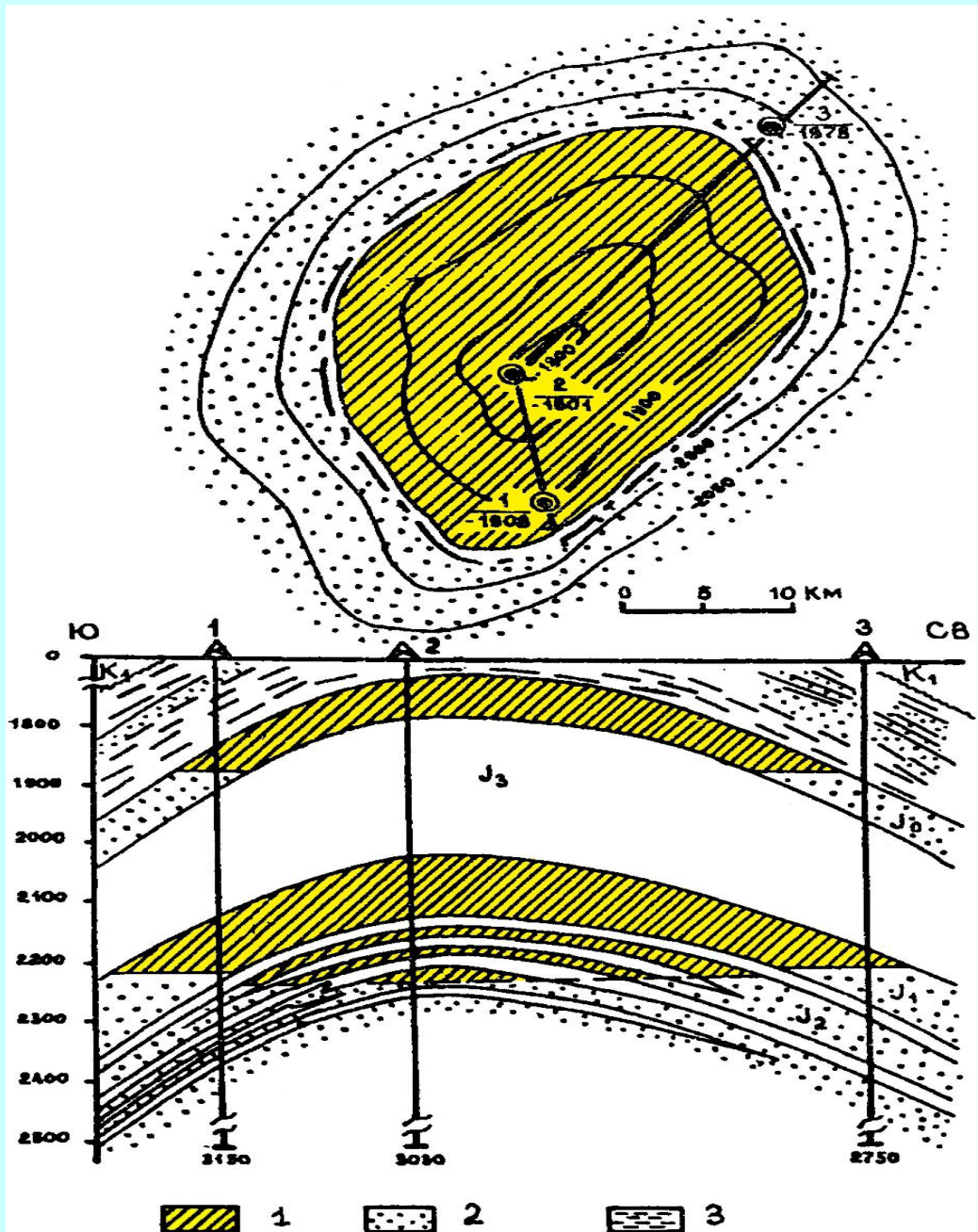
Глубина моря – 300-380м

Разведанные запасы:

- газа - 3,9 трлн. м куб.
- конденсата - 31 млн. т

Содержание конденсата и
тяжелых УВ 4,8-14,1 г/м.куб

Штокмановское газоконденсатное месторождение



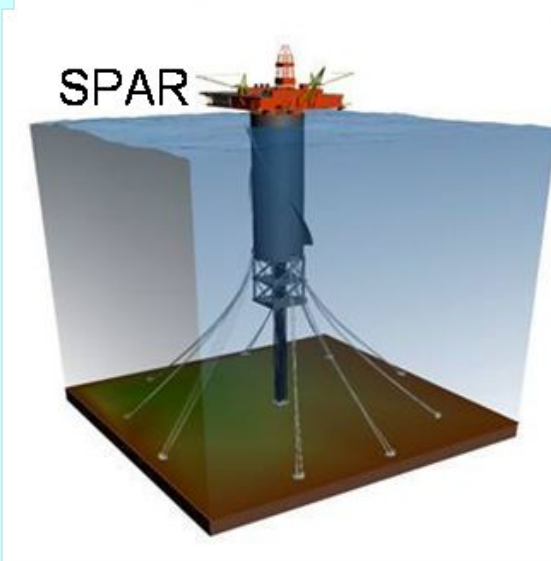
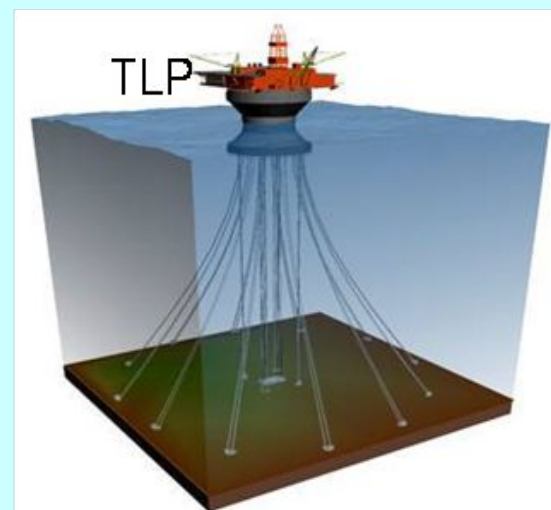
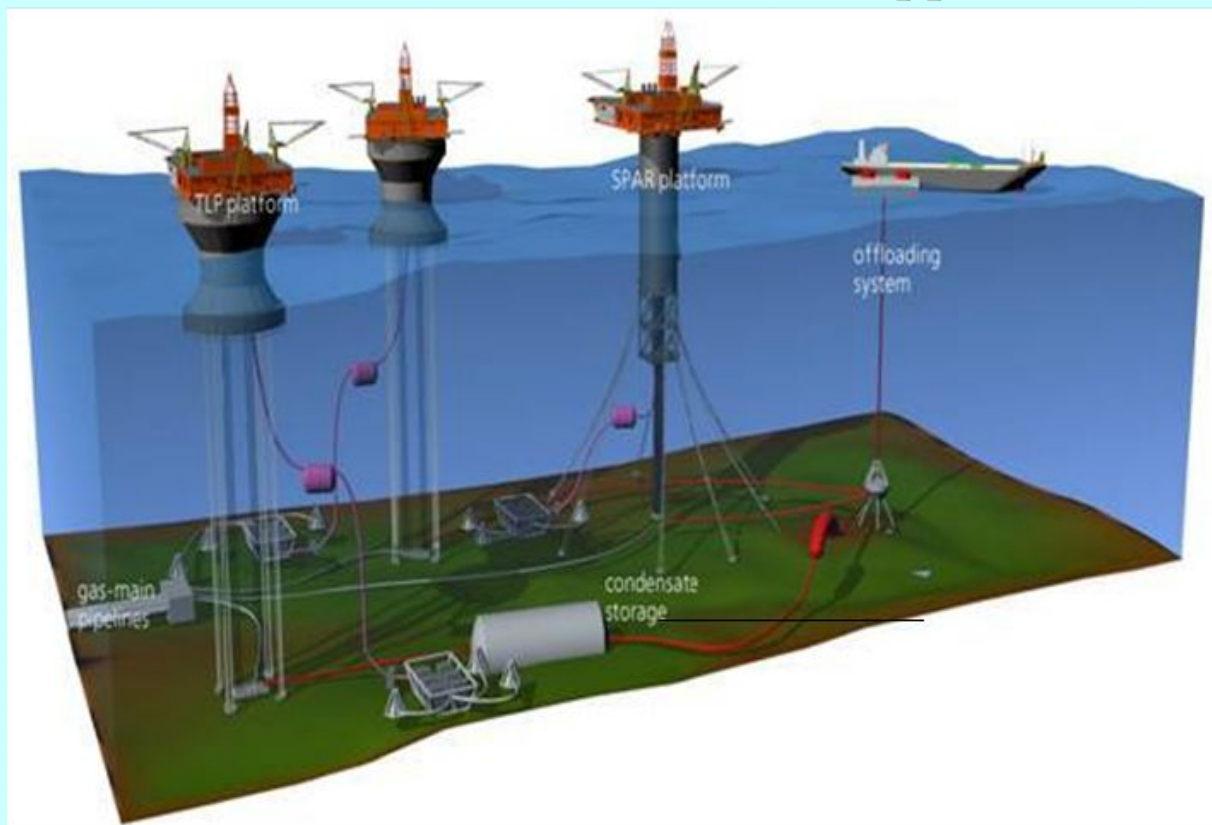
Особенности Штокмановского месторождения

- наличие больших запасов газа, что обеспечивает стабильное долгосрочное производство СПГ
- благоприятный состав газа
- возможность последующего существенного расширения производства в зависимости от рыночной ситуации
- удобное географическое положение относительно существующих и планируемых приемных терминалов целевого рынка
- возможность диверсификации поставок - параллельное ведение поставок в Европу и США с варьированием направлений в зависимости от рыночных условий
- отсутствие льдов и вечной мерзлоты

Трудности освоения Штокмановского месторождения

- недостаточный уровень развития инфраструктуры, инженерно-строительных мощностей
- сложные природно-климатические условия
- несовершенство нормативной базы в сфере обеспечения безопасности
- необходимость применения самых современных технологий и оборудования

ШТОКМАНОВСКОЕ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

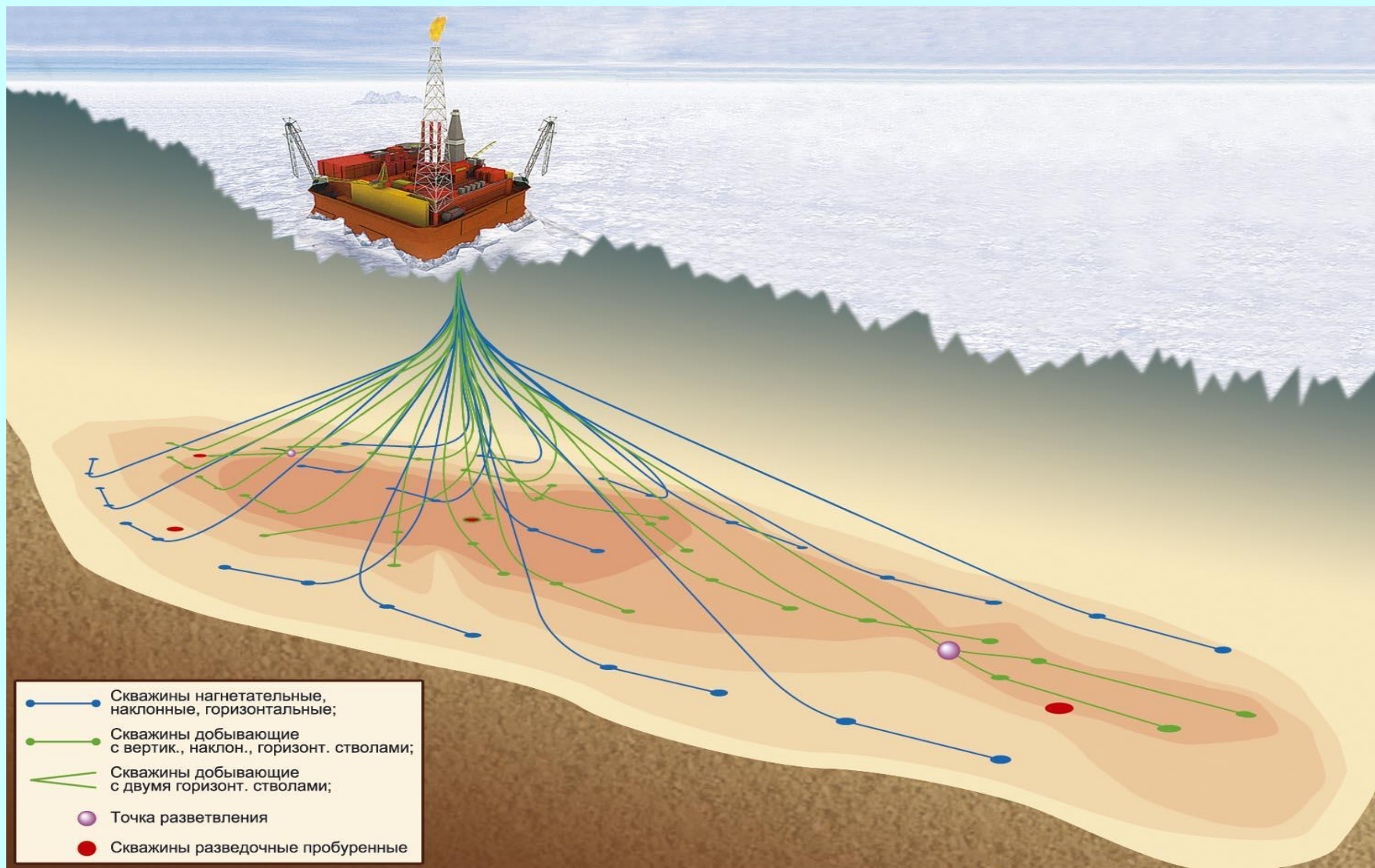


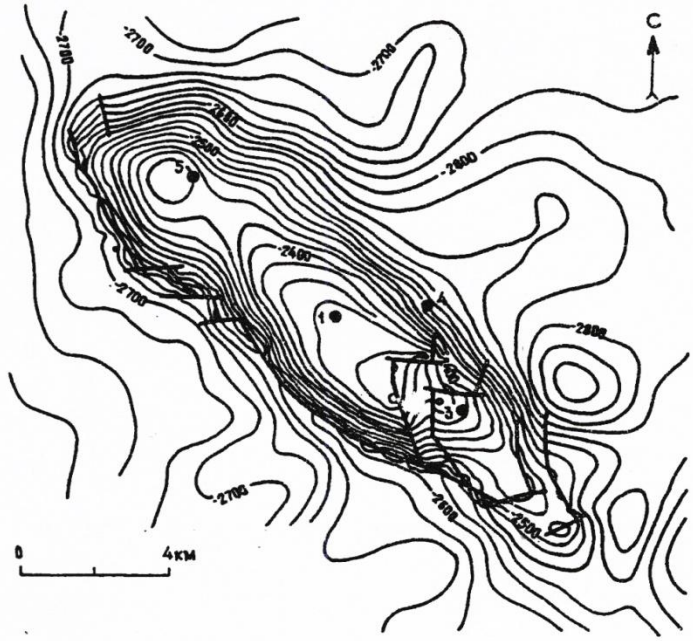
Типы платформ для Штокмановского ГКМ:

В 2003-2004гг. ЦКБ «МТ «Рубин» совместно с ЦНИИ им.академика Крылова проведены модельные испытания типа платформ.

Результаты модельных испытаний платформ в ледовом и волновом бассейне показали целесообразность применения для Штокмановского проекта оптимизированного типа, сочетающего в себе преимущества платформ типа TLP (малой осадки типа буй) и большой осадки типа SPAR.

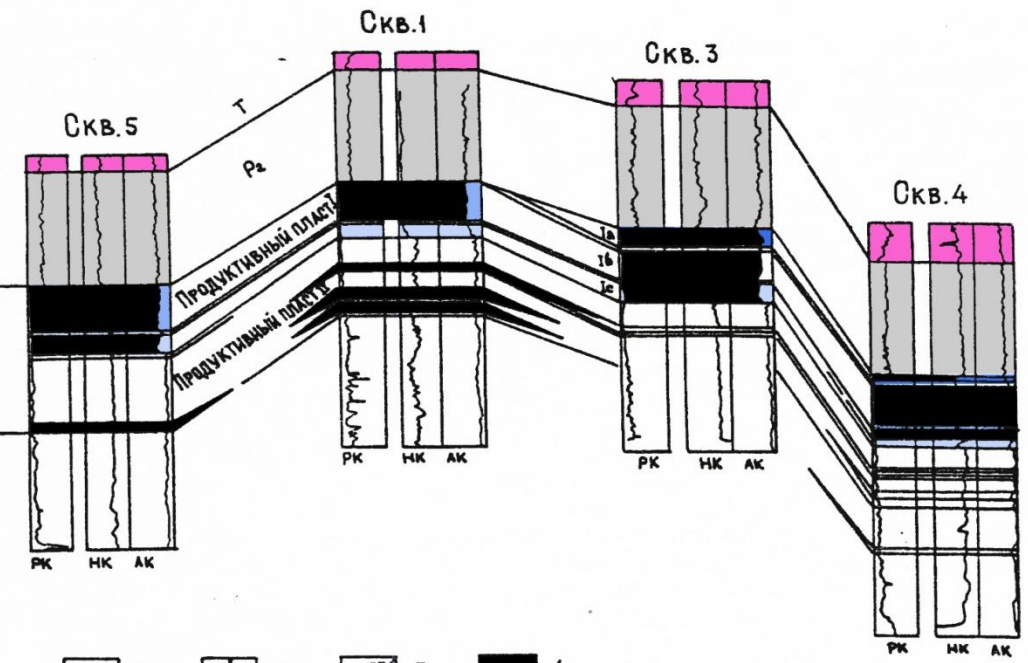
СХЕМА РАСПОЛОЖЕНИЯ СКВАЖИН НА ПРИРАЗЛОМНОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ



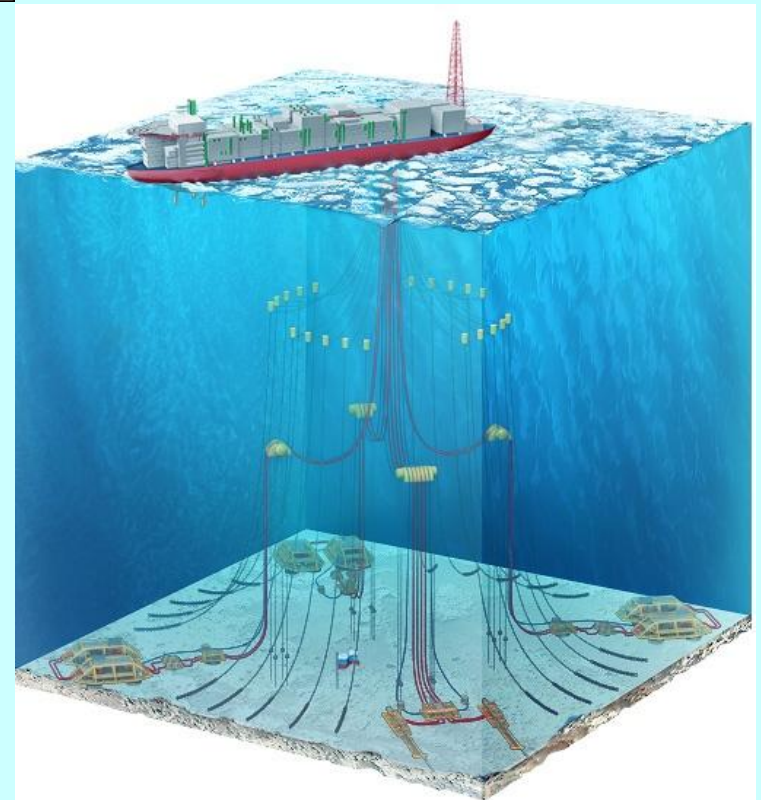


Структурная карта кровли продуктивного пласта 1 и схема корреляции продуктивных отложений Приразломного нефтяного месторождения в Печорском море

1 – разведочные скважины,
 2 – разломы, 3 – изогипсы (м),
 4 – нефтесодержащие породы (карбонаты пермско-каменноугольного возраста)



Priority objects





**Острова архипелага Земли Франца – Иосифа
рассматриваются как перспективные объекты**

ПОСЛЕДСТВИЯ: ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

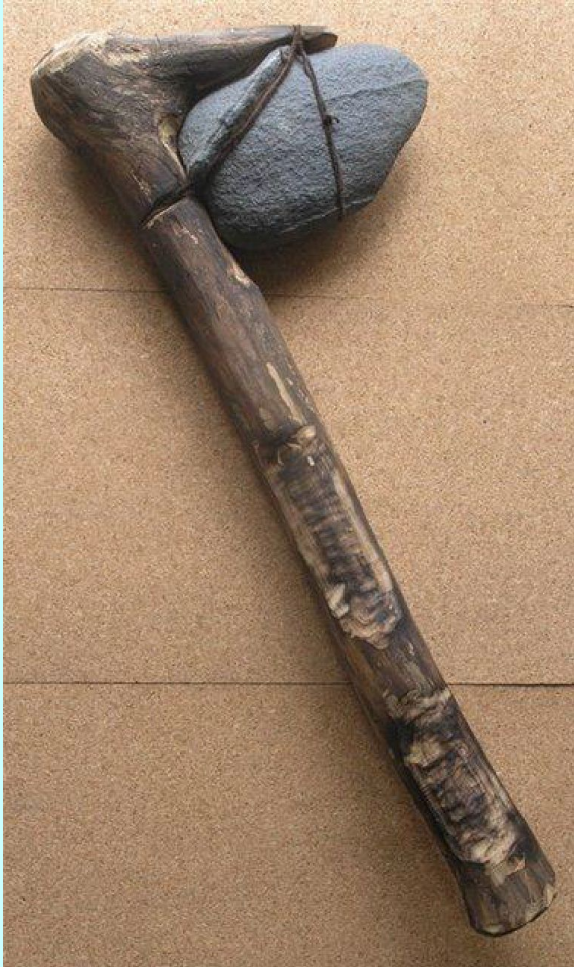


ИЛИ



НАИБОЛЕЕ ДРЕВНЯЯ ПРОФЕССИЯ

**Для чего древний человек искал
камень для топора?**



**ЧТО Я ОЖИДАЮ ОТ КУРСА или
ЗАЧЕМ Я ЗДЕСЬ?**

**СВЕДЕНИЯ КАКИХ ПРОСЛУШАННЫХ
КУРСОВ БУДУТ МНЕ ПОЛЕЗНЫ ДЛЯ
ПОНИМАНИЯ МАТЕРИАЛА?**

**КАК Я ПРЕДПОЛАГАЮ ПРИМЕНИТЬ
ПОЛУЧЕННЫЕ ЗНАНИЯ?**

**ЛЮБАЯ ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ЯВЛЯЕТСЯ
ЛИШЬ ОСНОВАНИЕМ ДЛЯ ПРИНЯТИЯ
УПРАВЛЕНЧЕСКОГО РЕШЕНИЯ.**

БИЛЛ БАРРОУЗ, Exxon, 1992