

ЛЕКЦИЯ:

**ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ (ТРИЗ)
ОПРЕДЕЛЕНИЕ И КЛАССИФИКАЦИИ**

**ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ – ОБЪЕКТИВНАЯ РЕАЛЬНОСТЬ.
ЛЕГКО ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕ СУЩЕСТВУЕТ.**



«Нефть в хороших местах не растет»

А. М. Тастыгараев

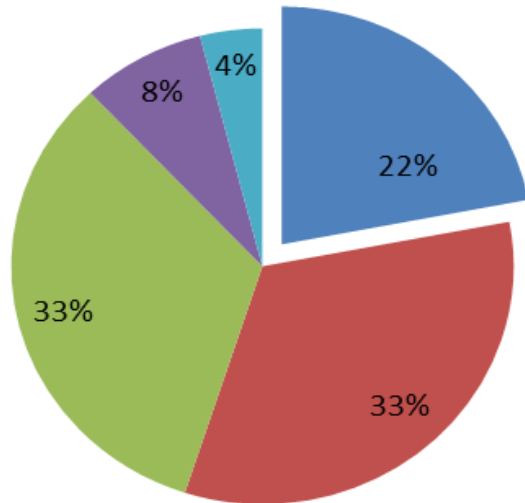


Степень промышленного освоения По данным государственного баланса запасов	Начальные извлекаемые запасы , млн.т		накопленная добыча, млн.т	отбор от начальных извлекаемых запасов, %		Извлекаемые запасы на 1.01. 2013г, млн.т		
	A+B+C1	A+B+C1+C2		A+B+C1	A+B+C1+C2	A+B+C1	C2	A+B+C1+C2
Всего запасов	40 520	51 620	22 220	55	43	18 300	11 100	29 400
Разрабатываемые запасы	35 360	38 060	22 220	63	58	13 140	2 700	15 840
Неразрабатываемые запасы	5 160	13 560				5 160	8 400	13 560
Доля неразрабатываемых	13%	26%				28%	76%	46%

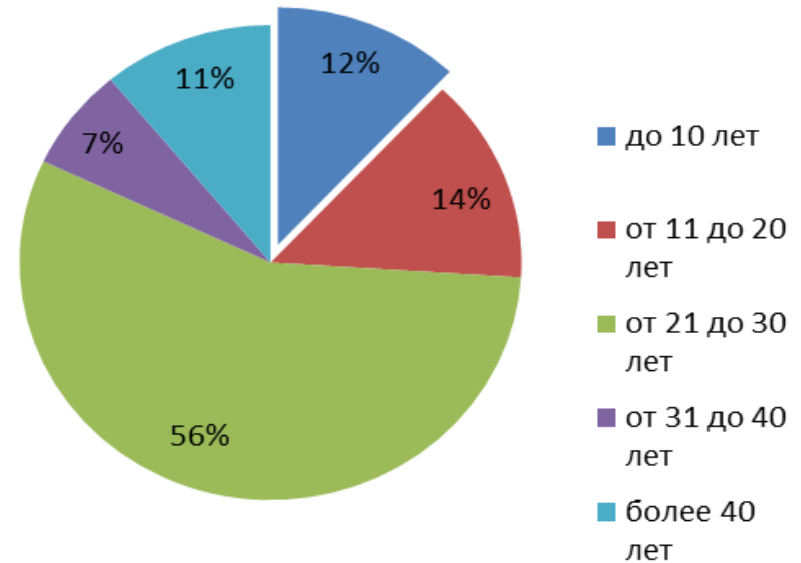
- В разработку введено 61% месторождений РФ (1810 из 2950)
- Введено в разработку 45% от всего потенциала минерально-сырьевой базы РФ по нефти, остальные 55% - не вовлечено в разработку как правило из-за низкой экономической эффективности и/или отсутствия инфраструктуры и необходимых технологий.

МОЖНО ЛИ НАЗВАТЬ ЭТИ ЗАПАСЫ ТРИЗ?

**Кол-во месторождений,
%**

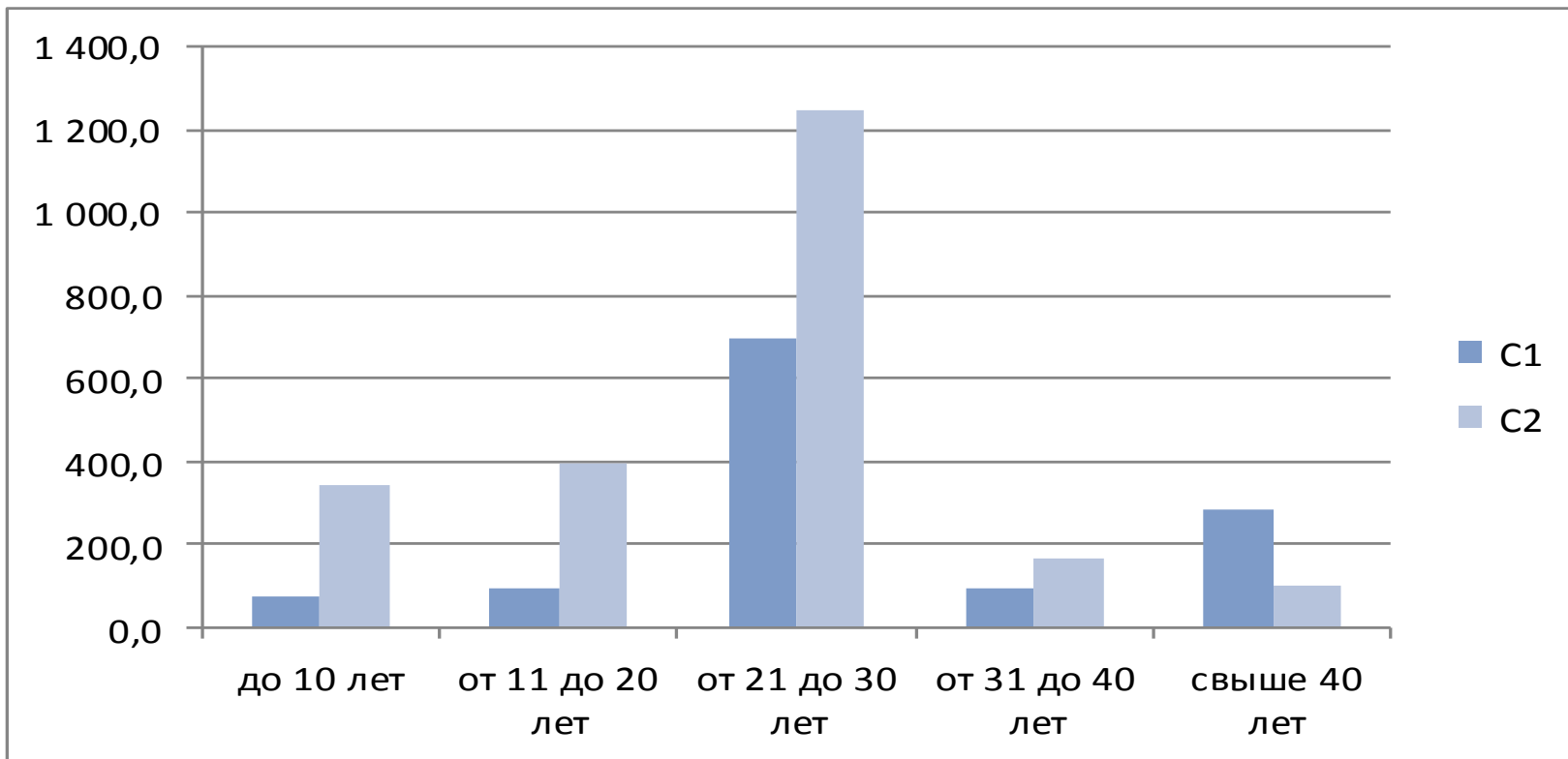


Запасы C1+C2, %



- Доля запасов месторождений (категории C1+C2), открытых в последние 20 лет и неразрабатываемых на сегодняшний день, составляет 26% от общего объема таких запасов.
- $\frac{3}{4}$ неразрабатываемых запасов нефти (34% от суммарных запасов), находящихся на Госбалансе не вводятся в разработку, несмотря на то, что открыты более 20 лет назад.

МОЖНО ЛИ И ЭТИ ЗАПАСЫ НАЗВАТЬ ТРИЗ?



- На открытых в последние 20 лет месторождений, доля запасов категории C2 составляет 80%.
- Для месторождений открытых от 20 до 40 лет назад – 68%.

Неразрабатываемые месторождения не только не готовы к вводу в разработку, но и требуют дальнейшего изучения.

Вопрос: Почему нет даже изучения? Может быть это тоже ТриЗ?

РАЗРАБАТЫВАЕМЫЕ ЗАЛЕЖИ

Неосложненные разрабатываемые запасы нефти

ТИЗ ABC1+C2 – 12,3 млрд.т.,
В том числе рентабельные ABC1+C2 – 10,7 млрд.т

- Доля в добыче нефти РФ – 81% (405 млн.т)
- Средняя выработанность запасов – 71%
- Темп отбора от ТИЗ – 3,3 %
- Доля рентабельных запасов – 87%

Трудноизвлекаемые запасы (с учетом льгот)

ТИЗ ABC1+C2 – 3,5 млрд.т.,
В том числе рентабельные ABC1+C2 – 0,8 млрд.т.

- Доля в добыче нефти РФ – 11,9% (59 млн.т)
- Темп отбора от ТИЗ – 1,7 %
- Доля рентабельных запасов – 24%

ЗАЛЕЖИ В РАЗВЕДКЕ И НЕРАЗРАБАТЫВАЕМЫЕ

Неразрабатываемые залежи разрабатываемых месторождений (выработка менее 1%)

ТИЗ ABC1+C2 – 5,0 млрд.т
В том числе рентабельные ABC1+C2 – 2,8 млрд.т

- Доля в добыче нефти РФ – 3,2% (16 млн.т)
- Темп отбора от ТИЗ – 0,3 %
- Доля рентабельных запасов – 57%

Месторождения не введенные в разработку

ТИЗ ABC1+C2 – 8,4 млрд.т
В том числе рентабельные ABC1+C2 – 4,2 млрд.т

- Доля в добыче нефти РФ – 3,6% (18 млн.т)
- Темп отбора от ТИЗ – 0,2 %
- Доля рентабельных запасов – 50%

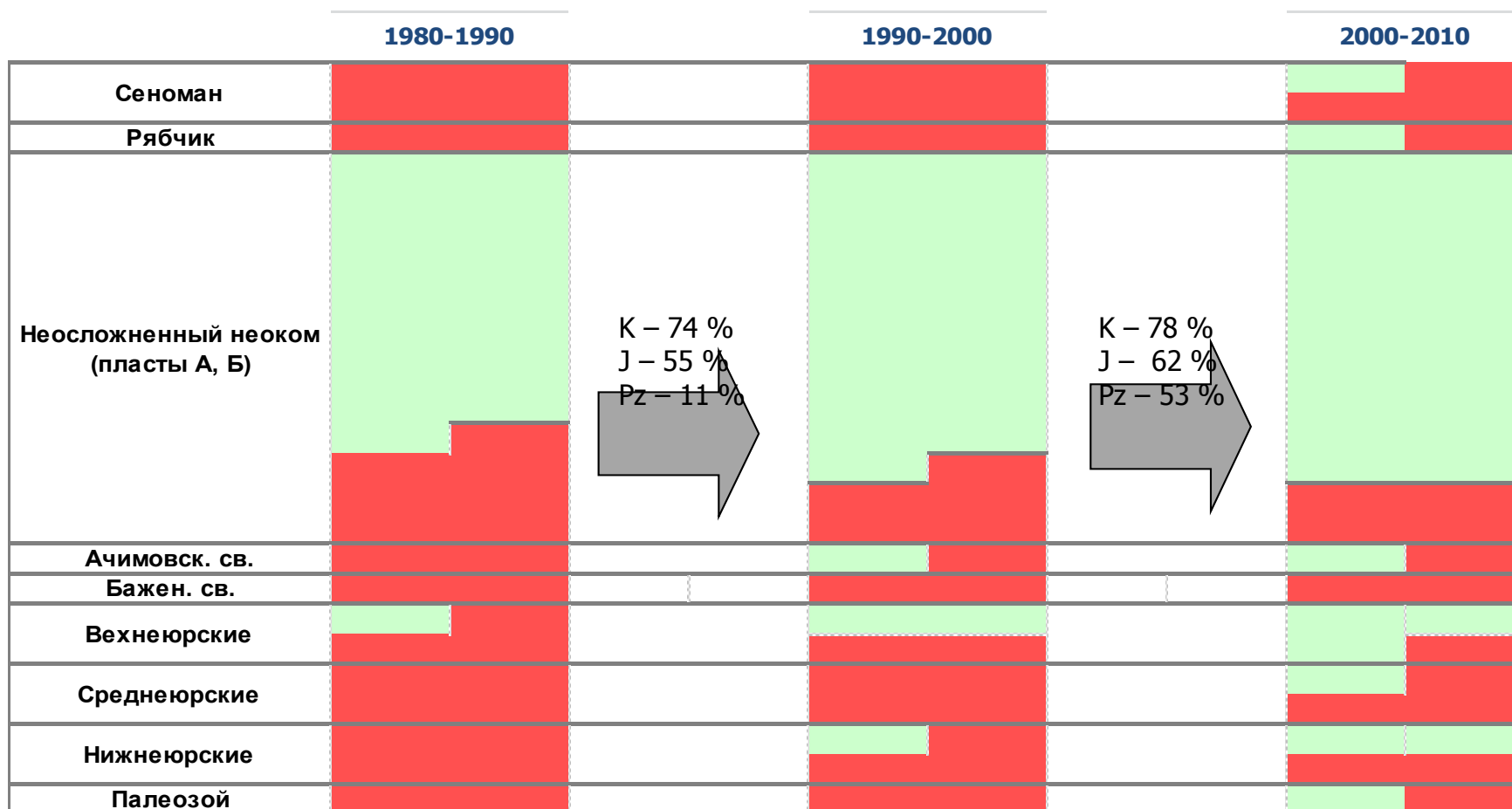
Активное вовлечение в разработку зависит от государственного административного и налогового регулирования

Предварительная оценка, проведенная в рамках апробации НКЗ показала, что всего рентабельных запасов в России 18,5 млрд.т (63%), в том числе по разрабатываемым месторождениям России рентабельных запасов 14,3 млрд.т (69%).

МОЖЕТ БЫТЬ ТРИЗ – ЭТО НЕРЕНТАБЕЛЬНЫЕ ЗАПАСЫ? И ФОРМУЛИРОВКА ТРИЗ ПРИДУМАНА, ЧТОБЫ «ВЫБИВАТЬ» ИЗ ГОСУДАРСТВА НАЛОГОВЫЕ ЛЬГОТЫ??!!

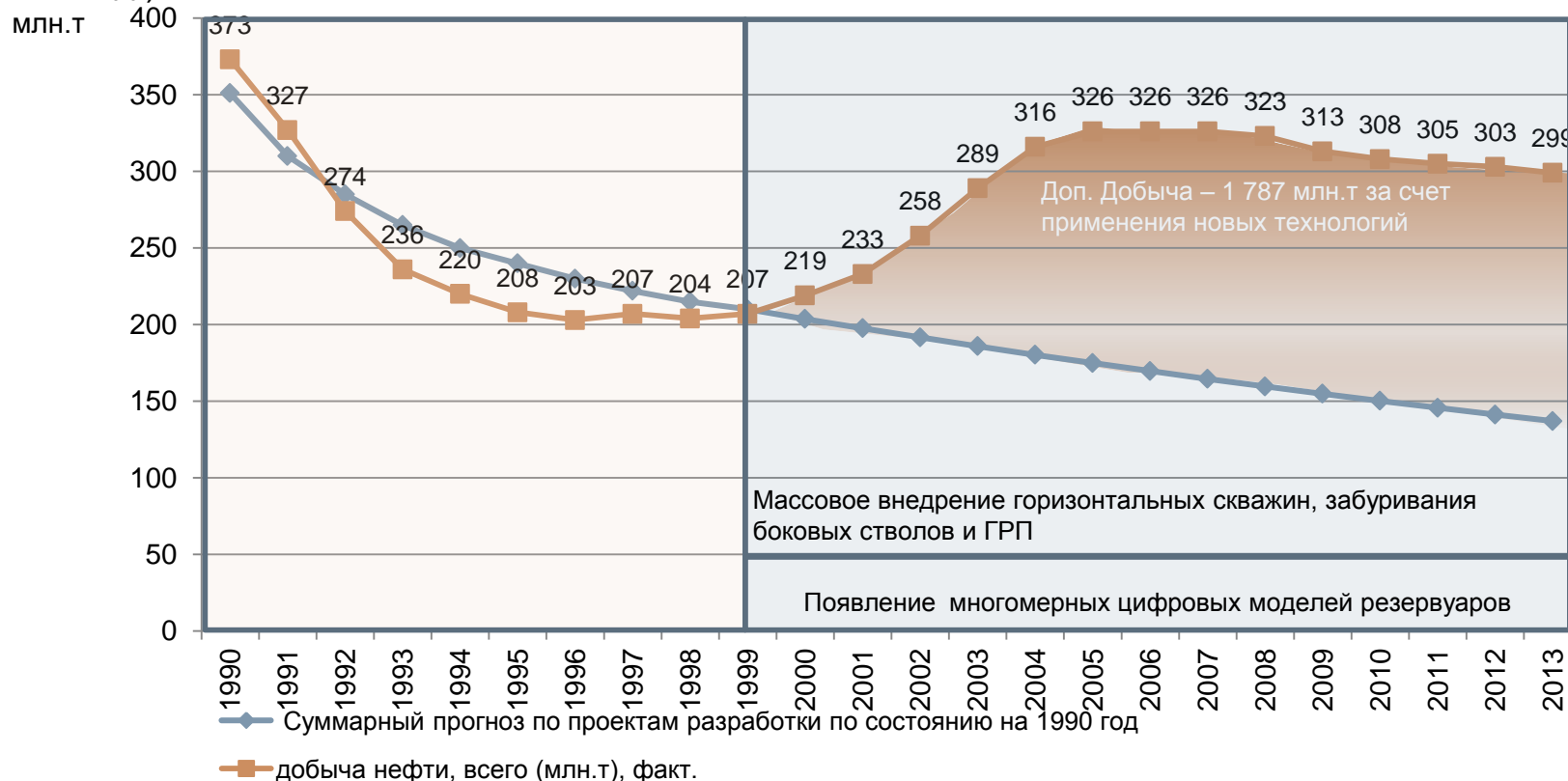
Группы	Критерии	Количественные критерии
		Э.М. Халимов, Н.Н. Лисовский
Аномальных нефтей	Вязких нефтей	В пластовых условиях > 30 спз
Неблагоприятных коллекторов	Малопроницаемых и низкопористых	<0,03 мкм ²
Технологическая	Выработанность (истощенность)	>0,7 НИЗ
Географическая		Районный коэффициент - в диапазоне 1-2
Низкопродуктивные пласты и горизонты		

Классификация была основана на граничных значениях ряда геологических и технологических параметров, а также степень удаленности от существующих центров нефтегазодобычи.



Развитие технологий добычи нефти меняет представление о ТРИЗ. Часть ТРИЗ со временем переходит в категорию неосложненных, для которых государственное регулирование не требуется.

- Уточнение геологической модели месторождения на основе современных технологий исследований (кern, сейсмика – 3D, ГИС)
- Увеличение КИН за счет применения новых технологий освоения залежей (ГРП, ГС, БС, МЗБ и т.д.)



Появление и широкомасштабное внедрение новых технологий разработки месторождений и методов повышения нефтеотдачи позволили увеличить объемы добычи нефти за счет активного освоения низкопроницаемых зон васюганских, ачимовских отложений и пластов «рябчикового» типа.

1,8 млрд.тонн нефти – добыча из ТриЗ – была достигнута без предоставления каких-либо льгот.

1. Запасы, залегающие в сложных геологических условиях?

Встречный вопрос: Каковы критерии сложности?

2. Требующие финансовой помощи государства?

Встречный вопрос: Каким должен быть размер такой помощи?
И на какое время ее надо давать? Навсегда?

3. Какое отношение имеет технологический прогресс к трудноизвлекаемым запасам?

4. Чем отличаются трудноизвлекаемые и нетрадиционные запасы углеводородов?

ТРАДИЦИОННЫЕ ТРИЗ

Переходная зона

Нетрадиционные запасы УВ

Основные понятия нефтепромысловой геологии и подземной гидрогазодинамики	ТРАДИЦИОННЫЕ ТРИЗ				Переходная зона	Нетрадиционные запасы УВ		
	Высоковязкие нефти >100сПз	Выработанные запасы Отбор > 80% от НИЗ, Обводненность >95%	Подгазовые зоны или нефтяные оторочки	Географическая удаленность	Низкопроницаемые коллектора <4 мД, Тюменская свита	Нетрадиционные коллектора Баженовская, Абалакская, Хадумкая и доманиковская свиты	Метановый газ	газогидраты
1. Структурный фактор залегания залежей и месторождений	Да	Да	Да	Да	Частично	Нет	Нет	Нет
2. Наличие понятия коллектора, граничных условий геометризации залежей ПИ (ВНК, ГНК и т.д.)	Да	Да	Да	Да	Частично	Нет	Нет	Нет
3. Выполнение основных законов подземной гидрогазодинамики	Частично	Да	Да	Да	Нет	Нет	Нет	Нет

Нетрадиционные запасы углеводородов – это запасы, подсчет которых и прогнозирование разработки невозможно в рамках традиционных понятий нефтепромысловой геологии и гидродинамики. Для их описания необходимо создание новой научной дисциплины.

Вывод: весь объем пород с проницаемостью менее 4мД необходимо выделить в группу нетрадиционных (сверхнизкопроницаемых), пород для которых необходимые единые решения:

1. Создание принципиально новых методических решений по подсчету запасов и проектированию разработки, основанных на формировании новой научной дисциплины: нефтегазопромысловой геологии и гидрогазодинамики сверхнизкопроницаемых пород, в частности на законах геомеханики, позволяющих прогнозировать и оценивать параметры (объем, геометрию залежи) создаваемой в процессе воздействия на породу системы трещин
2. Раздельный учет в государственном балансе традиционных и нетрадиционных запасов УВС

Группы	Критерии	Количественные критерии	
		Э.М. Халимов, Н.Н. Лисовский	Налоговый кодекс РФ
Аномальных нефтей	Вязких нефтей	В пластовых условиях > 30 спз	В пластовых условиях > 200 спз
Неблагоприятных коллекторов	Малопроницаемых и низкопористых	<0,03 мкм ²	<0,002 мкм ²
Технологическая	Выработанность (истощенность)	>0,7 НИЗ	>0,8 НИЗ
Географическая		Районный коэффициент - в диапазоне 1-2	Республика Саха (Якутия), Иркутская обл., Красноярский край, внутренние морские воды/ территориальное море севернее Северного полярного круга, континентальный шельф РФ, Азовское и Каспийское, Черное, Охотское моря, Ненецкий АО, п-в Ямал в ЯНАО
Низкопродуктивные пласты и горизонты			баженовская, абалакская, хадумская, доманиковская

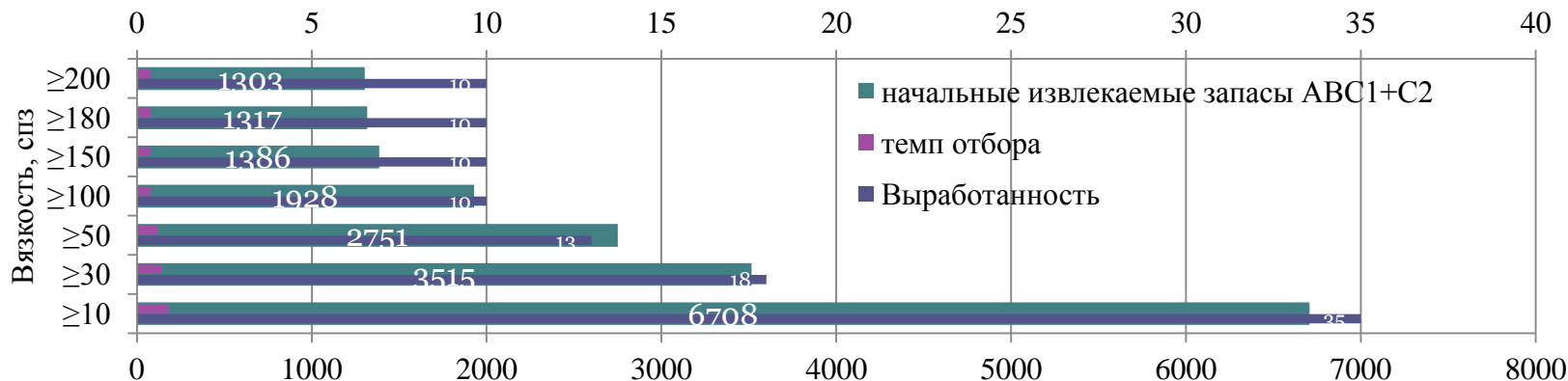
Никаких объективных обоснований, принятых в Налоговом кодексе критериев, не существует.

Для того, чтобы дать определение ТриЗ, необходимо дать пофакторный анализ неразрабатываемых запасов нефти и определить причины низкого вовлечения их в разработку.

К таким запасам относятся:

- *Запасы высоковязких нефтей*
- *Низкопроницаемые коллектора*
- *Подгазовые зоны и нефтяные оторочки*
- *Выработанные (истощенные) залежи*
- *Нетрадиционные источники УВС (сланцевые коллектора)*
- *Месторождения удаленные от инфраструктуры*

ТРИЗ на 1.01.14г категорий АВС1и С2 по залежам с вязкостью более 100 сПз составляют 1,9 млрд.т (6.5% от всех запасов России), в т.ч. по залежам разрабатываемых месторождений - 1.1 млрд.т (5,5% от общих запасов разрабатываемых месторождений).



Анализ показывает, что основные проблемы с извлечением связаны с запасами нефти вязкости более 100 сПз

Проблемы разработки:

- низкая подвижность нефти в пласте,
- сложность подъёма на поверхность и дальнейшей транспортировки,
- требуют использования особых дорогостоящих, зачастую, зарубежных технологий и оборудования

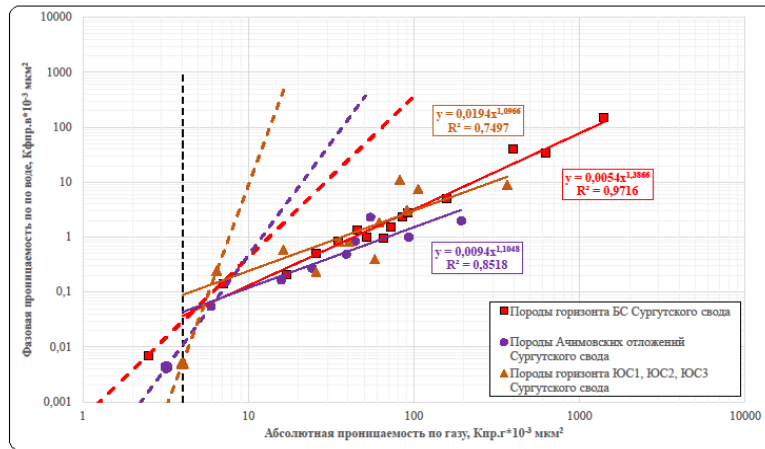
Возможные методы решения связаны со снижением вязкости нефти в пласте и скважине:

- Закачка горячей воды/пара в пласт,
- Применение электрических обогревателей/термокейсов
- Применение винтовых насосов

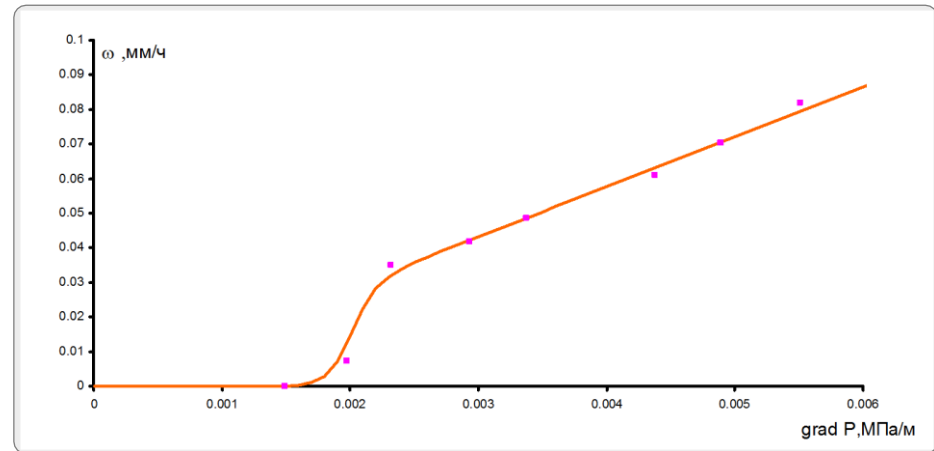
В настоящее время российская промышленность не выпускает в широком масштабе необходимые технологии. Многие технологические решения находятся в стадии опытной отработки и усовершенствования. Таким образом, граница ТРИЗ для высоковязких нефтей 100 сПз обусловлена отсутствием необходимых технологий для их извлечения.

ТРИЗ на 1.01.14г категорий АВС1и С2 по залежам с проницаемостью менее 4 мД составляют 4,9 млрд.т (16% от всех запасов России), в т.ч. по залежам разрабатываемых месторождений - 3.1 млрд.т (15,5% от общих запасов разрабатываемых месторождений).

Результаты исследования пород горизонтов БС, ЮС₁, ЮС₂, ЮС₃ и ачимовских отложений Сургутского свода.



Закон фильтрации с учетом градиента сдвига в условиях юрских отложений – группа *10-3 мкм², =0.002 МПа/м. R=0,84



Проблемы разработки:

- Породы с проницаемостью менее 4 мД характеризуются низким фильтрационным потенциалом (НФП), где закон Дарси нарушается, фильтрация приобретает нелинейный характер.
- Для начала фильтрации необходим начальный градиент сдвига

Возможные методы решения:

Необходимы специальные технологии разработки – дифференцированное воздействие на низкопроницаемую часть разреза (пример, система ГС с многозональным ГРП)

В настоящее время российская промышленность не выпускает в широком масштабе необходимые технологии. Многие технологические решения находятся в стадии опытной отработки и усовершенствования.

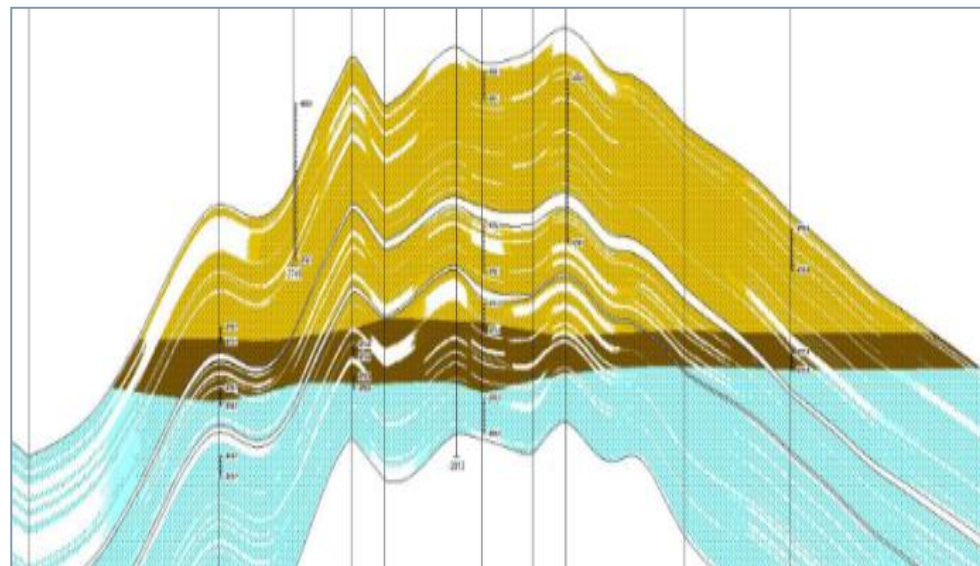
Граница ТРИЗ в 4 мД обусловлена:

- а) принципиально другими законами фильтрации флюида;
- б) отсутствием технологий, позволяющих дифференцированно разрабатывать низкопроницаемую часть разреза.

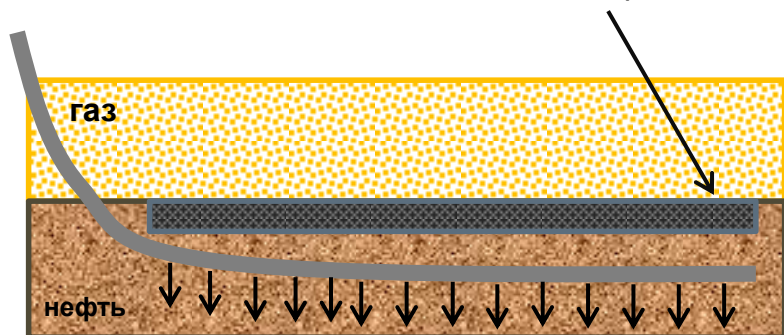
На 1.01.14 года около 3,7 млрд.т. нефти подгазовых зон и нефтяных оторочек не разрабатывается.

Проблемы разработки:

- Неконтролируемые прорывы газа к нефтяным скважинам, даже в случае низкой депрессии
- Даже относительное небольшое снижение пластового давления приводит к разгазированию нефти
- Система ППД отличается низкой технологической эффективностью и не способна удержать газовую шапку в своих первоначальных границах
- Низкие коэффициенты извлечения (утвержденный КИН <20%.)



Изоляционные пакера



Возможные методы решения:

- Необходимо создание технологий позволяющих изолировать нефтяную и газовые толщины и разрабатывать подгазовые зоны/ нефтяные оторочки на минимальных депрессиях

Отнесение тонких нефтяных оторочек подгазовых зон нефтегазовых месторождений связано с отсутствием технологий, позволяющих дифференцированно разрабатывать такие запасы.

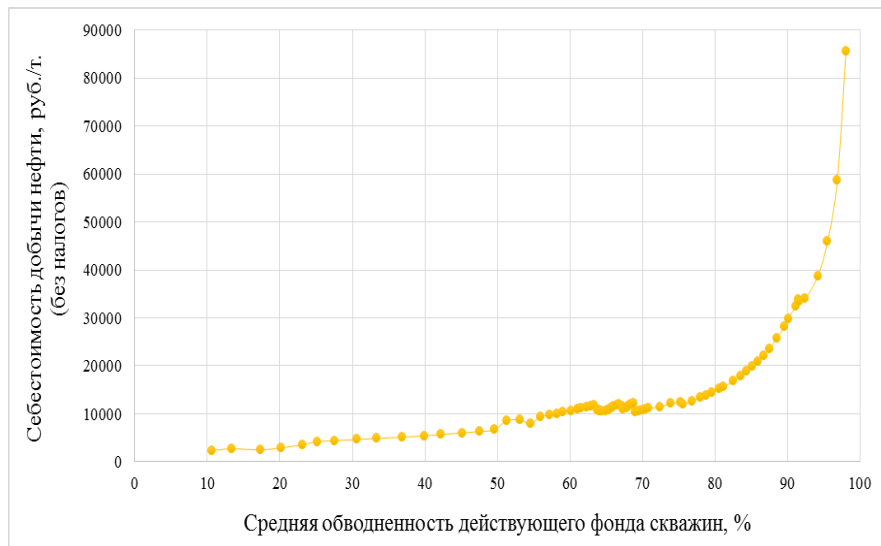
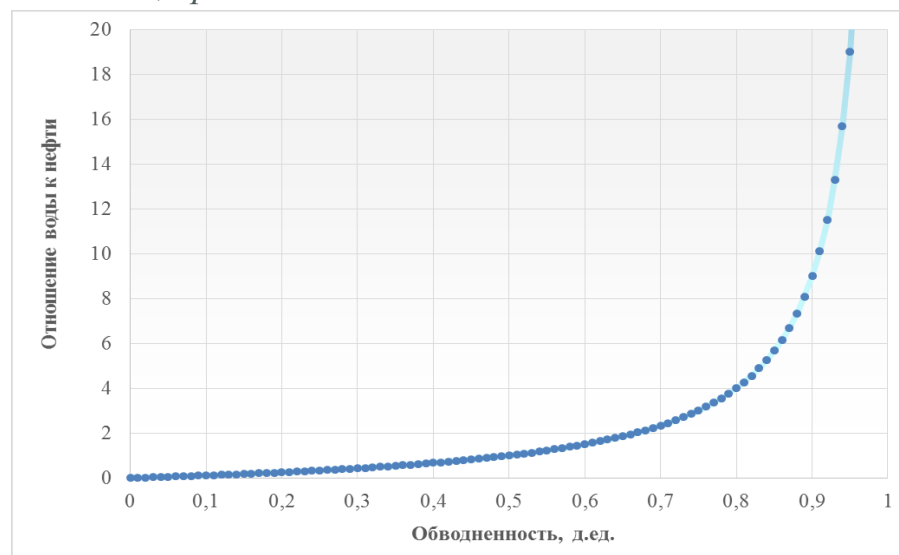
ТрИЗ на 1.01.14г категорий АВС1и С2 по 3354 залежам с выработанностью более 80% составляют 1,2 млрд.т (4% от всех запасов России). Годовая добыча – 77 млн.т, средняя обводненность – 94.5%

Проблемы разработки:

- высокая себестоимость нефти (подъем жидкости из пласта и подготовка товарной продукции), связанной с большим объемом попутно добываемой воды

Возможные методы решения связаны:

- Со снижением водопритоков – МУН, потокоотклоняющие и изоляционные технологии

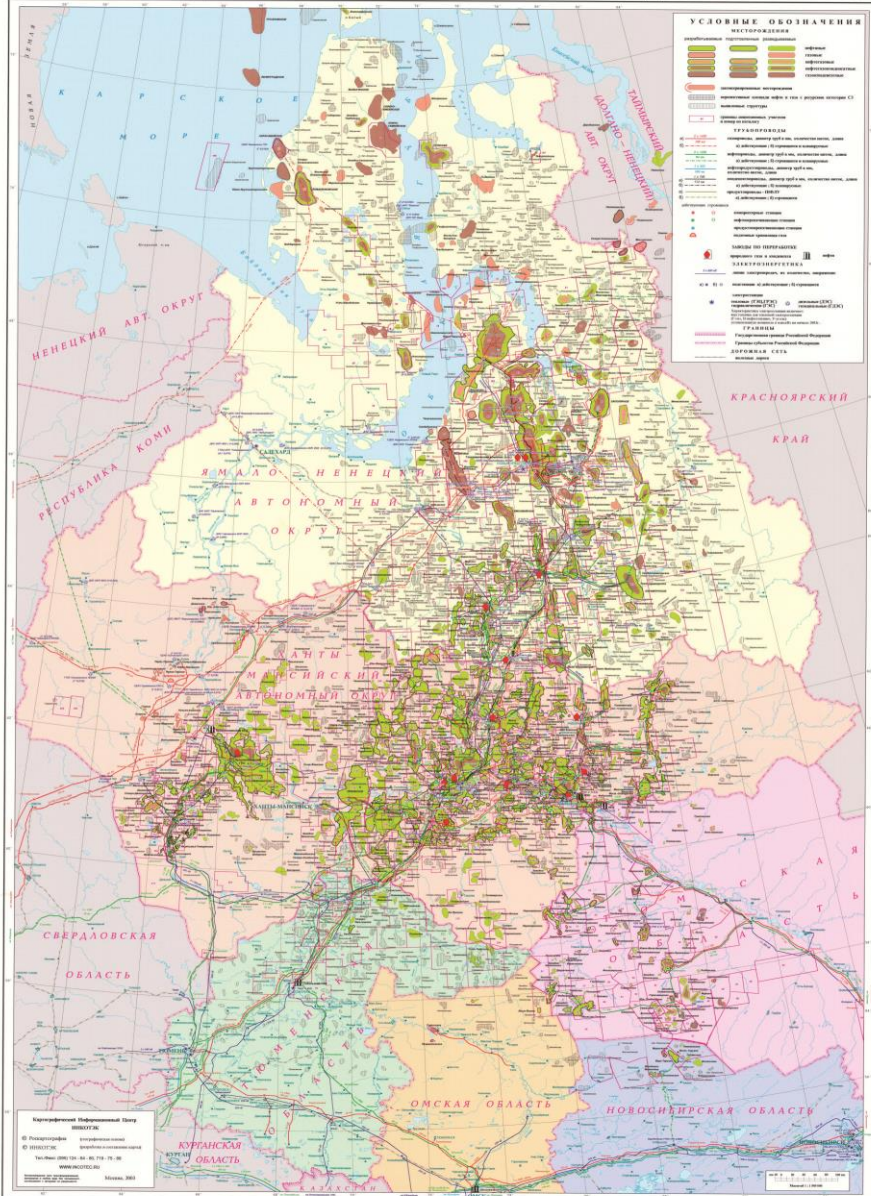


Снижение обводненности на 1% позволяет снизить операционные затраты на подготовку нефти на 15%.

В настоящее время такие залежи обеспечивают 15,4% добычи России и эта доля будет лавинообразно нарастать со временем.

Отнесение к ТрИЗ выработанных залежей нефти обусловлено отсутствием масштабной практики применения технологий МУН и РИР.

МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ



К месторождениям льготным по критерию удаленности относятся:

- Республика Саха (Якутия), Иркутская обл., Красноярский край,
- Ненецкий АО, п-в Ямал в ЯНАО
- ЯНАО
- Шельф РФ

Проблемы разработки:

- Значительная доля затрат в начальный период освоения месторождения приходится на строительство объектов связанных с логистикой.

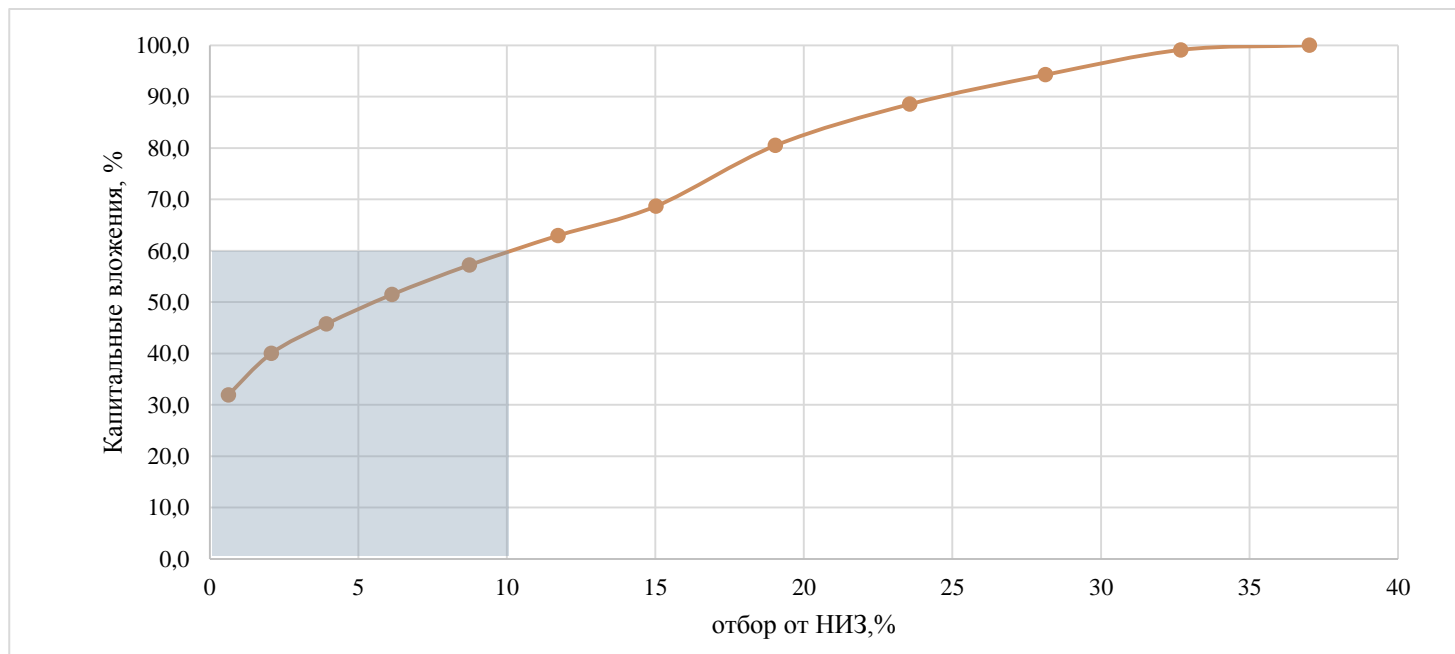
Возможные методы решения связаны:

- подбор оптимальных стратегий освоения (интегрированное проектирование) и применение новых технологий

Отнесение к ТриЗ месторождений, находящихся в удалении от основных центров нефтегазодобычи, не имеет прямого отношения к ТриЗ и связано только с развитостью инфраструктуры.

Срок предоставления льгот по ТриЗ следует увязать с периодом, за который месторождение (залежь) может быть подготовлено к промышленному освоению: проведены опытные работы и завершена подготовка инфраструктуры (внешней и внутренней).

График зависимости капитальных вложений от уровня отбора утвержденных извлекаемых запасов нефти



- Установлено, что за период достижения 10%- го отбора от НИЗ, нефтегазодобывающие предприятия вкладывают ~ 60-65 % всех капитальных вложений, предусмотренных ПТД. В этот период, разбуриваются наиболее продуктивные объекты и возводятся основные узлы системы сбора, подготовки и транспорта.

Группы	Критерии	Количественные критерии		
		Э.М. Халимов, Н.Н. Лисовский	Налоговый кодекс РФ	ГКЗ 2015
Аномальных нефтей	Вязких нефтей	В пластовых условиях > 30 спз	В пластовых условиях > 200 спз	В пластовых условиях > 100 спз
Неблагоприятных коллекторов	Малопроницаемых и низкопористых	<0,03 мкм ²	<0,002 мкм ²	<0,004 мкм ²
Подгазовые зоны и нефтяные оторочки				V _{гш} >1/3V _н
Технологическая	Выработанность (истощенность)	>0,7 НИЗ	>0,8 НИЗ	>0,8 НИЗ
Географическая		Районный коэффициент - в диапазоне 1-2	Республика Саха (Якутия), Иркутская обл., Красноярский край, внутренние морские воды/ территориальное море севернее Северного полярного круга, континентальный шельф РФ, Азовское и Каспийское, Черное, Охотское моря, Ненецкий АО, п-в Ямал в ЯНАО	Республика Саха (Якутия), Иркутская обл., Красноярский край, внутренние морские воды/ территориальное море севернее Северного полярного круга, континентальный шельф РФ, Азовское и Каспийское, Черное, Охотское моря, Ненецкий АО, п-в Ямал в ЯНАО
Нетрадиционные запасы нефти и газа			баженовская, абалакская, хадумская, доманиковая	баженовская, абалакская, хадумская, доманиковая, доюрские отложения (Западная Сибирь) и доюрские отложения (Восточная Сибирь венд/рифей)

Необходимо ввести единое ограничение по выработанности – 10% запасов для всех видов ТриЗ (исключение – высоковыработанные запасы).

Понятие трудноизвлекаемых запасов (ТриЗ) возникает, когда существующие технологии не отвечают геологическим особенностям пласта и разработка их нерентабельна.

Геологические факторы:

k – проницаемость пласта

h – толщина пласта

μ – вязкость нефти

$$Q = 2\pi \frac{kh}{\mu} \frac{\Delta P}{\ln \frac{R_k}{r_c}}$$

Технологические факторы:

ΔP – депрессия

ППД – вода, пар, ПАВ

R_k – контур питания

ГС, БС, МЗС

r_c – радиус скважины

ГРП, МУН, перфорация

Когда технологии достигают определенного развития адекватного геологическим особенностям объекта, ТриЗ переходят в категорию активных (неосложненных).

Государственное регулирование – способ стимулирования развития технологических решений в заданных геологических условиях.

I. Определение ТрИЗ:

«Трудноизвлекаемые запасы (ТрИЗ) – запасы залежей (месторождений, объектов разработки) или частей залежи, отличающиеся сравнительно неблагоприятными для извлечения геологическими условиями залегания нефти и (или) физическими ее свойствами, разработка которых существующими технологиями в условиях действующей налоговой системы экономически неэффективна».

II. Основная цель предоставления льгот – создание новых технологий, позволяющих экономически эффективно разрабатывать ТрИЗ.

Таким образом, при предоставлении льгот необходимо предусмотреть механизм реализации стимулирования ТрИЗ путем финансирования создания новых технологий за счет получаемой льготы на добычу нефти.

категория ТРИЗ	критерии		Текущие извлекаемые запасы категорий АВС1+С2 на 01.01.2014			Добыча за 2014 год		
	по НК	предлагаемые	по НК	предлагаемые	отклонение, %	по НК	предлагаемые	отклонение, %
Тюменская свита	выработанность ≤13%	выработанность ≤10%	1 884	1 725	-8%	15	12	-23%
Баженовская свита	выработанность ≤13%	выработанность ≤10%	498	497	0%			
Абалакская свита	выработанность ≤13%	выработанность ≤10%	86	85	-1%			
Хадумская свита	выработанность ≤13%	выработанность ≤10%	12	12	-3%			
Доманиковские отложения	выработанность ≤13%	выработанность ≤10%	28	28	0%			
Доюрские отложения (Восточная Сибирь венд/рифей)*	--	выработанность ≤10%		1 052	100%			
Доюрские отложения (Западная Сибирь)**	--	выработанность ≤10%		14	100%			
Проницаемость	выработанность ≤3%, проницаемость ≤ 2 мД	выработанность ≤10%, проницаемость ≤ 4 мД	2 006	2 258	13%	3	1	-69%
Вязкость	Вязкость более 200 мПа*с	выработанность ≤10%, вязкость более 100 мПа*с	202	597	196%	2	1	-61%
Подгазовые залежи/нефтяные оторочки	--	выработанность ≤10%	0	685	100%		9	100%
Запасы выработкой более 80%	лицензионные участки	залежи	1 019	1 178	16%	53	77	45%
всего			5 734	8 131	42%	73	99	35%

- Сопоставление ТРИЗ выделяемых по Налоговому Кодексу и предлагаемых для предоставления льгот показало, что количество ТРИЗ, в соответствии с предложениями увеличивается на 2.4 млрд.т (42%) по категориям АВС1+С2 (без учета удаленных месторождений).
- Потенциально попадающая под льготное налогообложение добыча в 2014 году увеличилась на 26 млн.т (35%) и составила 20% от добычи РФ.
- По доюрским отложениям Восточной и Западной Сибири под программы стимулирования предлагается включить не только добычу, но и ГРП.

Пласт – толща непроницаемых (низкопроницаемых) пород, обогащенных углеводородами и органическим веществом, ограниченная сверху и снизу небитуминозными породами

Поскольку обычные границы залежи, связанные с флюидным контактом, для залежей в коллекторах сланцевого типа отсутствуют, а определение ППЗ на значительном удалении от скважин малодостоверно, предлагается при подсчете запасов нефти вместо термина «залежь нефти» применять термин «объект подсчёта запасов нефти».

Объект подсчета запасов нефти – часть пласта в плане (район, зона), содержащая скопление жидких углеводородов, ограниченная удаленностью от скважины, в которой получен рентабельный (промышленный) приток нефти, либо отрицательными результатами испытаний в соседних разведочных и эксплуатационных скважинах. В пределах объекта оценки сланцевой нефти на основе дистанционных методов выделяются ППЗ.

Потенциально продуктивные зоны (ППЗ) - отдельные районы поля нефтеносности, в которых возможно получение притоков нефти при испытании скважин.

Предположительно, если ППЗ связаны с повышенной трещиноватостью, они могут быть выявлены методами 3D сейсморазведки при высокой разрешенности и использовании специальных методов обработки.

На стадии разработки залежей сланцевой нефти ППЗ определяются непосредственно дебитами из пробуренной скважины (скважин)

Пустотность- термин применяемый при ПЗ нефти в породах сланцевого типа. Это пустотное пространство породы, заполненное флюидом. При этом необходимо отказаться от определения «открытая». В формуле объемного метода подсчета запасов применяется величина общей пустотности породы. Такое определение вводится т.к. на этапе добычи предполагается создание искусственной трещиноватости.

Органическая пористость - поры, образующиеся в породе на месте преобразованного в нефть исходного органического вещества и керогена. Размеры таких пор крайне невелики, но они содержат углеводородный флюид, их необходимо учитывать при оценке геологических запасов.

$$Q_H = F \cdot h_H \cdot K_P \cdot K_H \cdot \theta \cdot \rho ,$$

Q_H – геологические запасы нефти, тыс. т

F – площадь залежи или части залежи, тыс. м²

h_H – нефтенасыщенная толщина, м

K_P – коэффициент общей пустотности, д.ед.

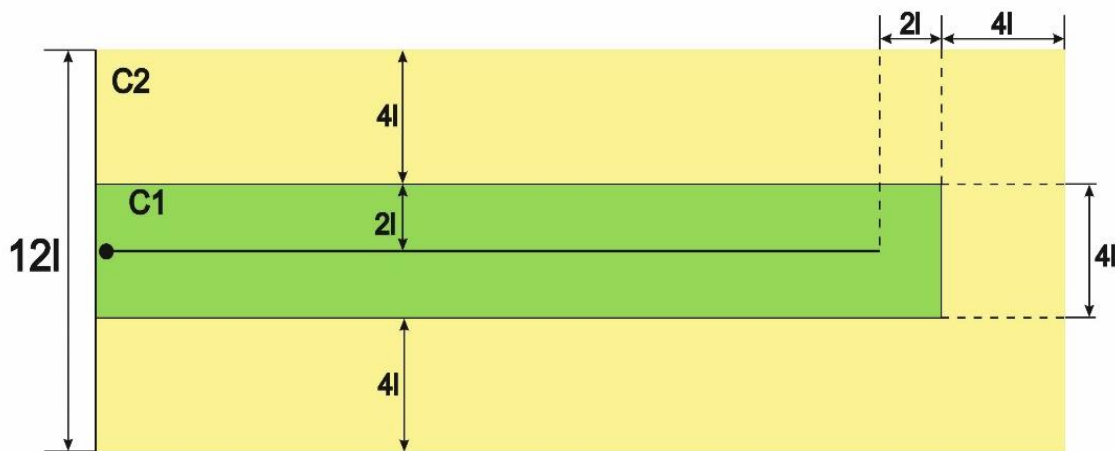
K_H – коэффициент нефтенасыщенности, д.ед.

θ – пересчетный коэффициент, д. ед.

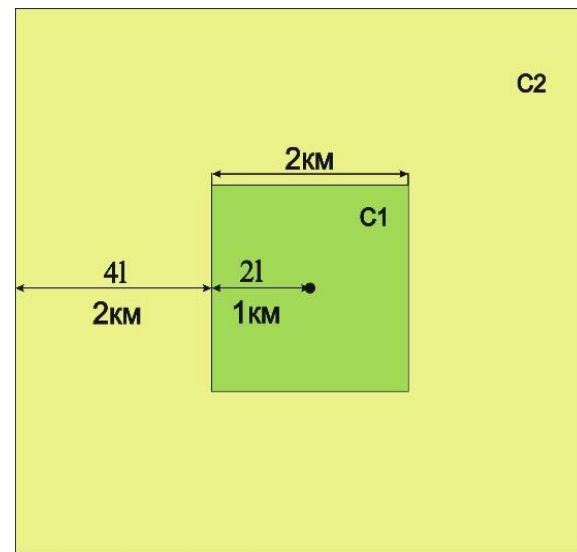
ρ – плотность нефти, т/м³

Применение объемного метода для подсчета начальных геологических запасов сланцевой нефти требует внесения ряда уточнений и дополнений.

Если расстояние между продуктивными скважинами менее $6l$ (3 км), контуры C_1 объединяются



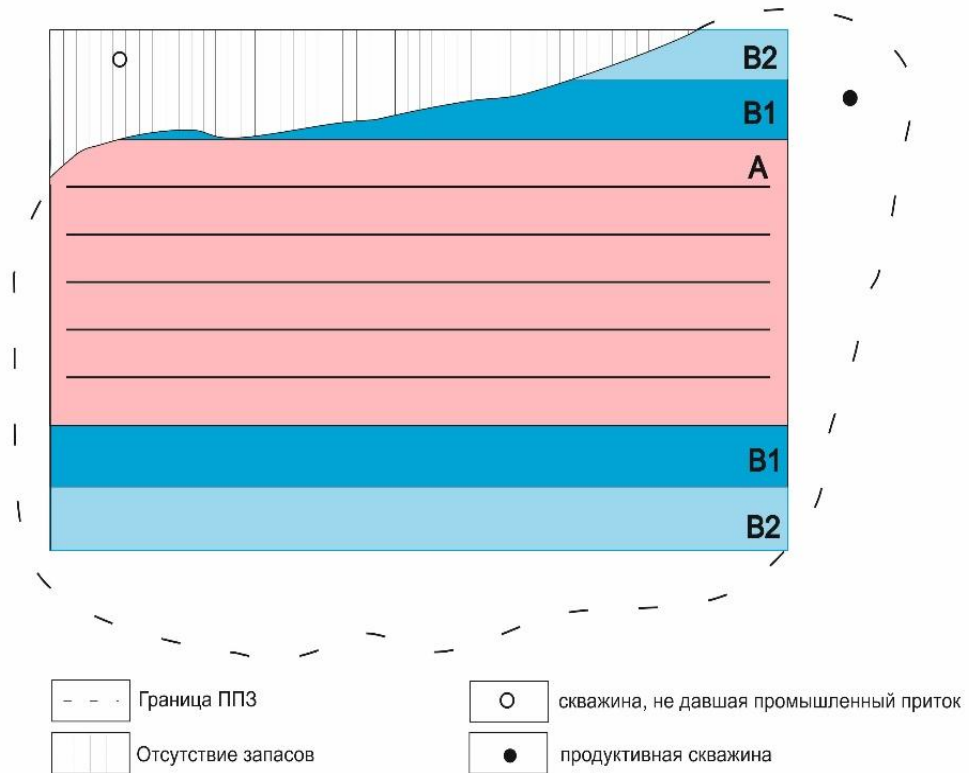
Границы категорий C_1, C_2 для скважины с горизонтальным удлинением ствола



Границы категорий C_1, C_2 для вертикальной скважины

Потенциально продуктивные зоны (ППЗ) могут ограничить границы категорий оцениваемых запасов.

Если скважина в пределах ППЗ непродуктивна, то ППЗ полностью снимется как неподтвержденная по результатам бурения и испытания. Геометрические границы категорий запасов сохраняются.



- Для объектов подсчёта запасов нефти в коллекторах сланцевого типа, если пробурена вертикальная (субвертикальная) поисковая скважина, к промышленному притоку нефти относить дебиты не менее 1 т/сут при испытании в колонне.
- Если пробурена вертикальная скважина, в которой выполнен ГРП в коллекторах сланцевого типа, требования к дебиту скважины увеличиваются. Дебит нефти должен составлять не менее 5т/сут
- Если пробурена одиночная эксплуатационная скважина с горизонтальным удлинением длиной не менее 500 м, в которой проведен/ не проведен множественный гидравлический разрыв пласта, необходимо произвести расчет с выполнением прогноза добычи нефти, показывающий, что при существующей цене на нефть и заданной характеристике падения дебитов в течение 5 лет затраты на скважину окупаются с учётом дисконтирования



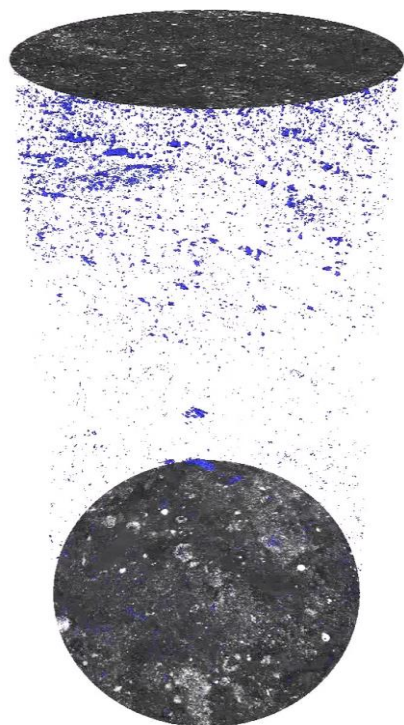
Дополнительные критерии для картирования зон возможной продуктивности баженовской свиты (ППЗ): **анализ температур** (палеотемператур), основанный на зависимости нефтеносности баженовских отложений от пластовой температуры, а также **анализ геохимических характеристик**

ЭФФЕКТИВНАЯ НЕФТЕНАСЫЩЕННАЯ ТОЛЩИНА. ЛИТОТИПИЗАЦИЯ РАЗРЕЗА С ЦЕЛЬЮ УТОЧНЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОЙ НЕФТЕНАСЫЩЕННОЙ ТОЛЩИНЫ



Компания	ОАО «СургутНИПИнефть» (вариант 1)	ОАО «СургутНИПИнефть» (вариант 2)	ИНГГ СО РАН	ЗАО «МиМГО им. В.А.Двуреченского»	АУ «НАЦ РН им.В.И.Шпильмана»	ФГБУ «ЗапСибНИИГГ»	ЗАО «ТИНГ»
Литотип Кремнистые радиоляриты $h_n \sim 100\%$	глинисто-керогено-кремнистые породы	радиолярит кремнистый	силициты	радиолярит	силициты слабоглинистые	силицит	кремнистые породы
	глинисто-кремнисто-керогеновые породы			апорадиоляритовые кремнистые доломиты	аргиллиты известково-кремнистые и кремнисто-известковистые		
Карбонатизированные породы $h_n \sim 50\%$	керогено-кремнисто-глинистые	радиолярит кремнисто-карбонатный		апорадиоляритовые известняки	силициты глинистые и известково-глинистые		карбонатные породы
	глинисто-керогено-карбонатные породы						
	карбонатные породы		карбонаты	известняки трещинно-кавернозные	известняки, доломиты	карбонат	доломитовые породы
Глинисто-битуминозные породы $h_n = 0\%$	глинистые породы	тонколистоватые глинисто-кремнистые разности	микститы	глинисто-кремнистые сильно битуминозные породы	аргиллиты кремнистые	аргиллиты битуминозные	
	керогено-глинисто-карбонатные породы	тонколистовато-чешуйчатые глинисто-кремнистые разности			Мергели	карбонат глинистый	
		тонколистовато-чешуйчатые глинисто-карбонатно-кремнистые разности				глины	

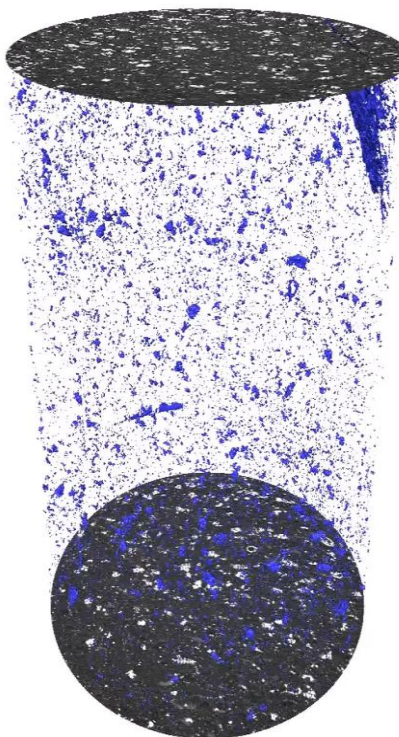
**ГЛИНИСТО-БИТУМИНОЗНАЯ
ПОРОДА**



4 мм

**Общая пористость –
0,2 %**

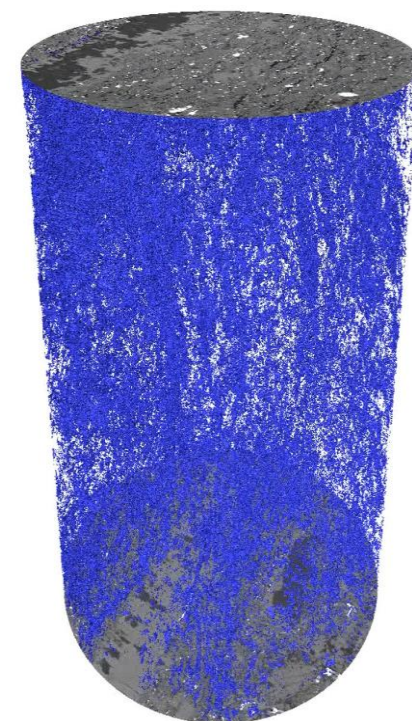
КРЕМНИСТЫЙ РАДИОЛЯРИТ



4 мм

**Общая пористость –
0,9 %**

**КАРБОНАТИЗИРОВАННАЯ
ПОРОДА**



4 мм

**Общая пористость –
2,1 %**

С точки зрения подсчета запасов наиболее значимой геомеханической характеристикой является **ХРУПКОСТЬ**. Механически ослабленные (хрупкие) интервалы разреза, обладающие лучшими емкостными свойствами, можно считать потенциальными коллекторами.

Методики определения хрупкости

1

- Расчет по данным акустического (АК) и гамма-гамма-плотностного (ГГК-П) каротажа значений модуля Юнга и коэффициента Пуассона, характеризующих упругие свойства пород

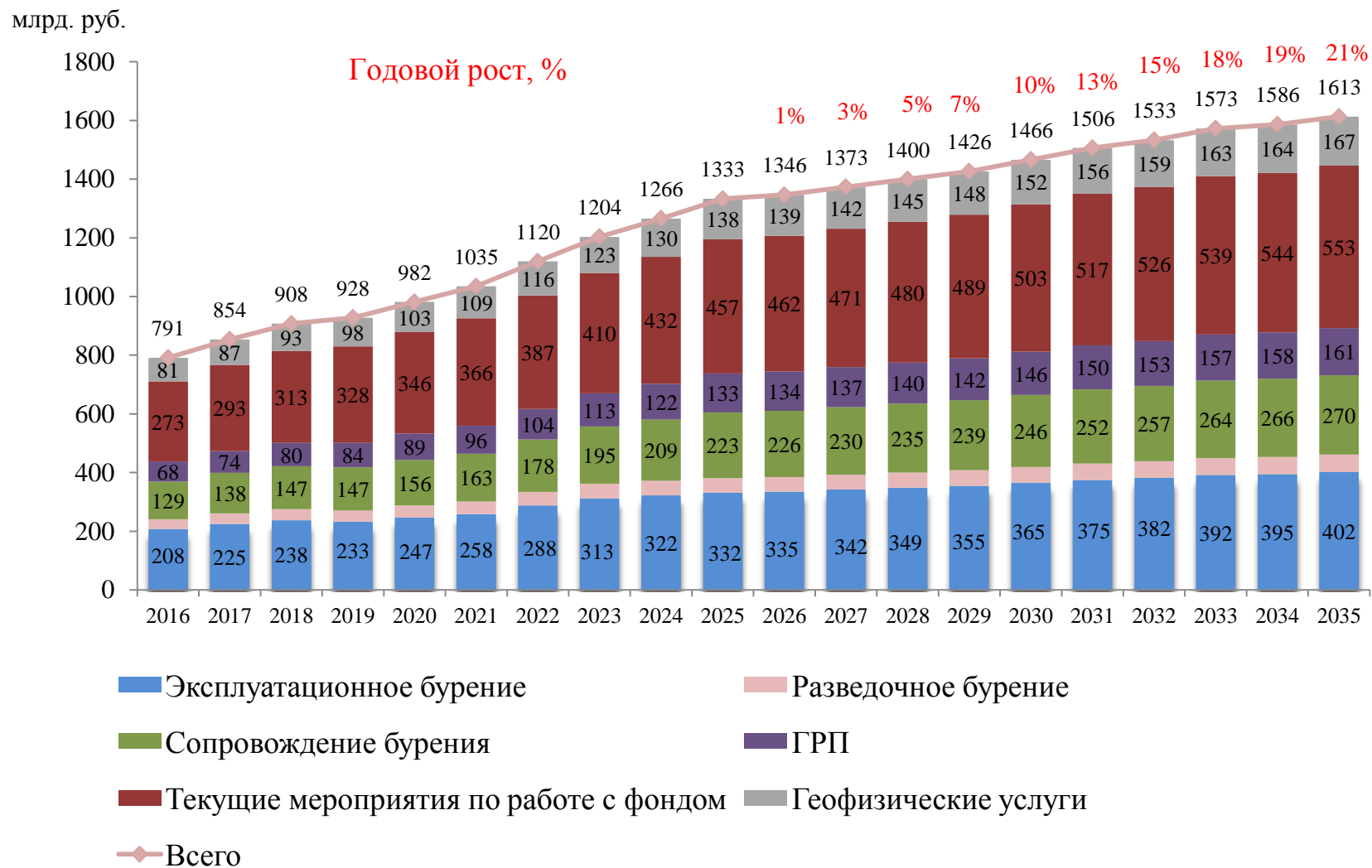
2

- Создание объемно-компонентной модели среды. Расчет параметра хрупкости осуществляется по сумме объемов и индивидуальным значениям хрупкости каждого минерала

1. Объемный метод является первичным методом оценки запасов нефти в коллекторах сланцевого типа
2. Уточнение запасов при наличии данных о содержании углеводородов в керне на основании пиролитического анализа, устраняются противоречия с объемной моделью. На стадии опытно-промышленной эксплуатации подбирается технология разработки, уточняются извлекаемые запасы
3. Использование дополнительных геолого-геофизических и геохимических характеристик
4. Оценка степени преобразованности органического вещества нефтематеринских пород, которая во многом определяется температурой (палеотемпературой)
5. Дополнительные параметры носят, скорее, региональный характер, используются при оценке ресурсов нефти категорий D1 и D2, но также могут использоваться для определения границ ППЗ, особенно если данные по притокам скважин и нефтеносности керна коррелируются с этими параметрами
6. Особенно важным при прогнозе границ ППЗ является возможность картирования разрывных нарушений и естественной трещиноватости, которая может значительно увеличивать проницаемость

ДЕЙСТВУЕТ **3 ОСНОВНЫХ ПОДХОДА** К ОЦЕНКЕ ЗАПАСОВ
СЛАНЦЕВОЙ НЕФТИ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ
ИЗУЧЕННОСТИ:

1. Объемный метод
 2. Метод, основанный на результатах пиролиза керна
 3. Метод материального баланса, являющийся основой для расчета КИН. В случае отсутствия данных КИН принимается равным 3,5%
- Объемный метод в любом случае является основным
 - При получении значений запасов, значительно превышающих возможный объем запасов для критически высоких значений пористости, долей эффективной толщины и др., требуется обоснование применяемой при подсчете запасов геологической модели



* по данным www.neftegaz.ru



**СПАСИБО
ЗА ВНИМАНИЕ!**