



Российский государственный университет нефти и газа
(национальный исследовательский университет)
имени И.М. Губкина
Центр инновационных компетенций (ЦИК)

*Программа профессиональной переподготовки
«Способы разработки нефтяных месторождений с низкопроницаемыми
коллекторами»*

«Геологические аспекты проблемы трудноизвлекаемых запасов»

Преподаватель:

*Доцент, кандидат геолого-минералогических наук,
кафедра теоретических основ поисков и разведки
нефти и газа
Милосердова Людмила Вадимовна*

Москва 2017 год



- 1. Общая характеристика трудноизвлекаемых запасов**
- 2. Основные способы увеличения нефтеотдачи**
 - а) Методы EOR**
 - б) Методы IOR**
- 3. Технологические и экзотические методы**

- 4. Улучшение геологической модели**
 - а) Повышение детальности сейсмических методов**
 - б) Аэрокосмические методы**
 - в) Изучение планетарной трещиноватости (регматической сети разрывов)**

ВРЕМЕННЫЕ КРИТЕРИИ ОТНЕСЕНИЯ ЗАПАСОВ НЕФТИ К КАТЕГОРИИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ

Трудноизвлекаемыми следует считать запасы, экономически эффективная (рентабельная) разработка которых может осуществляться только с применением методов и технологий, требующих повышенных капиталовложений и эксплуатационных затрат по сравнению с традиционно используемыми способами.

- 1. запасы всех типов залежей и месторождений, извлекаемые с применением термических методов или закачки реагентов, обеспечивающих смешивающееся вытеснение нефти;**
- 2. запасы подгазовых частей тонких (менее 3 метров) нефтяных оторочек;**
- 3. запасы периферийных частей залежей, имеющих нефтенасыщенные толщины, менее предельных для экономически рентабельного разбуривания сетью эксплуатационных скважин.**

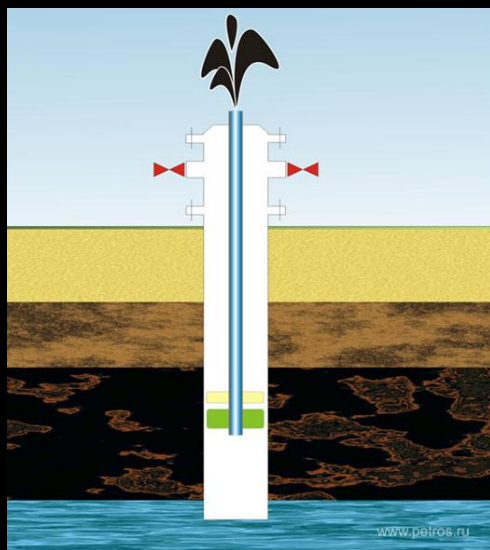
Отнесение запасов к трудноизвлекаемым по вышеперечисленным признакам производится на основании геолого - экономической экспертизы ГКЗ МПР России на представляемое недропользователем технико - экономическое обоснование, на которое получены положительные заключения соответствующего субъекта Федерации и Минтопэнерго России.

Решение об отнесении запасов к трудноизвлекаемым принимается Министерством природных ресурсов Российской Федерации по согласованию с Министерством экономики Российской Федерации.

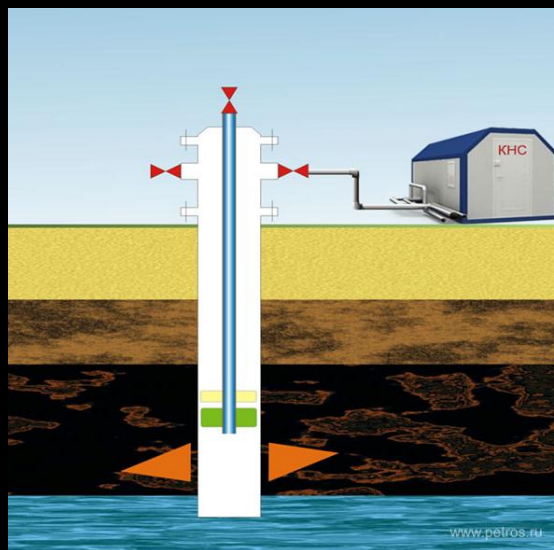
Трудноизвлекаемые запасы

Классы	Виды
Аномальных нефтей и нефтяных газов 	Вязкость нефти <30 спз Газовый фактор 200 м ³ /т Наличие H ₂ S, CO ₂
Неблагоприятных коллекторов    	Проницаемость <0,05 мкм Два, или более типа коллектора с пористостью и проницаемостью, различающихся на 2 порядка Прерывистые K<0,6, расчлененные >3 Терригенные пласты нефтенасыщенной мощностью <2 м, карбонатные <4 м Начальная нефтенасыщенность <55%, глинистость >2%
Контактных зон	<i>Нефть – вода нефтенасыщенная мощность <3 м</i> <i>Нефть-газ мощность газонасыщенной части пласта в 3 раза больше мощности нефтенасыщенной части</i>
Факторов, осложняющих бурение скважин и добычу нефти 	<i>Глубина 4000 и более м</i> <i>Пластовая температура >100°C и <30°C</i> <i>Аномально высокое пластовое давление (K_{ан} = 1,7) и аномально низкое (K_{ан} = 0,7)</i>

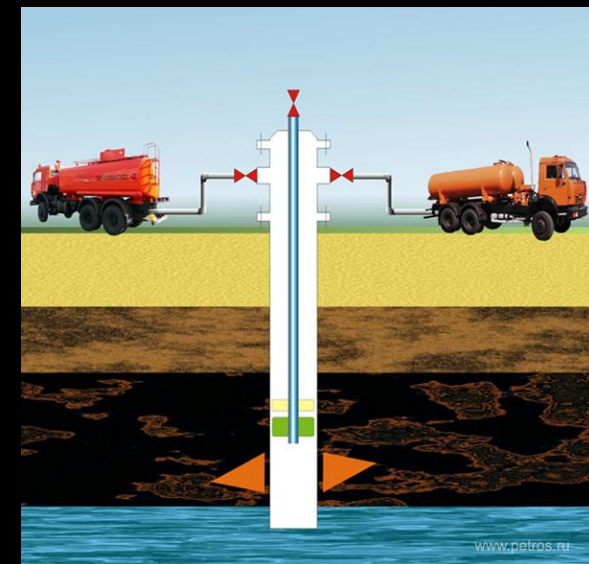
Способы добычи



**Естественная
энергия пласта**



Закачка воды/газа



Применение МУН

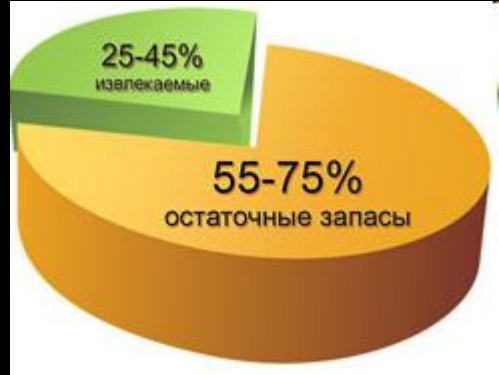
**Четыре класса
трудноизвлекаемых запасов с
различными причинами
трудностей извлечения.
Разные причины диктуют
разные подходы.
Однако, есть универсальные
способы увеличения
нефтеотдачи**

Структура запасов нефти в России

Соотношение извлекаемых и остаточных запасов нефти



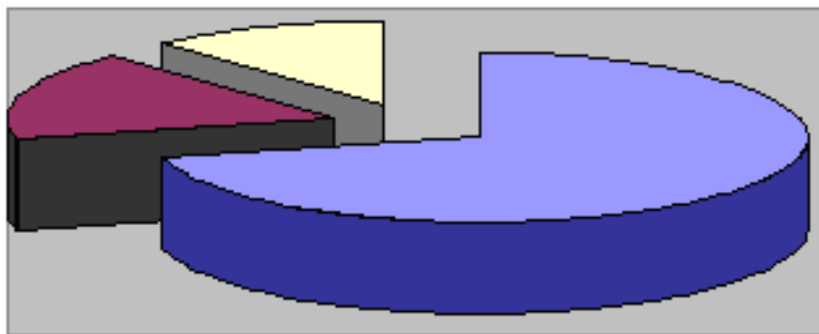
■ Активные запасы
■ Трудноизвлекаемые запасы



Важность проблемы

Трудноизвлекаемые запасы нефти категорий АБС₁ России

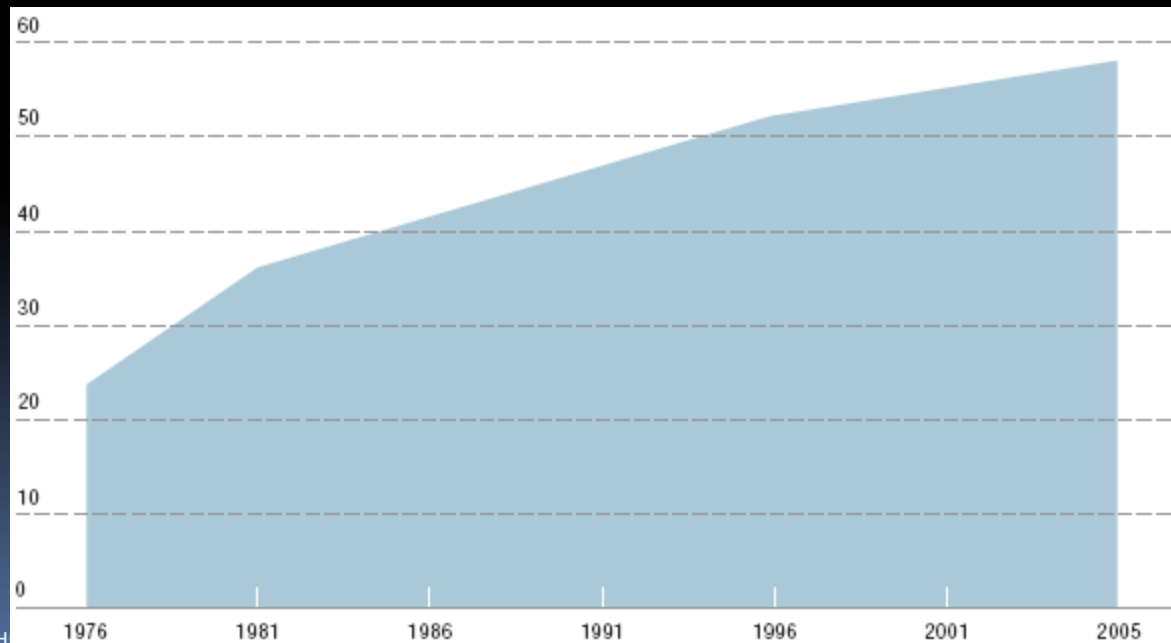
Трудноизвлекаемые группы запасов	Доля текущих извлекаемых запасов, %	Коэффициент нефтеотдачи, %		Степень выработанности извлекаемых запасов
		Текущий	Пректный	
Высоковязкие нефти	17	5	25	23
Подгазовые зоны залежи	12	6	27	22
Низкопроницаемые коллектора	71	5	28	18
Всего	100			



- Низкопроницаемые коллектора
- Высоковязкие нефти
- Подгазовые зоны нефтегазовой залежи

Пропорции трудноизвлекаемых запасов

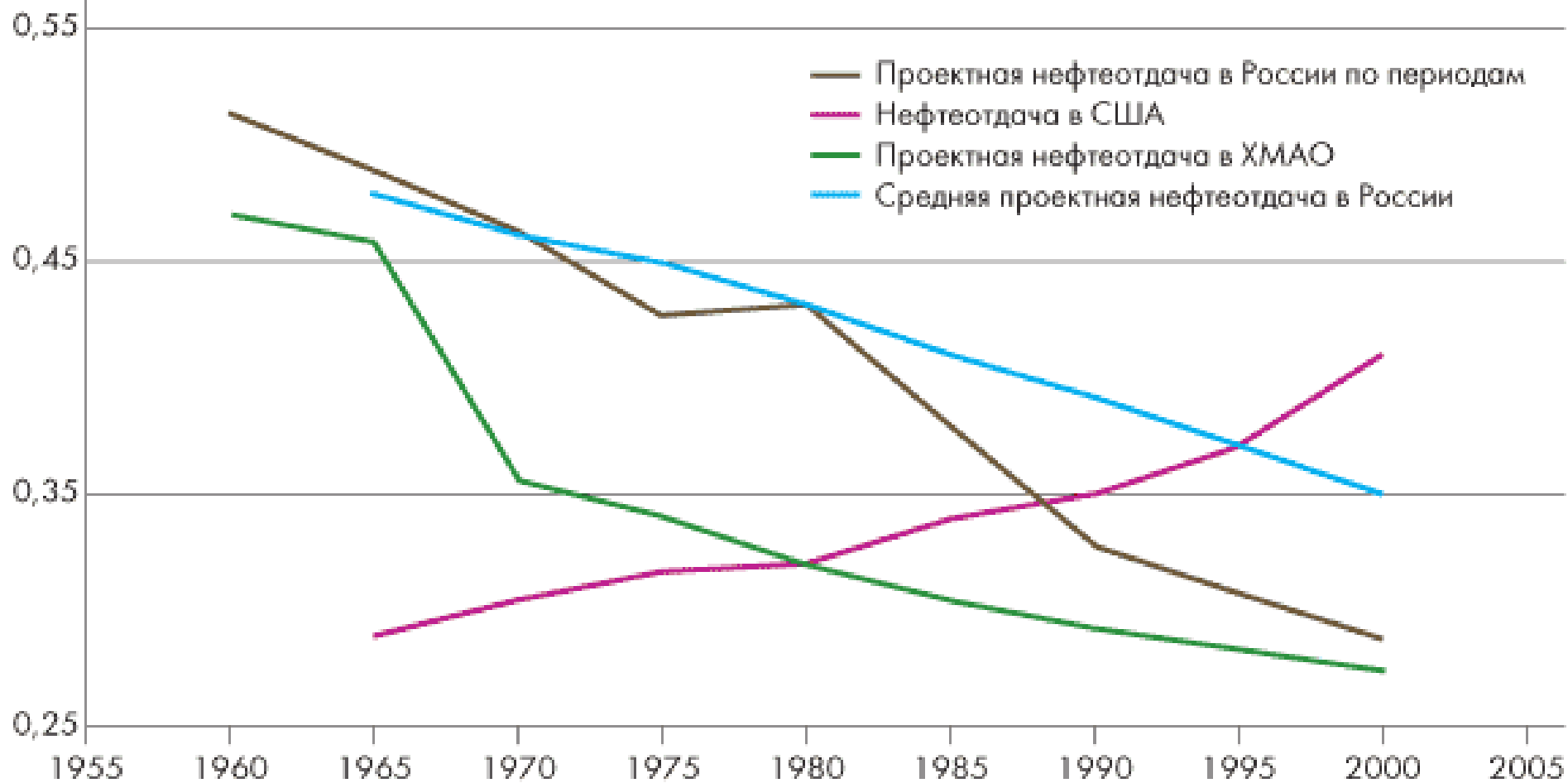
Рост доли
трудноизвлекаемых
запасов нефти в
России



Трудн

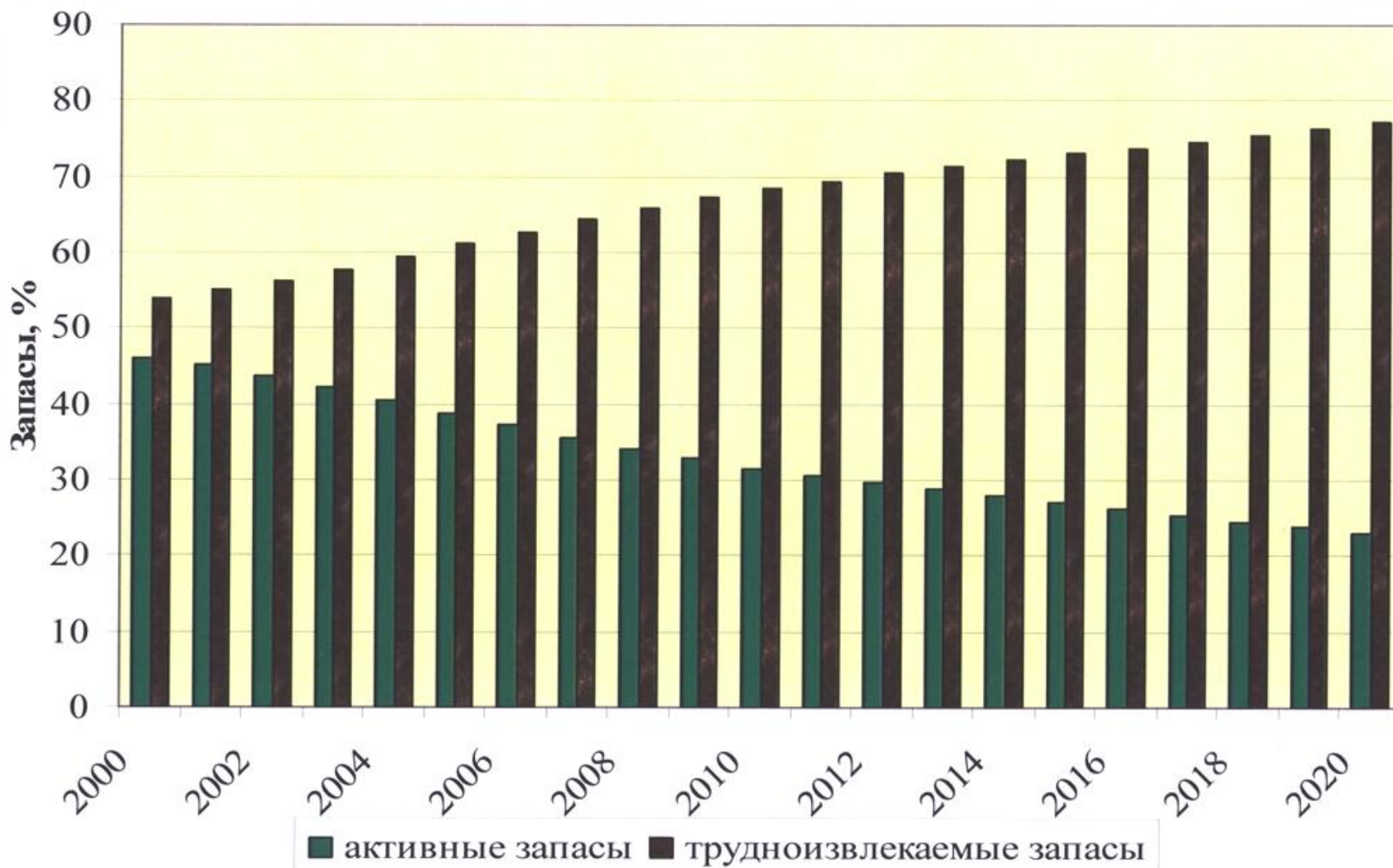
ДИНАМИКА ДОЛИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ В РОССИИ В 1976-2005 ГОДАХ (%) ИСТОЧНИК: RUSENERGY.

Коэффициент нефтеотдачи, д. ед.



Динамика нефтеотдачи в России и США

Динамика структуры запасов нефти





Как увеличить нефтеотдачу? (и не разориться)

Воздействие на
пласт

Увеличение
числа и вида
скважин и их
призабойных

зон

Улучшение
геологической
модели

Стимулировать нефтеотдачу воздействием на пласт значит усилить действие факторов, определяющих естественный режим добычи, или заменить этот режим на искусственный



Методы воздействия на нефтяной объект с целью улучшения нефтедобычи:

- **EOR (Enhanced Oil Recovery) = МУН.**

К этому термину в основном относятся методы, которые основаны на применении вытесняющих агентов, отличных от воды (тепловые, газовые, химические и микробиологические методы), а также (в России) гидродинамические методы повышения нефтеотдачи пласта (ПНП) при заводнении.

- **IOR (Improved Oil Recovery).**

Термин включает скважинные технологии и другие методы воздействия, приводящие к интенсификации нефтедобычи и косвенно к увеличению нефтеотдачи (горизонтальные скважины, гидроразрыв пласта, технологии обработок призабойной зоны пласта).

Физико-химические методы

основаны на создании внутрипластовых оторочек химических композиций (суммарный объем воздействия более 1 % порового объема участка-элемента):

- вытеснение нефти растворами ПАВ;
- вытеснение нефти растворами полимеров и другими загущающими агентами;
- вытеснение растворителями, включая мицеллярные растворы;
- вытеснение нефти щелочными растворами (включая ПАВ - щелочь);
- вытеснение нефти кислотами;
- комбинированное воздействие;
- регулирование внутрипластовых фильтрационных потоков (включая многообъемные осадкогелеобразующие композиции).
- газовые методы

Полимеры

(чаще всего раствор полиакриламида),

Повышает вязкость воды, уменьшая относительную вязкость пластовой нефти. Это увеличивает устойчивость раздела между водой и нефтью (фронта вытеснения), что способствует улучшению вытесняющих свойств воды.

Рекомендуется при разработке залежей с повышенной вязкостью (10-50 мПа·с), на начальных стадиях разработки при низкой обводненности, потому что при фильтрации раствора в обводненной пористой среде пород происходит адсорбция полимера на стенках пор

Ограничения: проницаемость $< 0,1 \text{ мкм}^2$, глинистость коллекторов не более 8-10%, T° не выше 80°

Щелочей каустическая или кальцинированная сода, аммиак, силикат натрия

При взаимодействии щелочи с органическими кислотами нефти образуются поверхностно-активные вещества, улучшающие смачиваемость породы и отмывающие свойства воды

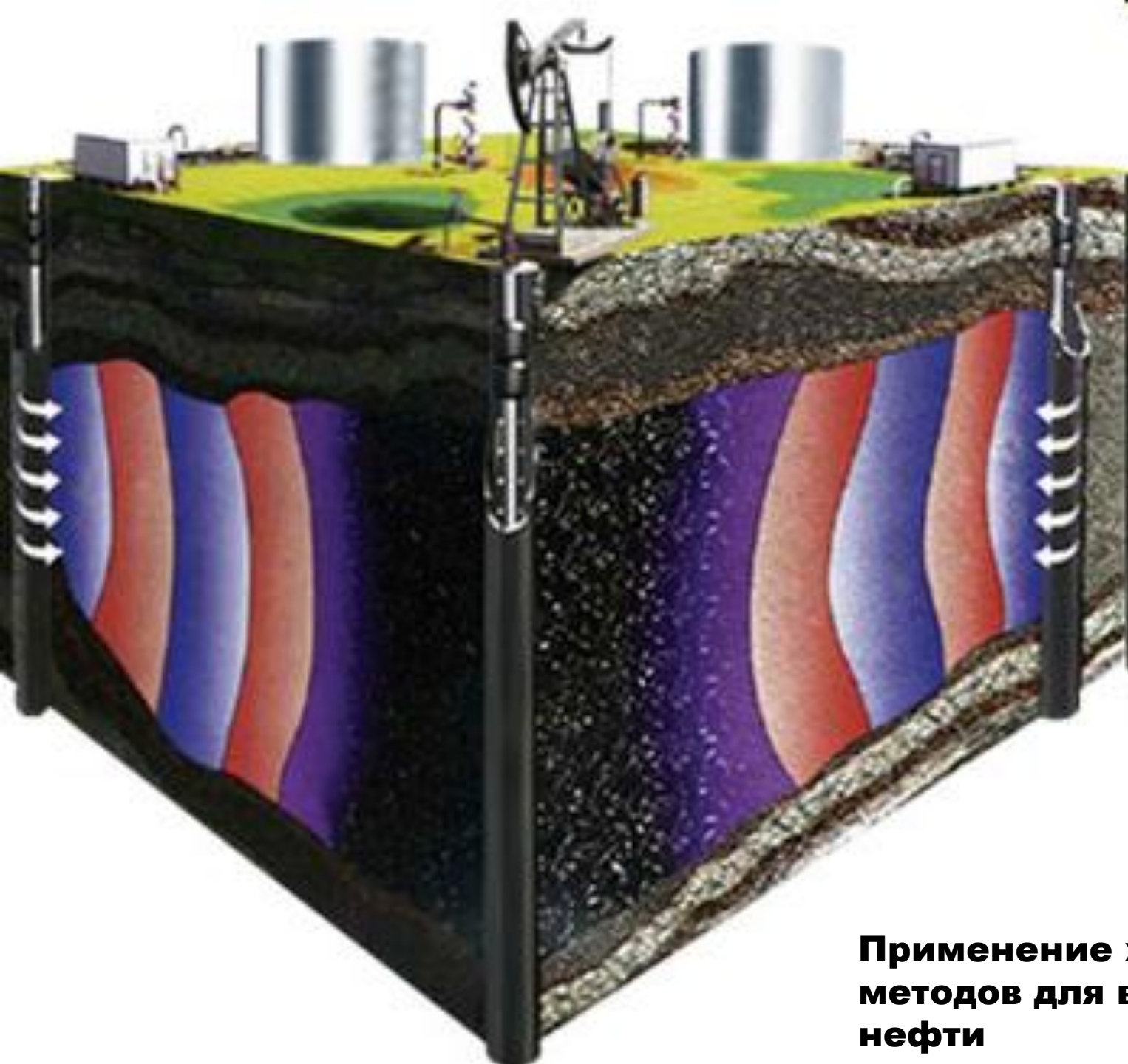
Метод наиболее эффективен в малоглинистых гидрофобных коллекторах

Поверхностно-активные вещества (ПАВ)

Улучшение смачиваемости

Рекомендуется при повышенной гидрофобности коллекторов, с начала разработки (из-за высокой адсорбционной способности коллекторов в водонасыщенных пластах). С повышенной вязкостью (10-30 мПа·с), проницаемостью > 0,03 мкм²

Ограничения – рекомендуется применять при глинистости не более 8-10%, T° не выше 70°



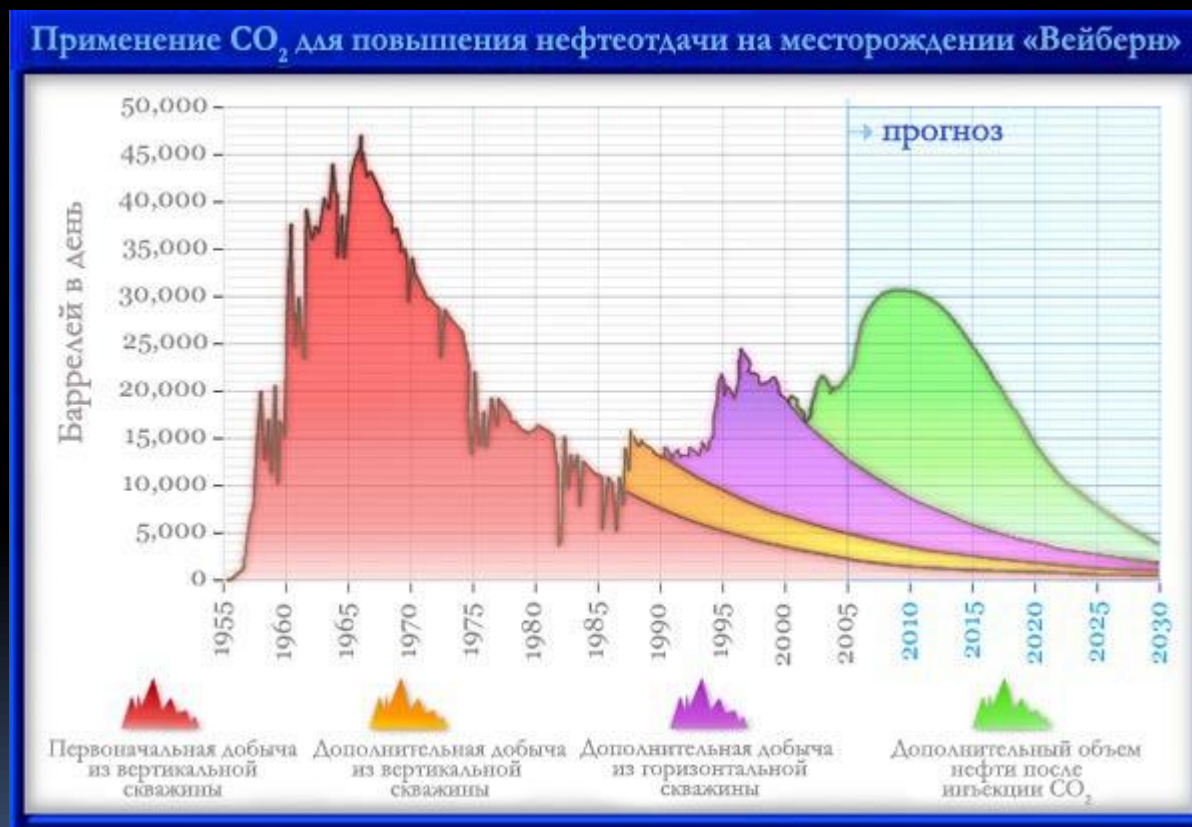
Применение химических методов для вытеснения нефти

Смешивающего вытеснения

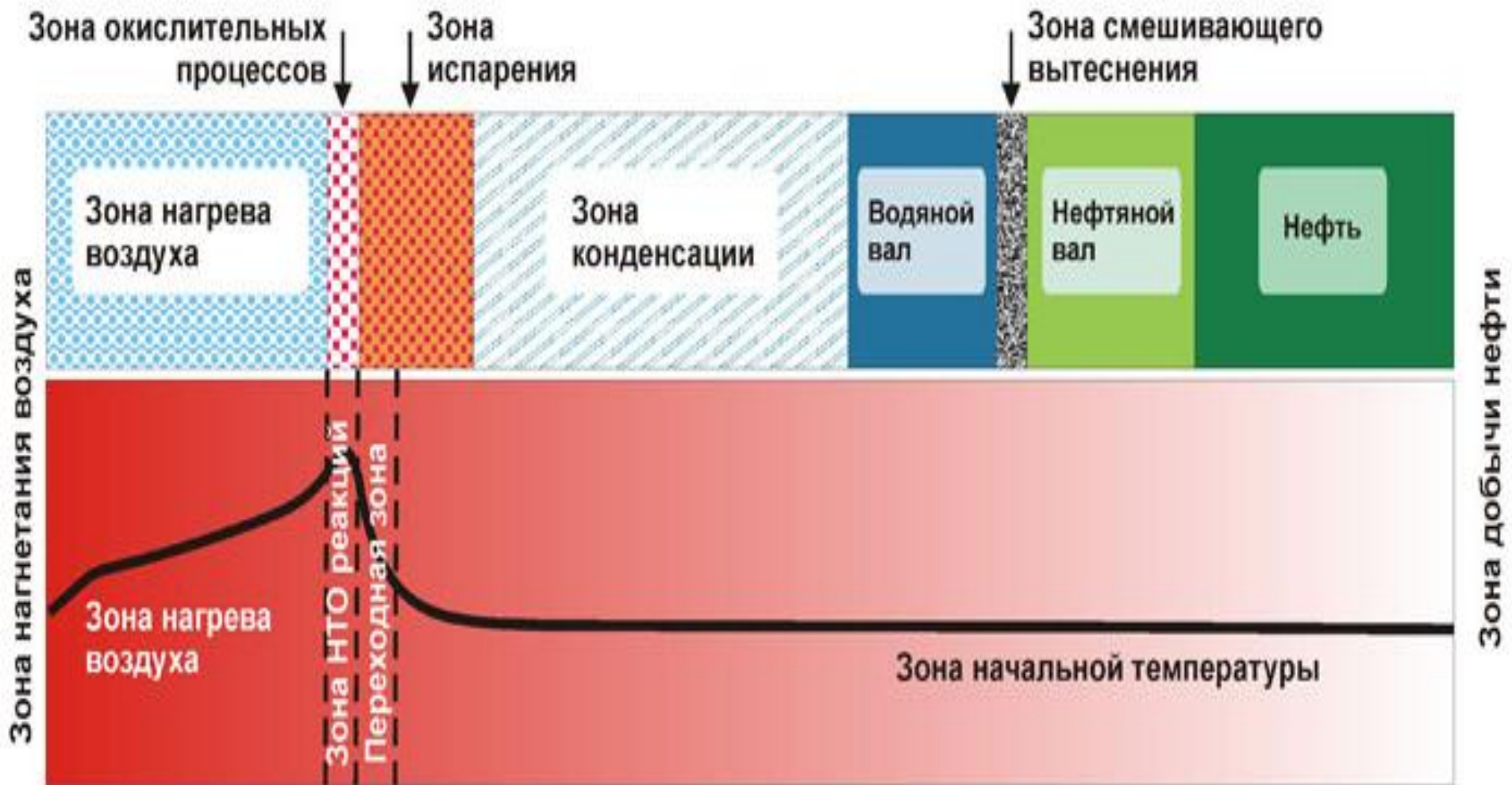
вытеснение нефти смешивающимися с ней агентами

Двуокись углерода, или ее водный раствор	Углекислота растворяется в нефти, увеличивая ее объем в 1,5 - 1,7 раза, снижается вязкость нефти	Рекомендуется на поздних стадиях разработки, так как не адсорбируется на стенках пустот. При высоких давлениях улучшается 8-14 МПС	Вязкостью $\leq 10-15$ мПас, при большей вязкости смешиваемость с нефтью ухудшается
Сжиженные нефтяные газы (пропан)	Углекислота растворяется в нефти, увеличивая ее объем в 1,5 - 1,7 раза, снижается вязкость нефти	Рекомендуется при 8-14 Мпа	
Сухой газ высокого давления	Метан растворяется в нефти, увеличивая ее объем в 1,5 - 1,7 раза, снижается вязкость нефти	Пластовое давление 10 -20 Мпа. Вязкость < 5 мПас, толщина пластов 10-15 м. Проницаемость - низкая при высокой нефтенасыщенности, 60-70%	

Извлечение нефти из пластов с низкой нефтенасыщенностью с применением CO_2



- ♦ 40-45% нагнетаемого CO_2 улавливается и отлагается в пласте
- ♦ 0.25 м^3 нефти добывается за счет нагнетания $1000 \text{ м}^3 \text{ CO}_2$



Механизм вытеснения нефти при закачке воздуха в пласт

Нагнетание воздуха

- Проверенный метод для тяжелых нефтей
- Более чем 50-и летняя история применения
- Внутрипластовое горение традиционно считалось рискованным и небезопасным методом
- Относится к вторичным и третичным методам
- Экономически оправдан даже в случае небольшого проекта

Закачка воздуха в пласты с легкой нефтью

- Повышение давления в пласте и замена метана, на азот или углекислый газ
- Дегазация и выпаривание нефти с помощью генерируемого топочного газа (85% N₂ + 15% CO₂)
- Расширение нефти за счет дымового газа, вытеснение смешивающимися агентами
- Образование нефтяного вала и улучшение эффективности вытеснения
- Снижение вязкости нефти из-за повышения температуры

Дополнительная нефть переходит в подвижное состояние при закачке воздуха, поскольку поры пласта очищаются паром, а далее следует высокотемпературный фронт

Резюме по практике применения на месторождениях легкой нефти

- **Нагнетание воздуха в пласты с легкой нефтью, карбонатные пласты экономически и технически осуществимо**
- **Извлечение увеличивается на 15-17% от начальных запасов**
- **Процесс представляет собой низкотемпературное окисление**
- **Извлечение жидкостей из газа обуславливает основную долю экономического успеха**
- **Пока отсутствует опыт по нагнетанию газа на шельфовых месторождениях**

Нагнетание воздуха на месторождениях с легкой нефтью

- **Повышение давления в пласте**
- **Заменяет метан, азот или углекислый газ**
- **Отгонка легких фракций и испарение нефти**
- **Разбухание, эффекты растворимости**
- **Образование нефтяного вала и улучшение охвата**
- **Уменьшение вязкости нефти с увеличением температуры**

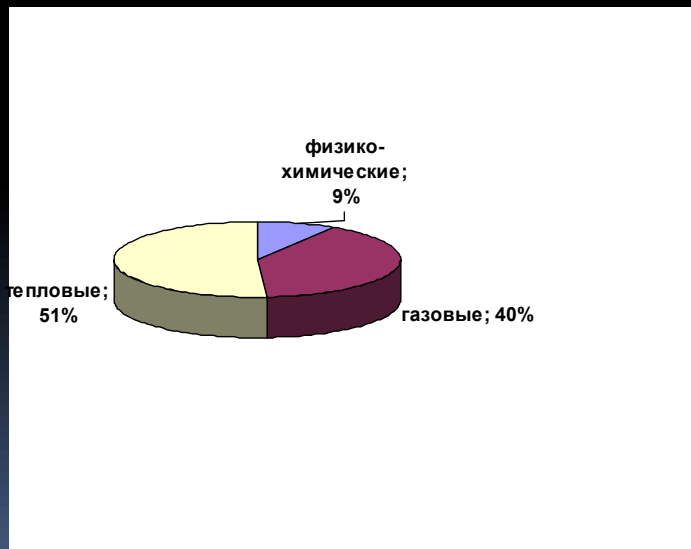
Глубокозалегающие месторождения легкой нефти обычно имеют необходимые условия для самопроизвольного возгорания

Роль газовых методов в увеличении нефтеотдачи

Из всех технологий ПНП (для «обычных» нефтей) максимальный потенциал имеют газовые технологии:

Прирост извлекаемых запасов нефти при внедрении газовых МУН составляет 7-17%

40 % всех проектов МУН в США – газовые методы



- Большинство работ из 60 реализованных в мире проектов являются экономически успешными
- Добыча нефти в мире за счет газовых МУН постоянно увеличивается
- На месторождениях Северного моря начата реализация газовых методов с проектным увеличением нефтеотдачи на 5-10%
- Газовые методы эффективно решают процесс утилизации попутного нефтяного газа

Мицеллярное заводнение

Эмульсия - легкая углеводородная жидкость, и пресная вода; ПАВ - стабилизатор образуют раствор, заполняющий около 10% пустотного пространства, узкую оторочку которого перемещают более широкой оторочкой буферной жидкости (полимер), а ее, в свою очередь - водой

Применяется для извлечения остаточной нефти из заводненных пластов в однородных терригенных коллекторах, не содержащих карбонатного цемента при проницаемости не более 0,1 мкм² и вязкости и 3-20 мПа-с, т.к. при большей вязкости требуется большая вязкость буферной жидкости

Соли разлагают раствор, поэтому вода должна быть пресной с самого начала. Т° не выше 80°

Теплофизические методы

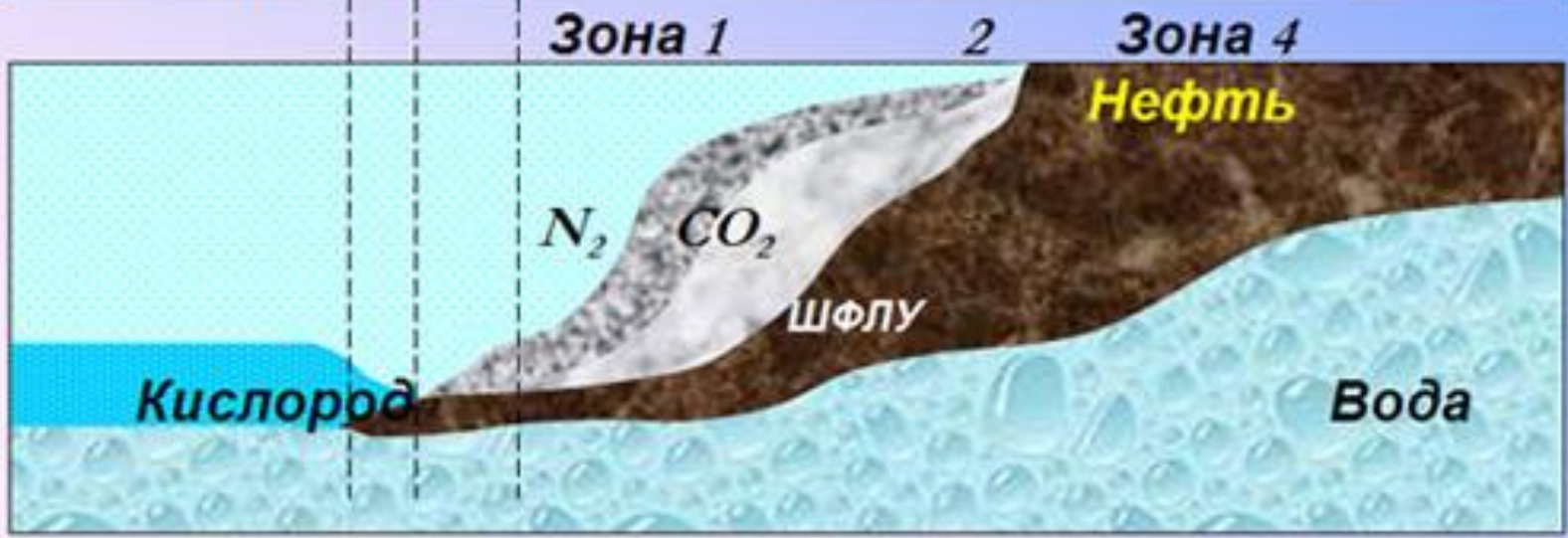
Заключаются в нагнетании в пласты теплоносителей - горячей воды, или пара. Метод применим при высокой вязкости нефти - вплоть до 1000 мПа·с и более.

Оптимальны нефтенасыщенная толщина 10-40 м, высокая (более 0,2) пористость и проницаемость (более 0,5 мкм²).

Обработка горячей водой аналогична обработке паром, однако, применяется при добыче высокопарафинистых нефтей.

Зона нагнетания
воздуха

Зона добычи
нефти



Механизм вытеснения нефти при тепловых МУН

Термохимические методы

- **Сухое прямоточное горение**

Применяется в терригенных коллекторах и требует плотных сеток скважин (2-3 га/скв.).

- **Прямоточное влажное, или сверхвлажное горение**

Режимные методы

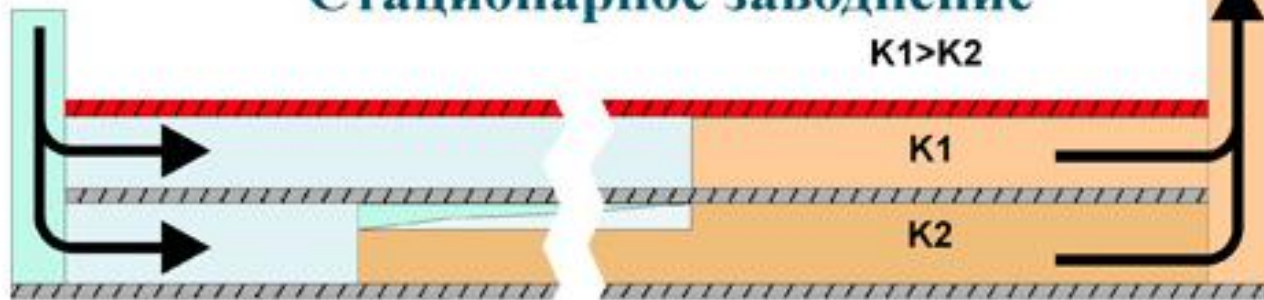
изменение режима пласта:

- форсированный забор жидкости (ФОЖ)
- форсированная закачка жидкости

Давление
закачки

Стационарное заводнение

$K_1 > K_2$

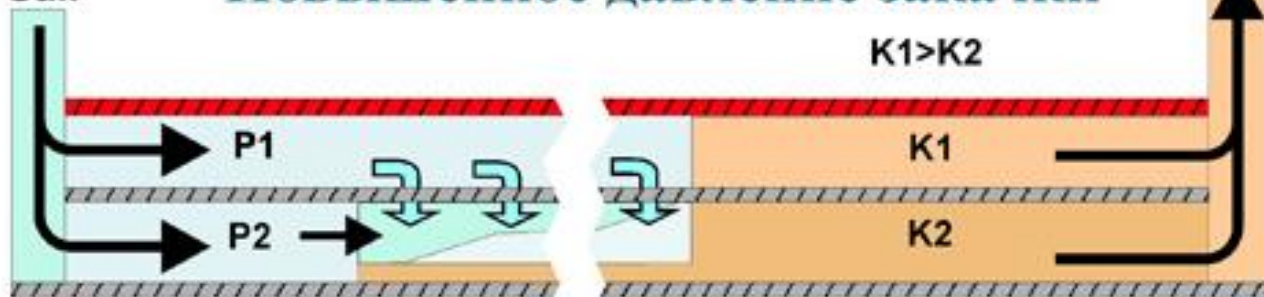


$P_{\text{Зак}}$

Повышенное давление закачки

$K_1 > K_2$

$P_1 > P_2$



$P_{\text{Зак}}$

Пониженное давление закачки

$K_1 > K_2$

$P_1 < P_2$



Механизм циклического воздействия на пласт

Циклическая закачка для улучшения заводнения

- Улучшение заводнения в гетерогенных песчаных резервуарах
- Снижение добычи воды и увеличение добычи нефти
- Циклическая закачка успешно применялась на месторождениях России, США и Китая

Применение циклической закачки в России

	Самарский регион	Татарстан	Западная Сибирь
Период применения	1968-1984	1974-1984	1975-1984
Количество месторождений под циклической закачкой	15	22	17
Доп. добыча, млн. тонн	6.8	8.4	8.0
Снижение добычи воды, млн. куб. м.	Н/Д	25.2	2.8
Снижение закачки воды, млн. куб. м.	Н/Д	Н/Д	4.6

Благоприятные условия для циклической закачки

- Слоистые гетерогенные резервуары
- Трещины
- Сообщение между пластами
- Сжимаемые флюиды
- Проницаемость, зависящая от давления

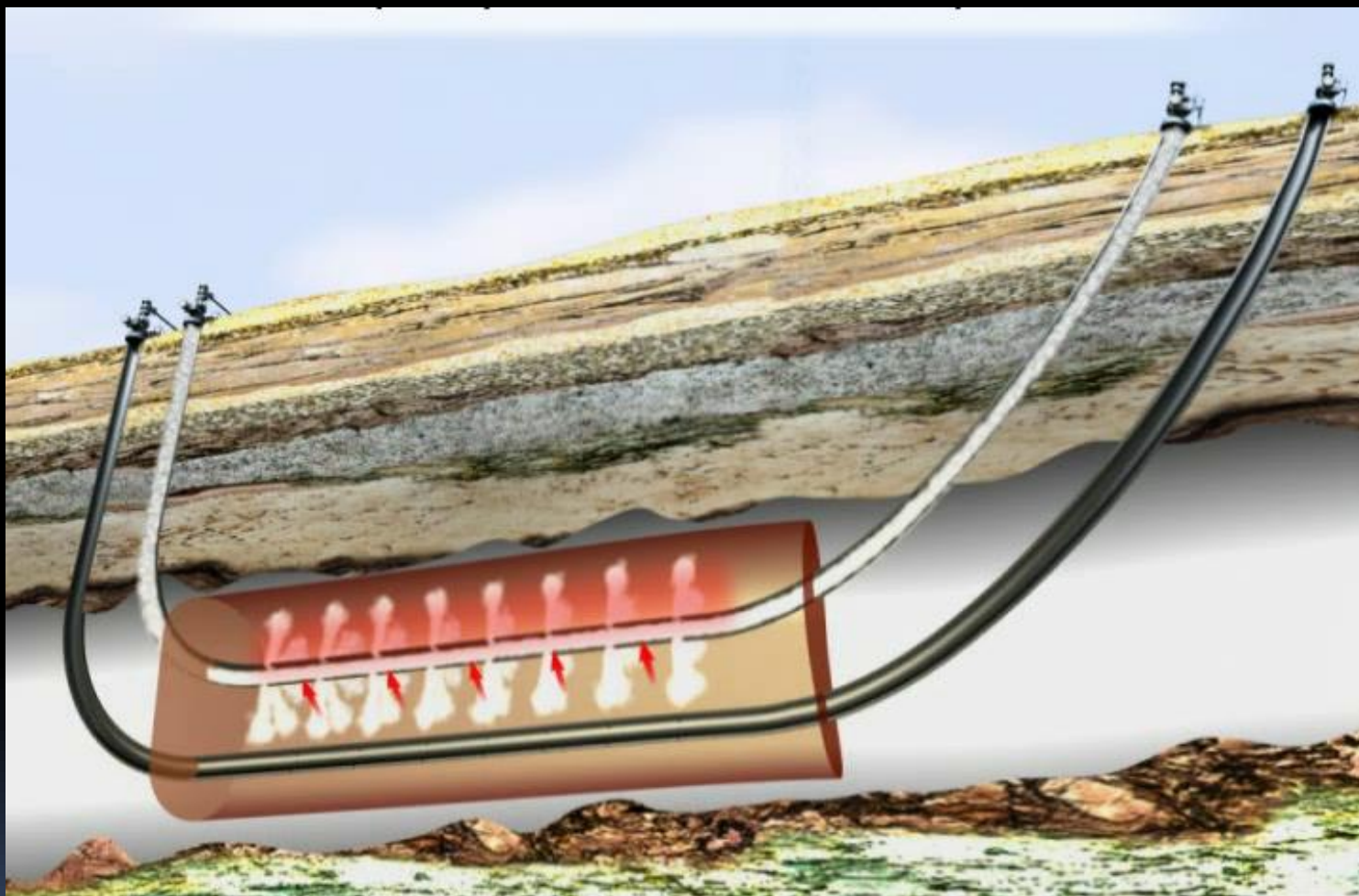
Технологические методы

основываются на циклической закачке различных компонентов - воды и нефти, пара и холодной воды, термополимерное воздействие и другие комбинации.

Биохимические методы

использование специальных культур бактерий которые преобразуют высоковязкие углеводороды с образованием в качестве продуктов их жизнедеятельности менее вязких углеводов или (и газа).

Волновое, электрическое, вибрационное и другие методы воздействия на пласт



Расположение скважин с выходом на поверхность при парогравитационном дренаже

КРИТЕРИИ ВЫБОРА МЕТОДА СТИМУЛЯЦИИ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА

Метод	Тип коллектора	Средний Кпр мД	Глубина фут	Вязкость нефти сП	PLR темп.
Заводнение	любой	>5*	н/о**	<100	н/о **
Несмеш. газ					
УВ	любой	>1000	н/о**	<20	н/о **
CO ₂ , N ₂	любой	>1000	н/о**	<20	н/о **
Смеш. газ					
УВ - высокого давления	любой	все	>5000	<5	н/о **
Обогащенные УВ	любой	все	>3000	<5	н/о **
CO ₂	любой	все	>3000	<10	н/о **
N ₂	любой	все	>6000	<5	н/о **
Термич.методы					
Пар	любой	†	200 to 5000	>20	н/о **
ВПГ	песчаник	†	>1000	NR**	н/о **
Химич.методы					
полимеры	любой	>100	н/о**	<40	<200
щелочи	песчаник	>100	н/о**	<40 [‡]	<200

* М.б. <1 мД в карбонатах; ** н/о - не ограничено; † kh/? >100; ‡ кислотное число >0.2.



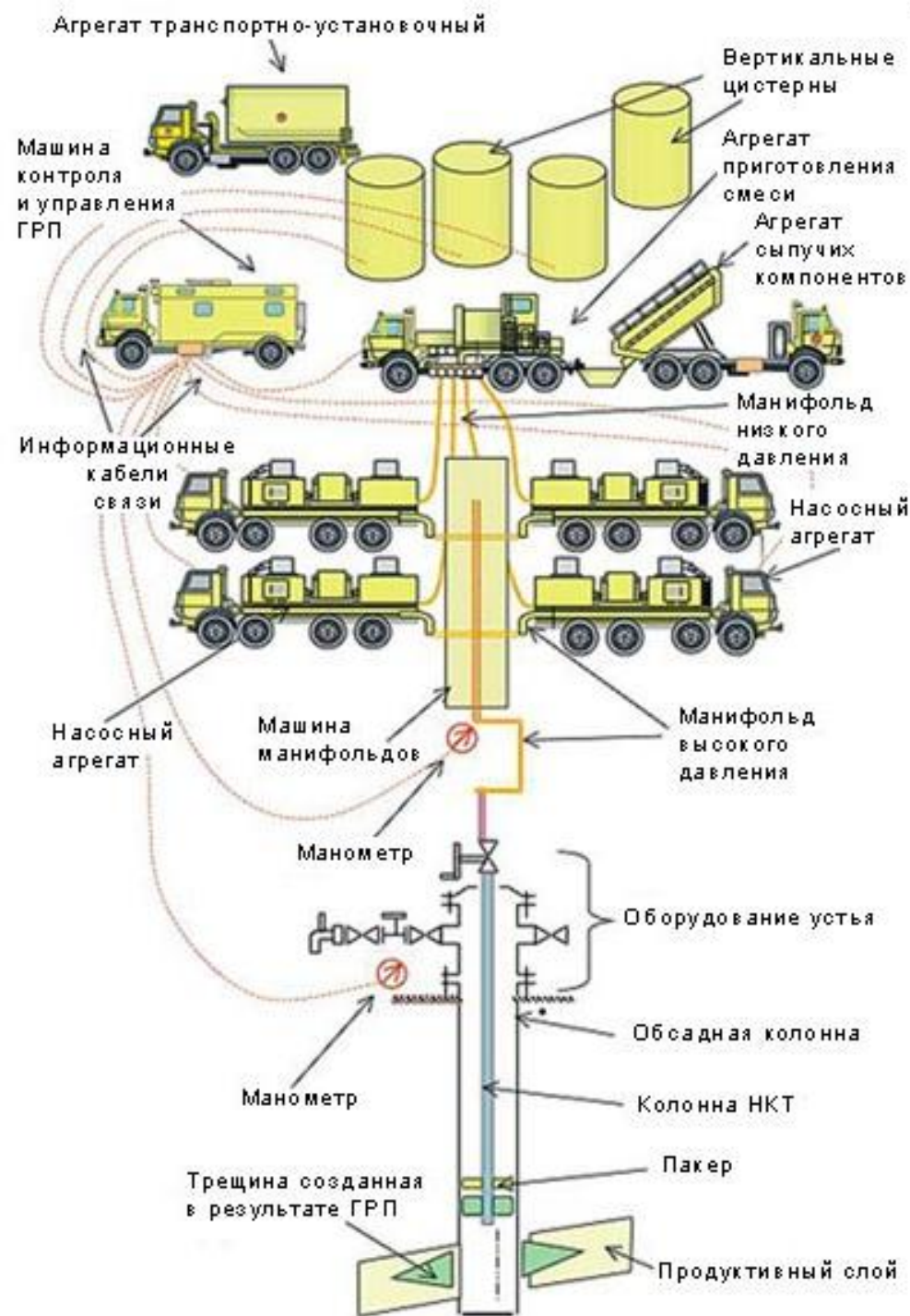
Методы механического разрушения пласта

гидравлический разрыв пласта (ГРП)

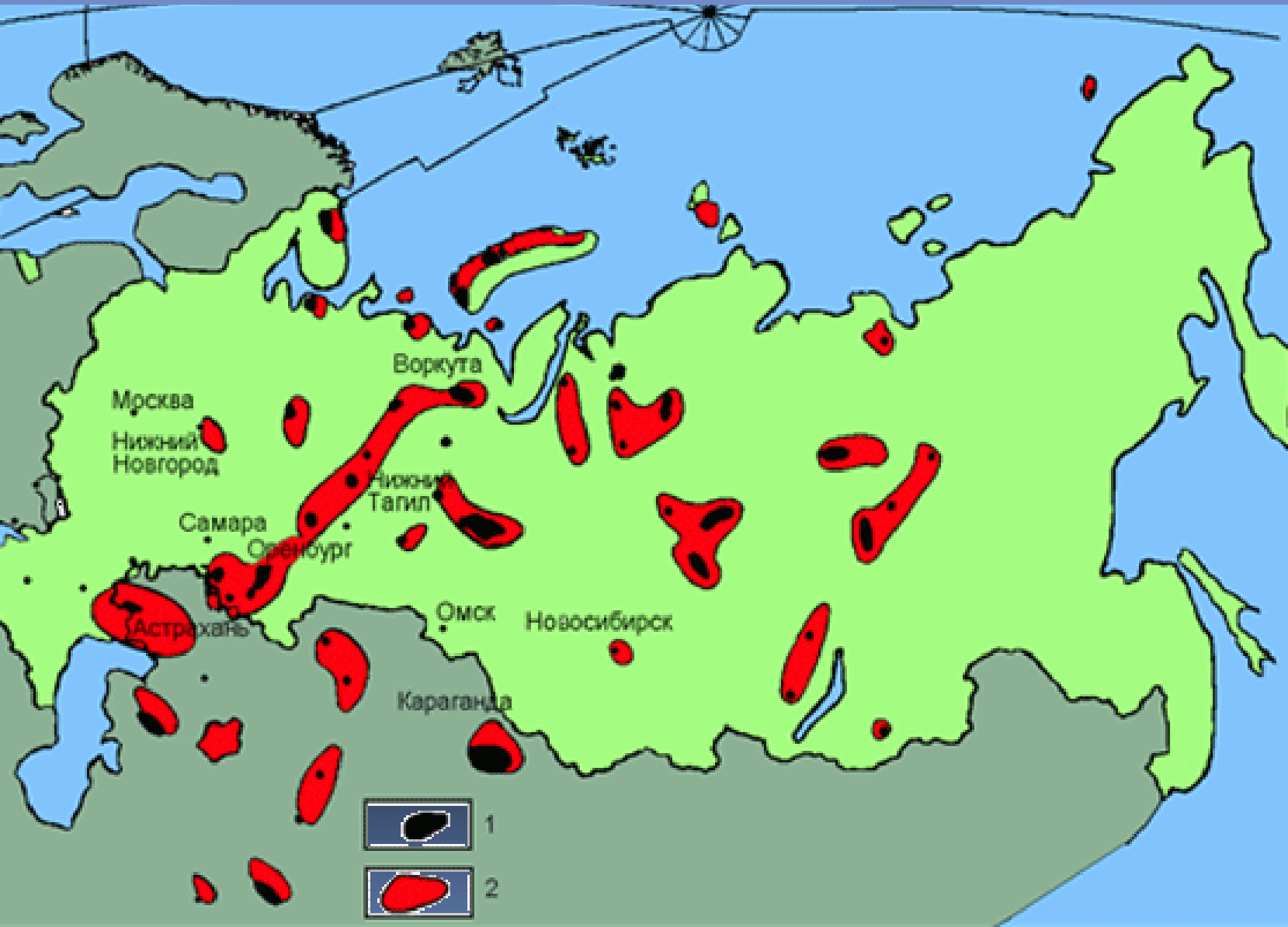
ядерные взрывы



Схема проведения ГРП



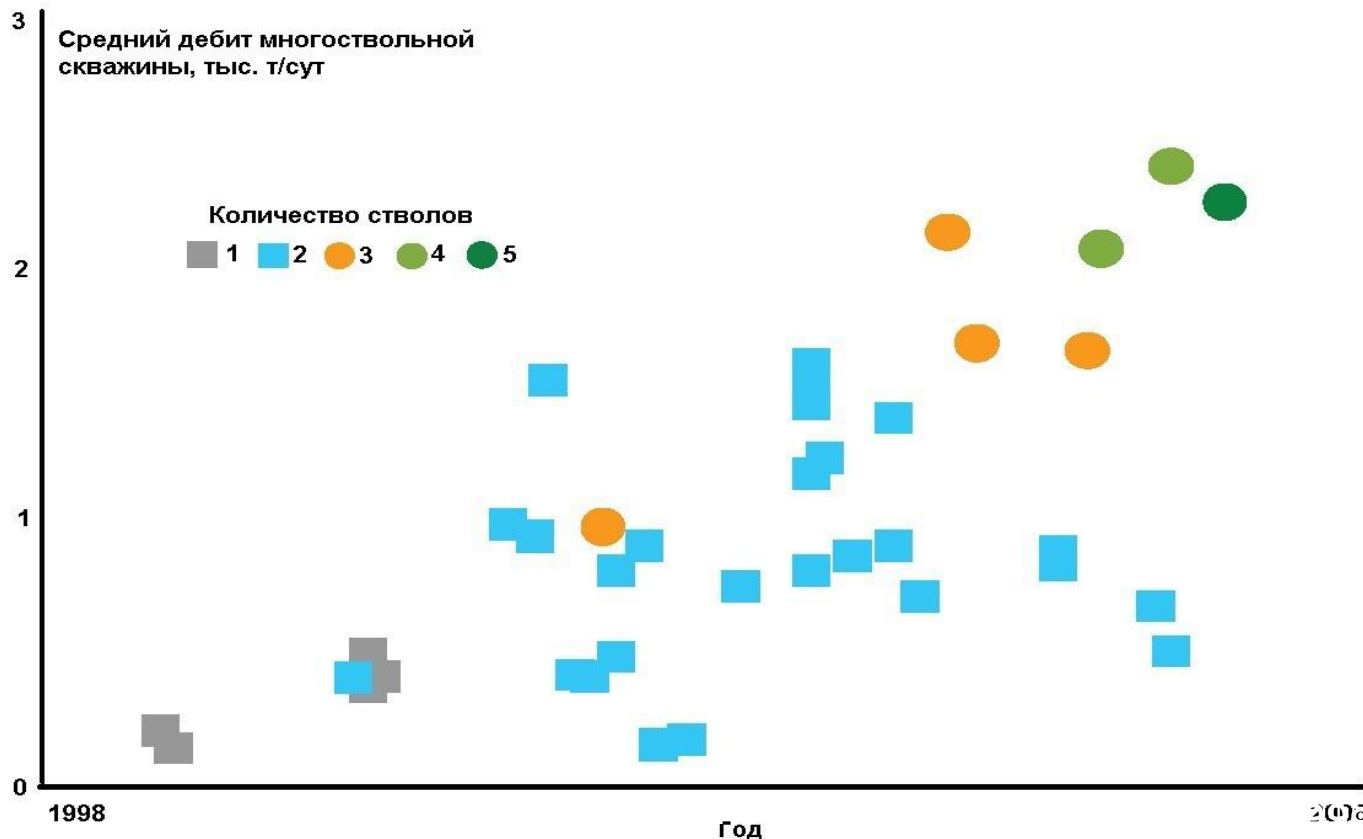
Радиоактивное загрязнение недр России и стран СНГ



Многоствольное заканчивание скважин

Средний дебит пробуренных многоствольных скважин на месторождениях вязкой нефти на Аляске. составляет 2000 барр./сут (274 т/сут) и превосходит средний дебит традиционных скважин – 300 барр./сут (41 т/сут).

Бурение многоствольных скважин позволило за период 2001-2005 гг.:
- повысить КИН и прирастить 500 млн. барр. (69 млн. т) доказанных запасов нефти;
- в 2 раза увеличить объемы добычи вязкой нефти (с 0,5 до 1,1 млн. т), что составило 7,8% добычи нефти на Аляске.



Результативность основных технологий повышения эффективности нефтегазодобычи

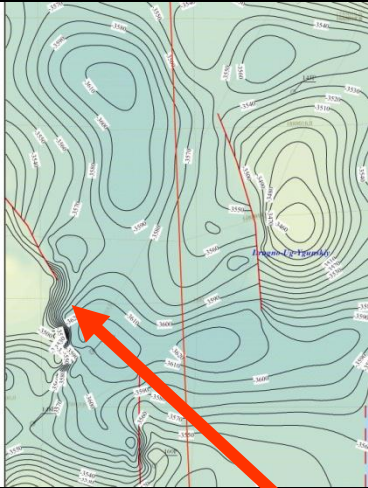
Технология	Кратность увеличения производительности	Длительность эффекта, годы	Кратность окупаемости затрат	Готовности технологии к массовому применению)
Горизонтальные и многозабойные скважины	3-7	Более 5	Более 5	Высокая
ГРП	2.5-4	3-5	Более 3	Высокая
Физико-химические МУН	1.5-2	1-2	2-3	Высокая
Газовые	2-2.5	Более 3	Более 3	Средняя
Термические	2-2.5	Более 5	Более 2	Высокая
Вибро-волновые технологии	1.4-1.6	0.4-0.7	Более 5	Низкая
Микробиологические	1.3-1.5	0.5-3	Более 5	Низкая
Интеллектуальные скважинные системы	1.2-1.5	Более 5	Более 3	Низкая

Страны / МУН, %	Америка	Африка	Азия / Тихий океан	Европа	Ближни й Восток	Россия
тепловые	26	34	16	20	22	22
химические	10	17	22	21	11	30
газовые	41	25	29	14	15	8
гидродинам ические	13	13	8	17	6	12
физические	17	11	21	32	31	12

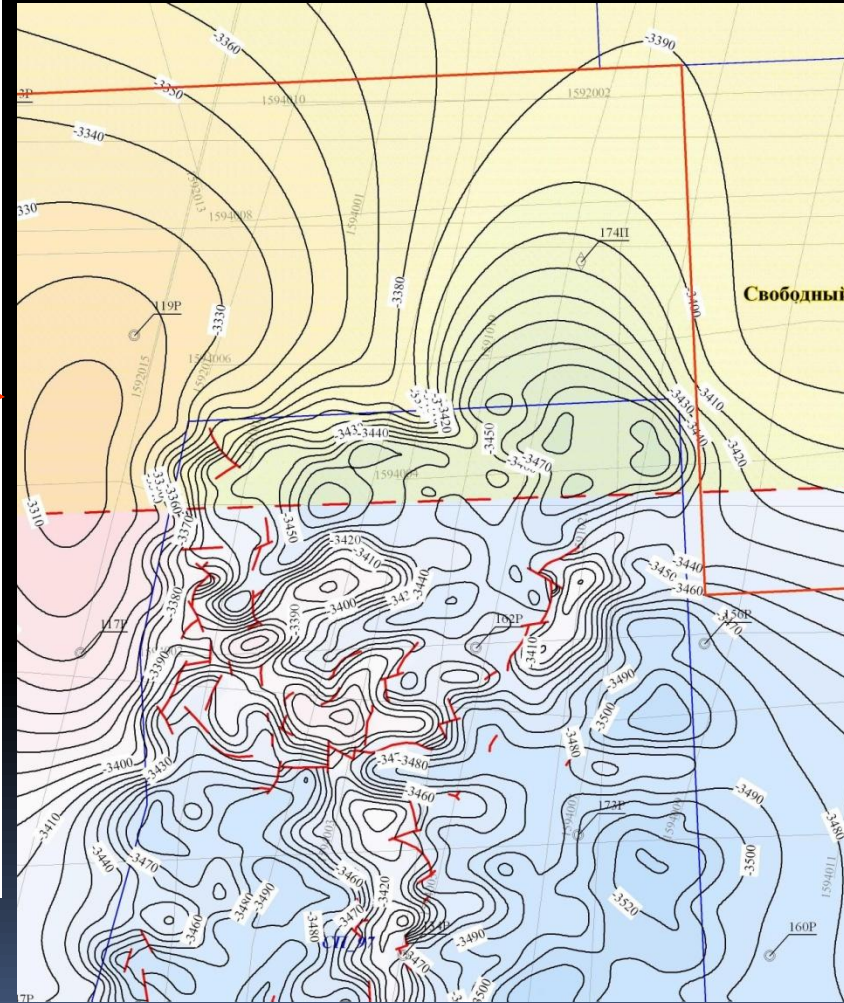
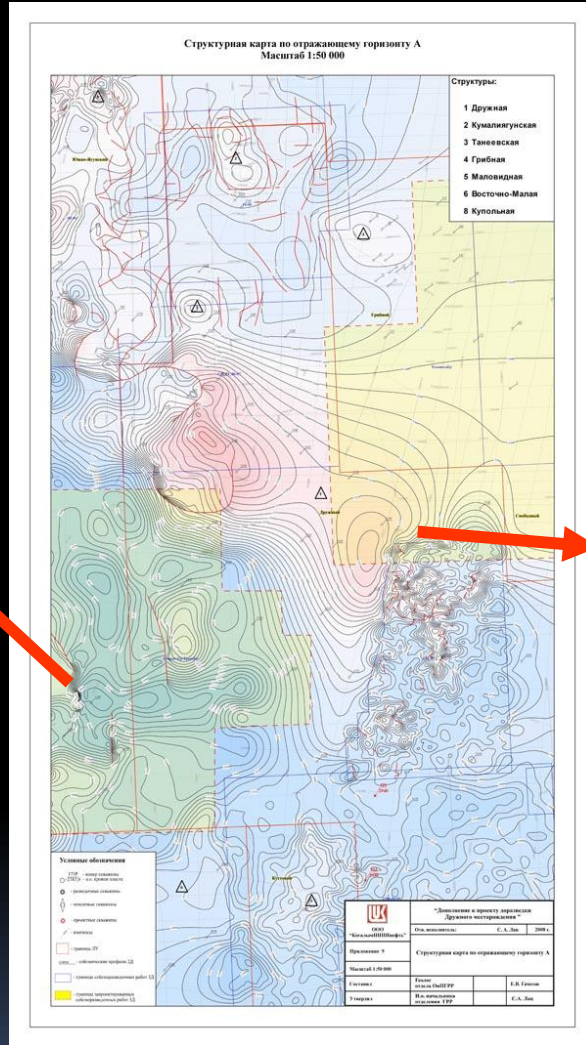
Техногенное нарушение недр в нефтедобывающих регионах



Улучшение геологической модели залежи



Использование высокоточных методов сейсмики во многих случаях позволило перейти от разломно-блоковой модели залежи

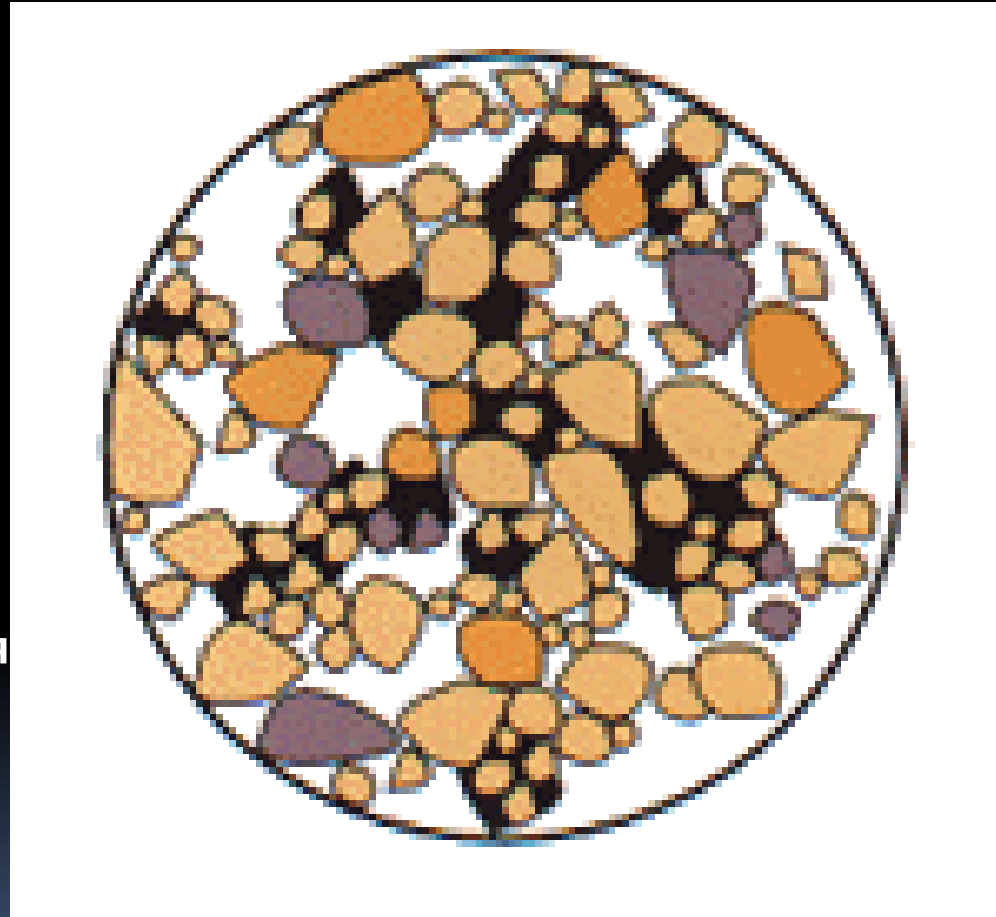


Пористость и проницаемость подробно изучается на микроуровне – в шлифе и в керне.

Пористость - объем пустот в горной породе.

- Первичная и вторичная
- Общая, открытая, эффективная
- Сверхкапиллярная ($>0,25 \text{ mm}$), капиллярная ($0,25-0,001 \text{ mm}$), субкапиллярная ($<0,001 \text{ mm}$).

1. Каверновая,
2. гранулярная,
3. биопористость (межформенная и внутриформенная),
4. трещинная (литогенетическая – диагенетическая и катагенетическая), тектоническая.
5. смешанная.



Шаровидные конкреции в пласте-коллекторе нижнемеловых отложений Южного Мангышлака

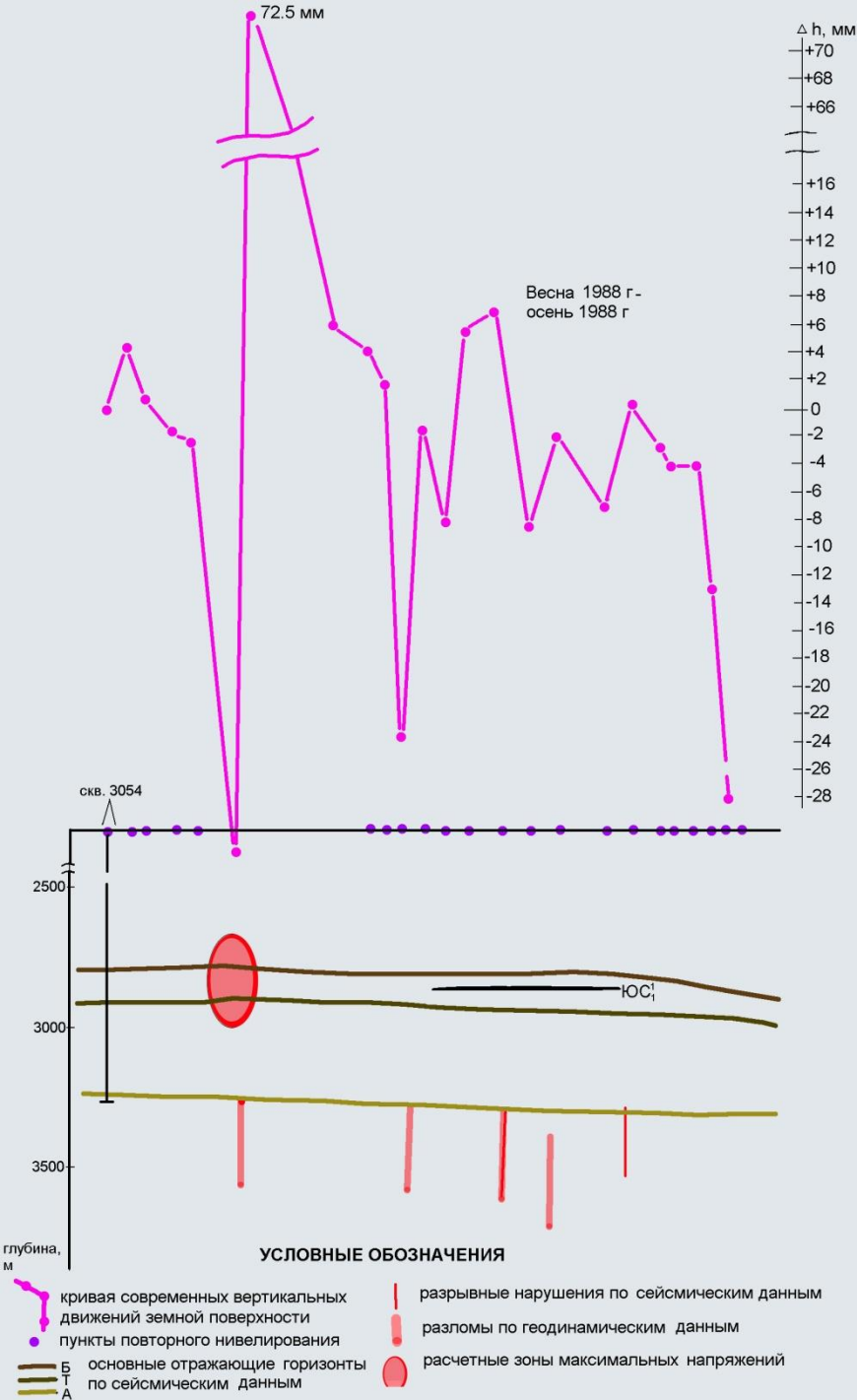


Макроуровень, особенно по латерали, выпадает из изучения, хотя неоднородности слоев наблюдаются геологами в обнажениях горных пород.

Недоучитывалась роль разрывных дислокаций, различного размера и характера, которая в значительной степени влияет на свойства пласта



Движения по разрывам происходят постоянно, в том числе и в настоящее время в районах, которые считаются геодинамически стабильными



Результаты повторного нивелирования в Западной Сибири (Угутский геодинамический полигон)



Крупные разломы группируются в закономерные сети

нефтегазовое производство-2014

Перемещени
я по
разломам
Татарского
свода на
космическом
снимке

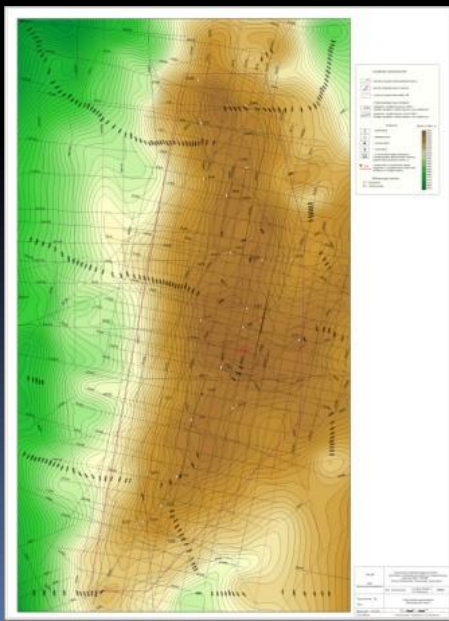
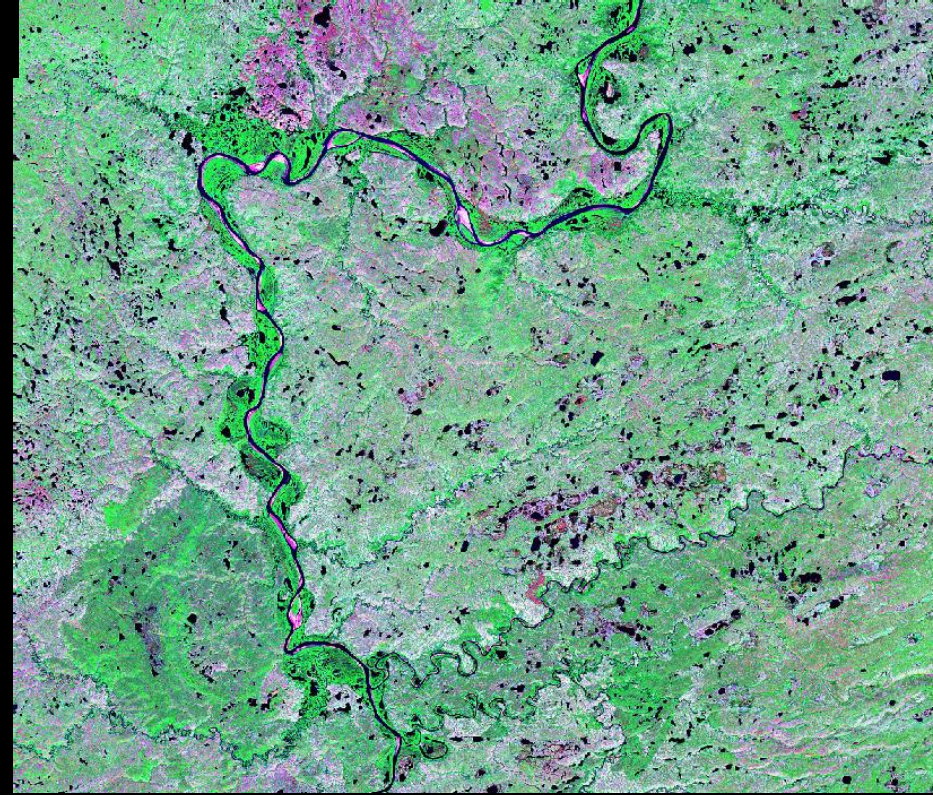
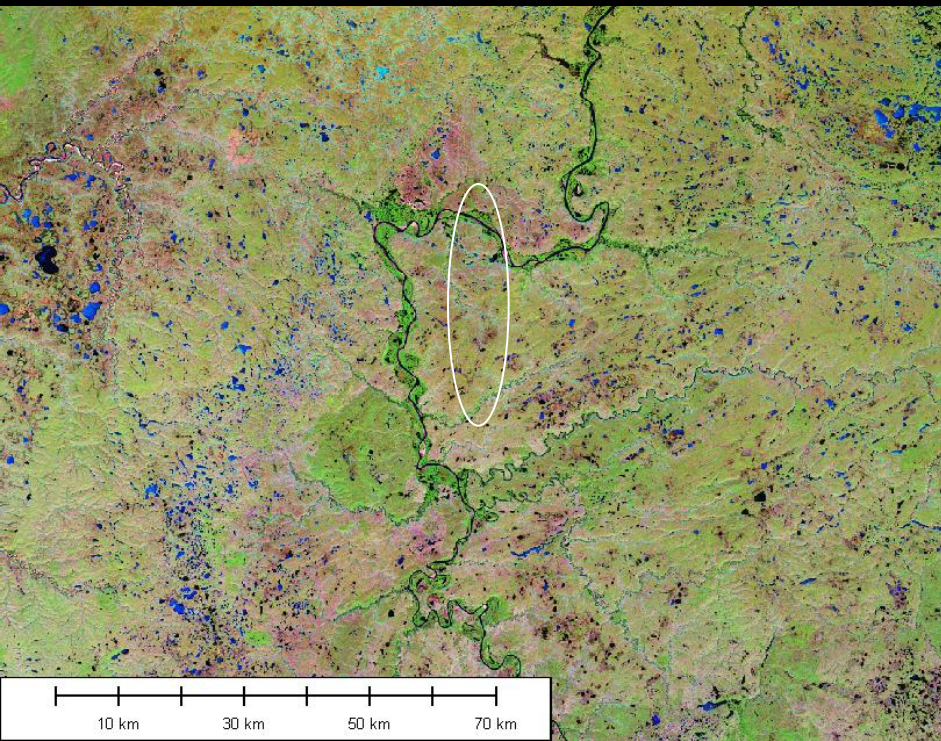


Ямал

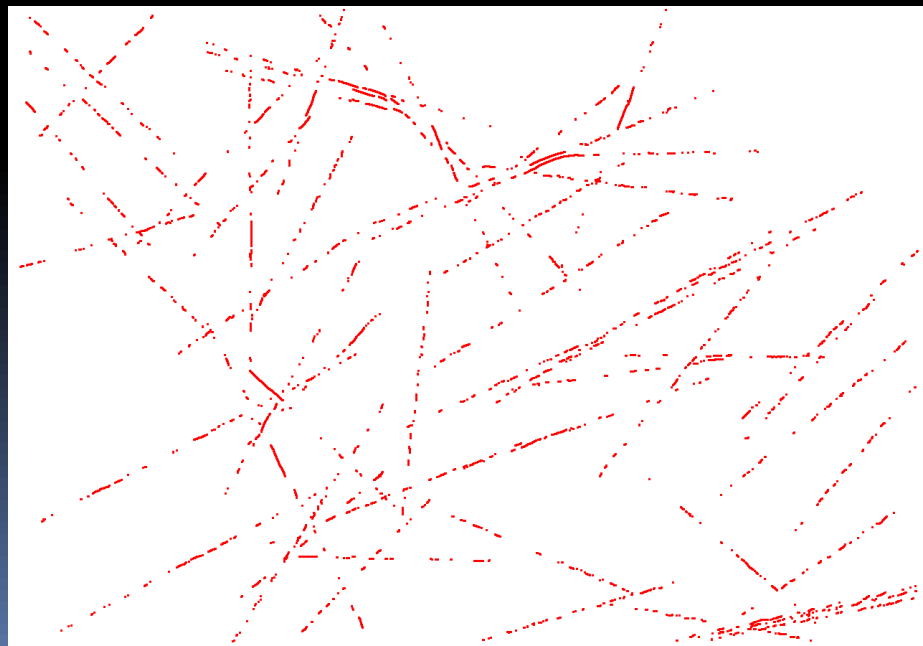


На космических снимках видно, что разломы различных размеров пересекают территорию любых районов покрывая землю густой сетью

Сузунское месторождение. Западная Сибирь



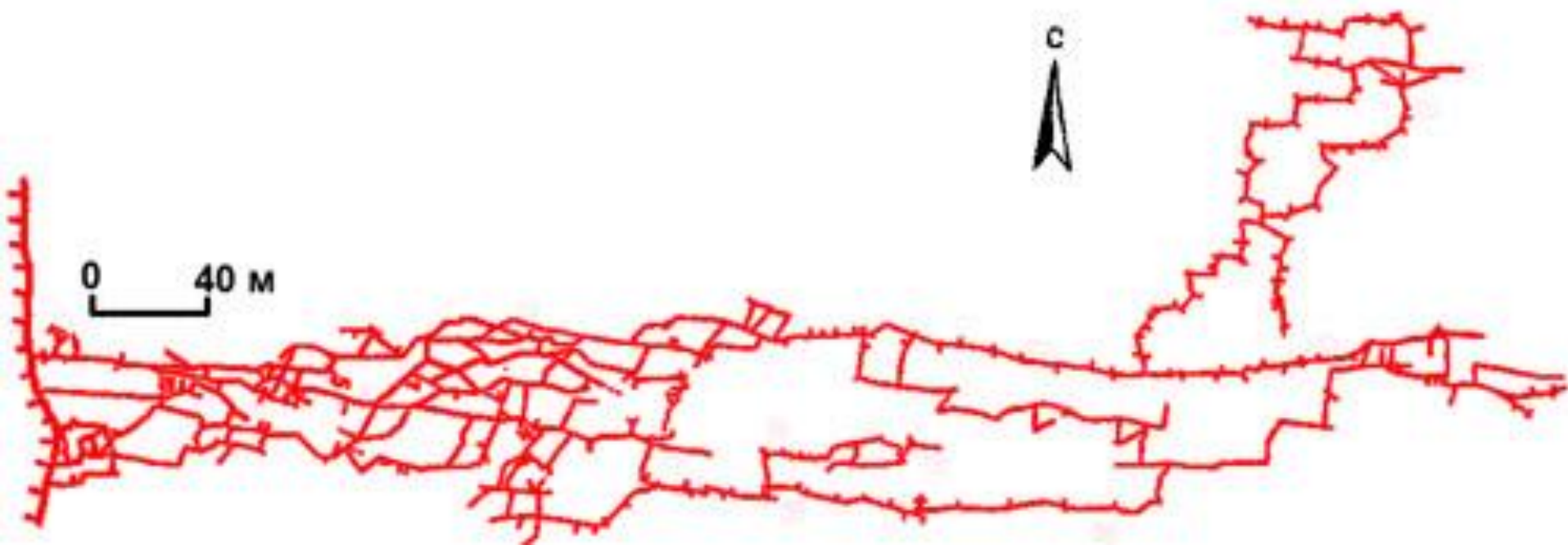
Выделение сети
разломов с
поощью
компьютерной
программы LESSA



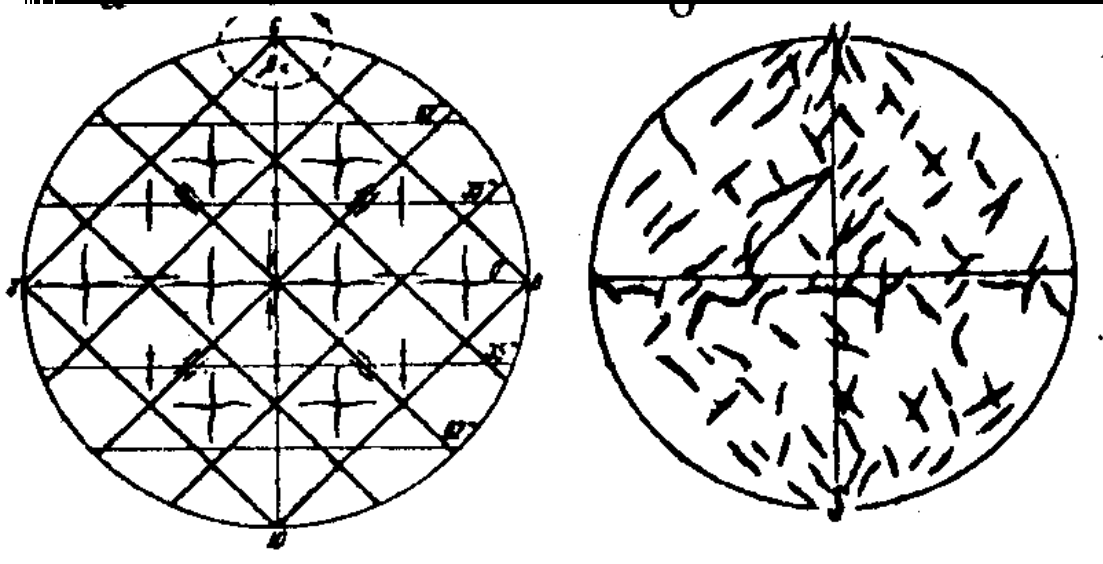


Изучение космических и аэроснимков позволило выделить эквидистантные и постоянные по направлению сети разрывов

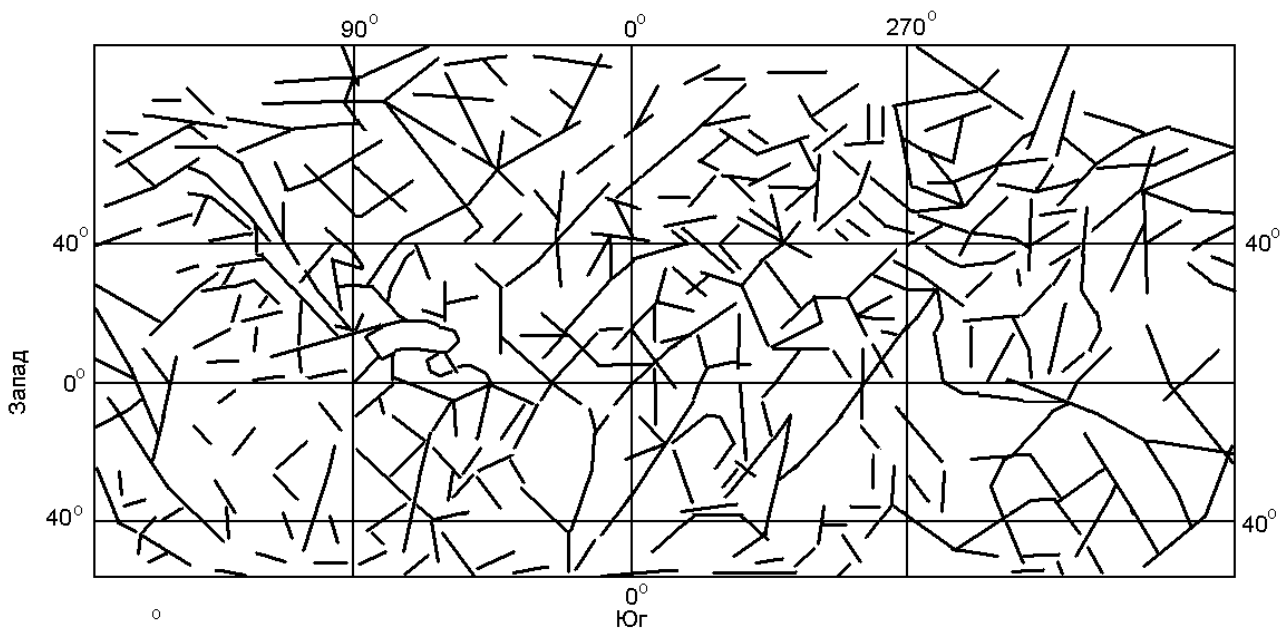
Периодические системы разрывов известны как «регматическая сеть», а также как планетарная трещиноватость и наблюдаются повсеместно на всех континентах, во всех горных породах и на



Планетарная система разрывов



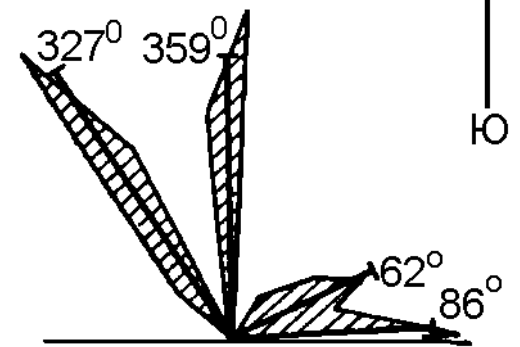
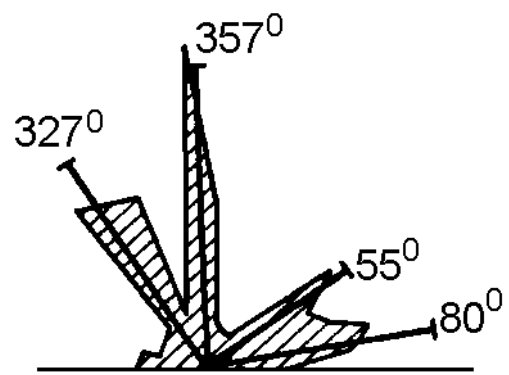
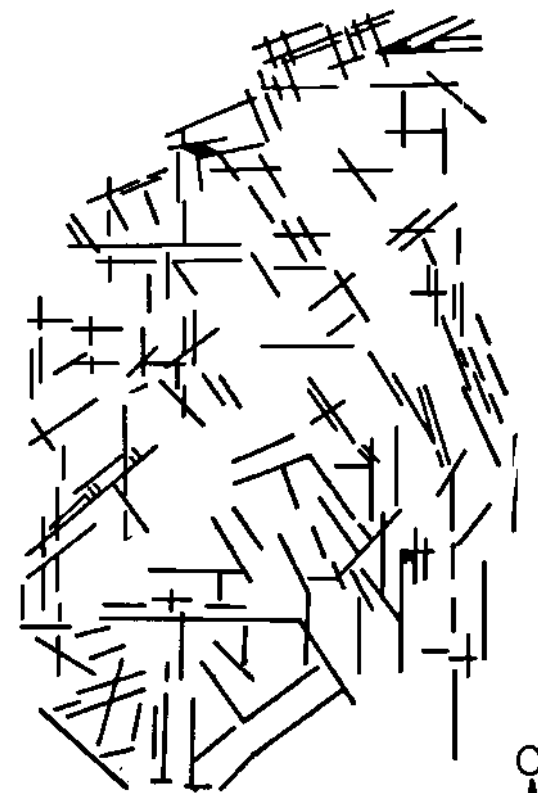
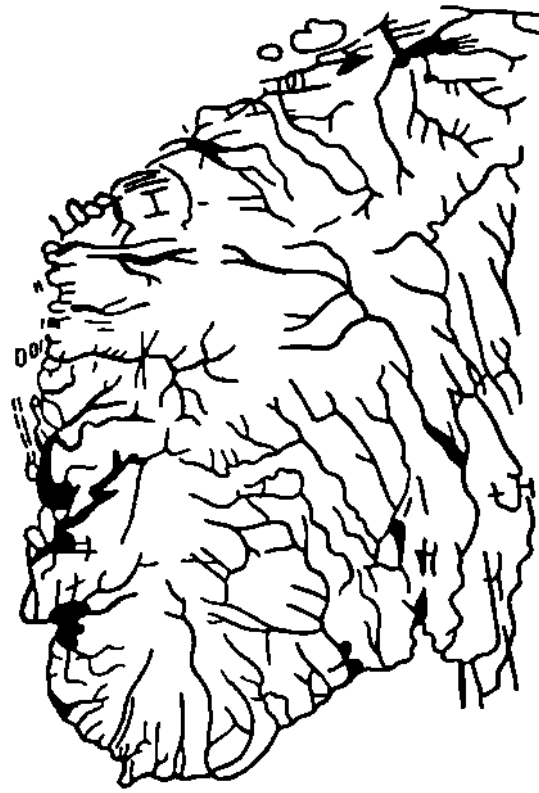
Теоретическая модель ориентировки напряжений в земной коре и трещины на парафине в модельном эксперименте



Сеть крупнейших разломов Земли

Считается, что эта сеть образуется под влиянием ротационных сил Земли. По образовавшейся планетарной системе дизъюнктивов продолжают движение. Высота твёрдых лунных приливов составляет около 50 см, солнечных - 22 см. Таким образом, в те моменты, когда Земля, Луна и Солнце находятся в противостоянии — напряжение земной коры возрастает максимально, а высота твёрдых приливов на отдельных участках земной поверхности может превышать 70 см. Земля ежедневно делает маленький вдох-выдох и ежемесячно - глубокий

Схематические карты речной сети и трещиноватости и их розы-диаграммы. Южная Норвегия



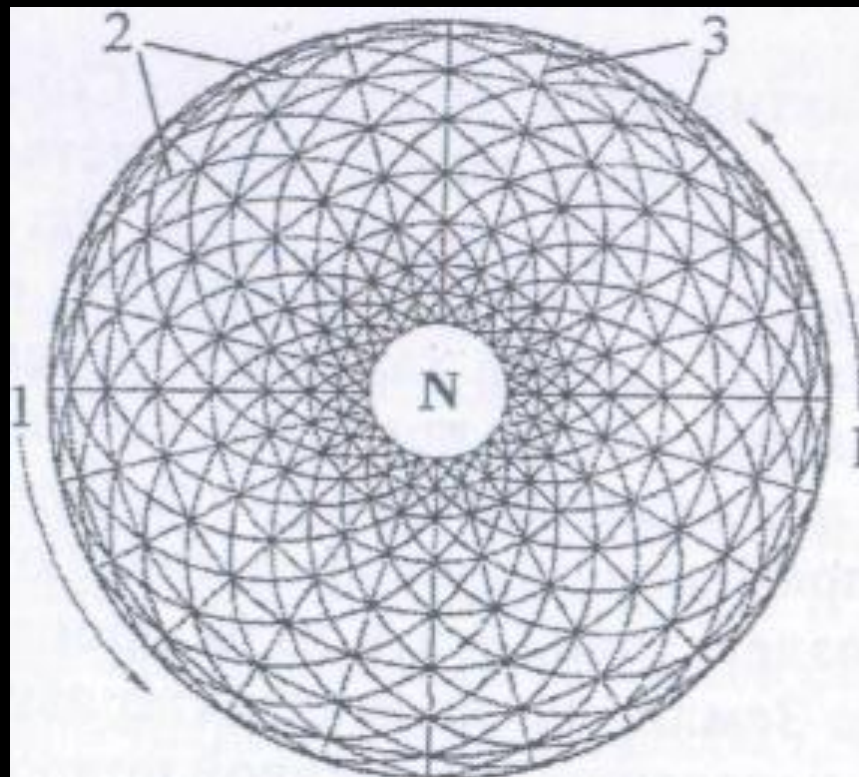


Схема глобального ротационного поля напряжений Земли (Долишшй, Кийко.1963).

1 - направление вращения Земли;

2 - направления максимальных касательных напряжений;

3 -направления главных нормальных напряжений: N - северный полюс

Тектоника рисует свои узоры по канве планетарной трещиноватости.

С.С. Шульц



В результате на Земле образуются линейно-вытянутые зонам дизъюнктивных зон, к которым, по данным А.А. Драгунова приурочены месторождения Альбион-Пуласки, Сципио и Дин-Ривер (США).

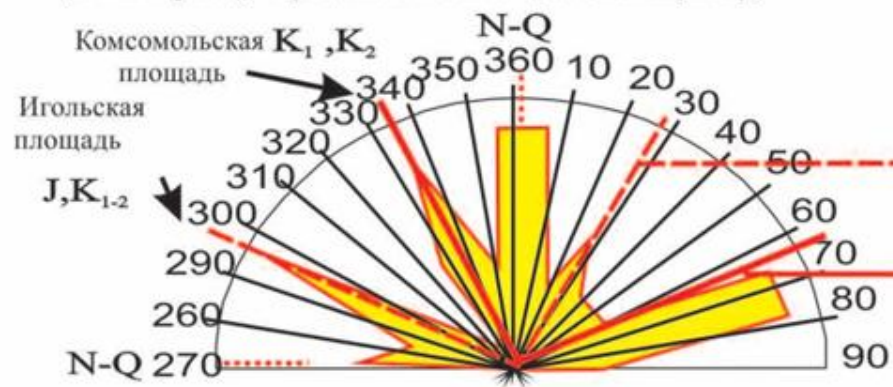
Они представляют собой полосы залежей (шириной 1 км, длиной до 40 км), приуроченных к узким приразломным линейным зонам повышенной трещиноватости

С помощью инфракрасной съёмки выявлены высоко-продуктивные зоны повышенной трещиноватости: все скважины, заложенные с учетом этих данных, оказались удачными.

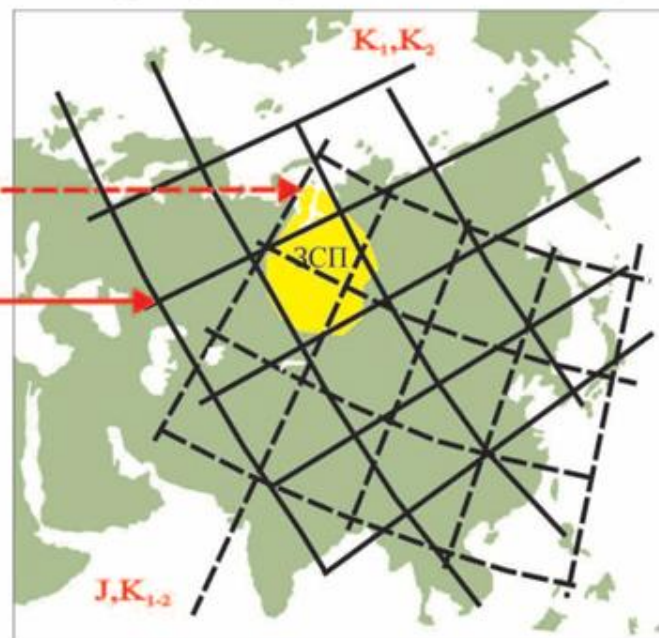
По данным В.В. Белозерова, изучавшего возможности использования планетарной трещиноватости горных пород для повышения эффективности эксплуатации залежей нефти и газа в низкопроницаемых терригенных коллекторах и сланцевых толщах. результатам проведённых исследований роза диаграмма направлений трещиноватости пород юры и неокома юго-восточной части Западно-Сибирской плиты (ЗСП) имеет вид, изображённый на рис. А.

Сравнивая выделяемые системы трещин с реконструкцией ротационного поля вращения Азии можно видеть соответствие азимутов трещиноватости 295 и 25 град. ротационному полю юры и апт-сеномана, азимутов – 335 и 65 град. – нижнему и верхнему мелу, а азимутов – 270 и 0 град. – неоген-четвертичному периоду Б).

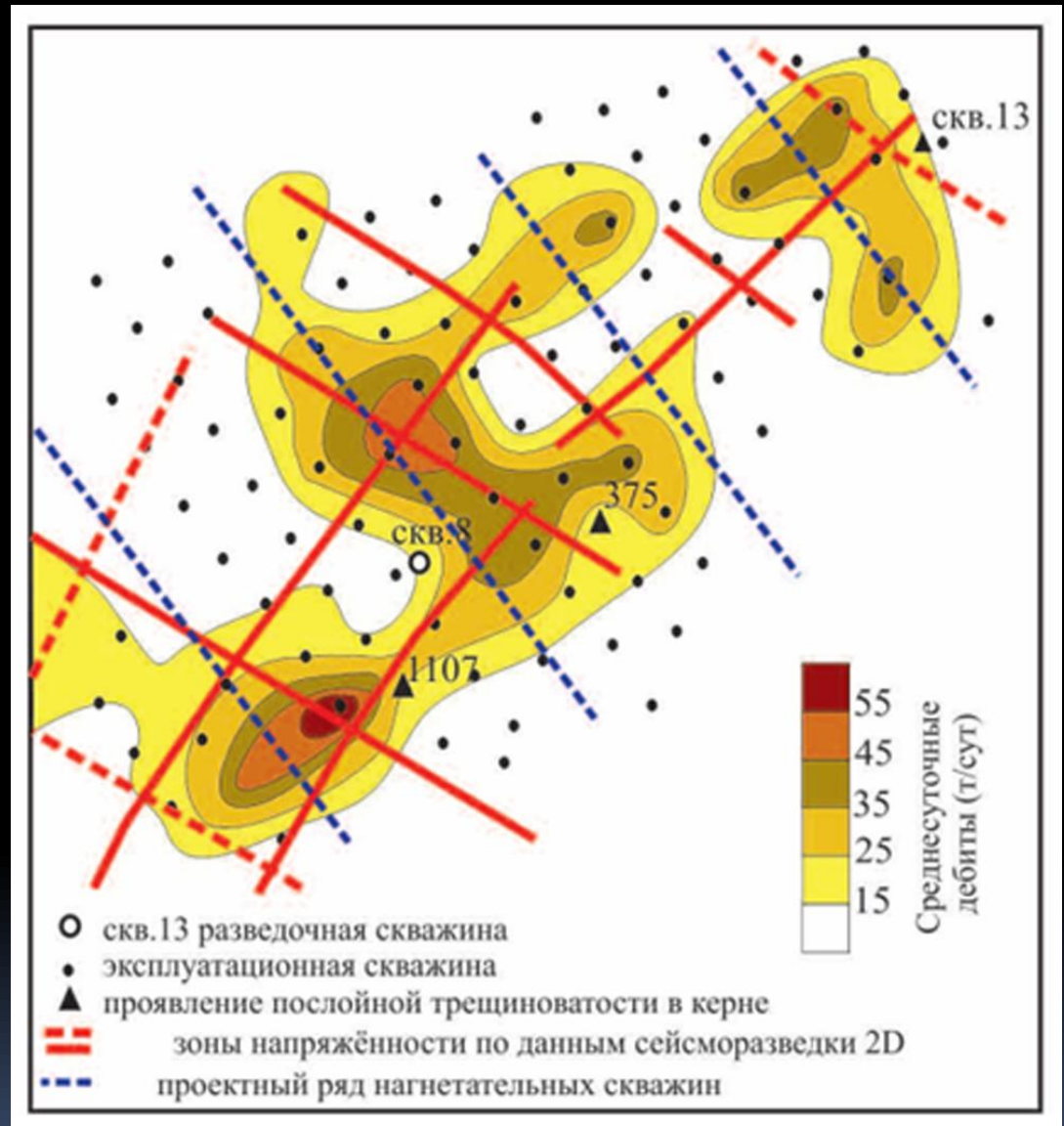
А. Ориентировка простирания трещиноватости в породах юры и неокома Каймысовского свода (по данным К.И. Микуленко) и связь трендов трещиноватости с эндокинетической (планетарной) трещиноватостью (по С.С. Шульцу)



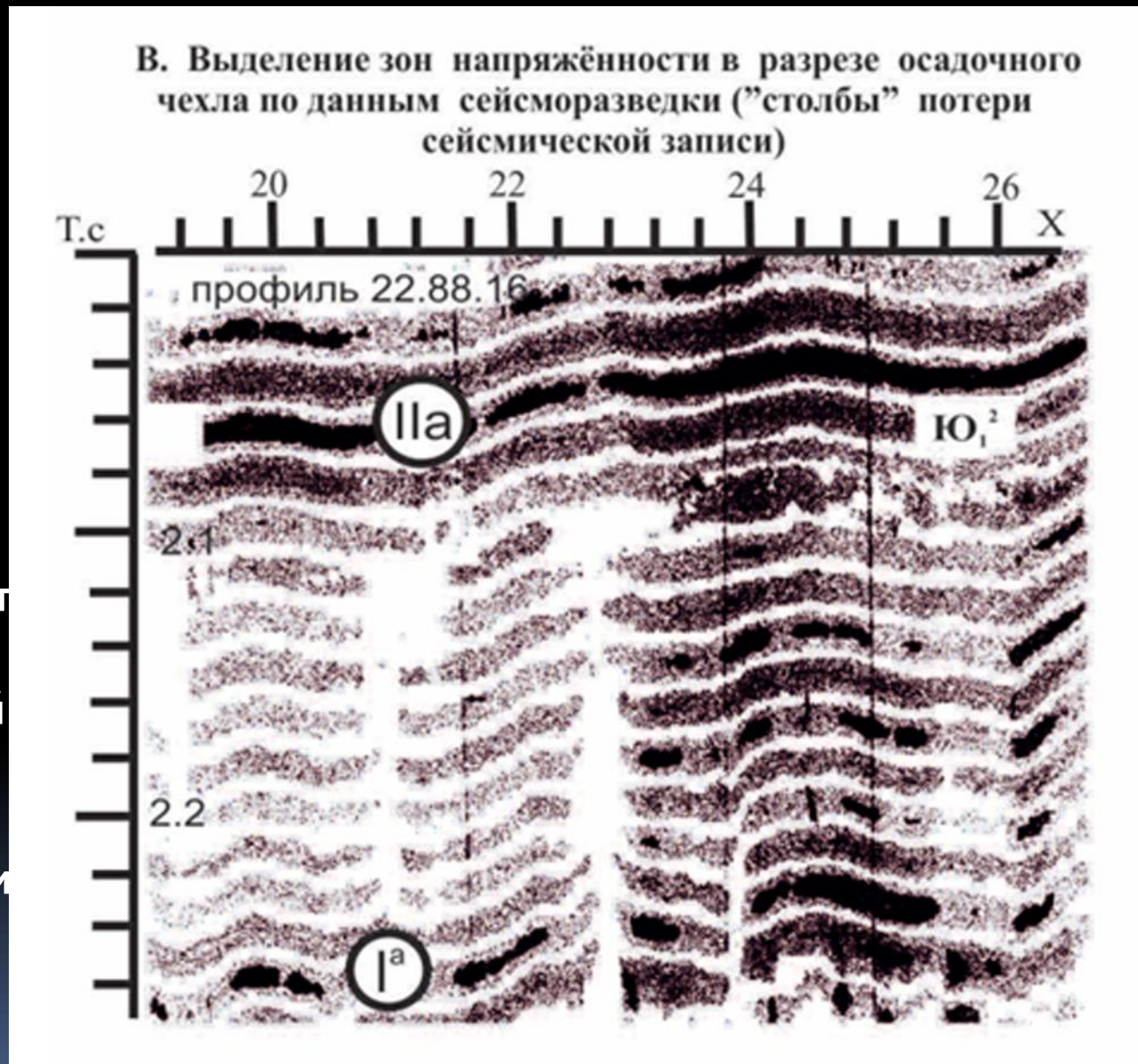
Б. Отпечатки и возраст глобального ротационного поля напряжений (эндокинетическая трещиноватость) на территории Евразии (по А.В. Долицкому).



**Анализ
разработки пласта
Ю12 Игольского
месторождения
(рис. Д) показал
тесную связь
повышенных
дебитов нефти с
выделенными
зонами
динамической
напряжённости по
данным
сейсморазведки.**



Анализ временных разрезов 2D и 3D на Игольской и Комсомольской площадях (рис. Г) свидетельствует о том, что ортогональные элементы «затухания» сейсмической записи для верхнеюрских отложений Игольской площади имеют азимут простирания 295 и 25 град., а для отложений нижнего мела Комсомольской площади близки к 335 и 65 град.



Методы воздействия на пласт и скважинные технологии, обеспечивающие современный мировой уровень коэффициента нефтеизвлечения.

- 1. Методы разработки месторождения, основанные на проектном массовом применении гидроразрыва пластов, горизонтальных и многозабойных скважин.**
- 2. Технологии регулирования режимов работы действующей системы разработки месторождений:**
 - - технологии нестационарного заводнения;
 - - гидроразрыв пласта;
 - - выравнивание (регулирование) профилей приемистости;
 - - водо - газоизоляционные работы по отключению отдельных интервалов и пластов, включая ограничение притока подошвенных вод и блокирование газовых конусов;
 - - обработка призабойной зоны скважин различными методами (сейсмоакустическое, электрическое, кислотное, ПАВ, растворители и др.), включая системное воздействие на пласт.
- 3. Технологии и методы улучшения (трансформирования) действующей системы разработки месторождения:**
 - - изменение системы заводнения (перенос фронта заводнения, организация очагов, разрезающих рядов, барьерного заводнения и др.);
 - - уплотнение сетки скважин и бурение дополнительных скважин, включая вторые стволы и горизонтальные скважины;
 - - разукрупнение объектов разработки или их приобщение.

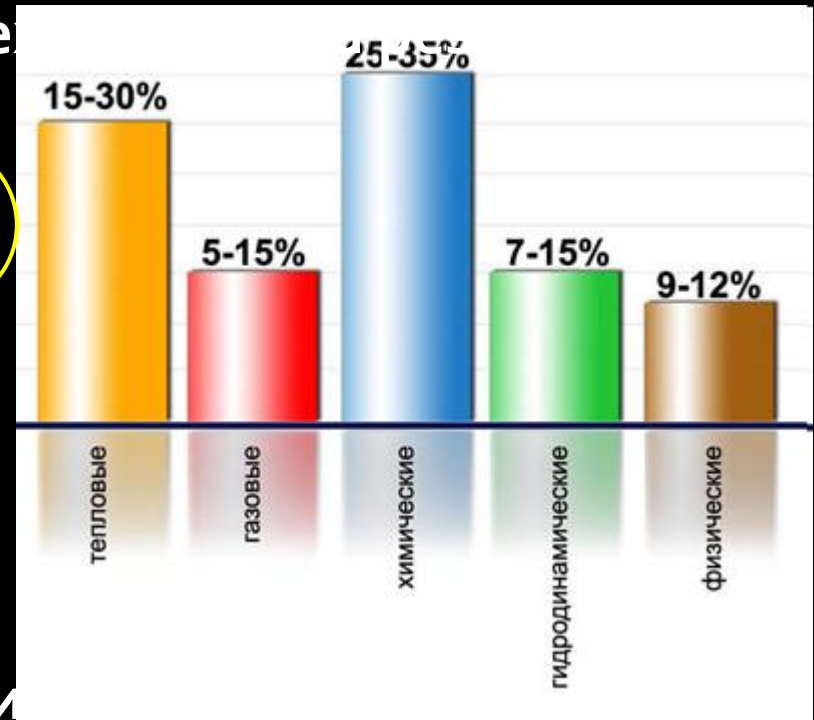
Выводы:

Повышение эффективности разведки и добычи нефти (мировая экспертная оценка влияния технологий)

- Сейсморазведка 3D и 4D, геологическое моделирование **58%**

- Ориентированное бурение и эксплуатация горизонтальных и многоствольных скважин 27%

Моделирование разработки, оптимизация заводнения и применение технологий МУН (приоритет – газовые методы) 15%



Потенциальные возможности увеличения нефтеотдачи пластов различными методами



СПАСИБО