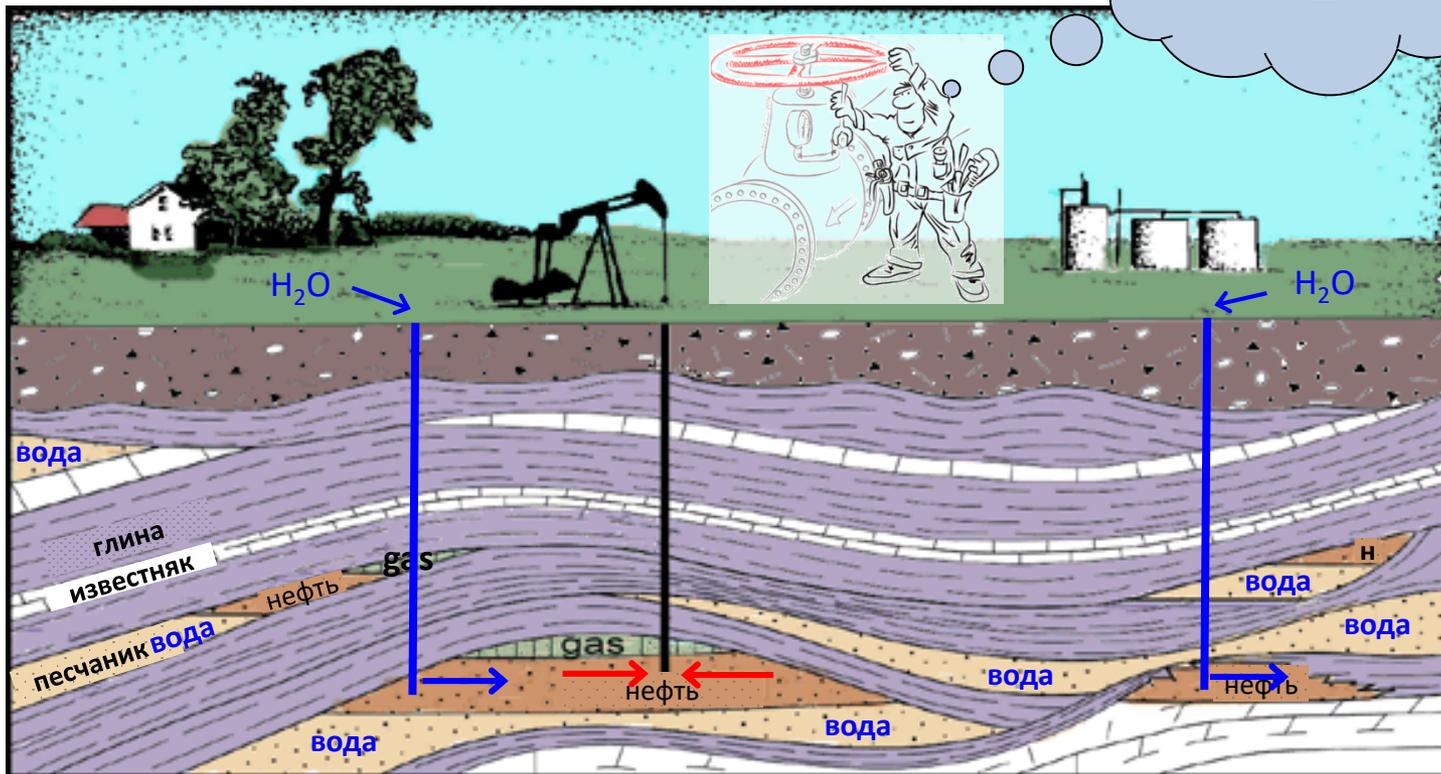
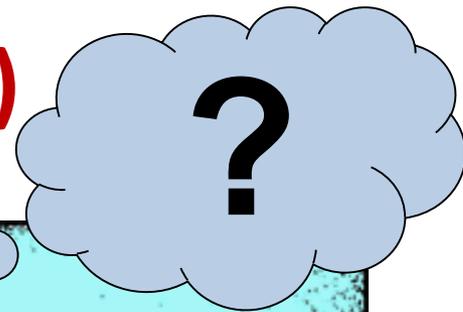


Нефте(газо)промысловая геология. Блок 1 (из 4)



Шатров Сергей Викторович, кандидат геол.-мин. наук; УУНиТ; 2024 г.

Содержание и структура курса

Курс состоит из 33 разделов, объединённых (несколько условно) в 4 блока:

1. История добычи и использования нефти
2. НГПГ как наука
3. Залежи. Месторождения
4. Температура и давление
5. Основы гидрогеологии
6. Углеводородная система
7. Дополнение (абиогенная теория; резервуары)

8. Геометризация залежей
9. Картопостроение
10. Немного литологии
11. ФЕС – коэффициент пористости
12. ФЕС – коэффициент проницаемости
13. ФЕС – коэффициенты K_v , K_n и K_g ; K_{vo} ; капиллярное давление P_k
14. Фазовая проницаемость
15. Переходная зона

16. ГИС – радиоактивные методы; ЯМК; АК
17. ГИС – электрические методы; заключение
18. Основы интерпретации ГИС
19. Карты толщин
20. Корреляция разрезов скважин
21. Состав и свойства нефти и газа
22. Подсчёт запасов углеводородов (УВ)
23. Классификация запасов и ресурсов УВ
24. Подсчётный план

25. Разработка. Общие положения
26. Расчёт дебита и приемистости скважин (ННС)
27. Прогноз добычи
28. Природные режимы залежей
29. Применение заводнения
30. Геологическая неоднородность
31. Горизонтальные скважины. ГРП
32. Экскурс в экономику
33. Оптимальная плотность сетки скважин

К курсу прилагается список из примерно 230 вопросов для подготовки к экзамену. Экзамен письменный (4 варианта по 30 заданий).

Рекомендуемая литература

1. В качестве основного учебника:

Чоловский И.П., Иванова М.М., Брагин Ю.И. Нефтегазопромысловая геология залежей углеводородов. 2006. 680 с. (Страниц много, но по 1,8 тыс. знаков на странице.)

2. Очень хорошая книга по подсчёту запасов, с упором на определение подсчётных параметров по данным керна и ГИС. Применительно к нашему курсу не является обязательной, на экзамене знакомство с ней не потребуется. Но всем тем, кто хочет стать хорошими специалистами, рекомендую застись ей в качестве справочника.

Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объёмным методом. 2003. 261 с.

3. Ну а это – тем, кто хочет стать прекрасными специалистами. Для широты кругозора.

Геология нефти и газа. Под редакцией Э.А. Бакирова. 1990. 240 с.

На слайдах справочно упоминаются в качестве источников около 80 учебников, монографий, научных статей и других источников. Все они имеются в интернете в свободном доступе.

1. История добычи и использования нефти	4
2. НГПГ как наука	28
3. Залежи. Месторождения	38
4. Температура и давление	52
5. Основы гидрогеологии	62
6. Углеводородная система	75
7. Дополнение (абиогенная теория; резервуары)	96

Нефть и её современное использование

Нефть – жирная, маслянистая субстанция, цвет и плотность которой варьируется в широких пределах. Обычно чёрная, но бывает и ярко-зелёная, вишнёво-красная, жёлтая, коричневая, в редких случаях – бесцветная. Вязкость нефти тоже сильно различается: она может быть текучей, как вода, а может быть вязкой, как пластилин.

Столь разные по физическим свойствам вещества роднит между собой их химический состав – сложная смесь углеводородов, чья общая формула записывается как C_xH_y (плюс примеси).

Нефть является сырьём для производства:

- 1) моторных топлив – бензина, керосина, дизельного и реактивных топлив, а также котельно-печного топлива (мазут);
- 2) строительных материалов – битума, гудрона, асфальта;
- 3) масел и смазок, парафина;
- 4) синтетического каучука, спиртов, полиэтилена, полипропилена, разнообразных пластмасс, искусственных тканей;
- 5) жевательной резинки; аспирина; ряда белковых препаратов, используемых в качестве добавок в корм скоту для стимуляции его роста.

Использование нефти с древнейших времён

Массовая промышленная добыча нефти началась относительно недавно, в конце XIX века. Однако сама нефть известна человечеству с древнейших времён благодаря тому, что в некоторых районах мира она сама выходит из недр на поверхность Земли. Как правило, в виде нефтяного битума – окисленной нефти.

Относительно недавно археологи, исследуя стоянки **неандертальцев в Сирии**, возраст которых оценивается в **70 тысяч лет**, обнаружили факты использования битума для создания различных орудий – например, прикрепления наконечника копья к древку. До этого открытия считалось, что битумы впервые начали применяться около 40 тысяч лет назад. (Eric Boëda et al. New Evidence for Significant Use of Bitumen in Middle Palaeolithic Technical Systems at Umm el Tlel (Syria) around 70,000 BP. 2008)

Согласно археологическим данным, **шумеры**, жившие в междуречье Тигра и Евфрата, начали использовать битум в **4-м тысячелетии до нашей эры**. Его добавляли в смесь из глины, песка и гравия, из которой делали кирпичи, им же укрепляли кладку в качестве цемента. Битумом покрывали дороги, укрепляли берега искусственных водоемов. Кроме того, им обмазывали лодки и посуду, обеспечивая таким образом водонепроницаемость.

По свидетельству Геродота, битум широко использовался при создании стен и башен Вавилона.

Шумеры. Египтяне. Греция. Индия. Китай

Шумеры применяли нефть также для лечения нарывов и боли в суставах. **Египтяне** использовали её для бальзамирования мумий. Древнегреческий ученый **Гиппократ** (V-IV вв. до н. э.), которого считают отцом европейской медицины, описал много лекарств, составной частью которых была нефть.

Ещё одно применение нефти в античности – для освещения, причём оно не было тогда повсеместным. Когда в 330 г. до н. э. войска Александра Македонского дошли до Каспийского моря, то обнаружили, что в отличие от древних Египта, Рима и Греции, где светильники заправлялись оливковым маслом, местные жители использовали для этого нефть.

Знали нефть и в **Древней Индии**: в развалинах древнеиндийского города Мохенджо-Даро был обнаружен огромный бассейн, построенный 5 тыс. лет назад, дно и стены которого были покрыты слоем асфальта.

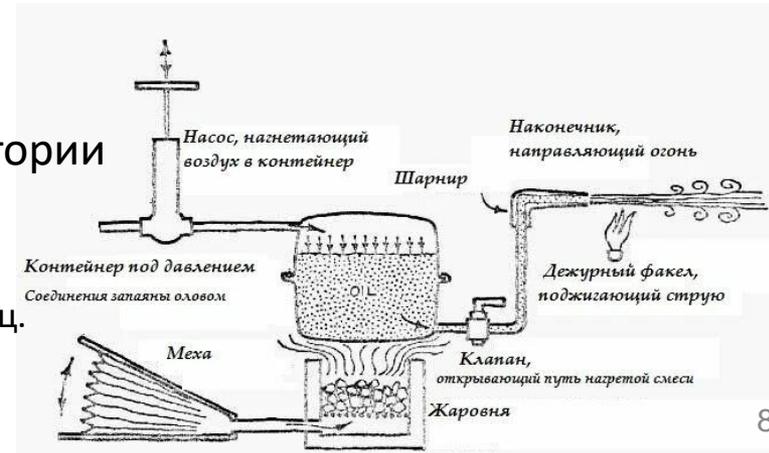
Асфальт использовался и при строительстве **Великой Китайской стены**. Также в Древнем Китае нефть использовалась в качестве целебного снадобья и топлива для светильников. Причём уже в IV-V веках до н. э. китайские рудокопы рыли глубокие шахты (преимущественно для добычи соли, но иногда натыкались на нефтяные залежи), а с III века до н.э. они начали применять бур из бамбука с металлическим наконечником и вместо колодцев со стенками, укрепленными деревянными щитами, стали строить узкие скважины глубиной в сотни (!) метров.

Военное применение нефти в древности (1/2)

Древнеримский учёный Плиний Старший (I век н.э.) писал в «Естественной истории»: «В [сирийской провинции] Коммагене, в городе Самосате, есть пруд, извергающий воспламеняемую тину, так называемую «мальту». Попадая на что-нибудь твёрдое, она прилипает, а если человек до неё дотронется и [загоревшись, попробует] убежать, она преследует его. С её помощью защищали свои стены жители одного из городов, который осаждал Лукулл*: воины горели вместе со своим оружием. Вода только сильнее разжигает это пламя. Показано на опытах, что погасить его можно только землёй».

Согласно историческим хроникам, в 673 г. нашей эры во время осады Константинополя арабами, некий Каллиник из Гелиополиса передал византийскому императору рецепт зажигательного состава, названного позднее «греческим огнем», и устройство для её метания (античный огнемёт). Греки подпустили вражеские корабли поближе и атаковали их зажигательной смеси. В результате почти весь арабский флот сгорел.

(Кстати, нефть византийцы получали с территории современной России, из Керчи или Тамани.)



* Лукулл Луций Лициний (ок. 117 – ок. 56 г. до н.э.) – римский полководец. Косяк, растиражированный в литературе по нефтегазовому делу: «Защитники осажденного **города Лукула** сбрасывали с городских стен на головы атакующих горшки с горячей нефтью».

Военное применение нефти в древности (2/2)

Состав «греческого огня» хранился в глубокой тайне. Лишь спустя 400 лет после поражения у стен Константинополя арабским алхимикам удалось установить, что основу «греческого огня» составляет **смесь нефти с серой и селитрой**.

В «Повести временных лет» (начало XII в) написано, что в 941 году князь Игорь повёл свой флот к стенам Константинополя. В проливе Босфор его встретил византийский император Феофан. Воины Игоря выманили греков в открытое море, рассчитывая при безветрии взять неприятеля на abordаж. Но с греческих судов на завоевателей обрушился огонь. Воины Игоря бросались за борт, но пламя горело и на воде. Немногие выжившие рассказывали потом о «страшном чуде» и о том, что **«будто молнию небесную имеют у себя греки»**.

К 1185-му году относится упоминание в Ипатьевской летописи (Киевская Русь) мусульманского бойца армии половецкого хана Кончака, который стрелял из метательной установки снарядами с зажигательной смесью: «бъше бо обрѣлъ мужа такового бесурмнина, иже **стрѣляше живым огньмъ**, бяху же у нихъ луци тузи самострѣлнїи, одва 50 мужъ можашеть напращи».

По описанию В. Н. Татищева (XVIII век), в походе на Ошель в 1220 г князь Святослав «развел войска кругом града и велел им на три места приступить, послав наперед пехоту с секирами и огнем, а за ними стрельцов, копейщиков, со стрелами и самострелы великие, мечущие великие камение **и огонь**, и был бой великий».

Летописец Жан де Жуанвиль описал эпизод 7-го крестового похода: «25 декабря 1249 г. король Людовик IX (...) подступил к стенам Мансуры. (...) Вид греческого огня был такой: он летел на нас в огромных сосудах, и хвост огня, выходящий из них, подобен был большим мечам. Приближаясь, он производил такой шум, что казался громом небесным или драконом, летящим по небу. Свет от него был такой, что все было видно как днём».

Нефть в России. Период до XVIII века

Исходно на Руси нефть называли «горючая вода густа», или просто «густа». Затем на долгое время в обиход вошло название «каменное масло», «земляное масло» или «горное масло». Русское слово «нефть» было заимствовано из турецкого *neft*, а в турецкий – из персидского *naft*. (Далее мнения расходятся: слово *naft* является либо древнеиранским, либо было, в свою очередь, заимствовано из семитских языков.)

В Двинской летописи XV века было написано, что племя чудь собирает с поверхности реки Ухта (Респ. Коми) нефть и использует ее для смазки и как лекарство. Об ухтинской нефти имеются и более ранние упоминания, XIV века. В Москву она была впервые доставлена в 1597 году, при правлении Бориса Годунова.

Первое известное упоминание о «казанской нефти» датировано 1637 годом.

В документах Сибирского приказа (созданного в том же 1637 году для управления восточными территориями России) имеются сведения, что на Енисее и у берегов озера Байкал местные жители собирали «сибирское каменное масло».

Русские живописцы и иконописцы использовали нефть для приготовления красок.

В рукописных книгах XVI – XVII упоминается использование нефти для лечения кожных заболеваний, болезней суставов и ревматизма.

В XVII веке нефть на Руси можно было купить в аптеке как лекарство или в специальной лавке как растворитель. В архивах сохранилась информация о цене: в 1696 г. в Москве была устроена «потешная огненная» стрельба, было израсходовано около одной трети пуда нефти, купленной по цене 10 копеек за фунт (409,5 г).

Начало промышленной добычи (1746 г)

В 1721 г. рудознатец Григорий Иванович **Черепанов** нашел нефтяной ключ, капельный выход нефти со дна реки Ухты. **Указ Петра I** от 05.05.1721 г: «(...) Архангелогороцкой губернии аптекарю (...) велеть ему туда ехать (...) нефть освидетельствовать и каким рядом оную производить, будет ли из оного прибыль».

В 1724 году нефть из ключа на Ухте была прислана в Петербург, 8 бутылей.

Эта первая добытая на р. Ухта государственная нефть – 24 литра, составляла половину среднегодового потребления нефти в России в первой половине 18 века.

Указ Петра I от 05.10.1724 г: «И велено оной нефти начерпать бочку ведер около тридцети и той нефти для пробы прислать в Москву в Обер-бергамт. (...) А сколько в час или в сутки оной нефти один человек может начерпать, оное там велено записывать». Для этого Черепанову выделяются деньги в размере «сколько пристойно на счёт Берг-коллегии», а также подводы с необходимым оборудованием.

Продолжателем дела Григория Черепанова стал Фёдор Савельевич **Прядунов**. Григорий Черепанов оставил ему свой нефтяной ключ, хорошо обустроенный к тому моменту, а также жилой дом и небольшое хозяйство. В 1746 г Фёдор Прядунов начал добычу нефти. Он не только добывал нефть, но и «передваивал» её, то есть подвергал перегонке с получением осветительного масла, близкого по качеству к керосину. Полученный нефтепродукт в то время использовался преимущественно для освещения жилых помещений и иногда как топливо в домашних печах.

Однако сказывалась удаленность от густонаселенных районов России и основных потребителей осветительного масла. Промысел и перегонка нефти не смогли обеспечить доходность предприятия, поэтому спустя четверть века промысел и завод пришли в упадок и были заброшены. На протяжении целого века добыча нефти являлась убыточным занятием, что объяснялось узкой сферой её применения. Лишь после изобретения керосиновой лампы в 1853 г. спрос на нефть вырос многократно.

Добыча нефти в России в XIX веке

1813 г. к России присоединены Бакинское и Дербентское ханства.

1846-1848 – первая в мире нефтяная скважина, глубиной 21 м. Посёлок Биби-Эйбат (ныне – район г. Баку). Инженер **Н.И. Воскобойников** и чиновник **В.Н. Семёнов***.

1864 г. – официальный год рождения отечественной нефтяной промышленности**. Отставной уланский полковник **А. Н. Новосильцев** начал бурить нефтяные скважины в долине р. Кудако близ Анапы. 16.02.1866 г. с глубины 55 м – фонтан нефти с дебитом более 20 т в сутки (а после углубления до 74 м – 180 т/сут.).

В 1872 г. – в районе Баку эксплуатировались всего две нефтяные скважины, в 1873 г. – 17, в 1874 г. – 50, в 1877 г. – уже 296 скважины. В 1873 г. средняя глубина скважин в Бакинском районе составляла 22 м, в 1883 г. – 59 м, в 1893 г. – 114 м. К 1900 г. в этом районе бурили скважины глубиной до 300 м, а позднее – до 500 м.

1879 г. – основана российская нефтяная компания «Товарищество Братьев Нобель»; вскоре она вытеснила американскую фирму «Стандарт Ойл» с европейского рынка.

1878 г. – на Каспийском море начал работать первый в мире танкер «Зороастр».

1898 г. – Россия (ненадолго) обогнала США по уровню добычи нефти.

1902 – год рождения отечественной газовой промышленности: в Сураханах (посёлок в районе Баку) из скважины 1 был получен первый газовый фонтан.

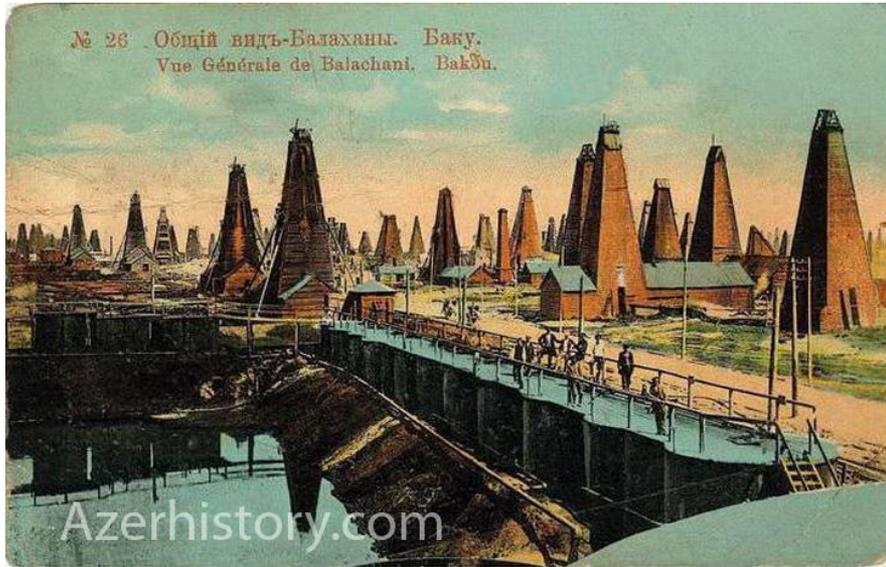
Во время революции 1905 года многие нефтяные скважины были сожжены, добыча резко упала. Экспортный рынок захватил Рокфеллер со своей «Стандарт Ойл».

1907 г – начал работать крупнейший в мире (на тот момент) керосинопровод «Баку – Батуми» протяженностью 883 км из труб диаметром 203 мм.

* <https://kulturamgo.ru/kalendar-sobytij/den-v-istorii/8538-14-iyulya-1848-rossijskoj-imperii-byla-zapushchena-pervaya-v-mire-neftyanaaya-skvazhina>

** В 1964 году, незадолго до снятия Н.С. Хрущева, было принято решение о праздновании столетнего юбилея отрасли. В угоду моменту решили привязаться к сухим скважинам, а не к нефтяному фонтану 1866 года. (М.В. Славкина, д. ист. н.) Кроме того, правильнее вести отчёт со скважины Воскобойникова – Семёнова.

Фотографии рубежа XIX–XX вв



Открытка начала XX века
по фото Дмитрия Ермакова 1890-х годов



Фото 1880-1890-х годов. Резервуары
для хранения нефти в Балаханах



Открытка 1900-х годов. Балаханы. Вокзал



Фото 1890-1900 гг. Балаханы. Центральная улица 13

Добыча нефти в России (СССР) в XX–XXI вв

Постепенное истощение Бакинского нефтяного района стимулировало поиски новых нефтеносных месторождений. В 1929 г. были обнаружены первые нефтяные месторождения в Приуралье. В 1932 г. в Башкирии было открыто Ишимбайское, в 1937 г. – Туймазинское месторождение. В 1944–1950 гг. были открыты крупные месторождения в Татарстане – Бавлинское, Ромашкинское, Ново-Елховское (два из них – «уникальные»).

Волго-Уральский нефтяной регион получил образное название «Второго Баку». В конце 50-х гг. СССР вышел на второе место в мировой добыче нефти (первое – у США). По состоянию на 1960 г. 87 % всей советской нефти обеспечивали районы «Второго Баку» – Башкирия, Татария и Куйбышевская [Самарская] область. В 1965 г. – 72 %.

В середине 60-х гг. появились первые признаки истощения волго-уральских месторождений. Постепенно «эстафету» перенял Западно-Сибирский регион. Первая нефть в его пределах была обнаружена в 1959 г. возле села Шаим (ХМАО). В 1965 г. было открыто уникальное по запасам Самотлорское месторождение. В 1978 г. Западная Сибирь давала уже 44 % добываемой в СССР нефти.

Самотлорское месторождение на многие километры окружают непроходимые болота, геологи пробирались к нему зимой, на лыжах. В мировой практике ещё не было опыта эксплуатации месторождений на болоте. Рассматривались два варианта: осушить озеро-болото или построить на нём эстакады и бурить с площадок, как на морских нефтепромыслах в Баку. Первый вариант был отвергнут из-за опасности пожара: сухой торф мог вспыхнуть, как порох. Второй – из-за длительности строительных работ. Был найден третий вариант – создавать промысел прямо на озере-болоте, отсыпая искусственные острова для буровых вышек.

В XXI веке «эстафету» месторождений Западной Сибири постепенно перенимают новые регионы: Восточная Сибирь, Дальний Восток, шельфы северных морей.

Годовая добыча нефти по субъектам РФ, млн т (2013)

(Без учёта конденсата)



@statistical_look

За 10 лет цифры изменились, но незначительно. Вклад ХМАО в суммарную добычу РФ снизился с 45% до 41%. 15

Распределение извлекаемых запасов нефти по субъектам РФ и морским акваториям (2013)



Перспективы шельфа (данные за 2016 г)

ШЕЛЬФ РОССИИ

- ДОБЫЧА ГАЗА ЗА ЯНВАРЬ-ОКТЯБРЬ 2016 года, млн куб. м
- ДОБЫЧА НЕФТИ ЗА ЯНВАРЬ-ОКТЯБРЬ 2016 года, тыс. тонн
- ПРИРОСТ К СООТВЕТСТВУЮЩЕМУ ПЕРИОДУ 2015 ГОДА, %



НА ДОЛЮ РОССИЙСКОГО ШЕЛЬФА ПРИХОДИТСЯ:

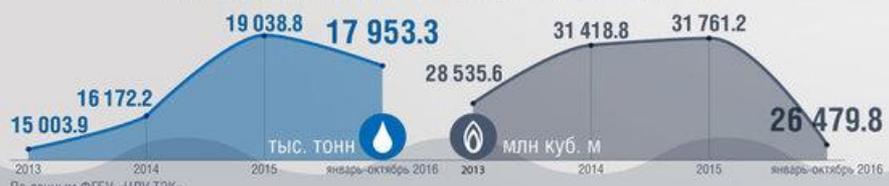
8%
разведанных запасов нефти, или 2,4 млрд т

17%
прогнозных ресурсов приходится на долю российского шельфа

83 млрд т
общие ресурсы углеводородов арктического шельфа

20-30%
доля российской нефтедобычи к 2050 году
По данным ВНИИ «Океанологии им. И.С. Грамберга»

ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА НА ШЕЛЬФЕ РОССИИ



Добыча нефти в мире в XX веке (по материалам д.т.н. Н.Н. Андреевой)

В Иране с 1909 г. добычу нефти вела англо-иранская компания Anglo-Persian Oil Company (в 1954 г переименована в British Petroleum, в 2001 г – в BP).

В 1912 г. английская компания Shell и голландская Royal Dutch образовали конгломерат под названием Royal Dutch Shell, ставший затем крупнейшей нефтегазовой компанией мира.

В начале 20-х годов началась добыча нефти в Мексике и Венесуэле.

В 30-50 годы в мировом нефтяном секторе господствовало несколько крупных транснациональных компаний, получивших название «Семь сестёр»: Exxon, Mobil, Chevron, Texaco, Gulf Oil, British Petroleum, Royal Dutch Shell. Впоследствии к ним присоединилась французская компания Compagnie Francaise du Petrol (позднее – Total, ныне – TotalEnergies). Картель «Семь сестёр» монополизировал разведку и добычу в большинстве стран, добывающих нефть. По договоренности с США, Великобританией и Францией картель определял территории, куда не допускались компании других стран. Кроме этого картель контролировал транспортировку, переработку и сбыт.

После Второй мировой войны стала быстро наращиваться добыча нефти в Саудовской Аравии, Ираке, Кувейте, других странах Персидского залива, а также в Алжире, Ливии, Венесуэле, Бразилии, Индонезии. Одновременно шел процесс деколонизации, велась национально-освободительная борьба, образовывались новые независимые государства, некоторые и из которых национализировали предприятия нефтяного сектора.

В основных нефтедобывающих странах были созданы национальные нефтяные компании. В 1960 г. ряд стран в противовес картелю «Семь сестёр» образовали картельную группу ОПЕК (Organization of the Petroleum Exporting Countries – ОПЕК).

Одновременно росла добыча нефти в США (за счет освоения месторождений Аляски), в СССР (открытие западносибирских месторождений), в западноевропейских странах, в частности в Норвегии, Великобритании (после освоения месторождений Северного моря).

Добыча нефти (*и конденсата*), млн ТОНН В ГОД

№	Страна	2020	2021	2022	2022, %
1	США	713,3	715,2	759,5	17,2
2	Саудовская Аравия	519,6	515,0	573,1	13,0
3	Россия	524,4	538,8	548,5	12,4
4	Канада	252,0	266,6	274,0	6,2
5	Ирак	202,0	200,8	221,3	5,0
6	Китай	194,8	198,9	204,7	4,6
7	ОАЭ	165,9	163,4	181,1	4,1
8	Иран	144,4	168,8	176,5	4,0
9	Бразилия	159,3	156,9	163,1	3,7
10	Кувейт	131,2	129,9	145,7	3,3
11	Мексика	95,1	96,5	97,7	2,2
12	Норвегия	92,1	93,9	89,0	2,0
13	Казахстан	85,7	85,9	84,1	1,9
14	Катар	71,7	72,8	74,1	1,7
15	Нигерия	88,4	78,4	69,0	1,6
16	Алжир	57,6	58,2	63,6	1,4
17	Ангола	64,6	57,1	57,8	1,3
18	Оман	46,1	46,8	51,4	1,2
19	Ливия	20,0	59,6	51,0	1,2
20	Колумбия	41,3	38,8	39,7	0,9
21	Венесуэла	33,6	34,4	37,3	0,8
22	Великобритания	49,0	40,9	36,2	0,8
23	Азербайджан	35,0	35,3	33,3	0,8
24	Индия	35,1	34,0	33,0	0,7
25	Аргентина	27,7	29,1	32,8	0,7

№	Страна	2020	2021	2022	2022, %
26	Индонезия	36,4	33,8	31,4	0,7
27	Египет	31,1	29,6	29,9	0,7
28	Эквадор	25,8	25,3	25,8	0,6
29	Малайзия	28,3	26,0	25,5	0,6
30	Австралия	19,1	18,4	17,5	0,4
31	Республика Конго	15,8	14,0	13,8	0,3
32	Таиланд	15,1	14,1	11,6	0,3
33	Туркменистан	10,4	11,6	11,6	0,3
34	Габон	10,4	9,0	9,5	0,2
35	Вьетнам	10,0	9,5	9,3	0,2
36	Южный Судан	8,1	7,5	6,9	0,2
37	Экватор. Гвинея	7,4	6,1	5,5	0,1
38	Чад	6,6	6,1	6,5	0,1
39	Перу	5,5	5,3	5,4	0,1
40	Бруней	5,4	5,2	4,5	0,1
41	Италия	5,4	4,8	4,5	0,1
42	Сирия	2,0	4,6	4,6	0,1
43	Йемен	3,8	3,5	3,4	0,1
44	Тринидад и Тобаго	3,4	3,5	3,4	0,1
45	Дания	3,5	3,2	3,2	0,1
46	Румыния	3,5	3,3	3,1	0,1
47	Судан	3,1	3,2	3,1	0,1
48	Узбекистан	2,8	2,9	2,8	0,1
49	Тунис	1,7	2,1	1,8	0,1
	Всего в мире	4175,5	4229,8	4407,2	100

Себестоимость добычи нефти

Факторы, определяющие себестоимость

- 1) Континент или шельф (морские платформы очень капиталоемки);
- 2) Глубина продуктивного пласта => стоимость скважины;
- 3) Качество пласта => сколько нефти добудет скважина и как быстро;
- 4) Качество нефти => стоимость переработки [а также сорт и цена, но это другой вопрос];
- 5) Развитость инфраструктуры, расстояние транспортировки;
- 6) Климатические условия (затраты на обогрев);
- 7) Налоговый режим.

Оценка агентства “IHS Markit”, 2019 г – Рентабельная цена нефти (\$/bbl)

для новых проектов после уплаты налогов (проекты с рентабельностью не менее 10%)

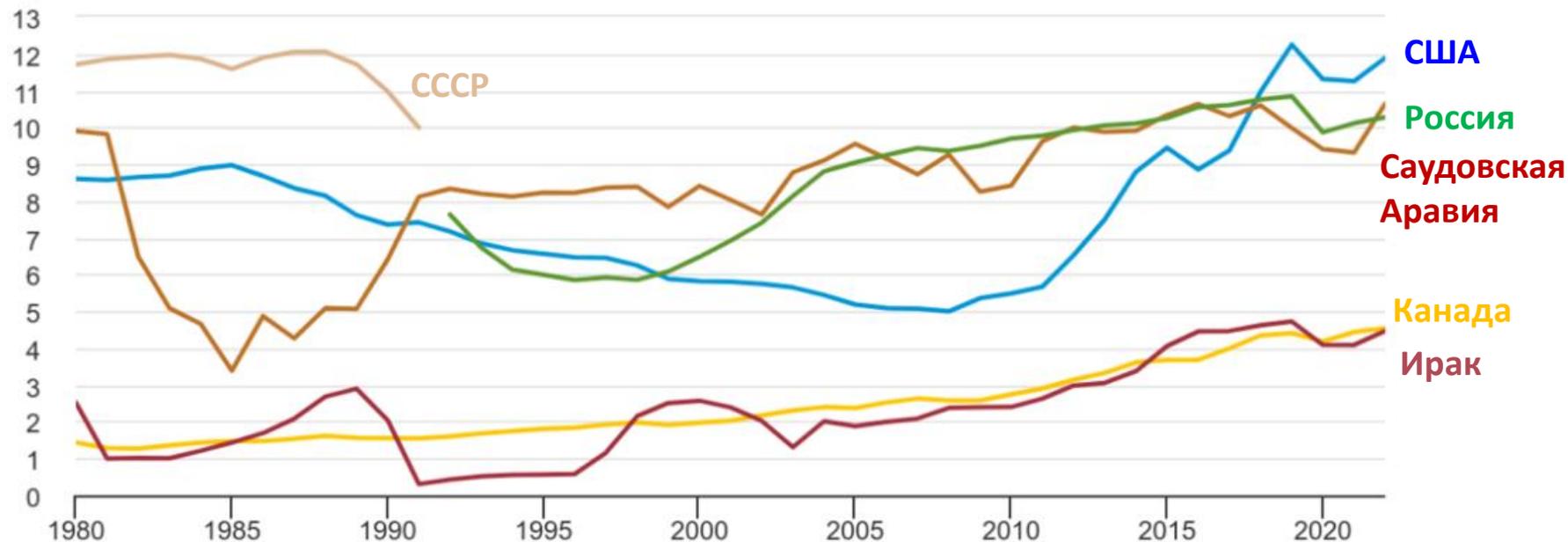
Сауд. Аравия – действующие мест.	9	Колумбия	31	Бразилия – шельф	41	Таиланд – шельф	48
Кувейт	17	Гана – шельф	31	Египет – шельф	41	США	48
Сауд. Аравия	17	Алжир	32	Норвегия – шельф	42	Ангола – шельф	49
Сауд. Аравия – шельф	17	Индонезия	32	Россия	42	Индия	50
Ирак	20	Чад	33	Габон – шельф	43	Казахстан – шельф	51
Катар – шельф	21	Египет	34	Бруней – шельф	43	Вьетнам – шельф	52
ОАЭ	22	Индонезия – шельф	36	Судан	43	Китай – шельф	52
Иран	23	Венесуэла	36	Туркменистан	44	Индия – шельф	56
Габон	25	Экват. Гвинея – шельф	37	Россия – шельф	44	Китай	61
Эквадор	27	Йемен	38	Конго – шельф	45	Венесуэла – шельф	63
Нигерия	27	Великобрит. – шельф	39	Малайзия – шельф	46	Азербайджан – шельф	64
Иран – шельф	28	Аргентина	39	Казахстан	46		
Оман	28	США – шельф	40	Нигерия – шельф	47		
ОАЭ – шельф	29	Бразилия	41	Азербайджан	48		

(<https://tyulyagin.ru/ratings/sebestoimost-dobychi-nefti-po-stranam-mira.html>)

«Новые проекты» – т.е. это без учёта добычи с действующих месторождений!

«После уплаты налогов» – т.е. это себестоимость для нефтяной компании, а не для «экономики страны»!

Добыча 5 ведущих стран-производителей нефти с 1980 по 2022 гг, млн баррелей в сутки (без учёта конденсата)



1 баррель = 0,159 м³

Как пересчитать добычу из *баррелей в сутки* в *тонны в год*?

Тонна нефти может занимать различный объём, в зависимости от плотности (ρ_n):

1 тонна / 1 баррель = 1 [т] / ρ_n [т/м³] / 0,159 [м³] = 6,29 / ρ_n [д.ед.]

Например, для $\rho_n = 0,86$ (это среднее значение ρ_n по РФ) получаем 7,31.

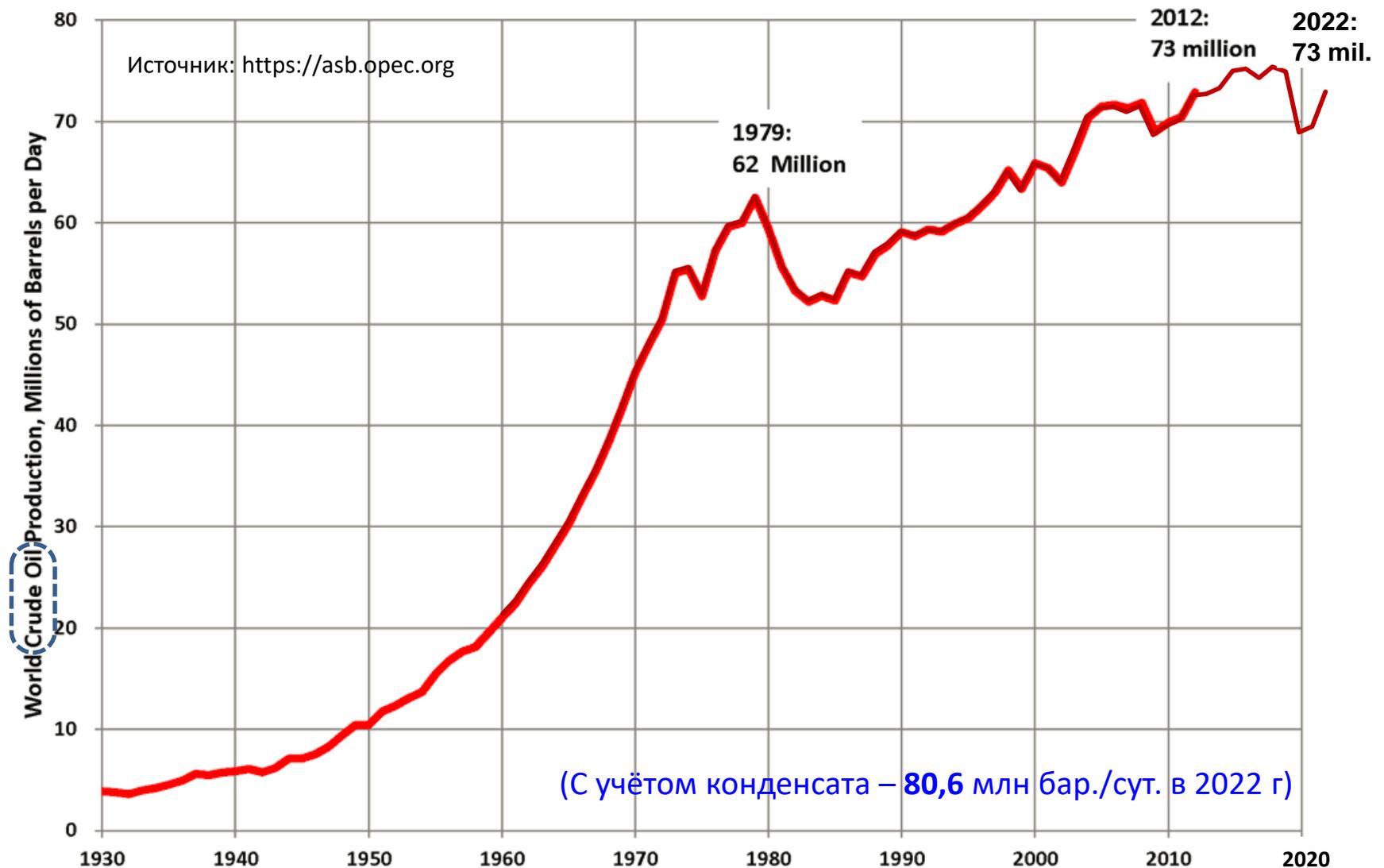
Соответственно, 1 млн барр./сутки = 365 / 7,31 = **49,9** млн т/год.

Для лёгкой нефти с $\rho_n=0,80$ получится **46,4**. Для тяжёлой нефти с $\rho_n=0,95$ – **55,1**.

Если ρ_n не указана, то с хорошей точностью 1 баррель в сутки \approx 50 тонн в год.

Динамика мировой добычи нефти, млн бар./сут.

(среднегодовые значения, без учёта конденсата)



Две потенциальные причины для путаницы: 1) указана ли добыча *только нефти* или с учётом конденсата?
 2) иногда приводится средняя суточная добыча *за декабрь* последнего года, а не среднегодовая.

Запасы нефти в мире, млн т (извлекаемые, доказанные)

По данным ВР на конец 2019 г.

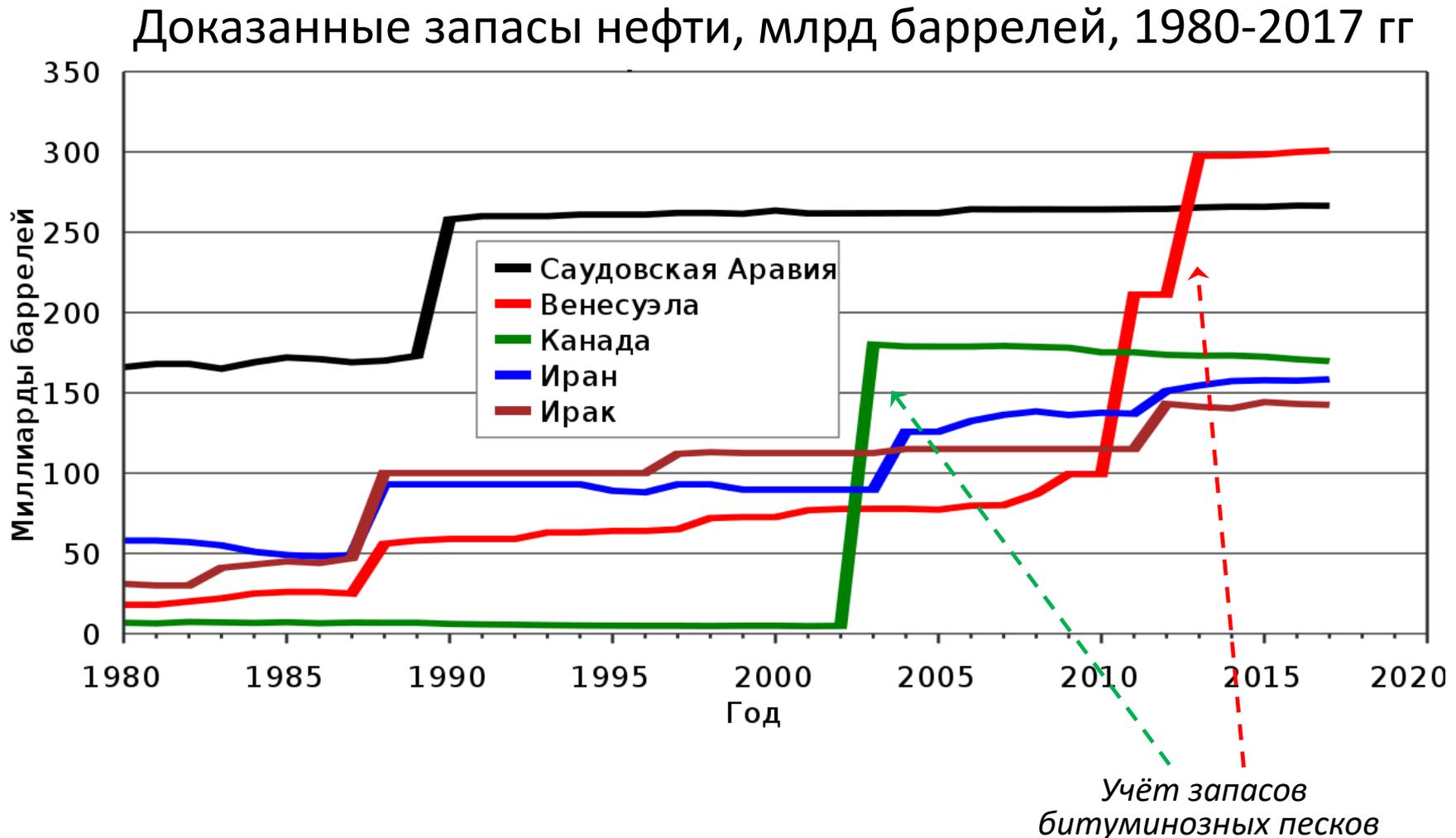
♦	Страна	♦	Запасы, млн барр.	♦	Запасы, млн тонн	♦	Доля, %
1	 Венесуэла		303 800		48 000		17,52
2	 Саудовская Аравия		297 600		40 900		17,16
3	 Канада ^[4]		169 700		27 300		9,79
4	 Иран		155 600		21 400		8,97
5	 Ирак		145 000		19 600		8,36
6	 Россия		107 200		14 700		6,18
7	 Кувейт		101 500		14 000		5,85
8	 ОАЭ		97 800		13 000		5,64
9	 США		68 900		8200		3,97
10	 Ливия		48 400		6300		2,79
11	 Нигерия		37 000		5000		2,13
12	 Казахстан		30 000		3900		1,73
13	 Китай		26 200		3600		1,51
Всего			1733900		244600		100,00
Страны ОПЕК			1214700		171800		70,06
Страны ОЭСР			260100		38300		15,00
Европейский Союз			5000		700		0,29

Доля крупнейших 10 стран в структуре мировых запасов нефти на конец 2019 года (**оценка ОПЕК**)

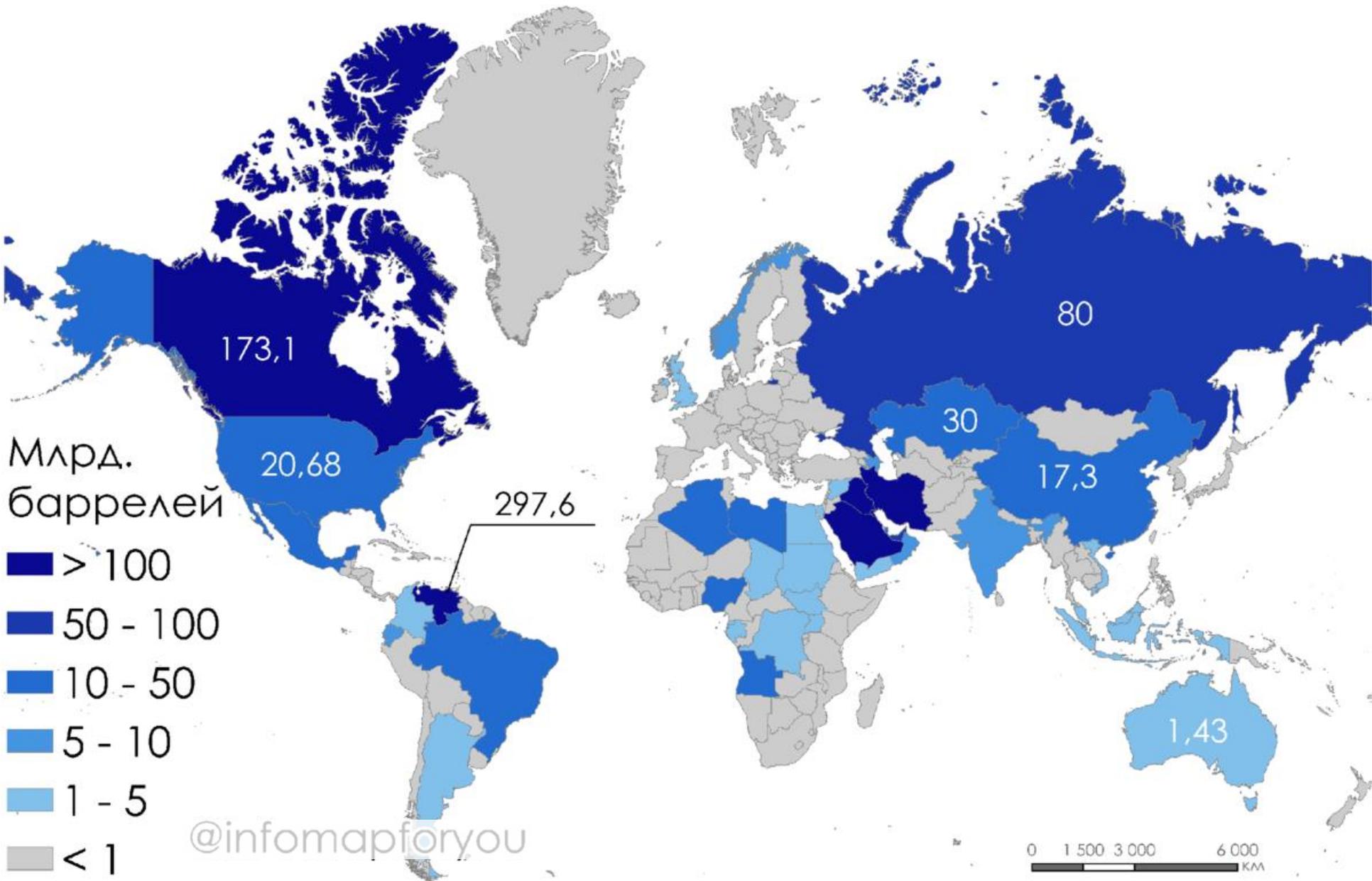


Примечание: запасы Канады по данным ВР взяты с учётом битуминозных песков, по данным ОПЕК – без их учёта

Динамика изменения запасов нефти для 5 стран (извлекаемые, категория «доказанные»)



Извлекаемые запасы нефти в мире, млрд баррелей, 2013 г, данные ЦРУ (цифры устарели, но в целом карта актуальна)



Нефтегазовый потенциал мирового шельфа (2014)

Ресурсы мирового шельфа

457

млрд т н. э.

Доля России в ресурсах мирового шельфа

33%



Уильям Ф. Энгдаль. «Столетие войны: англо-американская нефтяная политика и Новый мировой порядок». 2004.

Я пишу это предисловие к русскому изданию моей книги (...) с особым тяжелым чувством и в то же время с радостью. Тяжелое чувство возникает от серьезности той ситуации в современном мире, где единственная оставшаяся ядерная супердержава, страна моего рождения, угрожает уничтожить планету в своем безумном стремлении к бесконтрольной власти. Подобно Великобритании в период между 1919 и 1945 годами нынешние США являются империей на последней стадии своего упадка. И я рад помочь российским читателям обрести более четкое понимание того, что скрывается за зачастую запутанной военной и дипломатической политикой Вашингтона. Эта книга — результат моих тридцатилетних исследований истории, включая личные беседы со многими участниками событий и представителями англо-американского истеблишмента. (...)

Ф. Уильям Энгдаль. Висбаден, Германия, апрель 2008.

«Ничто не оказало такого влияния на историю прошлого века, как борьба за захват и удержание контроля над мировыми **запасами нефти**. Мы слишком мало знаем, каким образом вокруг этого сырьевого ресурса сформировали свое политическое и экономическое могущество деловые круги, в основном подконтрольные правительствам двух стран: Англии и позже – Соединенных Штатов».

1. История добычи и использования нефти	4
2. НГПГ как наука	28
3. Залежи. Месторождения	38
4. Температура и давление	52
5. Основы гидрогеологии	62
6. Углеводородная система	75
7. Дополнение (абиогенная теория; резервуары)	96

Цель, объект и предмет изучения НГПГ

Нефтегазопромысловая геология (НГПГ) – отрасль геологии, занимающаяся детальным изучением месторождений и залежей нефти и газа в их **начальном (естественном) состоянии**, а также **в процессе разработки**.

Основная цель изучения – геологическое обоснование **эффективной организации добычи** нефти и газа и обеспечение **рационального использования** и охраны недр и окружающей среды.

[Вопрос: могут ли не совпадать «эффективное» и «рациональное»?]

Таким образом, **объект изучения** НГПГ – залежи и месторождения УВ; **предмет изучения** – **статические (≈ запасы)** и **динамические (≈ разработка)** свойства залежей и месторождений УВ.

*[Важность **начального состояния** – отличие от задач медицины]*

Подцели и задачи НГПГ

Подцели:

- Подсчёт запасов нефти, газа и конденсата;
- Геологическое обоснование системы разработки НГМ;
- Обоснование комплекса наблюдений в процессе разведки и разработки;
- Геол. обоснование мероприятий по повышению эффективности разработки;
- Геологическое обслуживание процесса бурения скважин.

Основные задачи:

- Получение наиболее полной информации об объекте исследований;
- Поиск закономерностей, позволяющих объединить в единое целое разрозненную информацию о строении и функционировании залежи;
- Разработка правил и нормативов рационального проведения исследований;
- Создание методов обработки, обобщения и анализа результатов наблюдений и исследований;
- Оценка эффективности применяемых методов разработки залежей в различных геологических условиях;
- Поиск методов наиболее эффективного извлечения УВ из недр при соблюдении мероприятий по охране недр и окружающей среды.

Источники информации

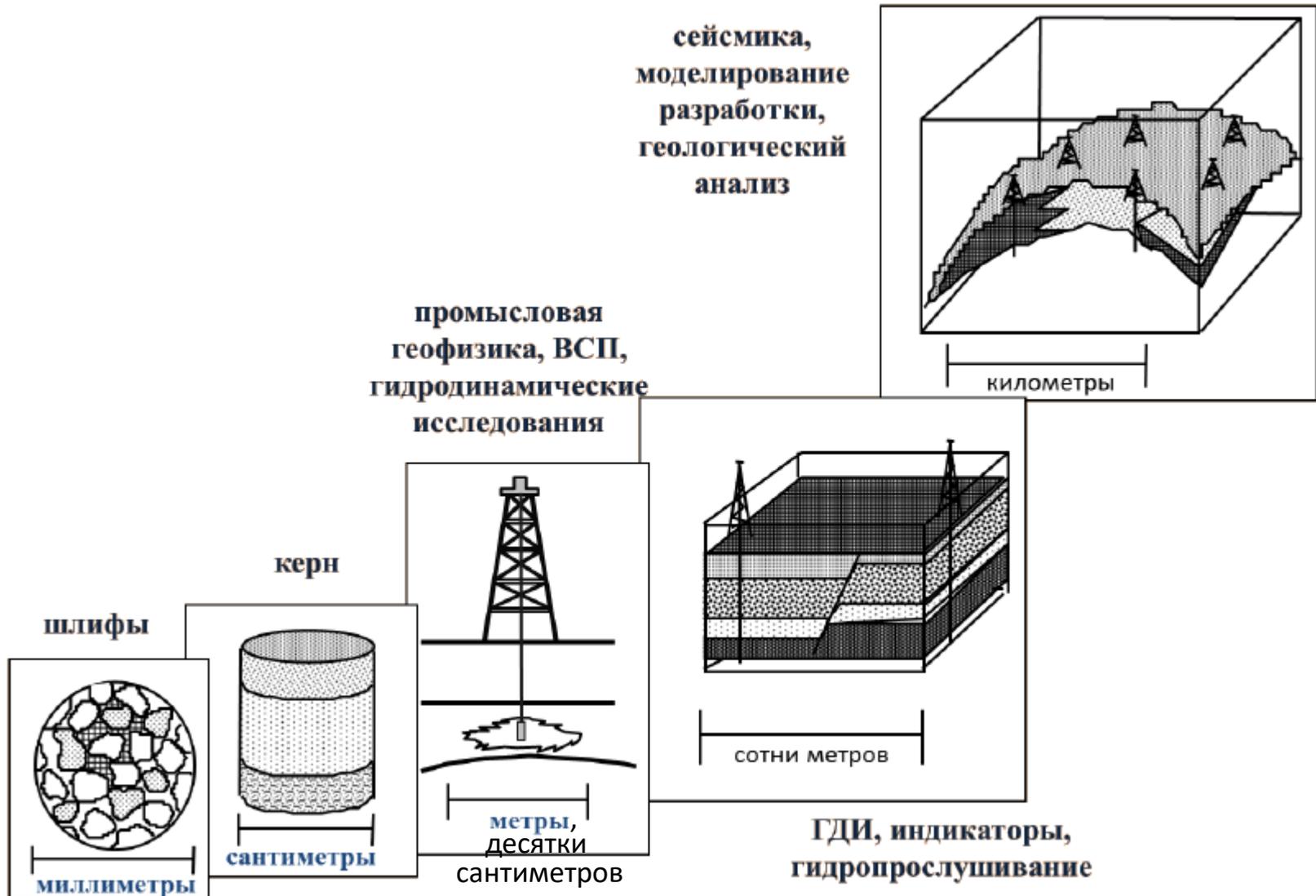
На дневной поверхности

1. Наземная геофизика (в первую очередь сейсморазведка)
2. Геохимическая съёмка
3. Геологическая съёмка
4. Изучение обнажений (форма, размеры и конфигурация объектов)

В скважинах

1. Изучение шлама и керна (геологическое и физическое)
2. Газовый каротаж бурового раствора
3. Изучение проб пластовых флюидов
4. Геофизические исследования скважин (ГИС, каротаж)
5. Гидродинамические исследования скважин (ГДИС)
6. Данные эксплуатации скважин
7. Промысловые геофизические исследования (ПГИ)
8. Скважинная сейсмика (в первую очередь ВСП, но не только)

«Разброс» масштабов процессов и данных



Связь масштаба и разрешения



Взаимодействие НГПГ с другими науками

Особенность нефтегазопромысловой геологии заключается в том, что она широко использует теоретические представления и фактические данные, получаемые **методами других наук**. Это, в свою очередь, требует от промыслового геолога соответствующей широты кругозора.

Характер залегания пластов определяется по данным **сейсморазведки**. По мере разбуривания залежи картина уточняется методами **структурной геологии**. Поднятые из скважин керн, пробы нефти, газа, воды исследуются методами **литологии (= седиментологии), физики пласта, геохимии**. Важным источником информации о свойствах пород служат данные **промысловой геофизики (ГИС)**, а также результаты **гидродинамических исследований скважин**. Кроме того, промысловый геолог в значительной степени опирается на теоретические представления и законы **тектоники, стратиграфии, гидрогеологии, подземной гидравлики** и ряда других наук.

При принятии проектных решений обязательно учитываются показатели **экономической эффективности** проекта, которые, в свою очередь, в немалой степени зависят от **системы сбора, подготовки и транспортировки** углеводородов.

Особое положение НГПГ становится очевидным при сопоставлении её основной цели как науки (эффективная **организация добычи УВ**) с целями смежных наук: цели всех смежных наук и дисциплин носят **вспомогательный характер**.

Краткая характеристика смежных дисциплин

Литология – геологическая наука **об осадочных горных породах**.

Стратиграфия – раздел геологии, **изучающий** временные и пространственные соотношения горных пород.

Структурная геология – раздел геотектоники, **изучающий** формы залегания горных пород в земной коре.

Гидрогеология – наука, **изучающая** происхождение, условия залегания, состав и закономерности движения подземных вод.

Подземная гидравлика (подземная гидродинамика) – наука **о движении** нефти, воды, газа и их смесей через поры и/или трещины горных пород.

Геохимия – наука **о химическом составе** Земли и планет, **законах** распределения и движения элементов и изотопов в различных геологических средах, **процессах** формирования горных пород, почв и природных вод.

Сейсморазведка – геофизический метод **изучения** геологических объектов с помощью упругих колебаний.

Геофизические исследования скважин – комплекс методов разведочной геофизики, используемых для **изучения** свойств горных пород в околоскважинном пространстве, а также для контроля технического состояния скважин.

Гидродинамические исследования скважин (ГДИС) – совокупность различных мероприятий, направленных на **измерение** определённых параметров (давление, температура, уровень жидкости, дебит и др.) и **отбор проб** пластовых флюидов в работающих или остановленных скважинах и их регистрацию во времени.

Две принципиальные проблемы НГПГ

- 1. Находясь на поверхности земли** и располагая весьма ограниченным набором данных, мы пытаемся судить о **процессах, происходящих в пласте**, на глубине в сотни и тысячи метров, и прогнозировать дальнейший ход этих процессов.
- 2. Необходимая информация поступает очень медленно**, по мере бурения новых скважин и по ходу отбора нефти из залежи.

Следствие этих двух проблем:

На ранних этапах проекта **информации слишком мало**, хотя именно в этот период она **наиболее нужна** для принятия **ключевых решений** (выбор системы разработки, проектирование и строительство объектов поверхностного обустройства и транспортировки нефти и газа).

На завершающей стадии проекта нам известно о месторождении **практически всё**: реальная величина запасов, структура залежи, коллекторские свойства, неоднородность пласта, свойства флюидов, свойства водоносного горизонта, положение и свойства разломов... **Но это знание нам уже не нужно**: что смогли – добыли, а что не смогли – уже и не добудем.

Зачем геофизикам знать и понимать НГПГ?

Притча

Однажды некий путешественник увидел на берегу моря группу людей, вяло возившихся с пилами и молотками, и спросил их: «Что вы делаете?» – «Не видишь? Мы пилим и таскаем доски», – угрюмо ответил один из работников. «А мы приколачиваем их гвоздями вот к этой штуковине», – добавил работник из другой группы. Тут путешественник увидел рабочего, который тоже приколачивал очередную доску, но, единственный из всей команды, трудился сосредоточенно и увлечённо. Путешественник подошёл к нему и задал тот же вопрос. «Мы строим корабль, на котором отправимся покорять неизведанные моря и земли!» – гордо ответил тот.

Реальность

Геофизик должен не только уметь вовремя нажимать на нужные клавиши. И даже не только знать и понимать, какие физические и математические формулы «зашиты» в его софте и почему у него получается именно такая кривая, например, пористости (если он занимается интерпретацией ГИС) или именно такая структурная поверхность (если он занимается сейсморазведкой). Геофизик должен чётко понимать, насколько вероятной в каждом конкретном случае является альтернативная интерпретация, которая будет лучше соответствовать информации, полученной из других источников. Для этого необходимо, во-первых, понимать общую цель и, во-вторых, быть в состоянии соотнести погрешности и неопределённости своих входных данных и своей интерпретации с погрешностями и неопределённостями других источников информации. Это не абстракция, а реальность современных нефтяных компаний.

1. История добычи и использования нефти	4
2. НГПГ как наука	28
3. Залежи. Месторождения	38
4. Температура и давление	52
5. Основы гидрогеологии	62
6. Углеводородная система	75
7. Дополнение (абиогенная теория; резервуары)	96

Понятие коллектора

Определение 1: горная порода, способная вмещать нефть, газ или воду и отдавать их при разработке в любых, даже незначительных количествах.

Определение 2: горная порода, обладающая пустотным пространством, заполненным флюидами – водой, нефтью и газом, в котором возможно их перемещение под действием силы тяжести, перепада пластового давления и межмолекулярных сил.

По генезису пород коллекторы подразделяются на:

1. **Терригенные** (обломочные) – образуются за счёт сноса со стороны суши и накопления на дне водных бассейнов обломочного материала (гравия, песка, глины и др.) – продуктов разрушения ранее существовавших горных пород.
2. **Карбонатные** – состоят в основном из **известняков и доломитов**, которые сформировались из останков древних коралловых рифов и других организмов (биогенные карбонатные породы) или (хемогенные карб. породы) неорганических веществ, выпадение которых происходило непосредственно в водной среде.
3. Нетрадиционные (магматические, вулканогенные, метаморфические).

Три основных типа терригенных пород

Песчаник – цементированная порода с размерами зёрен **0.05 – 2.0 мм**.

Алевролит – цемент. порода с преобладающим размером зёрен **0.005 – 0.05 мм**.

Глины – группа осадочных пород с преобладанием тонких фракций (**< 0.005 мм**).

Глины не являются коллекторами. Составляют до 60% всех осадочных пород.

Размеры пор в песчаных породах составляют обычно единицы или десятки микрометров.

Залежь – «всякое» или «крупное» скопление?

1. Ограниченное со всех сторон **скопление** нефти и газа в природном резервуаре (И.О. Брод, 1951 г.);
2. **Всякое** элементарное единичное скопление нефти и газа (И.О. Брод, Н.А. Еременко, 1957 г.);
3. **Скопление** нефти и (или) газа, возникшее в ловушке при решающей роли гравитационных сил (В.Б. Оленин, 1974 г.);
4. Естественное локальное **скопление** нефти и газа в проницаемых пористых или трещиноватых коллекторах (А.А. Вакиров, 1976 г.);
5. **Всякое** геологическое тело, большая часть объема пустот в котором заполнена нефтью, газом или другими нефтядами (А.Э. Конторович, Э.Э. Фотиади, В.И. Демин и др., 1981 г.).
6. **Крупное** скопление нефти в горных породах, которое имеет **объём более 10 м³** и представляет непрерывную фазу **толщиной не менее 0,1 м** или изолированное скопление газа в недрах, которое занимает объём (в пластовых условиях) более 1000 м³ (М.К. Калинин, 1964 г.);
7. Скопление нефти и газа, сосредоточенное в ловушке в количестве, **достаточном для промышленной разработки** (А.А. Коршак, А.М. Шаммазов, 2002 г.).

Залежь

Залежь углеводородов – скопление нефти, [или] газа, конденсата в едином геологическом пространстве, ограниченном поверхностями разного типа и обладающем **емкостно-фильтрационными свойствами** (И.П. Чоловский и др., 2006).

Если залежь содержит достаточное **количество** УВ и обладает достаточной **продуктивностью** для организации добычи, то она называется **промышленной**.

Существует и широко используется термин «промышленный приток». При этом, как ни странно, у него отсутствует общепринятое определение. Рекомендую руководствоваться следующим определением: промышленный приток – такая величина дебита нефти и/или газа скважины, которая позволяет *с учётом допустимых аналогий с высокой степенью вероятности предполагать* наличие в оцениваемом объекте экономически эффективных извлекаемых запасов.

Соответственно, и понятие **«промышленная» залежь** является в значительной мере условным и зависит от целого ряда факторов: кроме запасов и продуктивности, для рентабельности разработки имеют значение **глубина** залегания, наличие вредных **примесей** (могут быть и «полезные»), развитость **инфраструктуры** и плечо **транспортировки** (последние два фактора определяются расположением месторождения). Дополнительные факторы, которые не являются постоянными: 1) **технология** добычи; 2) **цена** на нефть и газ; 3) **налоговый** режим.

Иерархия нефтегазогеологических объектов

Залежи обычно встречаются группами, приуроченными к различным слоям в определенных тектонических структурах. Отдельные залежи объединяются в следующие ассоциации.

Месторождение – совокупность залежей нефти и газа на одной локальной площади. (Количество залежей в месторождениях варьируется от одной до нескольких сотен.)

Зона нефтегазонакопления – ассоциация смежных, сходных по геологическому строению месторождений, приуроченных к единой группе связанных между собой ловушек. Чаще всего зоны нефтегазонакопления связаны с валами, валообразными, или изометричными поднятиями, региональными зонами выклинивания.

Нефтегазоносная область – территория, приуроченная к крупному тектоническому элементу – своду, валу (в отдельных случаях – к внутриплатформенной впадине). Обычно внутри единой нефтегазоносной области наблюдаются сходные условия нефтегазонакопления.

Нефтегазоносная провинция – ассоциация смежных нефтегазоносных областей, связанная с тектоническим погружением. Для нефтегазоносной провинции характерны общность тектонического строения, истории развития, стратиграфического диапазона нефтегазоносности.

Альтернативные термины: нгн. регион = нгн. область; нгн. бассейн = нгн. провинция. Термины «свод», «вал», «впадина» – за пределами настоящего курса. Но необходимо знать иерархию: в пределах нгн. провинции выделяются нгн. области, далее зоны и т.д.

Пропласток, пласт, горизонт, комплекс

Пропласток – прослой, находящийся в интервале общей толщины пласта, ограниченный сверху и снизу другими слоями, отличающимися от него фильтрационно-емкостными и другими физическими свойствами.

Нефтегазоносный пласт – толща проницаемых пород-коллекторов, ограниченных сверху (в кровле) и снизу (в подошве) флюидоупорами (т.е. непроницаемым пластами).

Нефтегазоносный горизонт – группа перекрытых зональной покрывкой [нгн зона] и гидродинамически связанных пластов внутри нефтегазоносного комплекса.

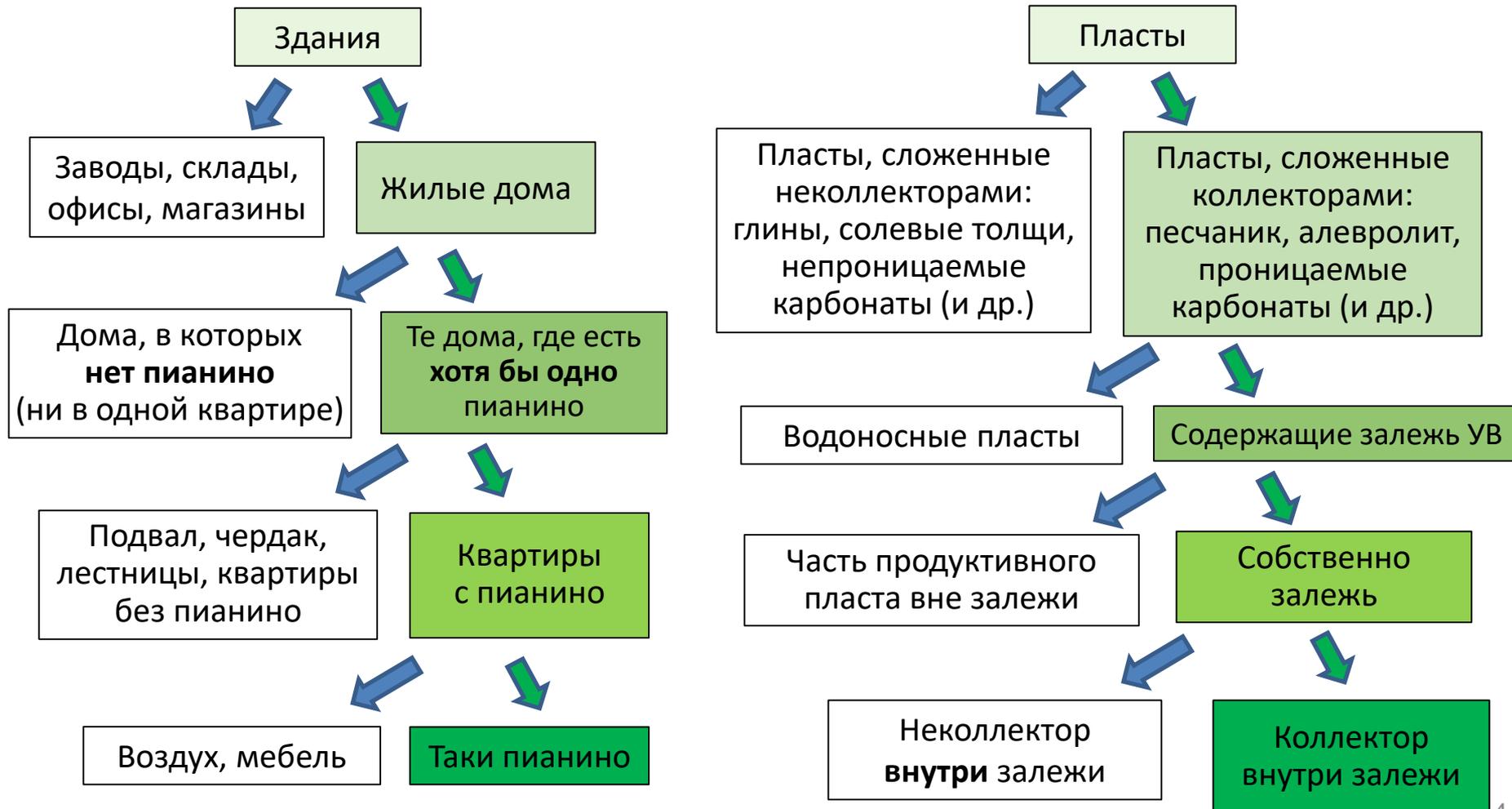
Нефтегазоносный комплекс – литолого-стратиграфическое подразделение, перекрытое региональной покрывкой [провинция, область]. Комплекс включает один нефтегазоносный горизонт или их группу. Примеры нефтегазоносных комплексов:

- 1) терригенный комплекс (комплексы) мела – юры в Западно-Сибирском НГБ;
- 2) терригенные отложения девона в Волго-Уральском НГБ;
- 3) карбонатные отложения верхнего девона и нижн. карбона в Волго-Уральском НГБ;
- 4-5) надсолевые и подсолевые отложения Прикаспийской впадины (2 комплекса).

Условная аналогия: поезд (комплекс) состоит из нескольких вагонов (горизонтов), в каждом вагоне – несколько купе (пластов), в каждом купе – несколько пассажиров. Основной единицей является купе: в одном играют в карты, в другом поют, в третьем ужинают, в четвёртом спят и т.д. (В горизонте может быть и 1 пласт; это вагон-ресторан.)

Пласт / залежь / коллектор – соотношение объёмов

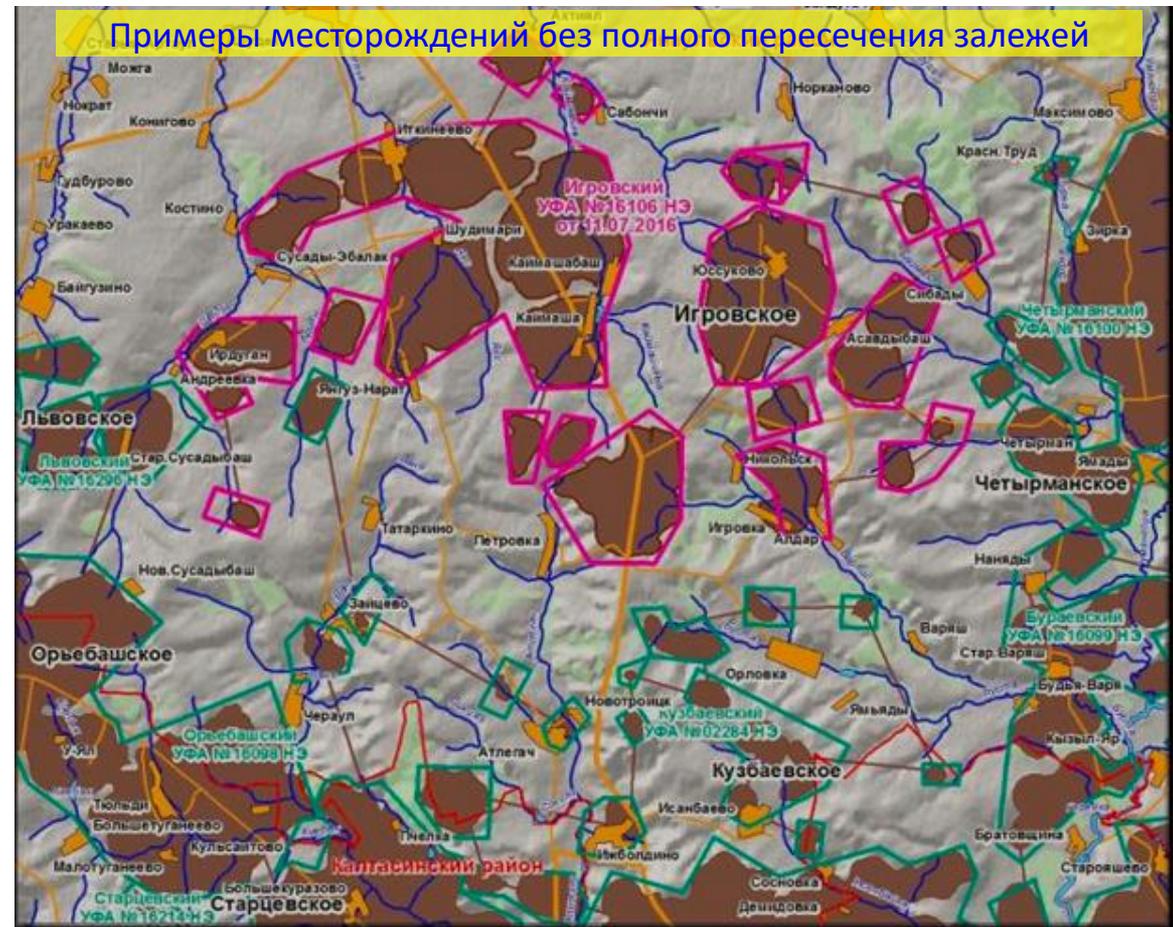
1. Залежь нефти (газа) занимает **часть** пустотного (порового) пространства пласта-коллектора.
2. Сам коллектор, содержащий залежь, не обязательно представляет собой сплошное тело, внутри него (и, соответственно, внутри залежи) часть объёма может быть занята неколлектором.



Месторождение

Месторождение – **совокупность залежей**, приуроченных к одной или нескольким ловушкам, контролируемым единым структурным элементом и расположенным на одной локальной площади.

Примечание: иногда в определении месторождения упоминается необходимость **полного или частичного пересечения** проекций всех залежей на дневную поверхность. Но на самом деле это не обязательно! К одному месторождению могут быть отнесены несколько залежей, приуроченных к отдельным поднятиям.



Классификация залежей и месторождений по фазовому состоянию (1/2)

В зависимости от фазового состояния и состава основных УВ соединений в недрах месторождения (залежи) нефти и газа подразделяются на:

1. **Нефтяные** (Н), содержащие только нефть, насыщенную в различной степени газом;
2. **Газонефтяные** (ГН), в которых основная часть залежи нефтяная, а газовая шапка не превышает **по объёму** нефтяную часть залежи;
3. **Нефтегазовые** (НГ), к которым относятся газовые залежи с нефтяной оторочкой и залежи, в которых газовая шапка превышает по объёму нефтяную часть залежи;
4. **Газовые** (Г), содержащие только газ;
5. **Газоконденсатные** (ГК), содержащие газ с конденсатом;
6. **Нефтегазоконденсатные** (НГК), содержащие нефть, газ и конденсат.

(«Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов», 2013 г)

Замечание 1: «По объёму» – 1) **поровый объём?** 2) **геол. запасы?*** 3) **извлекаемые запасы?**

Верифицированный ответ на этот вопрос вы не найдёте ни в учебниках, ни в интернете.

«По идее», следует сравнивать извлекаемые запасы. При этом газ брать в **тоннах н.э.****

Примеры разнобоя в классификациях (на примере газонефтяных залежей):

а) «Газовая шапка не превышает по объёму условного топлива нефтяную часть залежи» (классификация 2005 года; а также статья «Залежь углеводородов» в Википедии).

б) «Месторождение, характеризующееся превышением суммарных геологических запасов нефти над запасами газа» (Ю.И. Брагин и др., «НГПГ и гидрогеология», 2004).

в) «Газ занимает меньший объём ловушки» (Г.Н. Прозорова, «Геол. и геохимия н. и газа», 2008).

г) «Объём нефти меньше (???) объёма газовой шапки» (Горная энциклопедия, 1984-1990).

* геологические запасы – совокупность УВ в залежи; извлекаемые – та их часть, которая может быть добыта.

** тонна нефтяного эквивалента – одна из единиц условного топлива; 1 тыс. м³ природного газа = 0,8225 т.н.э. 46

Классификация залежей и месторождений по фазовому состоянию (2/2)

Замечание №2:

Разве не логично было бы выделять также **газоконденсатнонефтяные**?

*«Газоконденсатнонефтяные (ГКН) и нефтегазоконденсатные (НГК) отличаются между собой тем, что в первых **основная по объёму** нефтяная часть, а во вторых – газоконденсатная».* (Е.В. Безверхая и др. «Основы разработки и эксплуатации нефтегазовых месторождений», 2019.) Но в действующей классификации такое разделение отсутствует.

Замечание №3:

В литературе вы можете встретить и другие классификации.

Например, «Правила разработки нефтяных и газовых месторождений» (1987 г):

В зависимости от доли объёма V , которую занимает нефтенасыщенная часть, залежи (и месторождения) подразделяются на

1. Нефтяные ($V = 1.0$)
2. **Нефтяные с газовой или газоконденсатной шапкой** ($V > 0,75$);
3. **Газо- или газоконденсатнонефтяные** ($0,50 < V < 0,75$);
4. **Нефтегазовые или нефтегазоконденсатные** ($0,25 < V < 0,50$);
5. **Газовые или газоконденсатные с нефтяной оторочкой** ($V < 0,25$).
6. Газовые **или газоконденсатные** ($V = 0.0$)

Конечно, приоритет имеет актуальная классификация 2013 г (см. предыдущий слайд)

Классификация месторождений по величине начальных извлекаемых запасов (НИЗ)

Действующая классификация 2013 г:

Месторождения	НИЗ нефти, млн. т	НИЗ газа, млрд. м3
Очень мелкие	< 1	< 1
Мелкие	1-5	1-5
Средние	5-30	5-30
Крупные	30-300	30-300
Уникальные	свыше 300	свыше 300

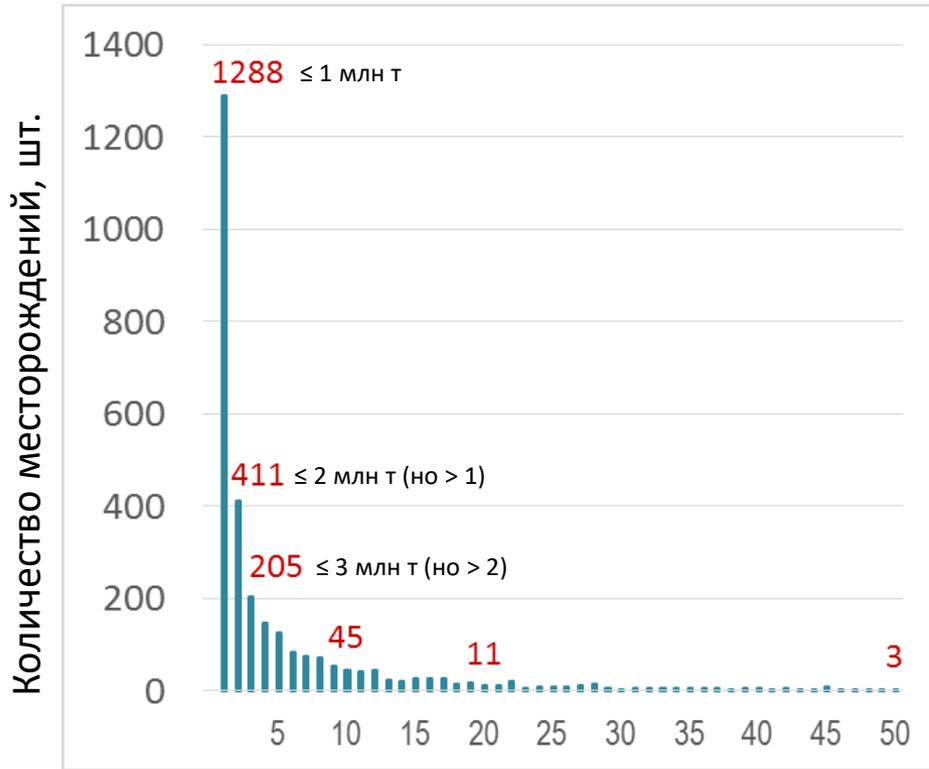
До 2005 г категория «очень мелкие» не выделялась.

Классификация 1983 г (**устаревшая**):

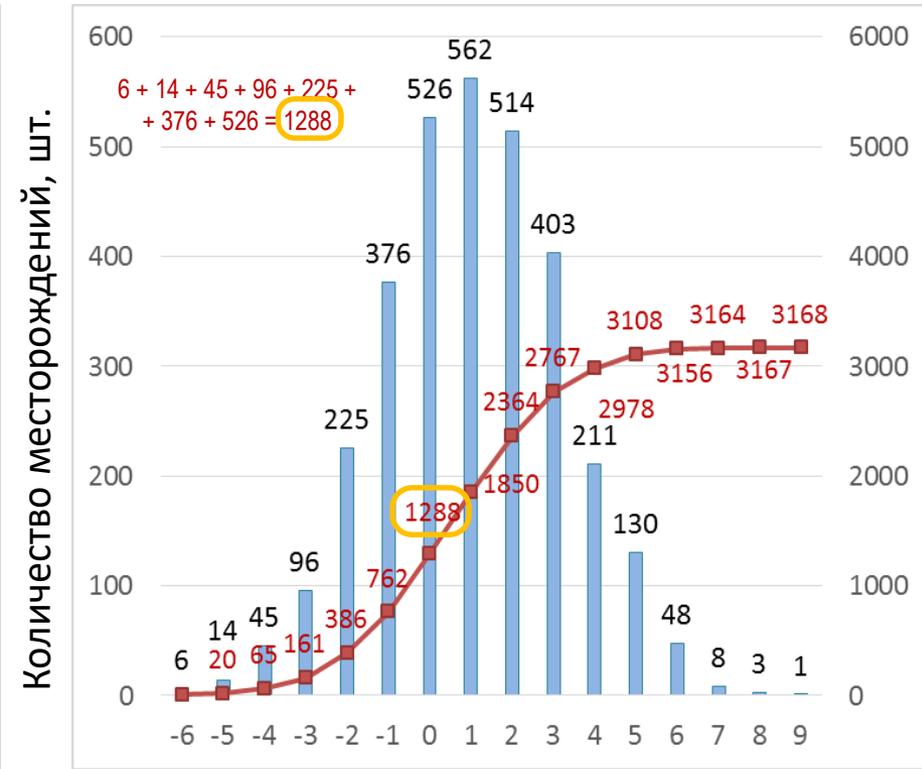
Месторождения	НИЗ нефти, млн. т	НИЗ газа, млрд. м3
Мелкие	до 10	до 10
Средние	10-30	10-30
Крупные	30-300	30-500
Уникальные	свыше 300	свыше 500

*Каких
месторождений
больше?*

Распределение нефтяных месторождений РФ по начальным извлекаемым запасам



НИЗ нефти, млн т



Логарифм от НИЗ нефти, ln(млн т)

Нефтяные месторождения РФ (2017 г)	
Очень мелкие	1288
Мелкие	888
Средние	694
Крупные	276
Уникальные	22

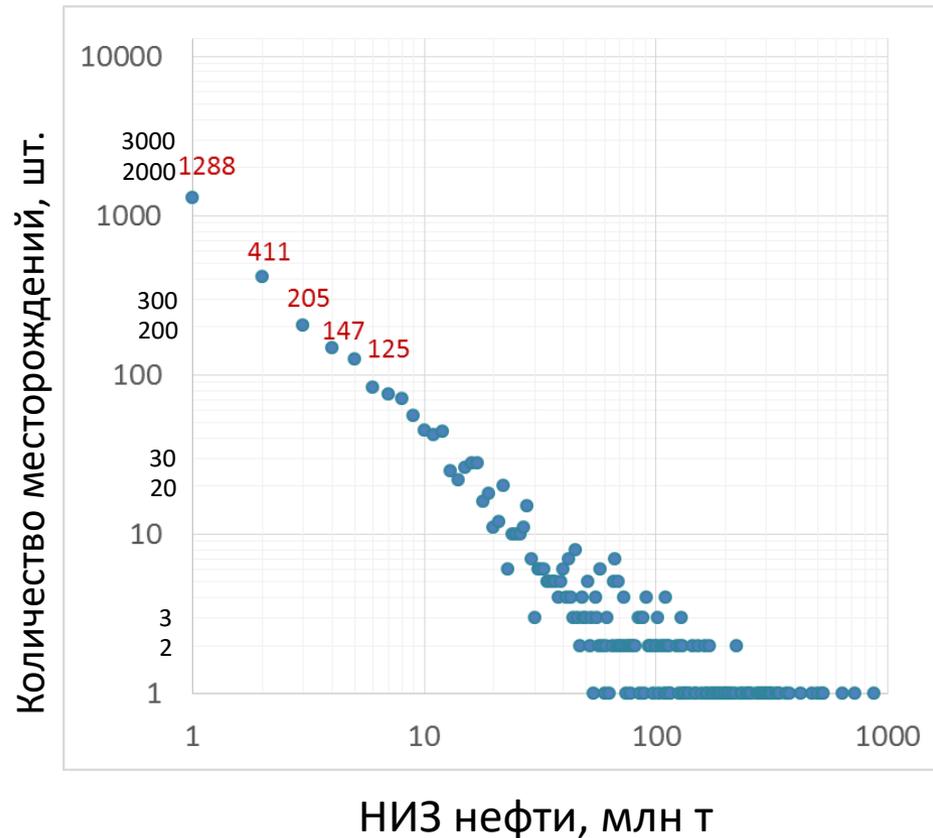
Пусть распределение случайной величины X задаётся плотностью вероятности, имеющей вид

$$f_X(x) = \frac{1}{x\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-(\ln x - \mu)^2 / 2\sigma^2}, \text{ где } x > 0, \sigma > 0, \mu \in \mathbb{R}.$$

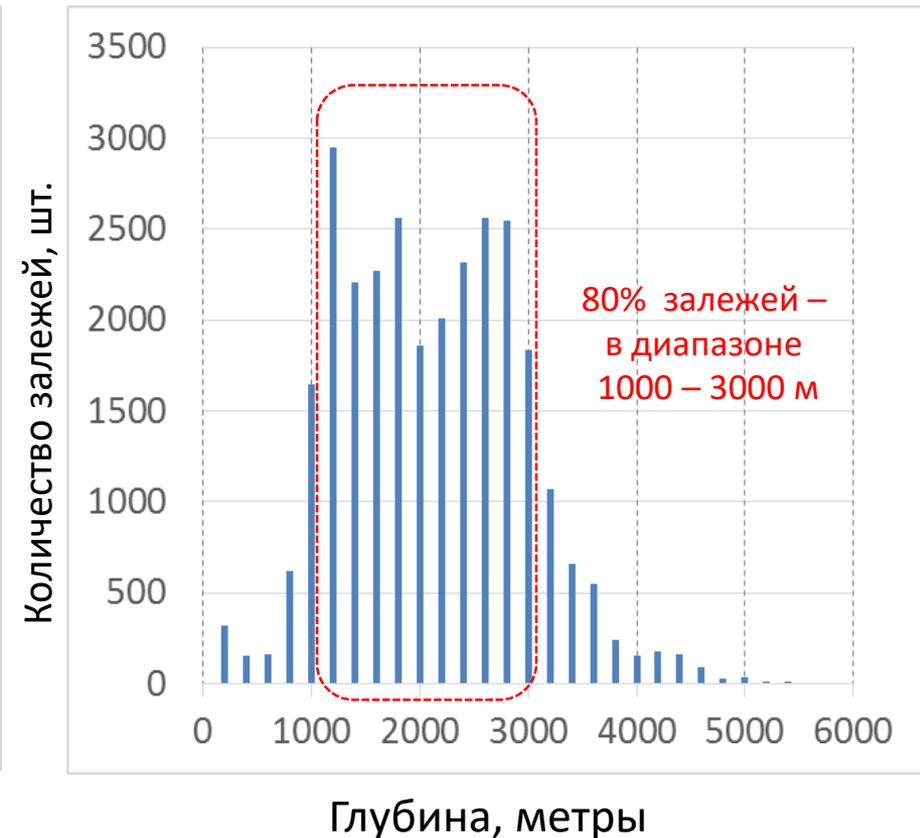
Тогда говорят, что X имеет *логнормальное распределение* с параметрами μ и σ .

Распределение: 1) по запасам; 2) по глубинам

Данные предыдущего слайда,
билогарифмическое представление



Распределение по глубине
29 тыс. нефтяных залежей РФ



Жизненный цикл месторождений

1. Процесс **формирования залежей** (миллионы лет)
2. Принятие недропользователем решения о **приобретении лицензии** на участок недр и о проведении на нём поисковых работ (на основании результатов регионального этапа ГРП)
3. Сейсморазведочные работы (**поиск перспективных структур**)
4. Принятие **решения о поисковом бурении**
5. **Открытие месторождения** (одной или нескольких залежей)
6. **Разведочный этап** (бурение разведочных скважин, уточнение параметров и запасов залежей, открытие дополнительных залежей)
7. **Пробная эксплуатация**
8. **Промышленная разработка**
9. **Ликвидационные работы**

Поисковый этап



1. Почему сначала добыча растёт?
2. Почему потом убывает?

1. История добычи и использования нефти	4
2. НГПГ как наука	28
3. Залежи. Месторождения	38
4. Температура и давление	52
5. Основы гидрогеологии	62
6. Углеводородная система	75
7. Дополнение (абиогенная теория; резервуары)	96

Тепловой поток Земли

Почему гравитационная дифференциация является источником тепла?

Тепловой поток представляет собой количество теплоты, проходящее в единицу времени через изотермическую поверхность (сечение, перпендикулярное потоку), и выражается в ваттах на м^2 ($1 \text{ Вт} = 1 \text{ Дж/с} = 0,86 \text{ ккал/ч}$).

Средняя величина потока тепла из недр Земли – порядка $0,08 \text{ Вт/м}^2$ (оценки разнятся). Его источниками являются: распад радиоактивных элементов, гравитационная дифференциация вещества, приливное трение, метаморфизм, фазовые переходы.

Средний поток солнечного тепла в пересчёте на **полную** поверхность Земли – 341 Вт/м^2 , т.е. он значительно выше (при стоимости 4 руб. за кВт·ч получается, что каждую секунду Земля получает от Солнца энергии примерно на 200 млрд рублей). Однако значительная часть солнечного тепла излучается обратно в космос, так что солнечное излучение является основным источником энергии лишь для процессов на поверхности Земли и над ней. Его влияние на процессы в недрах Земли пренебрежимо мало по сравнению с энергией, выделяемой внутренними источниками тепла планеты.

Глубинный тепловой поток Земли состоит из двух составляющих:

- 1) кондуктивная – теплопроводность горных пород;
- 2) конвективная – массоперенос посредством магматизма, мантийного диапиризма, дегазации недр и гидротерм.

К глубинному тепловому потоку добавляется до 20 % тепла, образующегося за счёт радиоактивных элементов, находящихся в осадочных отложениях.

Кроме того, большое количество тепла образуется при проявлении современной геодинамики литосферы и при гравитационном уплотнении осадочных пород.

Геотермический градиент

Тепловой поток Земли неравномерно распределён по площади. Это обусловлено как глубинными факторами (конвективные течения в мантии), так и искажающим влиянием литосферы. Например, в более древних тектонических структурах плотность ТП ниже; в пределах антиклиналей плотность ТП выше по сравнению со смежными синклиналями, это связано с лучшей теплопроводностью пород вдоль напластования слоев; в седиментационных бассейнах часть тепла идет на нагревание осадков.

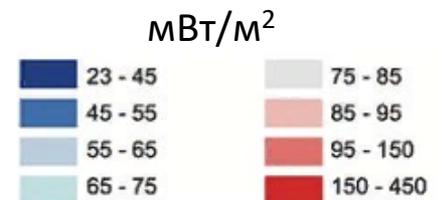
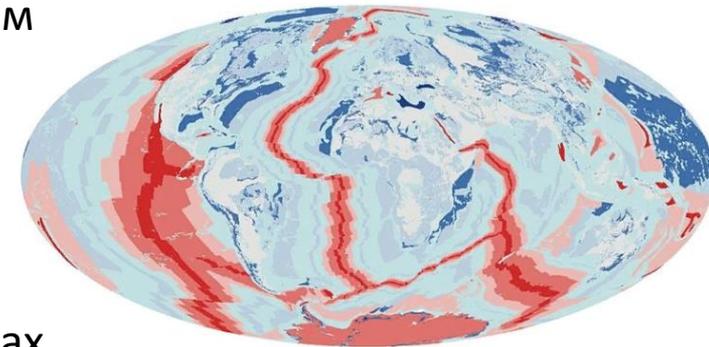
Геотермический градиент – прирост температуры в °С при углублении на каждые 100 м, он показывает интенсивность нарастания температуры с глубиной. (В западной литературе – в °F на 100 футов.) Значение геотермического градиента в разных районах и на разных глубинах варьируется от 0,5 до 20 °С и более, а его среднее значение для планеты в целом составляет 3,3 °С, **для континентов – 3,0 °С** (на 100 м).

Геотермический градиент зависит от плотности теплового потока, теплопроводности пород и от геологического строения района. В разрезах, где преобладают глинистые породы с низкой теплопроводностью, ГТ **выше**, чем в плотных соленосных и карбонатных породах.

Например, на территории Башкирии ГТ значительно ниже среднего, около 2 °С.

(О значении температуры пласта для НГПГ)

Davies, J. H., Davies, D. R. Earth's surface heat flux. 2010. Solid Earth, 1(1), 5-24.



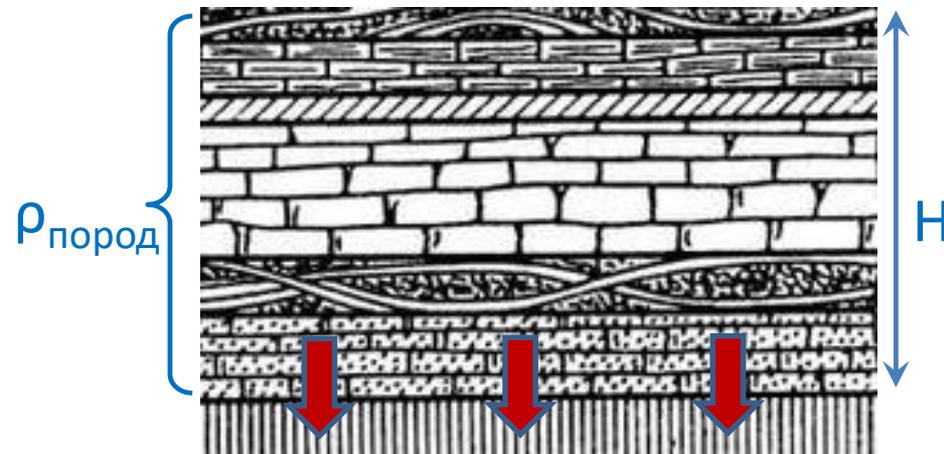
Горное давление (не путать с пластовым давлением!)

Горное давление – давление, под которым находится **горная порода** в какой-либо точке литосферы Земли. Оно создается суммарным действием геостатического и геодинамического давления.

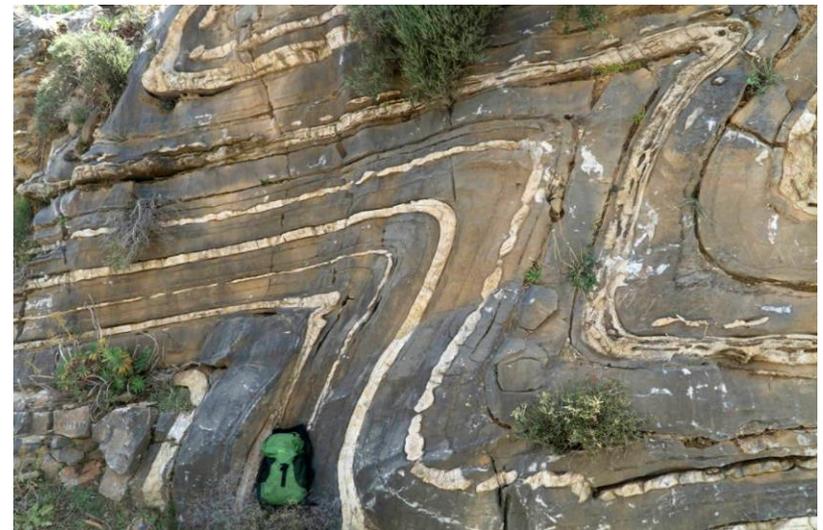
Геостатическое (или литостатическое) давление обусловлено весом горных пород (с насыщающими их флюидами) в интервале от земной поверхности до точки измерения (весом вышележащих ГП).

Геодинамическое (или геотектоническое) давление связано с тектоническими процессами, вызывающими напряжения в горных породах. Оно имеет две составляющие: вертикальную и горизонтальную.

Для $P_{\text{геодин}}$ – ограничимся примером, т.к. геотектоника – за рамками НППГ



$$P_{\text{геост.}} = \rho_{\text{пород}} gH$$



Пластовое давление

Пластовое давление ($P_{пл}$) – давление, под которым находятся **жидкости и газы**, заполняющие поровое пространство пород-коллекторов. $P_{пл}$ характеризует энергетический потенциал залежей нефти и газа.

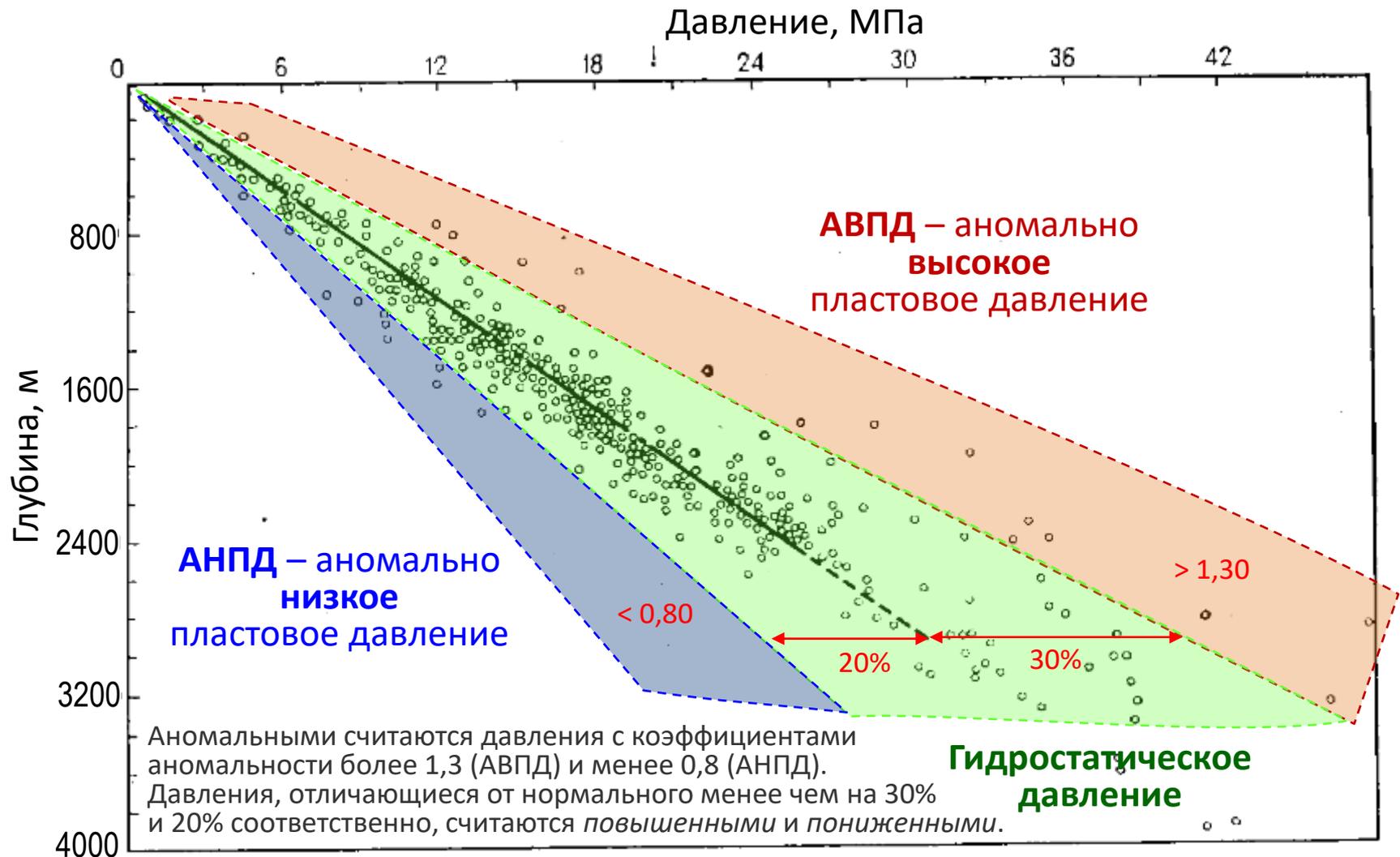
Эквивалентный термин – **поровое давление**.

В большинстве случаев поровое пространство пласта имеет гидравлическую связь с дневной поверхностью. В этом случае действует закон сообщающихся сосудов, и давление флюида в пласте примерно равно давлению вышележащих **вод** (не пород!), находящихся в порах и трещинах горных пород, т.е. давлению столба воды, равного по высоте глубине залегания пласта. Такое давление называется **гидростатическим**. Оно увеличивается на 0,1 МПа (1 атм) на каждые 10 м глубины.

Эту величину полезно помнить, т.к. на ней основана простая закономерность: для нефтяных залежей на глубине 3 км типичным является $P_{пл} = 30$ МПа (300 атм), на глубине 2 км – 20 МПа (200 атм) и т.д. Впрочем, её несложно вспомнить, подсчитав, какова высота у столба воды, площадь основания которого равна 1 см², а объём – 1 литр. Ведь 1 атм \approx давление тела с массой 1 кг (как раз 1 литр воды) на площадку в 1 см².

В зоне забоев добывающих скважин образуются области пониженного давления. Давление на забоях скважин при их работе называется динамическим, а при их остановке – статическим (после завершения процесса восстановления давления). Если отбор нефти из пласта не компенсируется закачкой в пласт воды или газа, то пластовое давление обычно постепенно снижается.

Зависимость $P_{пл}$ в залежах от глубины их залегания (1200 нефтяных залежей разных районов СССР)



Механизмы возникновения **АВПД**

Внутренние причины образования АВПД. При высокой скорости осадконакопления, а также при значительной доле глин в толще осадков (относительно пластов-коллекторов) может происходить неравновесное уплотнение. В этих случаях при уменьшении объёма системы за счёт увеличения геостатической нагрузки и компрессии седиментационная поровая вода не успевает отжаться в коллекторы и начинает испытывать литостатическое давление. В результате в толще глин возникают АВПД. При высокой скорости осадконакопления даже хорошо проницаемые коллекторы не успевают пропустить всю поступающую воду из глин, поэтому в инфильтрационной гидродинамической системе развивается элизионный водонапорный режим (см. следующий раздел, посвящённый гидрогеологии).

Внешние причины образования АВПД связаны с активной новейшей геодинамикой и межформационными вертикальными перетоками флюидов.

При всестороннем сжатии горных пород в обстановке активной тектоники объём пустотного пространства уменьшается, что также приводит к образованию АВПД.

Кроме того, повышение пластового давления в относительно закрытых резервуарах может быть обусловлено поступлением (прорывом) флюидов из более глубоких горизонтов. Каналами для их проникновения служат тектонические разломы, зоны повышенной трещиноватости (существуют и другие возможности).

Интенсивные новейшие поднятия гидродинамически закрытых природных резервуаров сопровождаются денудацией вышележащих горных пород и, соответственно, снижением литостатического и гидростатического давления. В результате пластовое давление в изолированном блоке, унаследованное от больших глубин, окажется аномально высоким.

Механизмы возникновения АНПД. Проблемы, связанные с АВПД.

Аномально низкие пластовые давления встречаются на относительно небольших глубинах по долинам крупных рек, в областях развития многолетнемерзлых пород и в аридных условиях, когда область питания лежит на склонах или даже у подножий возвышенностей, а не на их водоразделах. В таких системах зоны АНПД находятся выше областей питания.

Кроме того, АНПД образуются при интенсивном разуплотнении горных пород в зонах растяжения (в результате неотектонических процессов).

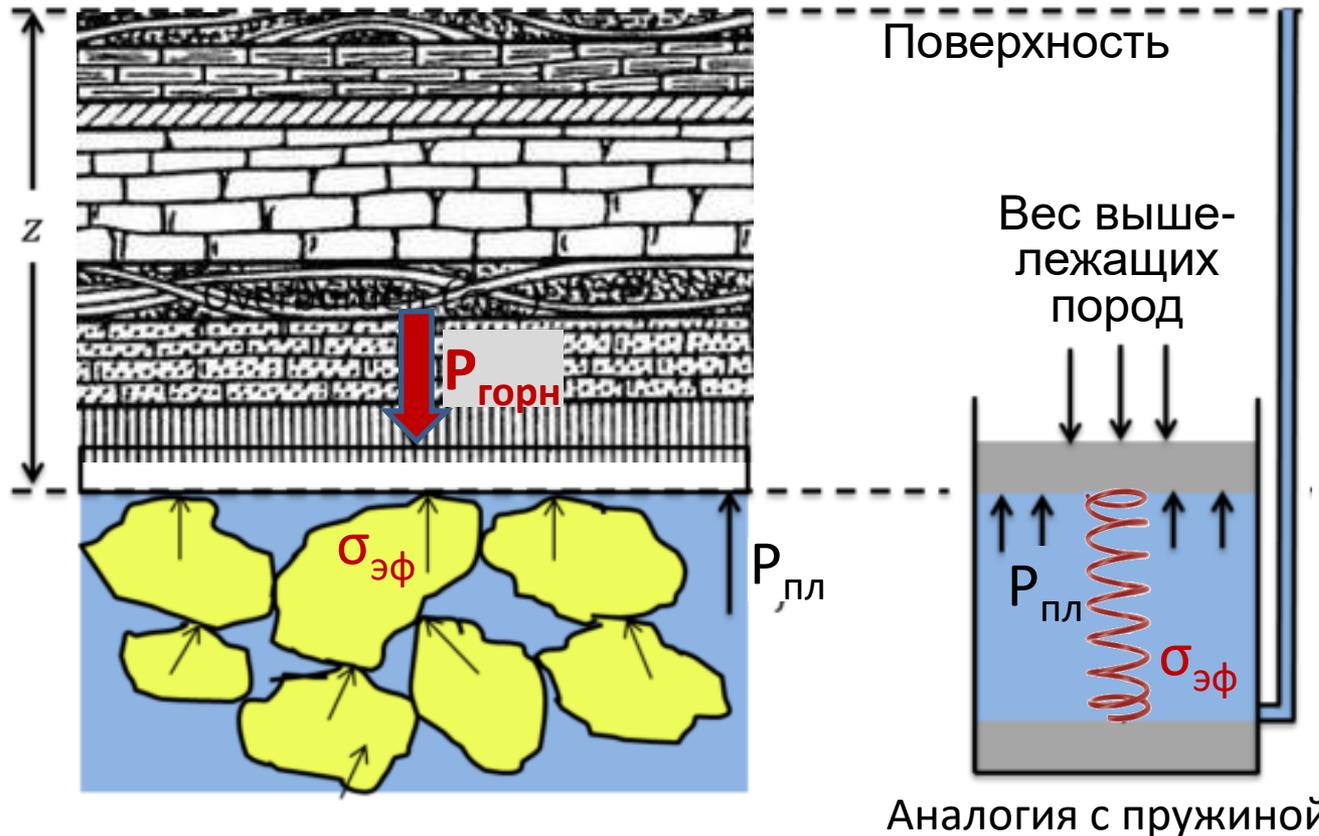
Неожиданное вскрытие зон АВПД может стать источником аварий и осложнений в процессе бурения. Поэтому при бурении в зонах АВПД утяжеляют буровой раствор для предупреждения выбросов из скважин, но в этом случае возникает интенсивность его поглощения пластами с гидростатическим давлением. Поэтому перед вскрытием пород с АВПД вышезалегающие поглощающие пласты перекрывают колонной.

Эффективное напряжение в скелете пласта

Горное давление на пласт уравнивается совместным упругим противодействием слагающей пласт породы (1) и поровым давлением флюида (2).

Т.о., **эффективное напряжение в скелете пласта** (1) представляет собой разность между P горным и P пластовым:

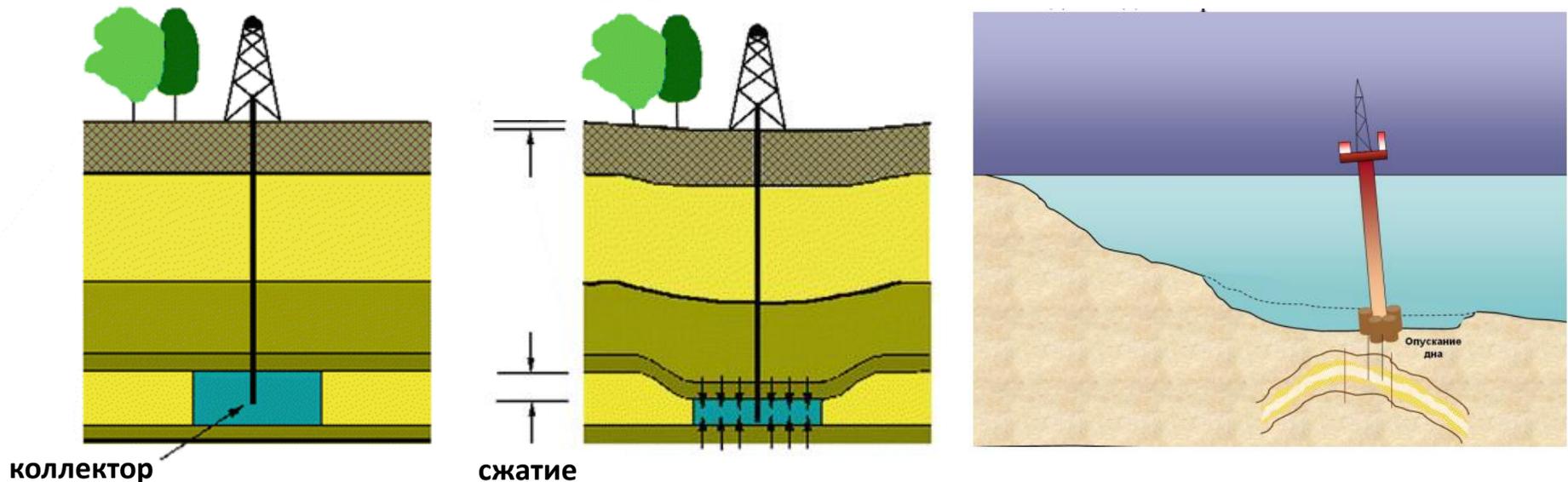
$$\sigma_{\text{эф}} = P_{\text{горн}} - P_{\text{пл}}$$



Эффекты проседания дневной поверхности

В процессе разработки Рпл снижается («обычно»). Соответственно, $\sigma_{эф}$ возрастает. При превышении предела прочности пласт-коллектор может дать осадку, и эта осадка постепенно передаётся на дневную поверхность.

В предельных случаях опускание поверхности может составлять несколько метров.

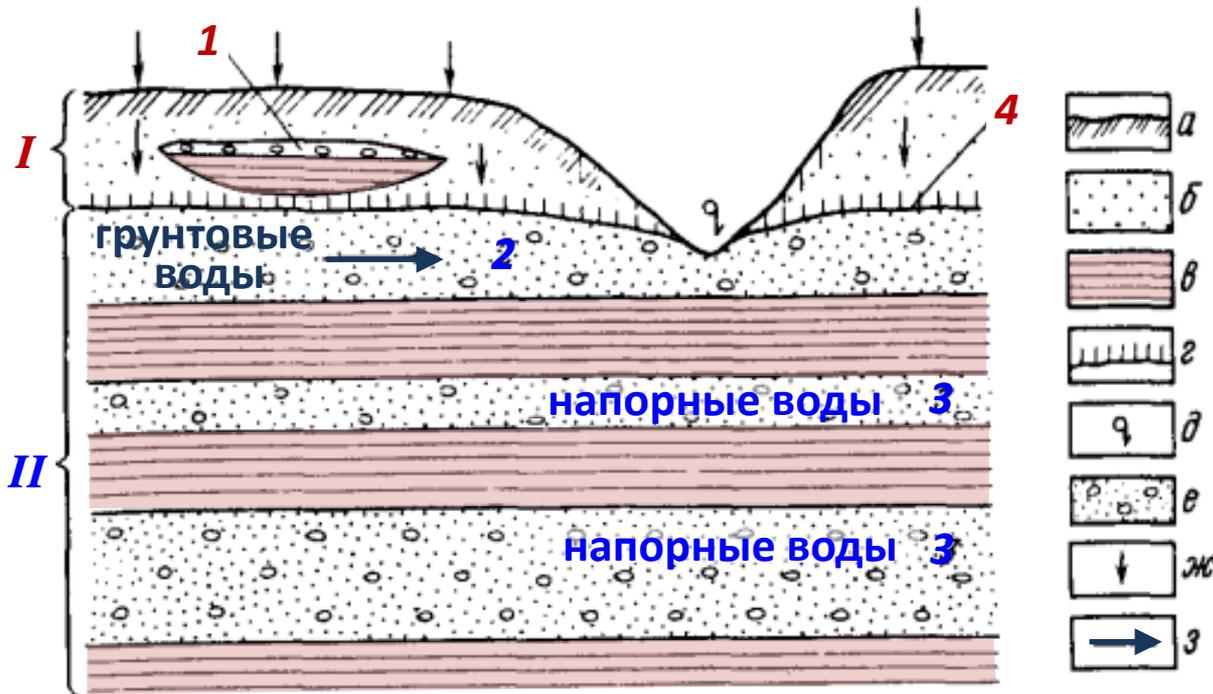


На шельфовом месторождении Экофиск (норвежский сектор Северного моря), за более чем 30 лет добычи произошло проседание морского дна над центральной частью месторождения на глубину более 7 м. В результате основания ряда платформ и внешняя стенка нефтехранилища оказались недопустимо низкими по отношению к уровню моря, кроме того, из-за деформации были повреждены проложенные на дне моря трубопроводы. Затраты на ремонтные работы превысили \$ 400 млн.

(С учётом инфляции эта сумма эквивалентна примерно \$ 1,2 млрд в 2023 г)

1. История добычи и использования нефти	4
2. НГПГ как наука	28
3. Залежи. Месторождения	38
4. Температура и давление	52
5. Основы гидрогеологии	62
6. Углеводородная система	75
7. Дополнение (абиогенная теория; резервуары)	96

Условия залегания вод на континентах



Обозначения:

- а – почвенные воды;
- б – коллекторы;
- в – водоупор;
- г – капиллярная кайма (капиллярно-поднятые воды);
- д – разгрузка грунтовых вод;
- е – водоносный горизонт;
- ж – направление движения инфильтрующихся вод;
- з – направление движения грунтовых вод.

В **зоне аэрации**, соприкасающейся с атмосферой, часть пор и пустот в породах заполнена воздухом, а часть водой. Нижней границей зоны аэрации является поверхность (зеркало) грунтовых вод. Мощность зоны аэрации изменяется от нуля до нескольких сот метров. Эта зона отсутствует там, где грунтовые воды достигают земной поверхности и образуют болота, или там, где водоупоры выходят на земную поверхность.

- 1** – верховодка;
- 2** – грунтовые воды;
- 3** – напорные воды;
- 4** – зеркало грунтовых вод

Зоны:

- I** – **аэрации** (греч. ἀήρ – «воздух»),
- II** – **насыщения**.

Зона аэрации (продолжение). Зона насыщения. Грунтовые воды. Напорные воды

В **зоне аэрации** коллектор под действием капиллярных сил частично насыщен водой, образующей так называемую капиллярную кайму (аналог переходной зоны нефтяной залежи). Кроме того, в зоне аэрации распространены так называемые верховодки – скопления инфильтрующихся вод на поверхности локально развитых водоупоров (например, на линзах глин или суглинков в толще песков).

В **зоне насыщения**, располагающейся ниже уровня грунтовых вод, поры и пустоты пород заполнены водой (за исключением объёмов, занятых залежами УВ).

Грунтовые воды – воды, приуроченные к водоносному горизонту, залегающему на первом от земной поверхности выдержанном водоупоре. Сверху горизонт грунтовых вод ограничен свободной поверхностью, т.е. зеркалом грунтовых вод. Изменение этого уровня зависит главным образом от климатического фактора — количества поступающих в водоносный горизонт осадков и масштабов испарения. В некоторых случаях грунтовые воды пополняются за счет подтока напорных вод, поступающих через гидрогеологические «окна» (зона отсутствия экранирующей способности водоупора), по разломам и т.д.

Напорные воды – воды, приуроченные к горизонтам, ограниченными водоупорами и сверху, и снизу (в отличие от грунтовых вод, изолированных только снизу), и находящиеся под давлением, значительно превышающем атмосферное.

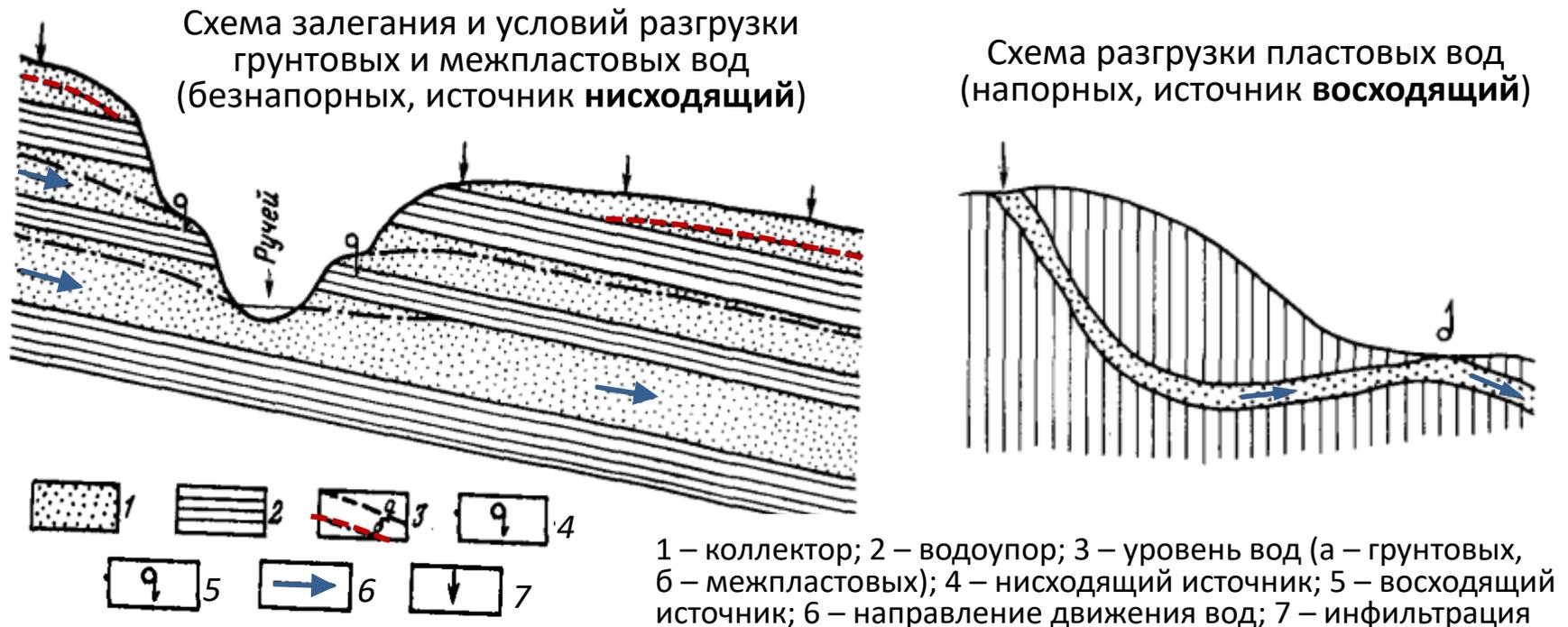
Напорные воды иногда называют **артезианскими** – от названия французской провинции Артуа (лат. Artesium), где эти воды использовались с XII века.

Нисходящие и восходящие источники

Источниками (родниками, ключами) называются естественные выходы подземных вод на земную поверхность. По характеру выходов на поверхность они подразделяются на нисходящие и восходящие.

Нисходящие источники образуются при разгрузке **грунтовых вод**. Дебиты этих источников изменяются в широком диапазоне – от долей литра в секунду до десятков и даже сотен м³/с в трещиноватых и закарстованных породах.

Восходящие источники представляют собой естественные выходы **напорных вод**.

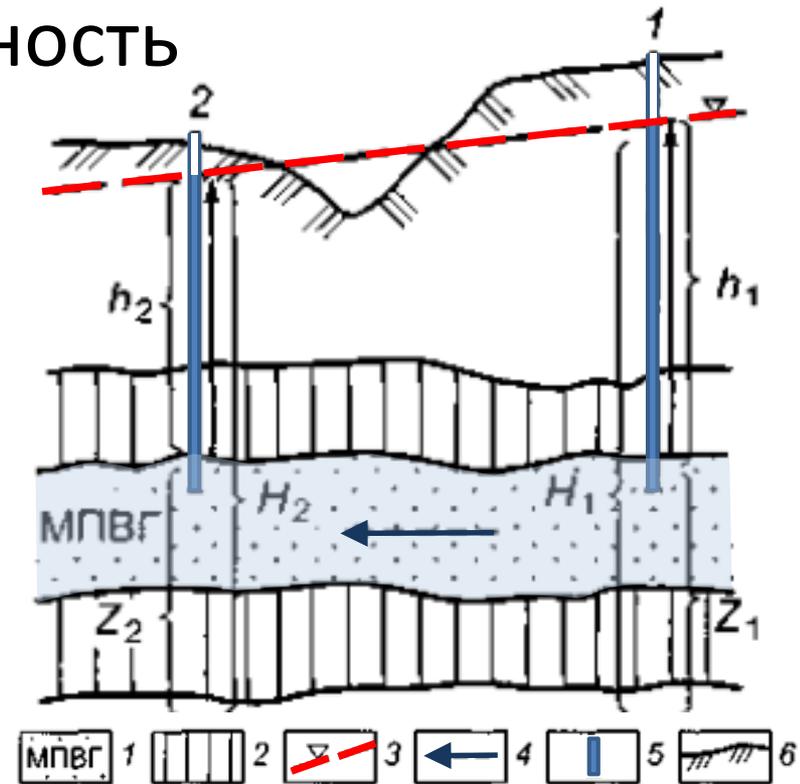


Пьезометрическая поверхность

При вскрытии водоносного горизонта буровой скважиной (или колодцем) вода под действием пластового давления поднимается выше кровли водоносного горизонта и устанавливается на определенном уровне. Расстояние от кровли водоносного горизонта до установившегося уровня воды, называется **напором** над кровлей водоносного горизонта.

Пьезометрическая поверхность – поверхность, до которой поднимаются уровни напорных вод. Каждый межпластовый водоносный горизонт имеет собственную пьезометрическую поверхность, она практически всегда отличается от пьез. поверхностей смежных горизонтов.

В отличие от реально существующей поверхности грунтовых вод, пьезометрическая поверхность водоносного горизонта является *воображаемой* поверхностью, до которой *поднялись бы* уровни напорных вод при вскрытии их скважинами (или колодцами). Если пьезометрическая поверхность располагается выше поверхности земли (напор над кровлей водоносного горизонта больше, чем глубина его залегания), то скважина окажется фонтанирующей.



- 1 – межпластовый водоносный горизонт;
- 2 – флюидоупоры; 3 – пьезометрический уровень напорных межпластовых вод;
- 4 – направление движения пластовых вод;
- 5 – скважина; 6 – поверхность земли.

Инфильтрационные и элизионные водонапорные системы (1/2)

Водонапорные системы подразделяют на инфильтрационные и элизионные.

В **инфильтрационной** водонапорной системе напор создаётся в результате инфильтрации **атмосферных и поверхностных** вод в коллекторы – высота «столба» этих вод (не строго вертикального, а через систему сообщающихся пластов) формирует гидростатическую нагрузку. Давление воды в пласте определяется формулой $P = \rho gH$, где H – пьезометрический напор (высота столба); ρ – плотность воды; g – ускорение свободного падения.

Водонапорные системы этого типа могут быть названы также гидростатическими. Инфильтрационные водонапорные системы являются открытыми системами.

В **элизионной** водонапорной системе напор образуется вследствие перетока воды из одних пластов или их частей в другие, **без пополнения жидкостью извне** [лат. *elisio* – выталкивание]. Эти перетоки обусловлены процессами уплотнения и деформирования горных пород: вода либо выжимается из порового пространства (как коллекторов, так и глин) под воздействием *геостатической* нагрузки вышележащих толщ осадков, либо – под воздействием *геодинамического* давления, преимущественно в областях интенсивной складчатости и повышенной сейсмичности. (Третий вариант – появление избыточного количества жидкости при термической дегидратации минералов.)

Элизионные системы являются закрытыми или полураскрытыми: сообщение с земной поверхностью или полностью отсутствует, или осуществляется только в зонах разгрузки.

Инфильтрационные и элизионные водонапорные системы (2/2)

Схема **инфильтрационной** водонапорной системы

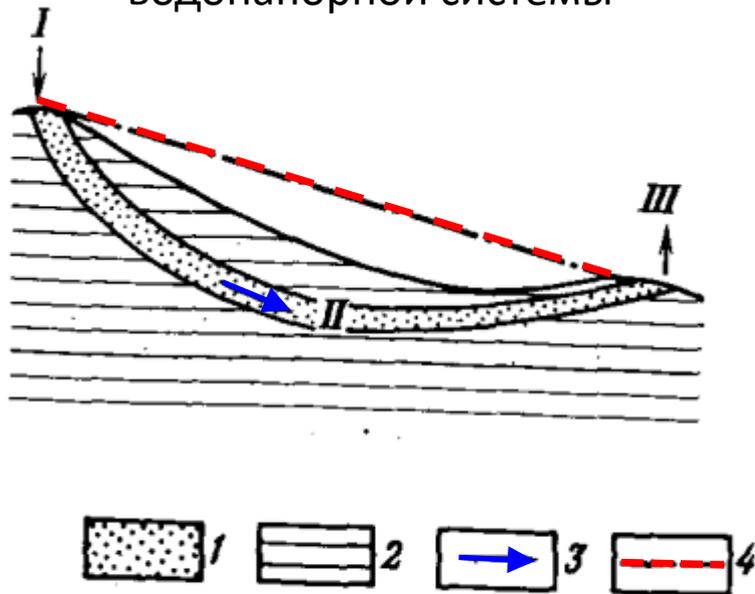
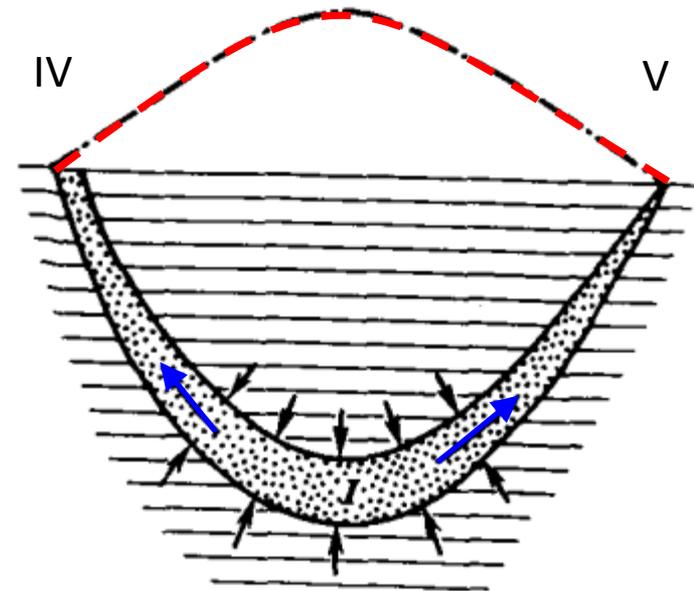


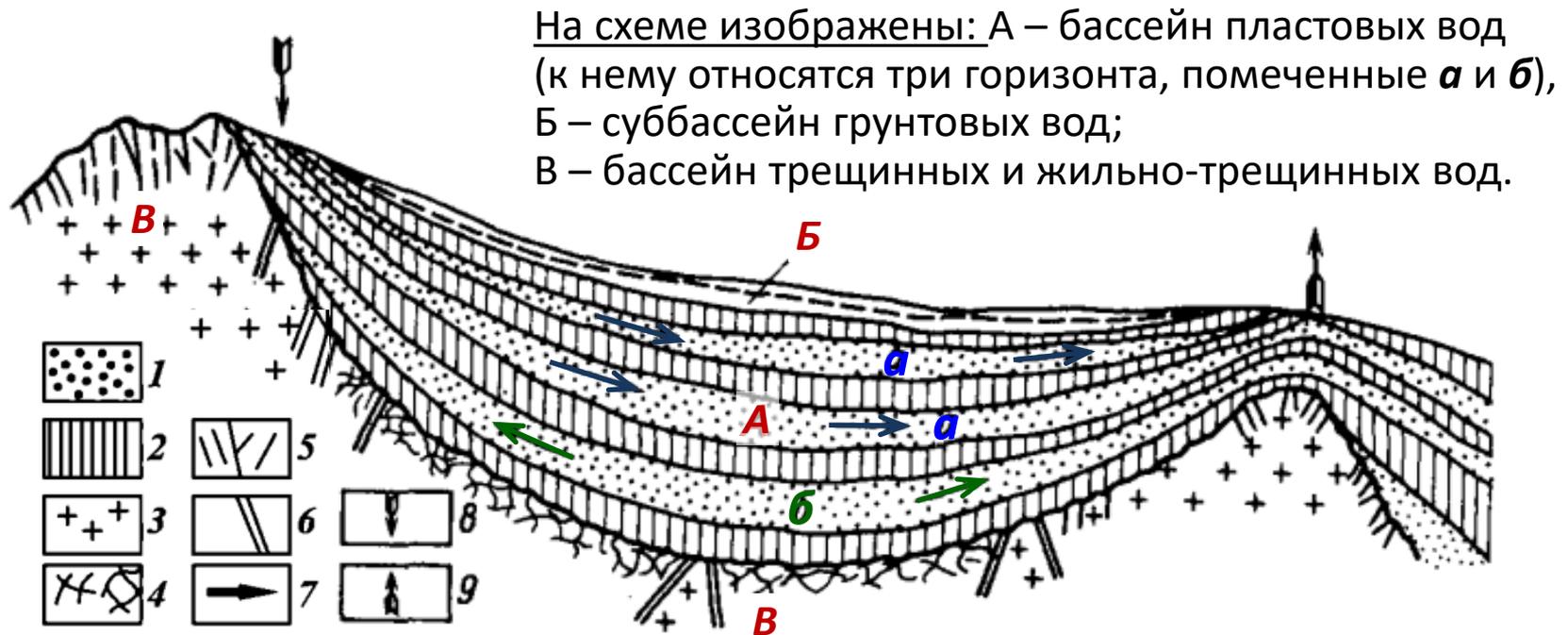
Схема **элизионной** (геостатической) водонапорной системы



Породы: 1 – коллекторы, 2 – водоупоры; 3 – направление движения вод;
 4 – пьезометрический уровень (профиль пьезометрической поверхности).
 Области: I – питания; II – напора и стока; III – разгрузки;
 IV – открытой разгрузки (на поверхность); V – скрытой разгрузки (в другие пласты)

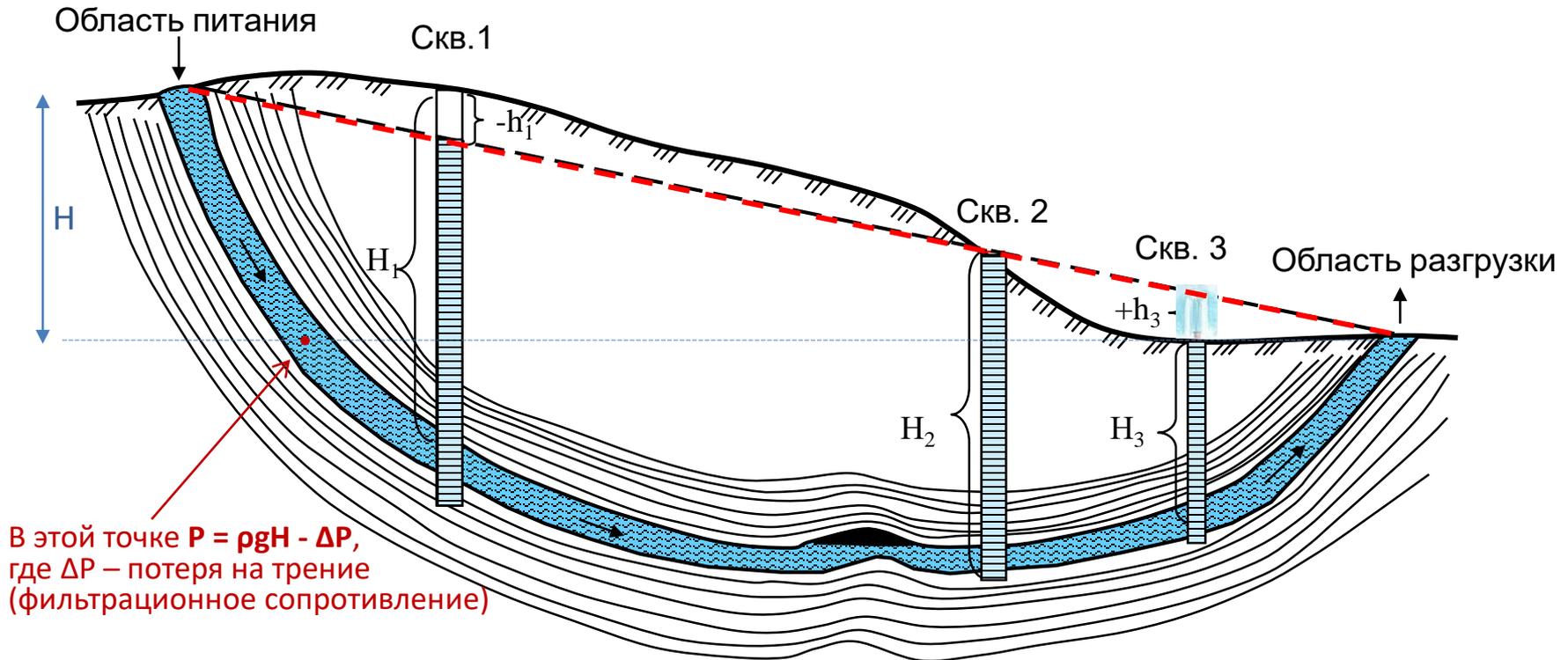
Бассейн пластовых вод

Бассейн пластовых вод – крупная впадина, заполненная осадочными породами, залегающими на породах фундамента. Пример – Волго-Уральский [артезианский] бассейн. В верхней части бассейна пластовых вод чаще всего расположен суббассейн грунтовых вод со свободной поверхностью (безнапорной), основную же часть занимают водоносные пласты с напорными водами.



Породы; 1 – коллекторы, 2 – водоупоры, 3 – магматические, 4 – метаморфические;
 5 – система трещин в магматических породах; 6 – тектонические нарушения;
 7 – направление движения пластовых вод; 8 – область питания; 9 – область разгрузки.
 Природные водонапорные системы: *а* – инфильтрационные; *б* – элизионная.

Вопрос «на понимание»



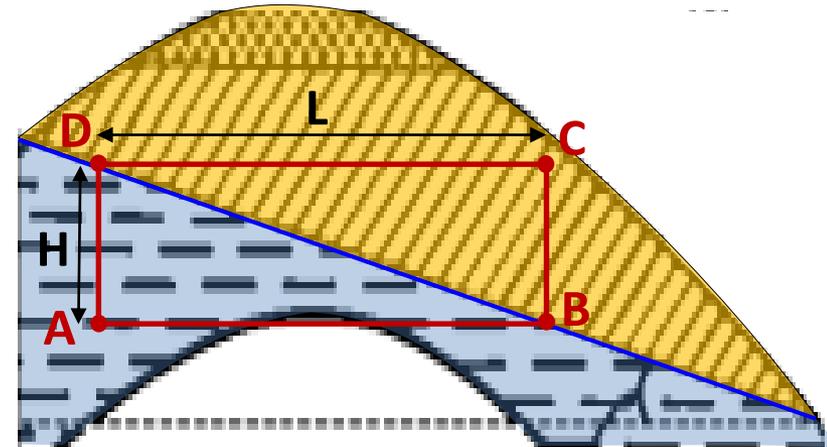
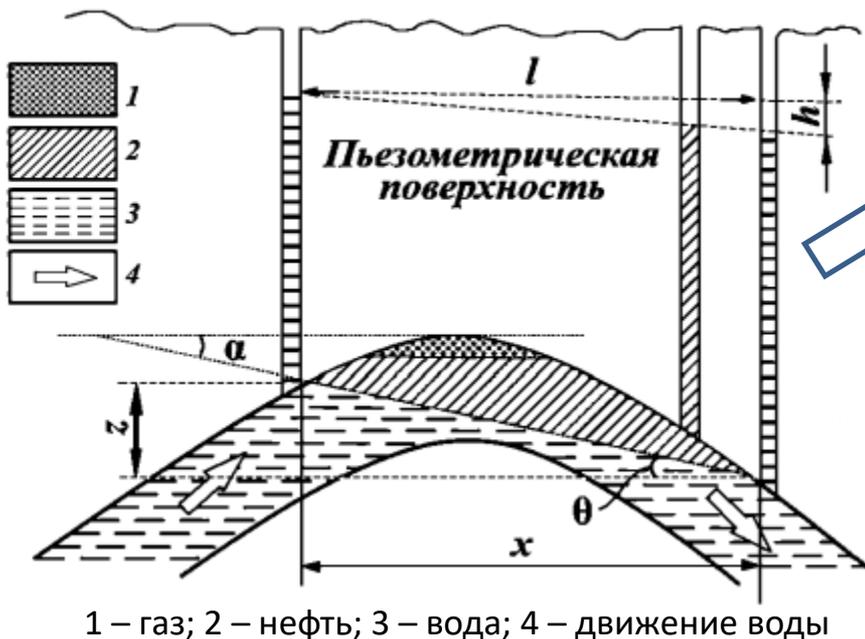
В точке «область питания» пластовое давление равно атмосферному.
В точке «область разгрузки» пластовое давление тоже равно атмосферному.
Но если на входе и на выходе давление одинаковое, то почему вода течёт?

А если всё дело в принципе сообщающихся сосудов, то почему в «области разгрузки» не бьёт фонтан на высоту, равную высоте «области питания»?

Гидравлический уклон. Наклонные ВНК, ГВК, ГНК (1/2)

Гидравлический уклон – величина падения напора на единицу длины по направлению фильтрации, dh/dl . (Проще говоря, это **наклон профиля пьезометрической поверхности**.)

Схема зависимости между **наклоном ВНК (ГВК)** и пьезометрической поверхностью



$$P_A - P_B = \rho_v g \, dh/dl \cdot L \quad (\text{гидравлический напор})$$

$$P_A - P_D = \rho_v g H \quad (\text{вес столба воды})$$

$$P_B - P_C = \rho_n g H \quad (\text{вес столба нефти})$$

$$P_D = P_C \quad (\text{условие равновесия для залежи})$$

Объединяя эти уравнения, получаем:

$$P_A - \rho_v g H = P_B - \rho_n g H = P_A - \rho_v g \, dh/dl \cdot L - \rho_n g H \Rightarrow$$

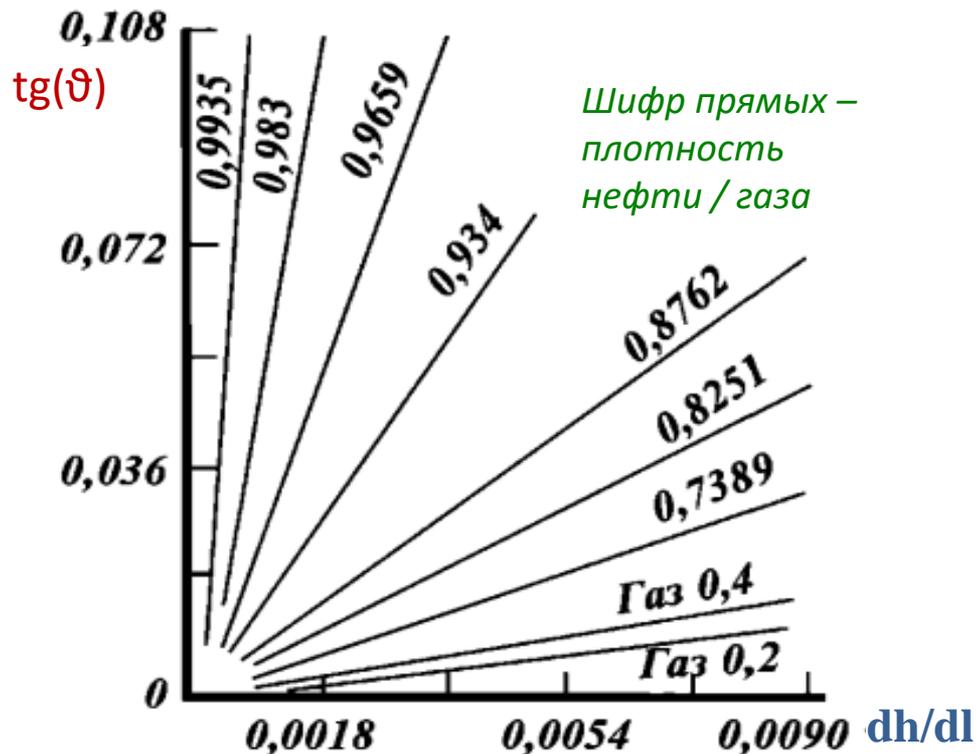
$$\Rightarrow \rho_v g H = \rho_v g \, dh/dl \cdot L + \rho_n g H \Rightarrow$$

$$\Rightarrow H / L \cdot (\rho_v - \rho_n) = dh/dl \cdot \rho_v$$

Итак, зависимость **угла наклона ВНК (ГВК, ГНК)** от **гидравлического уклона dh/dl** и от **плотности нефти (газа)**: $\text{tg}(\vartheta) = H / L = dh/dl \cdot \rho_v / (\rho_v - \rho_n)$

Гидравлический уклон. Наклонные ВНК, ГВК, ГНК (2/2)

Зависимость угла наклона ВНК (ГВК, ГНК) от гидравлического уклона dh/dl и от плотности нефти (газа): $\text{tg}(\vartheta) = dh/dl \cdot \rho_v / (\rho_v - \rho_n)$



Если наклон флюидного контакта оказывается круче, чем угол падения крыла сводовой ловушки, то нефть (газ) полностью вымывается из неё, и залежь исчезает (это так называемое механическое разрушение залежей водами).

Значение гидрогеологии для НГПГ

Процессы генерации, миграции, аккумуляции, рассеяния и распада УВ от начала и до конца происходят в среде, одним из важнейших компонентов которой являются водные растворы. Эти процессы будут кратко охарактеризованы в следующем разделе («Углеводородная система»).

Гидравлический напор может обеспечивать не только наклон флюидных контактов (см. предыдущий слайд), но и расположение залежи на крыльях структур (раздел «Геометризация залежей»).

Способность или неспособность подошвенных и краевых вод, подпирающих нефтяную залежь, обеспечивать эффективное поддержание пластового давления играет важнейшую роль для выбора системы разработки.

Гидрогеологические данные важны при проектировании закачки вод любого источника: подземных, поверхностных (речных, озёрных, морских) или промышленных сточных вод. При неполной идентичности химического состава нагнетаемой и пластовой воды возможны различные реакции между компонентами двух растворов, с выпадением солей (и иногда других твёрдых веществ) и выделением газов. В результате снижается проницаемость пласта и, как следствие, продуктивность скважин.

При проектировании заводнения пласта за счёт подземных вод возникает дополнительная задача по оценке ресурсов подземных вод.

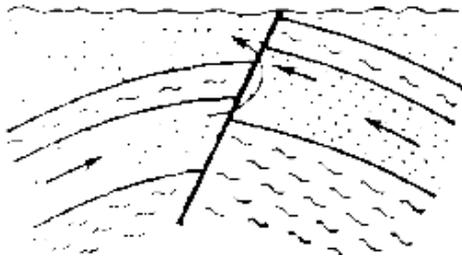
Гидрогеология и поиск залежей углеводородов

1. Гидрогеологические показатели нефтегазоносности – геохимические особенности вод, обусловленные воздействием нефти и газа на воды: 1) растворенные в воде углеводороды; 2) высокие концентрации аммония, йода, «безаргонного» азота; 3) наличие H_2S , гидросульфидов и недонасыщение вод сульфатами (взаимодействие рассеивающихся УВ с сульфатами приводит к образованию H_2S).

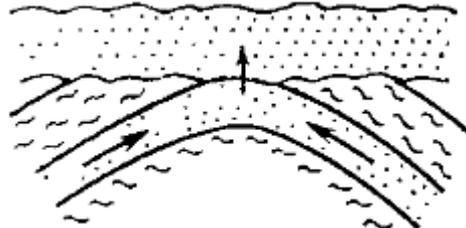
2. Пьезоминимум преградного типа как указание на возможное наличие залежи УВ:

Переточные («замкнутые») пьезоминимумы –

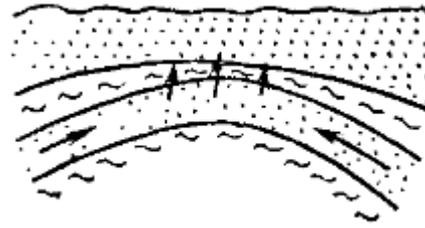
проводящие разломы



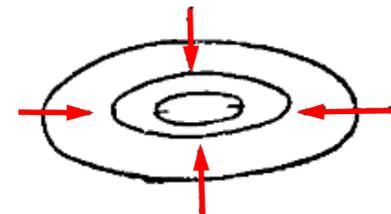
гидрогеологические окна



с распылённой нагрузкой

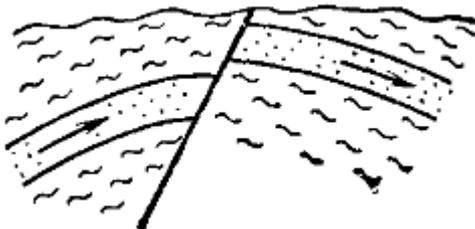


Карта изопьез

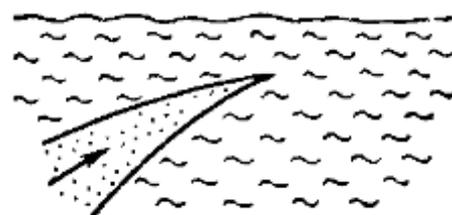


Преградные («незамкнутые») пьезоминимумы – экранированные...

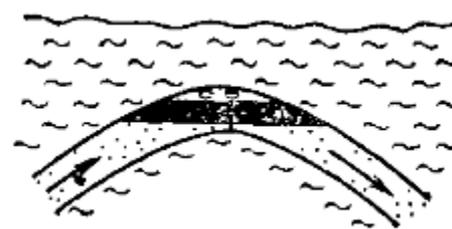
... тектонически



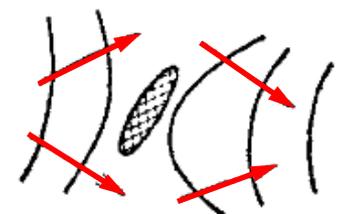
... литологически



... залежью УВ



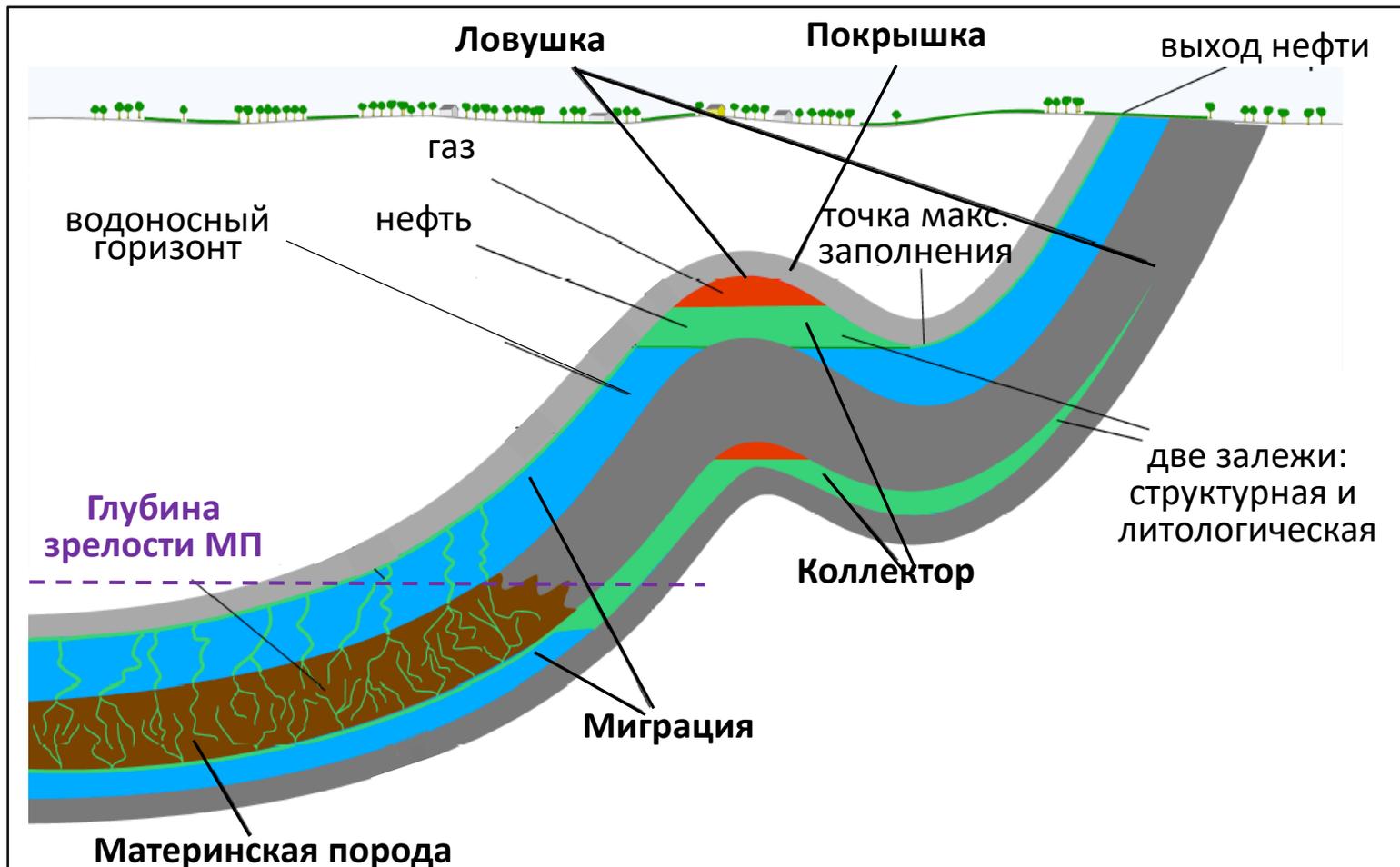
Карта изопьез



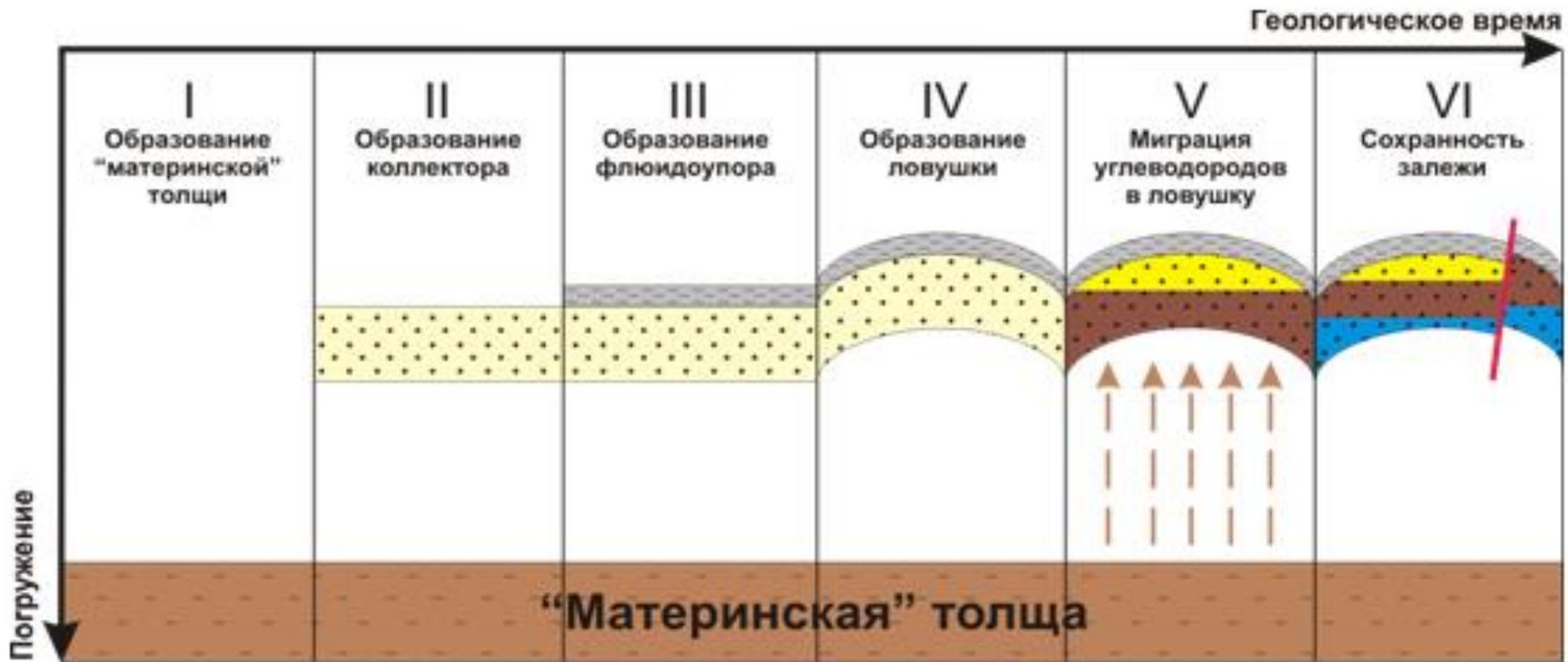
1. История добычи и использования нефти	4
2. НГПГ как наука	28
3. Залежи. Месторождения	38
4. Температура и давление	52
5. Основы гидрогеологии	62
6. Углеводородная система	75
7. Дополнение (абиогенная теория; резервуары)	96

Углеводородная система (УВС)

УВС – совокупность пространственно-временных геологических и геохимических факторов, обусловивших возможность генерации, миграции и аккумуляции углеводородов. Элементы УВС: 1) материнская толща; 2) пути миграции УВ; 3) коллектор; 4) покрывка; 5) ловушка; 6) сохранность сформировавшейся залежи.



Формирование углеводородных систем



Эти шесть элементов / этапов можно рассматривать также в качестве «геологических факторов» формирования и сохранности залежи УВ. Они должны быть нужным образом локализованы не только в пространстве, но и во времени (осуществление миграции **после** формирования ловушки). Концепция УВС используются при вероятностной оценке перспектив поисковых работ на нефть и газ.

Нефтегазоматеринская толща (свита)

Нефтегазоматеринская толща – литолого-фациальный комплекс пород, обогащённых автохтонным **органическим веществом** (ОВ), рождающий в процессе литогенетической эволюции углеводороды, способные к аккумуляции.

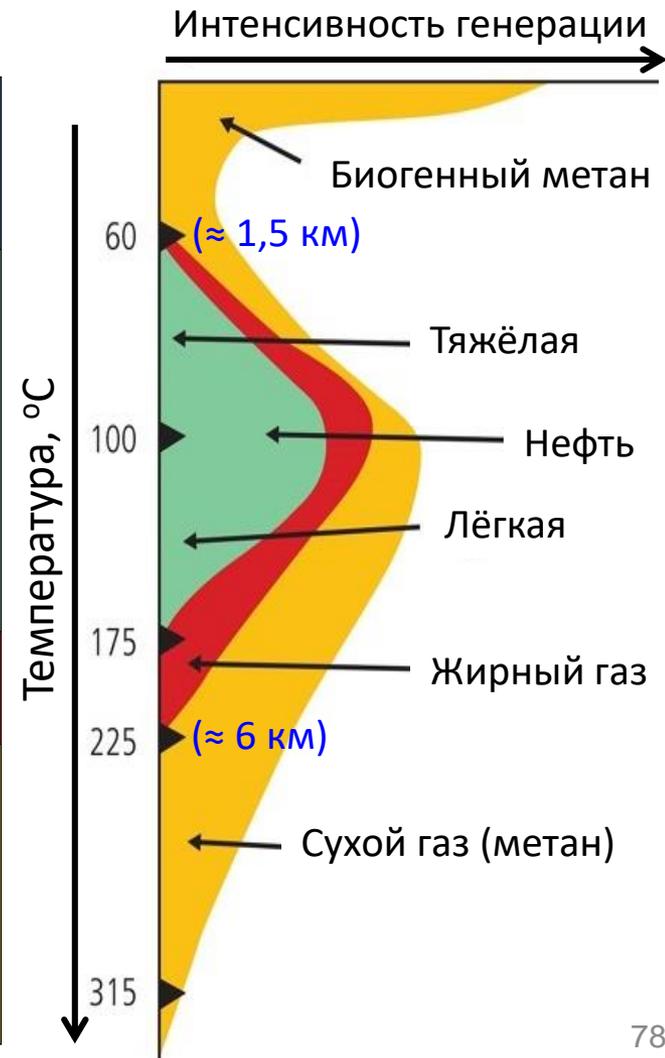
Три ключевых параметра:

- 1) Концентрация ОВ (в %);
- 2) Тип органического вещества;
- 3) Степень «зрелости» породы (**температура**, давление, время).

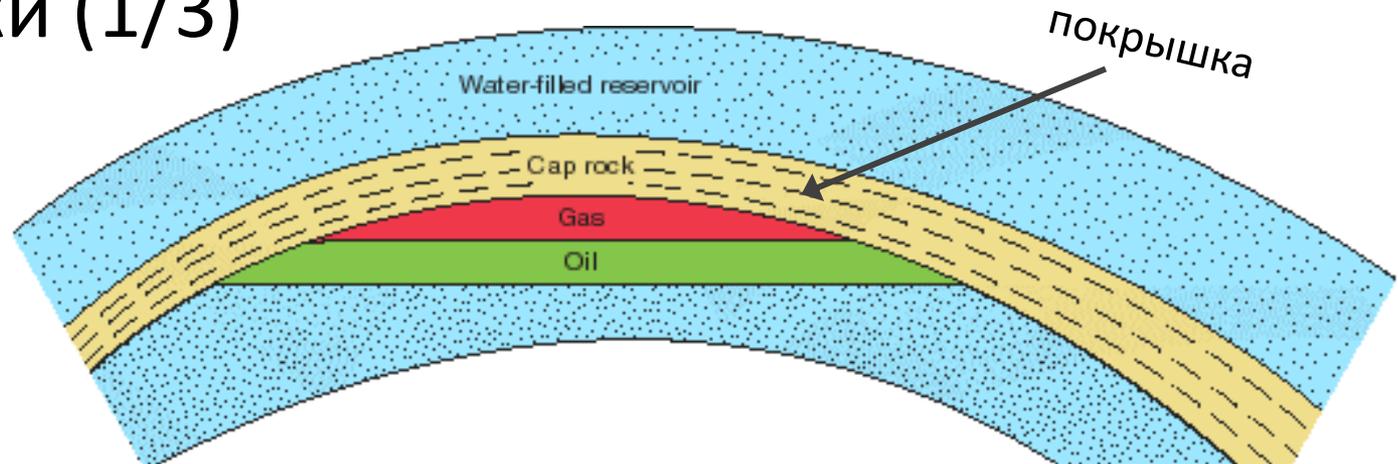
Если температура слишком низкая, то органический материал не может быть преобразован в УВ.

Если температура слишком высокая, то органический материал и УВ разрушаются.

Диагенез	Незрелая зона
Катагенез	Зона Преимущественного образования нефти
	Зона образ. жирного газа
Метагенез	Зона образования сухого газа



Покрышки (1/3)



Поскольку основной фактор миграции – гравитационный («всплывание»), то для формирования залежи необходимо наличие препятствия восходящему движению нефти и газа. Эту роль выполняют **непроницаемые пласты**, которые называются **покрышками** или **флюидоупорами**.

Наилучшие по качеству покрышки – каменная соль и пластичные глины.

Одна и та же порода может вести себя неодинаково по отношению к разным флюидам. Так, большинство глин допускают фильтрацию воды, но непроницаемы для нефти и газа. Некоторые виды глин могут быть проницаемы для нефти, но непроницаемы для газа, т.к. капиллярное давление на контакте газ-вода выше, чем на контакте нефть-вода.

Итак, покрышка – порода, которая **для данного флюида** и при данных термобарических и геохимических условиях препятствует началу фильтрации.

Покрышки (2/3)

По литологическому составу покрышки представлены глинистыми, карбонатными, сульфатно-галогенными (кристаллизация из растворов) и смешанными типами пород. Наилучшие по качеству покрышки – **каменная соль и пластичные глины.**

По мере погружения происходит обезвоживание глин, снижается их пластичность, увеличивается трещиноватость пород. На глубинах от 4-5 км и выше надежным экраном являются только солевые толщи.

В заполярной части Западной Сибири известны покрышки промышленных залежей УВ, образованные пористыми породами, поры которых заполнены льдом и газогидратами – *криогенные покрышки* (своеобразная экзотика).

Покрышки (3/3)

$$1 \text{ мкм}^2 = 10^{-12} \text{ м}^2 = 1 \text{ Дарси}$$

$$10^{-5} \text{ мкм}^2 = 0.01 \text{ мД}$$

Группа покрышек (по А.А. Ханину)	Максимальный диаметр пор, мкм	Экранирующая способность покрышки	Проницаемость по газу, мкм ²	Давление прорыва газа, МПа
A	< 0,01	Весьма высокая	$\leq 10^{-9}$	≥ 12
B	0,05	Высокая	10^{-8}	8.0
C	0,30	Средняя	10^{-7}	5.5
D	2	Пониженная	10^{-6}	3.3
E	10	Низкая	10^{-5}	0.5

Классификация покрышек по латеральной протяжённости

Региональные – распространены в пределах **нефтегазоносной провинции** или большей ее части, характеризуются значительной мощностью и литологической выдержанностью.

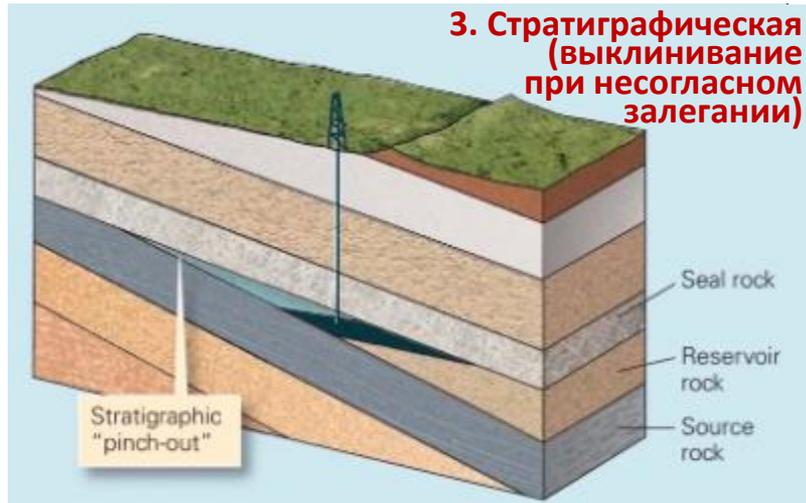
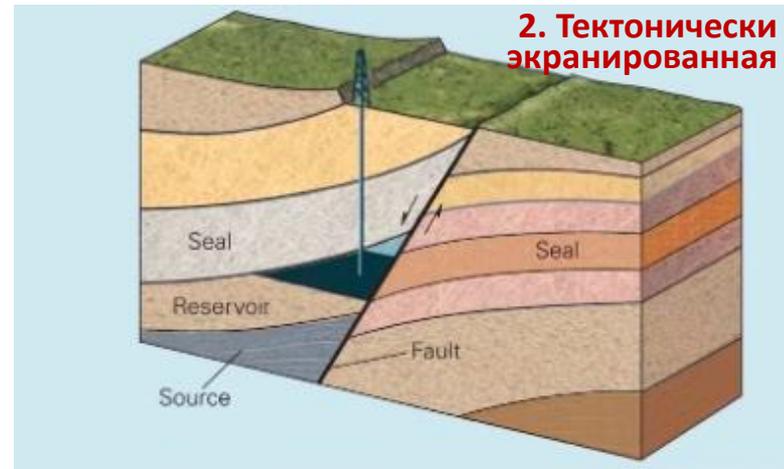
Субрегиональные – распространены в пределах **нефтегазоносной области** или большей ее части.

Зональные – распространены в пределах **зоны или района** нефтегазонакопления.

Локальные – распространены в пределах отдельных **месторождений**, обуславливают сохранность отдельных залежей.

Ловушка

Ловушка – часть природного резервуара, в котором устанавливается **равновесие** между внешним давлением, вызывающим перемещение нефти и свободного газа в породах-коллекторах, и силами, препятствующими их перемещению.



(На этом слайде приведены **не все** типы ловушек.)

Небольшая справка о диапирах



Соляной пласт. Исходно он весь был «плоским» и залегал согласно с вышележащими пластами

Диапировые складки и купола

обыкновенно возникают за счёт выдавливания

из нижних горизонтов высокопластичных пород – солей, глин.

При неравномерном распределении давления пластический материал нагнетается из одних участков в другие, образуя характерные «раздувы» – ядра нагнетания.

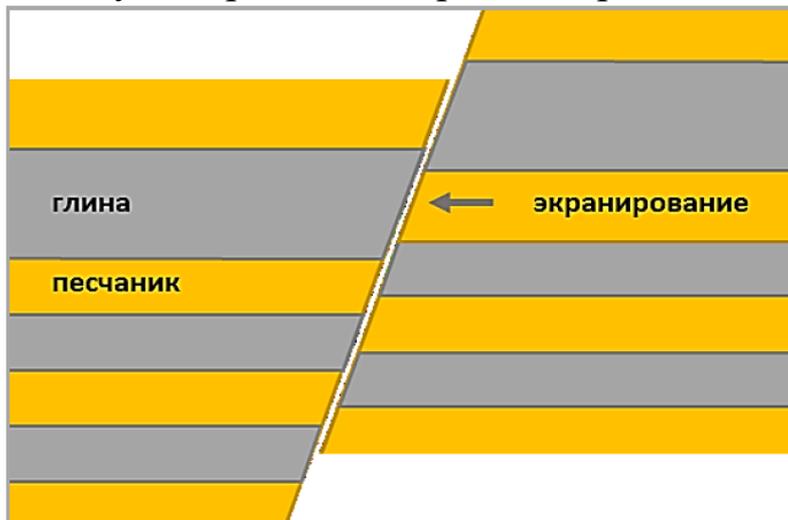
Иногда этот материал полностью прорывает толщу вышележащих пород и формирует ядра протыкания, которые, вместе со вмещающими их и созданными ими антиклиналями, создают обширное семейство разнообразных диапировых складок.

Небольшая справка об экранирующих разломах

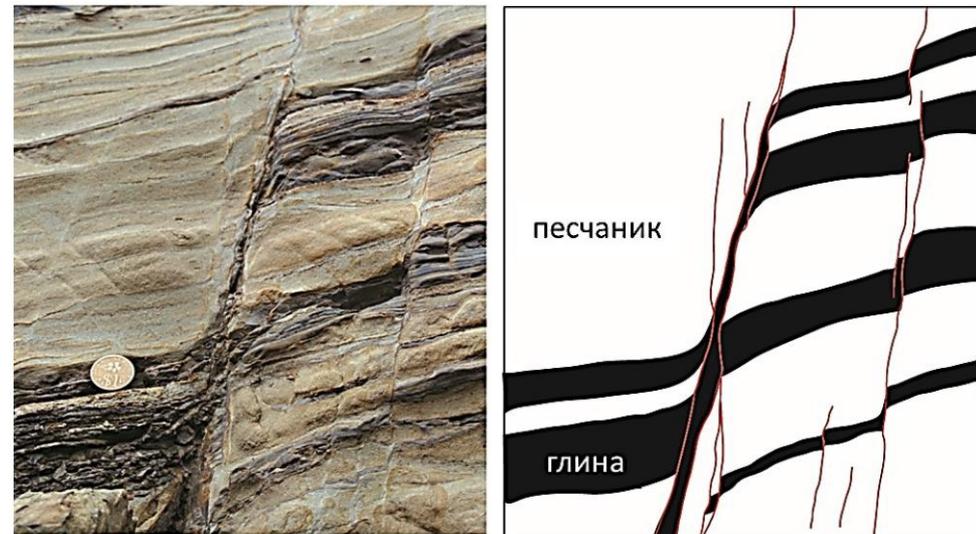
Механизмы образования экранирующих свойств разломов:

1. Перекрытие коллекторов непроницаемыми породами (через плоскость разлома).
2. Затягивание в промежуток между сдвигающимися друг относительно друга блоками глинистого вещества из пластов и прослоев глин, с формированием в промежутке между блоками непроницаемого глинистого экрана.
3. Разрушение зёрен песчаника от трения, с формированием между блоками непроницаемого экрана из мелкозернистого материала.
4. Цементация ранее проницаемой зоны разлома за счёт диагенетических процессов (осаждение минералов из пластовой воды), с существенным снижением (пористости и) проницаемости пород.

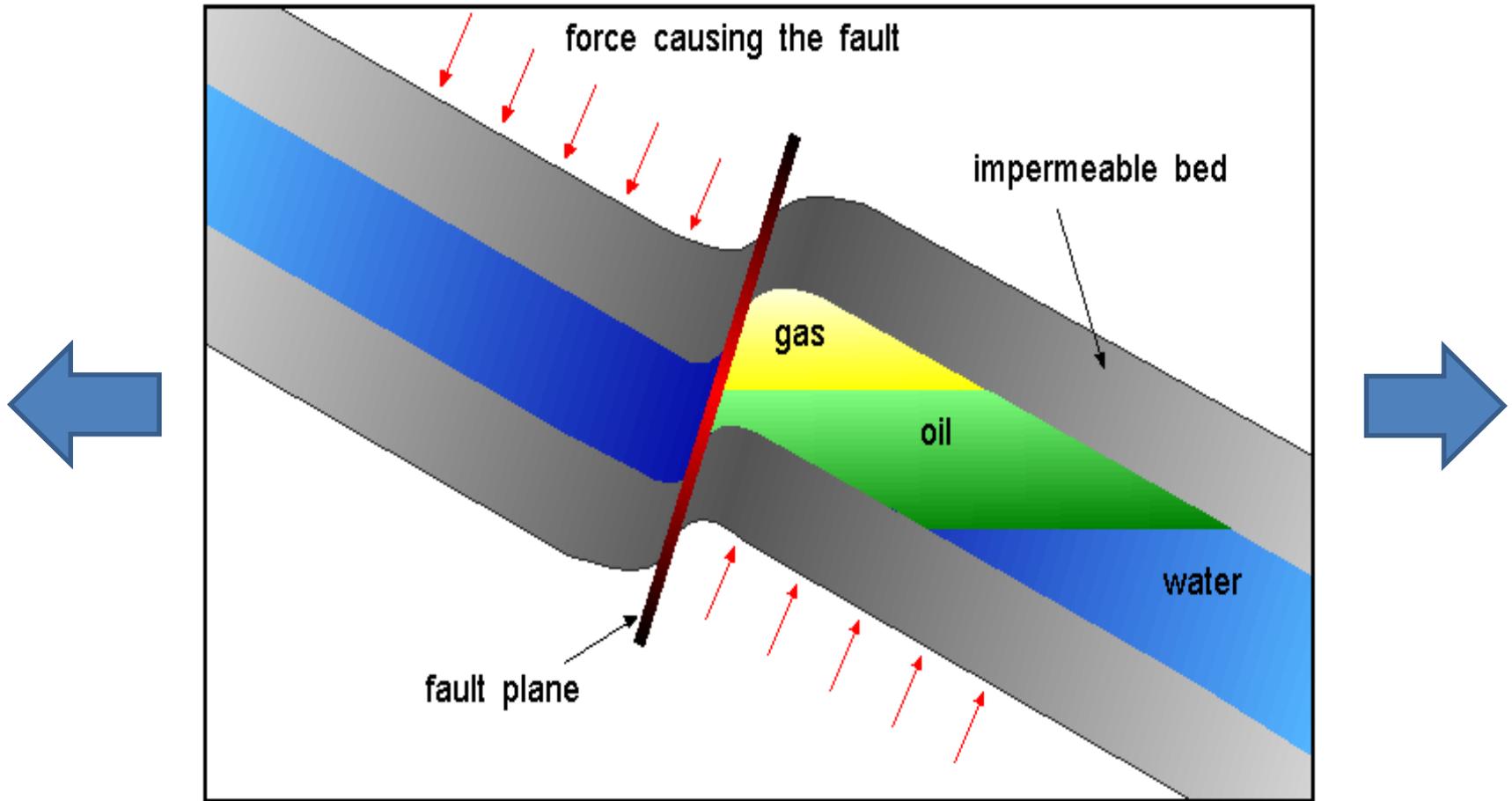
Сопоставление литотипов с двух сторон от поверхности разлома



Пример заполнения разлома глиной, которая экранирует контакт песчаников



(Небольшое лирическое отступление)

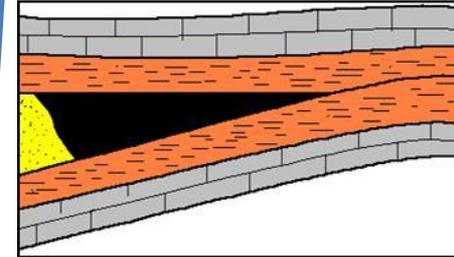
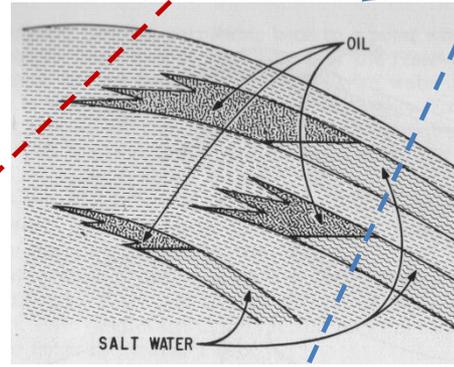
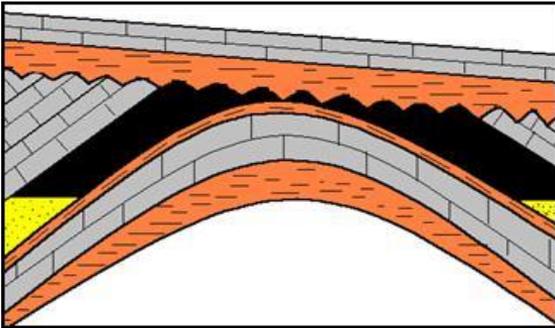
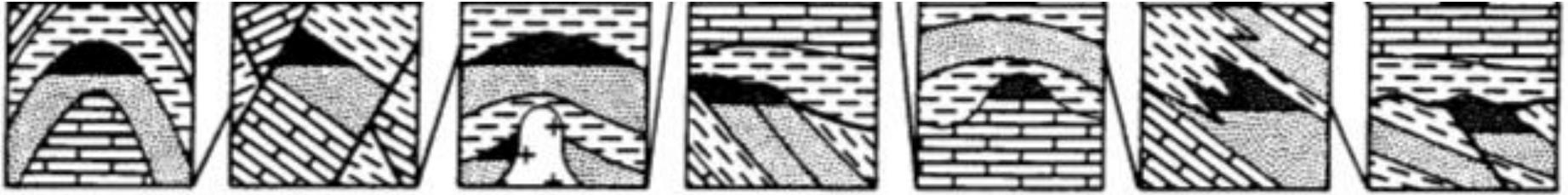


Автор этого рисунка, обнаруженного мной на просторах интернета, красными стрелочками отобразил своё представление о том, какие силы якобы стали причиной образования данного разлома (тектонического разрывного нарушения). Это даёт нам с вами повод сделать паузу и поразмышлять о том, в чём заключается заблуждение автора рисунка, и о том, действие каких напряжений является реальной причиной возникновения сбросов и взбросов (и как отличать их друг от друга).

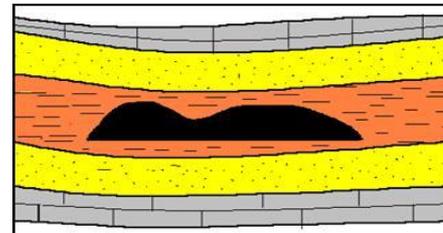
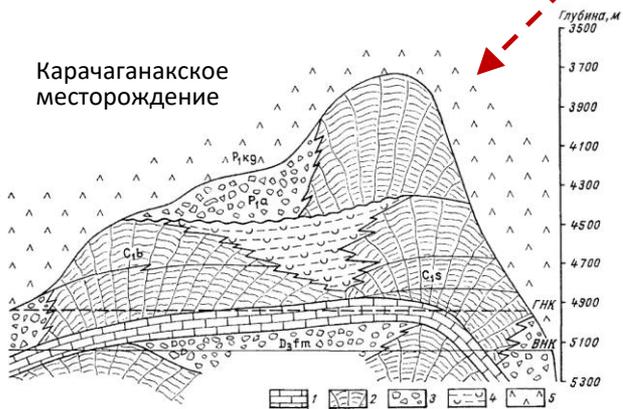
Классификация ловушек

Значительное растяжение по вертикали!

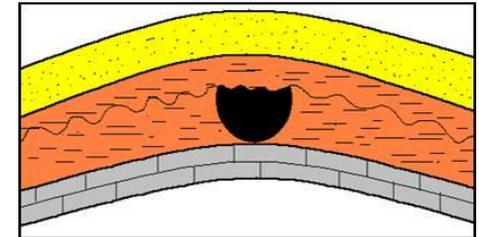
1. Сводовые
2. Тектонически экранированные
3. Приконтактные (диапиры)
4. Стратиграфические
5. Рифогенные
6. Литологические
7. Комбинированные



Выклинивание пласта-коллектора



В прибрежных песчаных валоподобных образованиях



В песчаных образованиях ископаемых русел палеорек

(Автор схем – д.т.н. Андреева Н. Н.)

Гидродинамические ловушки (дополнительный тип)



Залежь газа

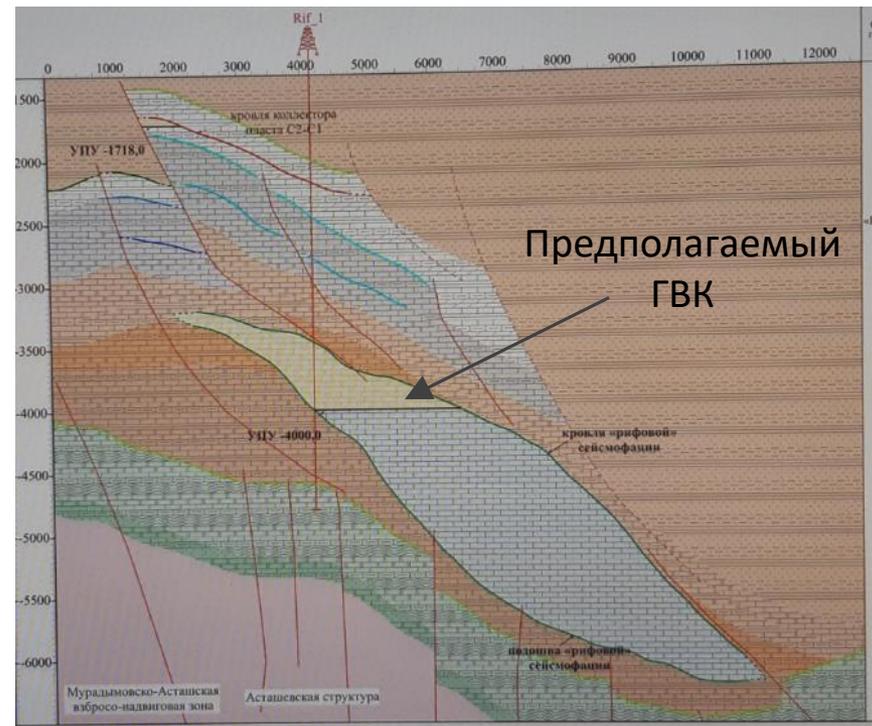
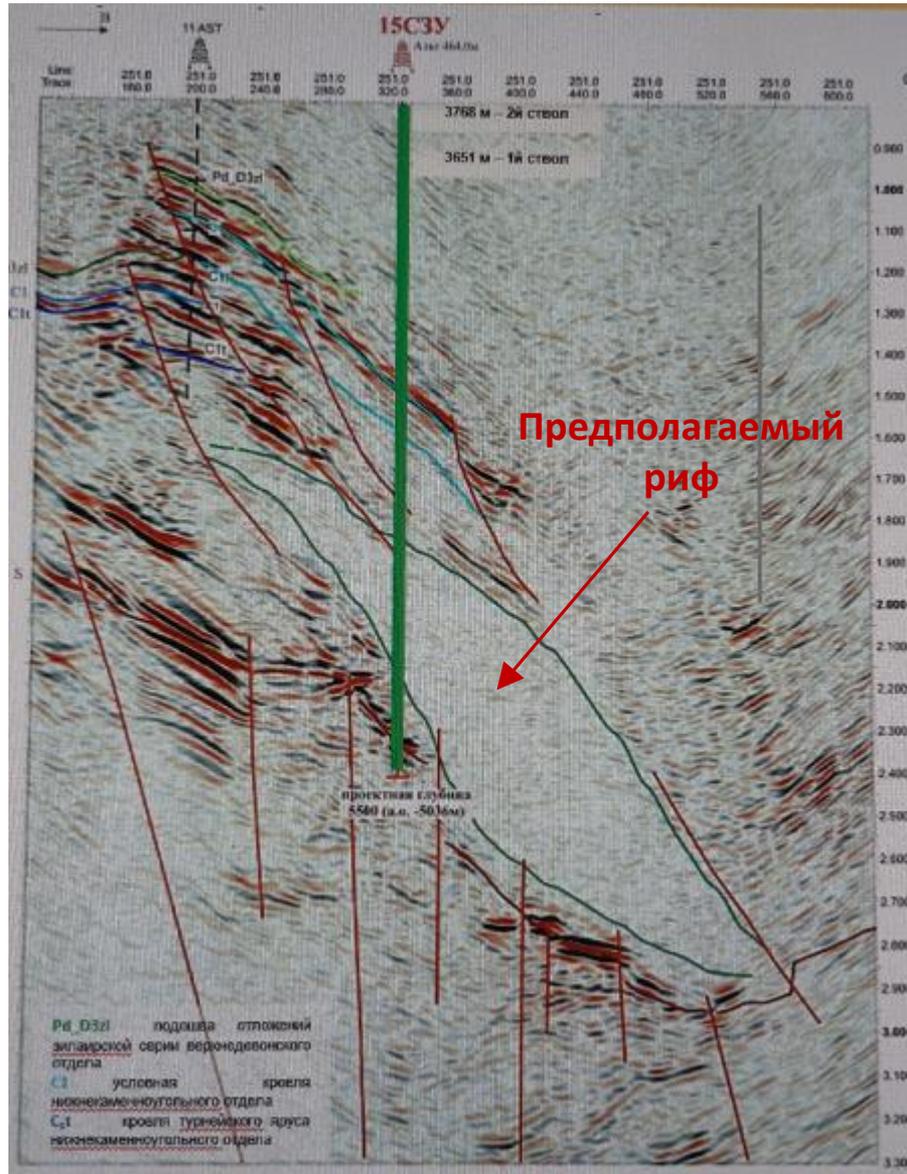


Залежь нефти

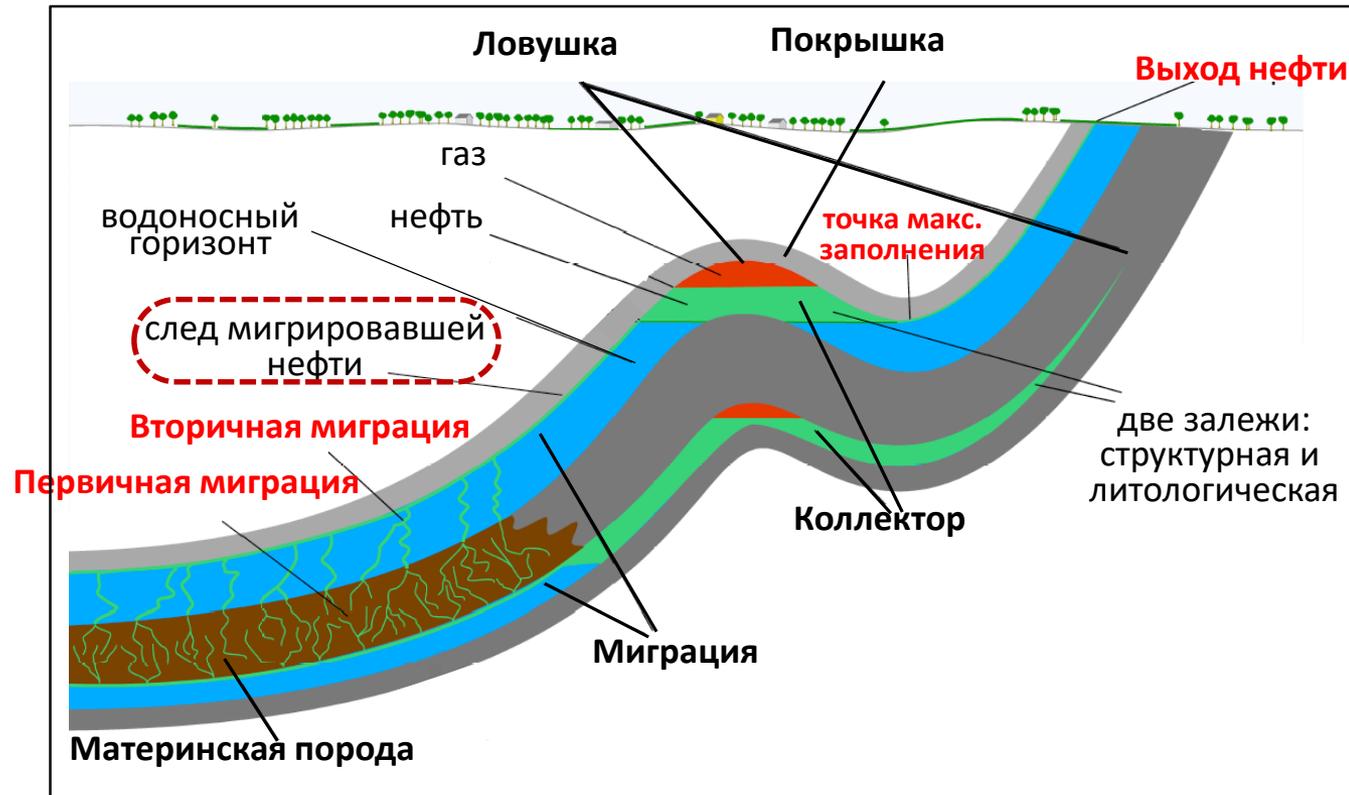


Движение пластовых вод

Пример предполагаемого рифа



Миграция углеводородов (1/3)

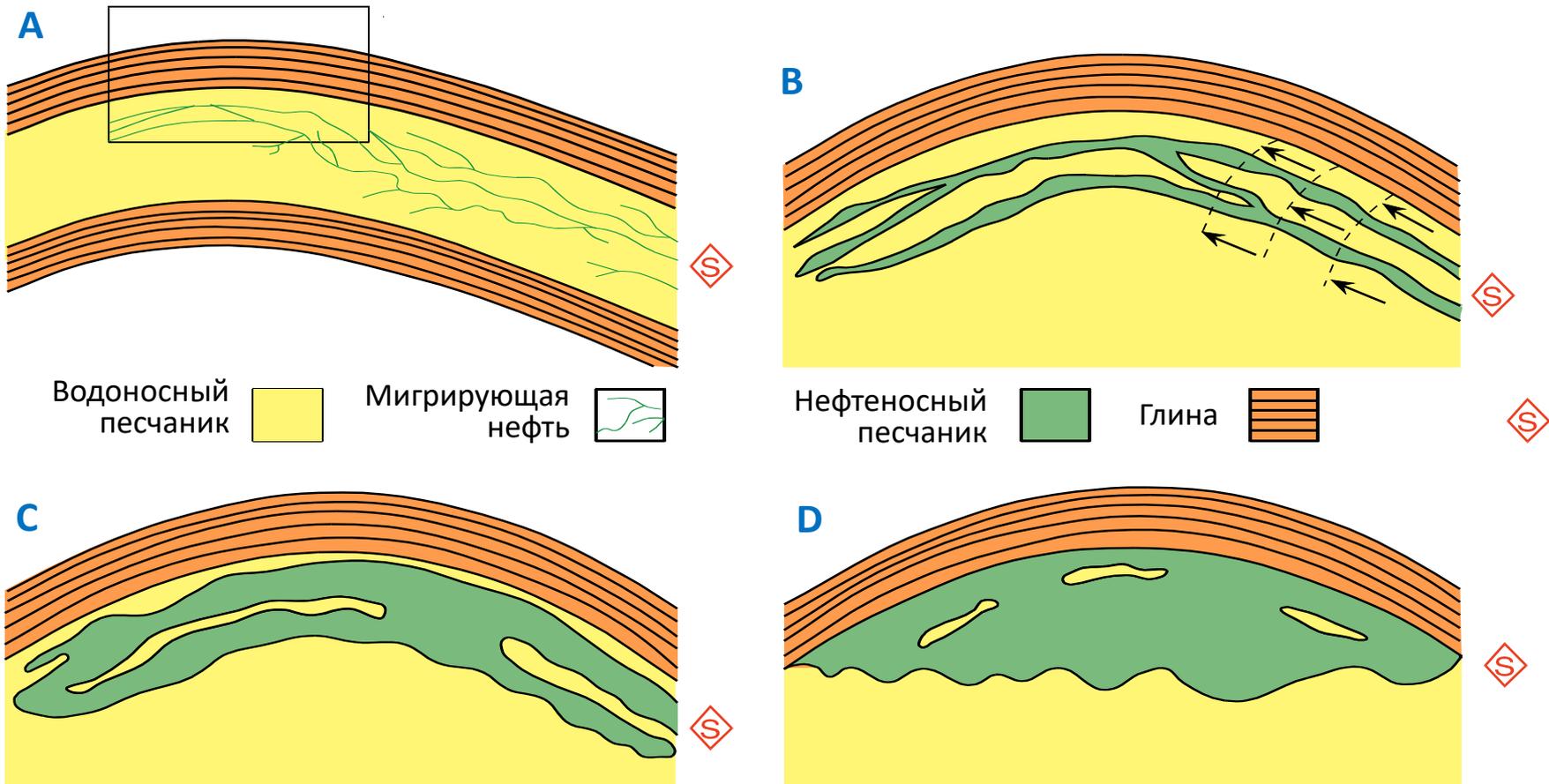


Первичная миграция (эмиграция) – из нефтематеринской породы в прилегающую породу-коллектор.

Вторичная миграция – по породам-коллекторам (водонасыщенным), вдоль пластов, а также по проницаемым разломам, вплоть до ловушки (либо до дневной поверхности!)

Миграция углеводородов (2/3)

Если миграционные потоки встречаются на своем пути локальное *подняtie*, то нефть (или газ) начинает заполнять его (подобно тому, как реки и ручьи, попадая в замкнутые *понижения* рельефа, образуют озера). Но заполнение ловушки нефтью (газом) происходит не равномерно сверху вниз, как было бы при заполнении пустой ёмкости, а как бы постепенным «захватыванием объёма», в соответствии с закономерностями капиллярных сил. (Подробнее – в разделе о капиллярном давлении.)



Миграция углеводородов (3/3)

Три основных вопроса:

1. **Факторы**, обеспечивающие миграцию.
2. **Состояние**, в котором флюиды перемещаются.
3. Преодолеваемые **расстояния**.

1. Основные факторы вторичной миграции: гравитационный и гидравлический.

Гравитационный: под действием архимедовой силы капли нефти и газа, попав в насыщенную водой породу-коллектор, всплывают в кровельную часть пласта. Даже при весьма пологих углах падения (1-2 градуса) этой силы может оказаться достаточно для последующего перемещения вдоль кровли пласта по восстанию.

Гидравлический фактор – действие градиентов давления, существующих в гидродинамических системах, обуславливающих движение воды, которая увлекает вместе с собой мельчайшие капли нефти и газа. В этом же направлении могут передвигаться в кровельной части проницаемого пласта струи нефти и газа в свободной фазе.

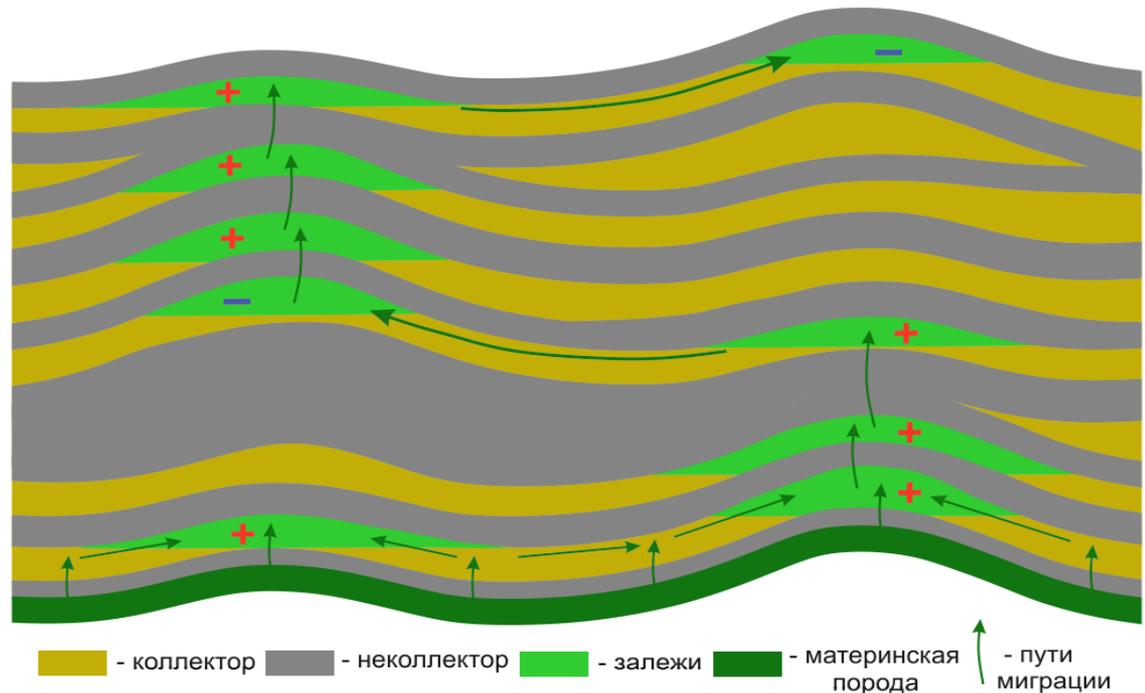
2. Выделяются (упрощённо) две основные формы миграции УВ: в **водорастворённом** состоянии; в **свободном** состоянии (капли, струи).

3. Расстояния латеральной (т.е. вдоль пласта) миграции: нефть – до 100 км, газ – до 300 км. Скорость латеральной миграции: для нефти $n \cdot (1-10)$ см/год, для газа – $n \cdot (1-10)$ м/год. (Т.е. «от единиц до десятков сантиметров (или метров) в год».)

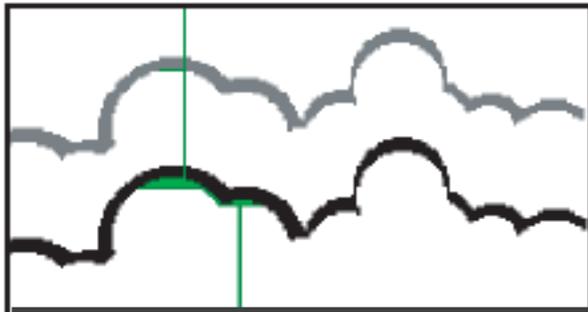
Зависимость конфигурации залежей от экранирующей способности покрывающих пород

(Аналогия с надувным матрасом под водой – вертикально и горизонтально)

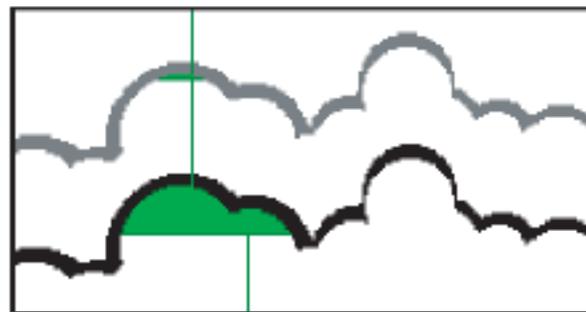
В процессе миграции УВ вертикальная и латеральная компоненты могут чередоваться. При этом вертикальная миграция из одного пласта в другой, вышележащий, может проходить не только по разломам, но и «прорываться» сквозь покрывку в зонах её ухудшенных экранирующих свойств, при достижении необходимого напора (напор обусловлен разностью плотностей УВ и воды и пропорционален высоте залежи, см. раздел о давлениях.)



Вариант 1 – у нижней покрывки слабая экранир. способность



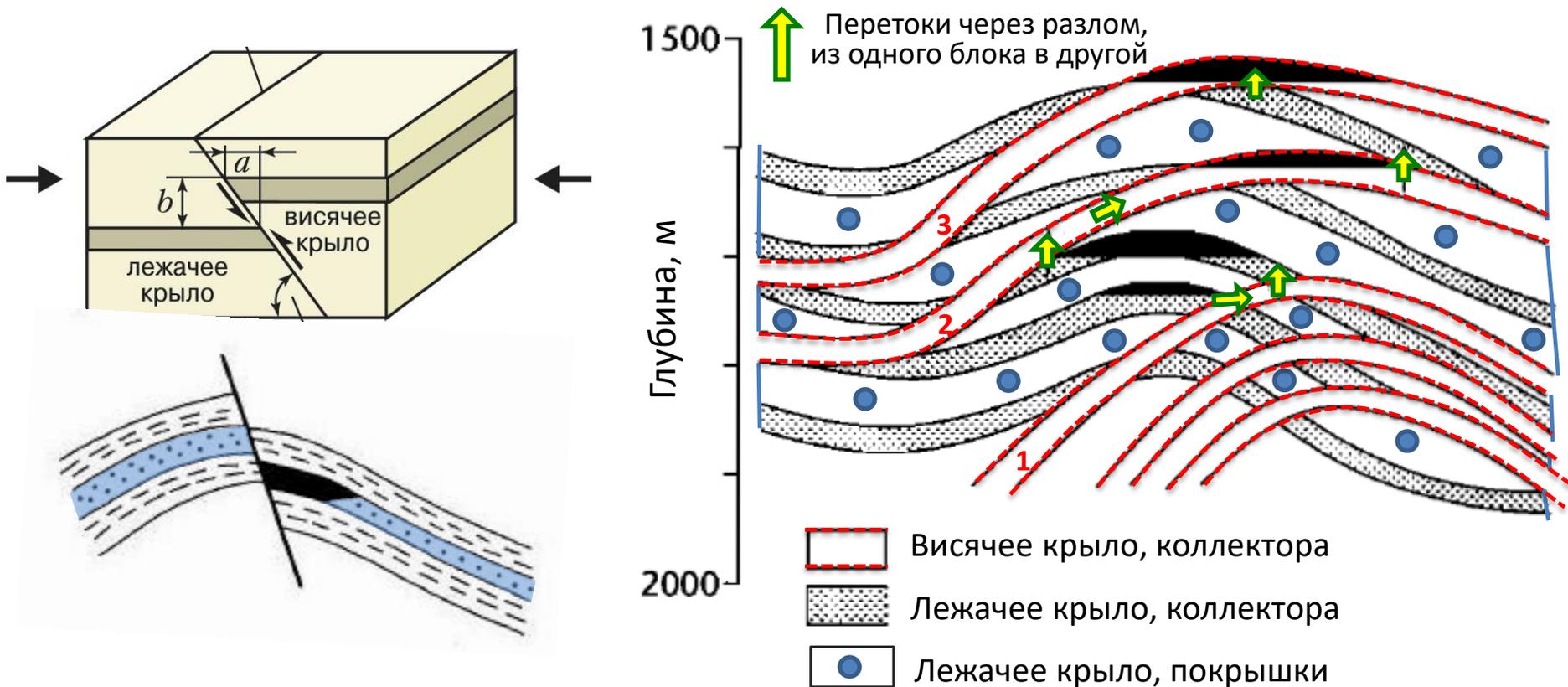
Вариант 2 – у нижней покрывки средняя экранир. способность



Вариант 3 – у нижней покрывки высокая экранир. способность



Миграция по разломам



Плоскость контакта пластов-коллекторов и пластов-покрышек вдоль плоскости разлома. Нефть получает возможность поочерёдно мигрировать из пласта в пласт и из одного блока в другой в зонах контакта коллекторов двух блоков, постепенно «взбираясь» всё выше по разрезу.

Сохранность залежи

Существуют следующие **риски разрушения** сформировавшейся залежи УВ:

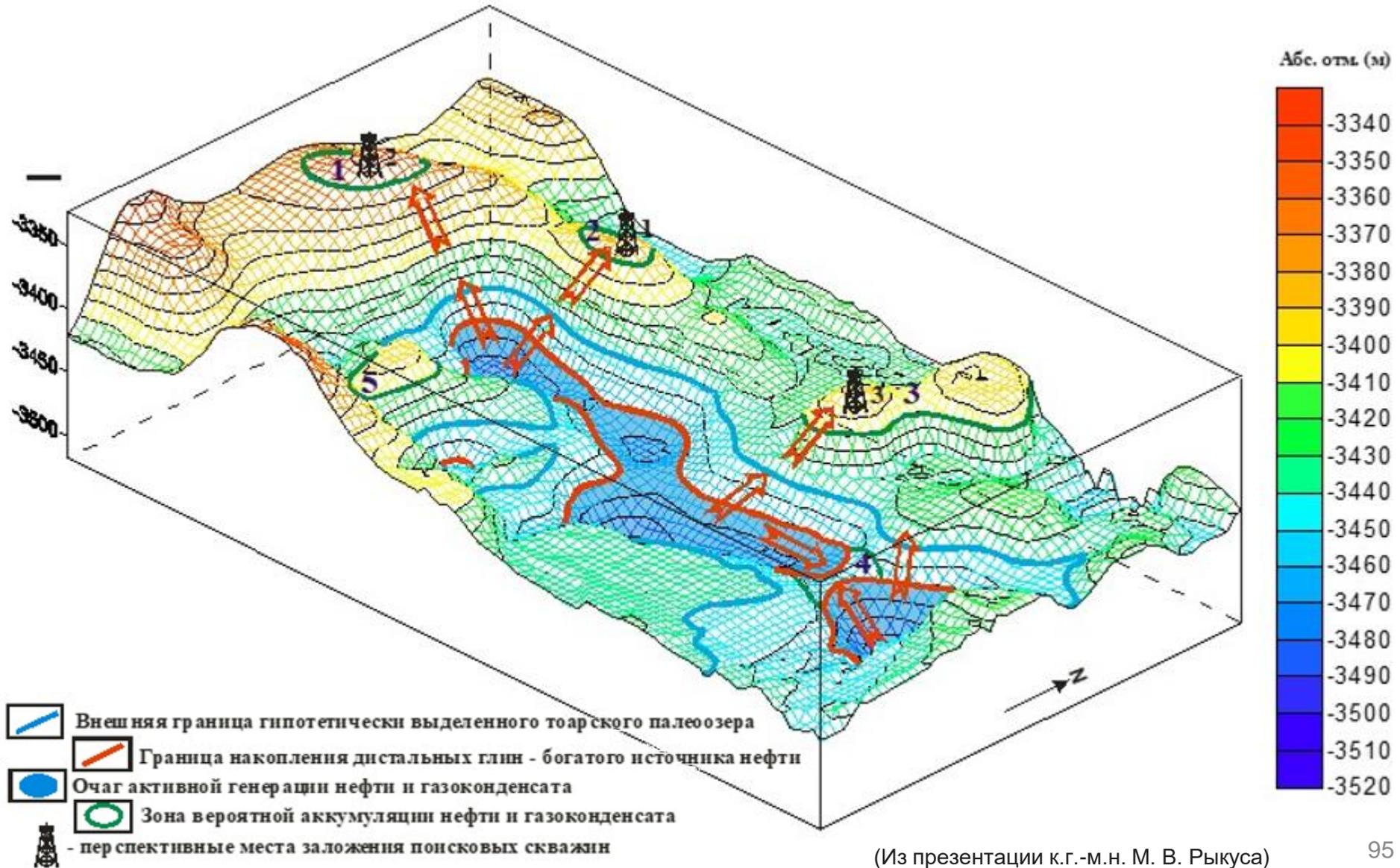
1. Разрушение **покрышки** (трещиноватость или дизъюнктивное нарушение).
2. Утрата ловушкой **замкнутого контура** в результате тектонической деформации.
3. Механическое (гидравлическое) разрушение ловушки – **вымывание** нефти или газа из ловушки **подземными водами** вследствие возрастания гидравлических уклонов или изменения ёмкости и конфигурации ловушки.
4. **Химическое** (растворёнными в пластовых водах кислородом и/или сульфатами) и **биохимическое** (в результате бактериальной деятельности) разрушение молекул нефти и газа, в результате чего образуются вязкие и твердые битумы, а также CO_2 , H_2O , H_2S , NH_4 . ($\text{C}_N\text{H}_M + \text{CaSO}_4 \rightarrow \text{CaCO}_3 + \text{H}_2\text{S} + \text{H}_2\text{O}$; $\text{C}_N\text{H}_M + \text{FeSO}_4 \rightarrow \text{FeS}_2 + \text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O}$.)
5. **Метаморфическое** разрушение залежи под воздействием высоких (более 120°C) температур и давлений. В погружающейся в ходе геологической истории залежи может произойти в конечном счете распад жидких УВ на газ и твердые минералы.

(Это был 6-й «геологический фактор» / 6-й элемент Углеводородной Системы)

Вероятность наличия залежи в предполагаемой ловушке рассчитывается как произведение вероятностей рассмотренных шести геологических факторов:

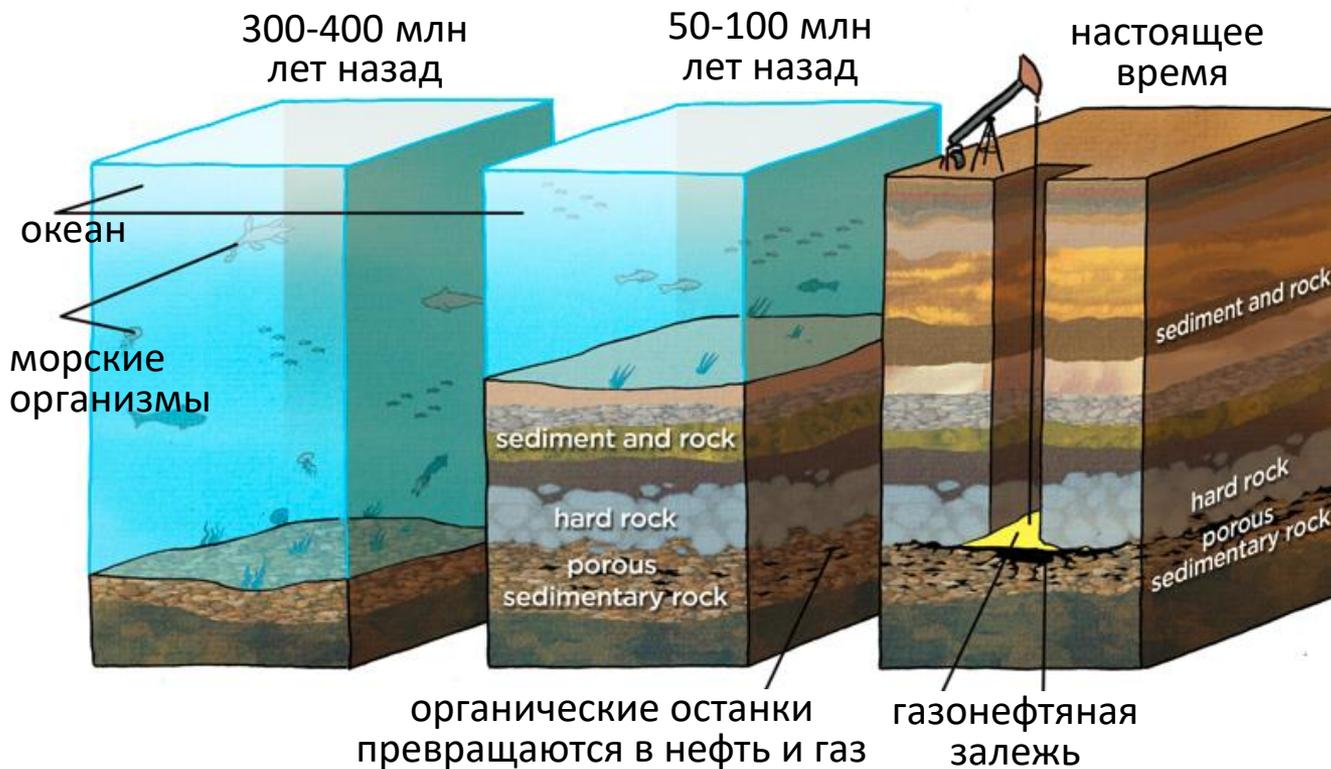
$$P_{\text{ЗАЛЕЖИ}} = P_{\text{МАТ.П}} \cdot P_{\text{КОЛЛ}} \cdot P_{\text{ПОКР}} \cdot P_{\text{ЛОВ}} \cdot P_{\text{МИГР}} \cdot P_{\text{СОХР}}$$

Иллюстрация: соотношение зон генерации и аккумуляции в тогурско-палеозойской системе юго-востока Ватъеганского куполовидного поднятия



1. История добычи и использования нефти	4
2. НГПГ как наука	28
3. Залежи. Месторождения	38
4. Температура и давление	52
5. Основы гидрогеологии	62
6. Углеводородная система	75
7. Дополнение (абиогенная теория; резервуары)	96

Биогенная теория, образное представление



Геохронологическая шкала

Эра	Период	Млн лет назад
Кайнозой	Четвертичный	2,58
	Неоген	23
	Палеоген	66
Мезозой	Мел	145
	Юра	201
	Триас	252
Палеозой	Пермь	299
	Карбон	359
	Девон	419
	Силур	444
	Ордовик	485
	Кембрий	539

Нарисовано красиво, но почему-то автор решил совместить нефтегазоматеринскую толщу и сформировавшуюся залежь в одном и том же горизонте (подпись «porous sedimentary rock» – пористая осадочная порода, т.е. это пласт-коллектор). Логичнее было изобразить залежь в пласте, отлагавшемся 50-100 млн лет назад. Вроде бы для этого и задумывалось именно три картинки, а не две.

Неорганическая (абиогенная) теория

Основания для сомнений в классической теории (биогенной):

1. Единичные факты залежей УВ в магматических и метаморфических породах при отсутствии на «разумных» расстояниях «подходящих» кандидатов на роль нефтегазоматеринских пород.
2. Факты наличия нефти и битумов в гидротермах рифтовых зон океанов.
3. Факты наличия УВ в метеоритах, кометах и на некоторых планетах.
4. Возможность синтеза нефти из углеводородных радикалов (CH , CH_2 , CH_3) при температурах более 700°C (Н.А. Кудрявцев, И.В. Гринберг и др.).
5. Свидетельства восполняемости запасов некоторых месторождений:
 - а) Ромашкинское месторождение (Татарстан);
 - б) на некоторых месторождений Чечни объём накопленной добычи превышает начальные запасы соответствующих залежей;
 - в) в Башкирии на давно обводнившихся скважинах после их длительного пребывания в консервации зафиксированы факты притоков чистой нефти.

Два следствия абиогенной теории (только в предположении, что она верна!):

1. Искать месторождения следует без привязки к зрелым материнским толщам.
2. Крупные залежи УВ могут формироваться не за миллионы лет, а за десятилетия.

Доказательства в пользу органической теории

1. Биомаркеры нефти – содержащиеся в ней тяжёлые углеводородные молекулы, которые по структуре сходны с известными сложными молекулами живого вещества и, по-видимому, из них и образовались, т.е. представляют собой их «останки». Анализ состава нефти по биомаркерам позволяет классифицировать нефти различных месторождений и пластов по их происхождению, устанавливать их соответствие нефтям конкретных нефтегазоматеринских толщ. Для определения биомаркеров нефти используется метод газовой хроматографии (разделение смеси, основанное на различной растворимости компонентов в жидкости или различной стабильности образующихся компонентов).



[Д. Юлмухаметов. Геология и происхождение нефти. 2015.

А.Е. Чемоданов и др. Групповой состав нефти и методы его изучения. 2018]

Пример сопоставления

[Б. Тиссо, Д. Вельте. «Образование и распространение нефти». 1981. Стр. 440]

Газовая хроматограмма нефти из залежи



Газовая хроматограмма нефти из материнской породы

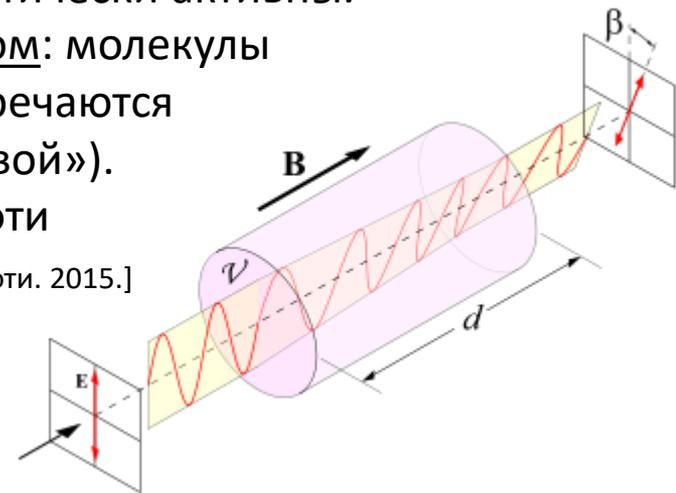
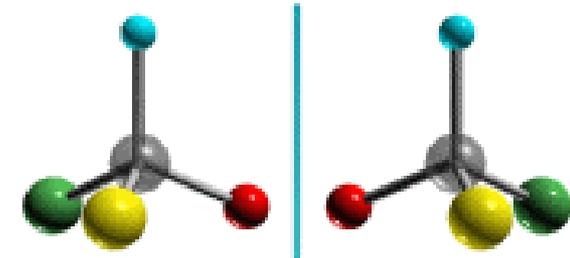


Доказательства в пользу органической теории

2. Оптическая активность – способность вещества вращать плоскость поляризации проходящего через неё света. Это свойство связано с асимметричным строением молекул вещества.

Обычное вещество содержит одинаковое количество «правых» и «левых» молекул; однако живая природа, по не вполне ясным причинам, строит белки и другие соединения только из одного типа молекул. Вследствие этого вещества биологического происхождения – оптически активны.

Нефть также является оптически активным веществом: молекулы некоторых сложных углеводородов в её составе встречаются только в одной из конфигураций («правой» или «левой»). Это сильнейший довод в пользу происхождения нефти из живой материи. [Д. Юлмухаметов. Геология и происхождение нефти. 2015.]



Важное уточнение

Эти два доказательства надёжно опровергают неорганическую теорию в её «чистом» виде, однако оставляют открытым вопрос о возможном **совмещении двух теорий**: органическая основа плюс (периодическая?) подпитка за счёт поступления углеводородов (газов?) из мантии по глубинным разломам.

Примеры «разоблачений» в интернете

1. «Запасы Ромашкинского нефтяного месторождения, *по предварительной оценке, составляли 710 млн тонн нефти. В настоящий момент из него уже выкачано 3 млрд тонн, то есть в четыре раза больше, чем предполагалось. Причем по мере разработки месторождения **качество нефти улучшается**, что является парадоксом*».

Пояснение: предварительная оценка запасов месторождения может произвольным образом отличаться от истинной как в сторону их завышения, так и в сторону занижения. Что касается улучшения качества нефти, на многопластовых месторождениях постепенное изменение плотности и других параметров добываемой нефти является неизбежным процессом, связано оно с изменением во времени вклада разных пластов в суммарную добычу (если свойства нефти различаются в разных пластах, что встречается очень часто).

2. «В 2009 году было открыто крупное месторождение в Мексиканском заливе. Скважина пробурена с морской платформы до глубины 10 685 м, при этом глубина воды на этом участке составляет 1260 м. **В таких условиях** нефть не могла сохранять свой состав длительное время по причине слишком высоких термобарических условий. Нефтематеринских пород **на такой глубине** тоже нет. Но откуда тогда нефть?»

Пояснение: критическое значение имеет не глубина, а температура. В данном районе (речь идёт о месторождении Tiger) имеет место пониженный температурный градиент, в результате чего температура продуктивного пласта составляет порядка 130 °С. Это высокая температура, но вполне допускающая существование нефтяной залежи (см. слайд 78). Подробнее данный вопрос рассмотрен в работе J.P. Malbrough “Petroleum Play Study of the Keathley Canyon Gulf of Mexico”, 2015.

Понятие природного резервуара

Резервуар – природное геологическое тело, внутри которого возможна циркуляция флюида. Резервуар состоит из нефтегазопроводящей породы-коллектора и непроницаемых пород-флюидоупоров [т.е. не только крышка!).

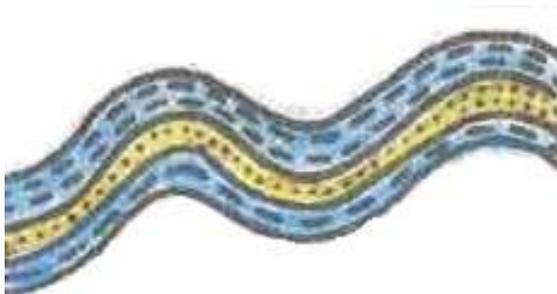
Различают три основных типа природных резервуаров:

1) пластовые; 2) массивные; 3) экранированные.

Экранирование может быть **литологическим, тектоническим, стратиграфическим.**

Справочно: фр. **reservoir** –местилище; лат. **reservo** –сберегаю; англ. **reservoir** –коллектор.

пластовый

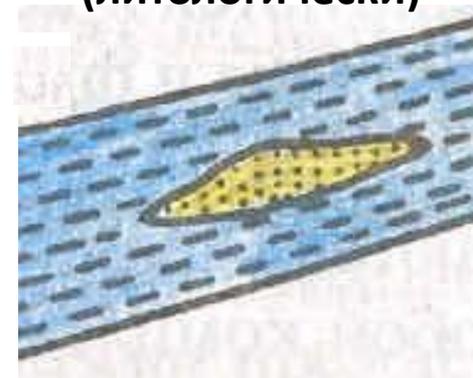


 – глина

массивный



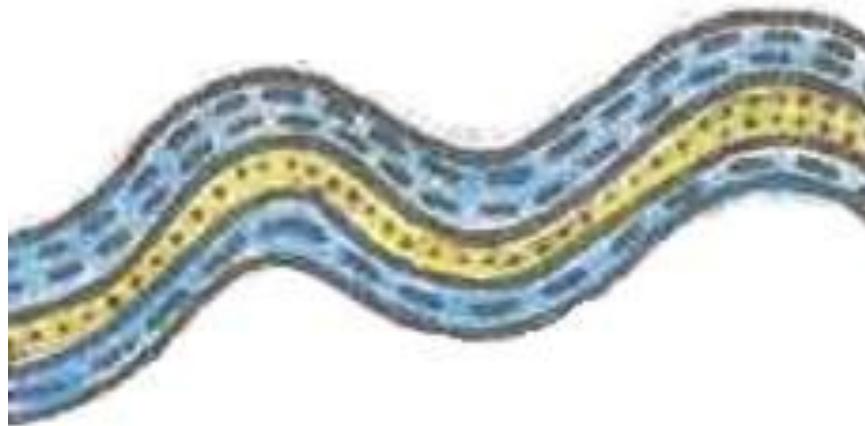
**экранированный
(литологически)**



Пластовые резервуары

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

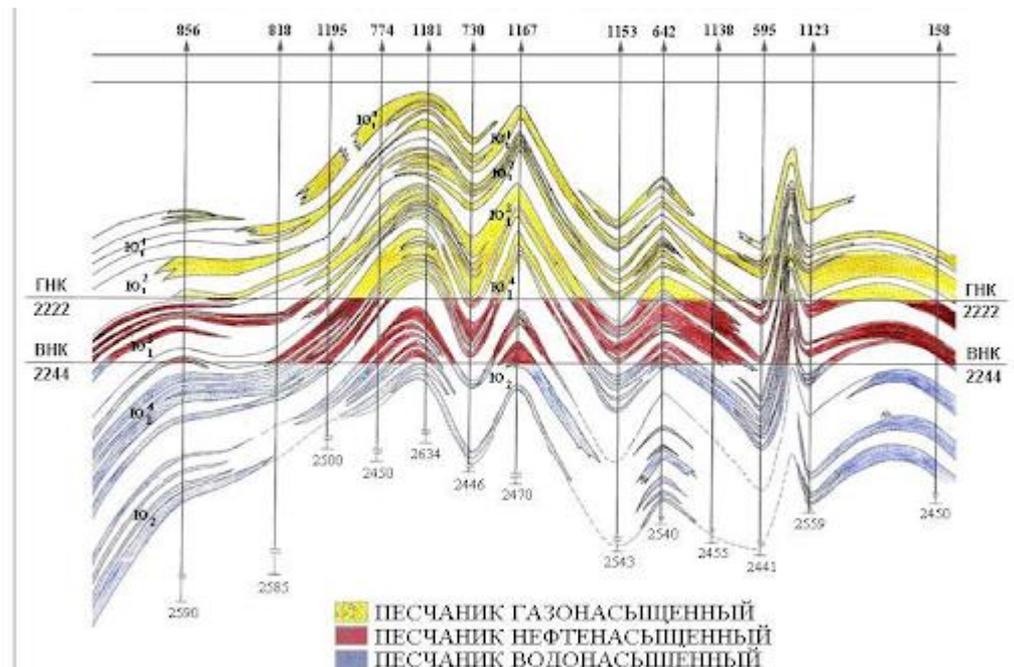
Могут быть сложены как карбонатными, так и терригенными образованиями. Часто содержат отдельные линзовидные прослойки непроницаемых пород в толще основного горизонта, что делает их неоднородными по строению как в вертикальном направлении, так и в горизонтальном (на схеме ниже изображён однородный пласт, без прослоев неколлектора).



Массивные резервуары

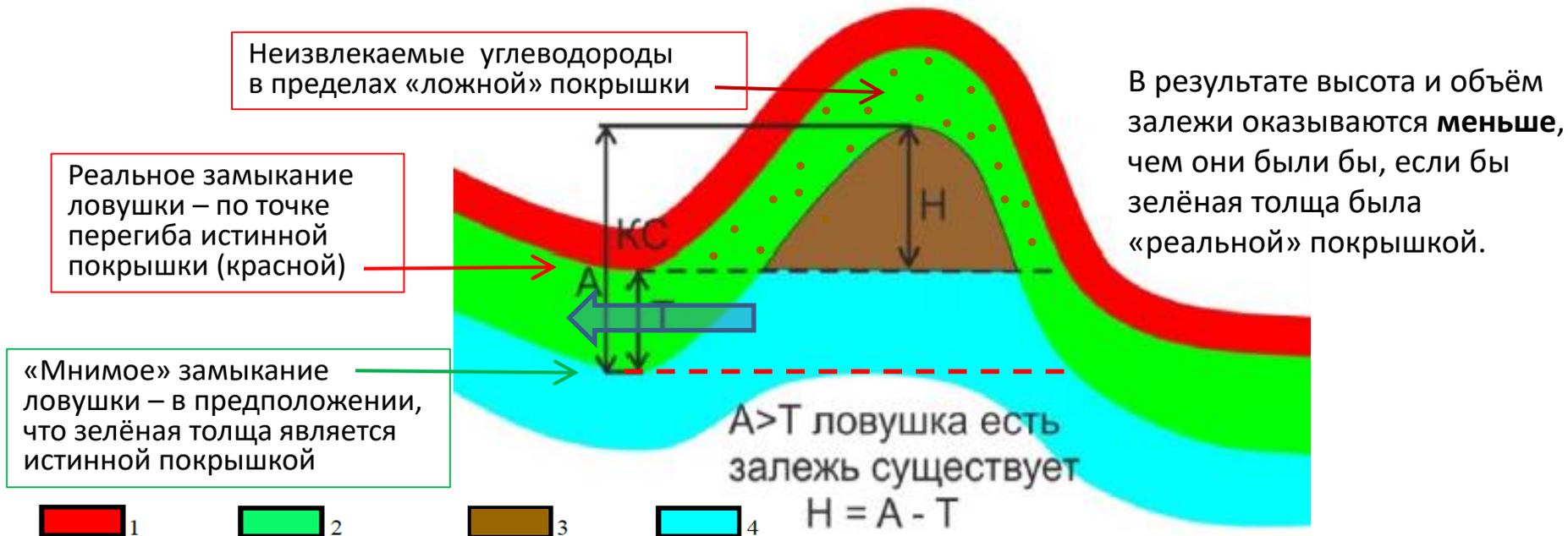
Массивные резервуары представляют собой мощную (до нескольких сот метров) толщу пластов-коллекторов (поровых, кавернозных, трещиноватых), различного или одинакового литологического состава.

В толще пластов-коллекторов могут быть непроницаемые прослои, однако все пласты проницаемых пород сообщаются, образуя единую гидродинамическую систему (единый природный резервуар). Над толщей пород-коллекторов залегает мощная толща непроницаемых пород-покрышек.



«Ложные» покрышки (трёхслойные резервуары) (1/2)

Трёхслойный природный резервуар состоит из пласта-коллектора, флюидоупора и разделяющей их промежуточной толщи, которая с промышленовой точки зрения является неколлектором, но всё же является достаточно проницаемой для рассеяния нефти и газа. Такую толщу называют «ложной» покрышкой. (Её можно было бы охарактеризовать ещё как «полуколлектор»: способна *вместать* углеводороды, но практически неспособна *отдавать*.)



A – амплитуда локальной антиклинали по подошве ложной покрышки (мнимая высота залежи); T – толщина ложной покрышки; H – высота залежи УВ; $H = A - T$ – реальная высота залежи; КС – критическая седловина; **1 – истинная покрышка; 2 – ложная покрышка**; коллекторы: 3 – продуктивные, 4 – водоносные;

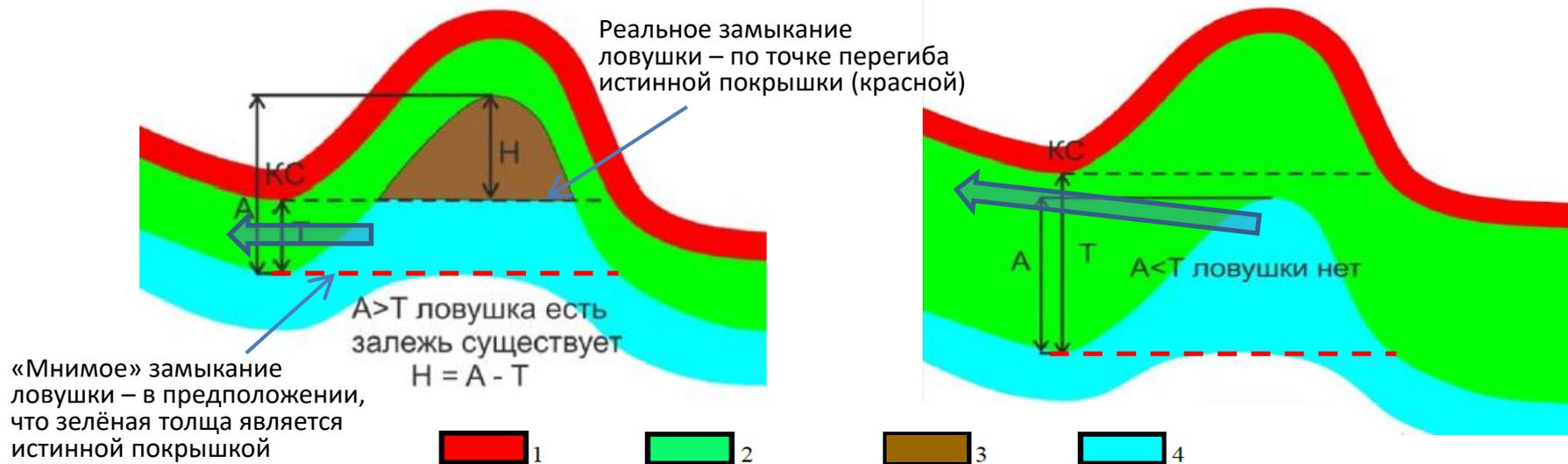
← «побег» нефти (или газа) из нижней части ловушки, для которой отсутствует реальная покрышка (точнее говоря, УВ просто не могли там накапливаться).

«Ложные» покрывки (трёхслойные резервуары) (2/2)

А – амплитуда локальной антиклинали по подошве ложной покрывки;

Т – толщина ложной покрывки; Н – высота залежи УВ; КС – критическая седловина;

1 – истинная покрывка; 2 – ложная покрывка; коллекторы: 3 – продуктивные, 4 – водоносные



Если мощность промежуточной толщи превышает амплитуду локальной структуры (иными словами, кровля пласта-коллектора на своде антиклинального поднятия залегает ниже кровли промежуточной толщи в седловине), то структура не будет заполнена УВ.