



# «ТРАДИЦИОННЫЕ» И «ЛЕГКОИЗВЛЕКАЕМЫЕ»

Соколов А.В.

[www.petrogeco.ru](http://www.petrogeco.ru)

[sokolov@petrogeco.ru](mailto:sokolov@petrogeco.ru)

(916) 202-5-202

г. Москва, 17 декабря 2015

Прочитав тему моего доклада, вы могли задать себе вопрос – может я что-то перепутал или забыл дописать в название?

Отвечаю: Не перепутал. И не забыл.

Таким названием я хочу привлечь внимание нашего профессионального сообщества к терминам, ставшие уже привычными, о которых мы слышим практически каждую неделю с высоких трибун и читаем о них на страницах научных статей и монографий. Речь идет так называемых **Трудноизвлекаемых и Нетрадиционных запасах**. Если вспомнить, они появились в нашем лексиконе недавно, не далее, чем 5 лет тому назад. До этого, синонимами были термины – «**Нерентабельные**» и «**Забалансовые**».

Возникает законный вопрос – если есть «Трудные запасы», то тогда очевидно должны быть «Легкие»? И если попытаться разобраться, где грань между ними, то можно увидеть, что «**трудность**» появляется тогда, когда в результате разработки обычного месторождения, происходит естественное ухудшение качества запасов, например в связи с возрастанием обводненности продукции или выхода на периферийные маломощные зоны.

К категории «**трудных**» можно также отнести открытые, но еще не разрабатываемые месторождения, приуроченные например к: а) низкопроницаемым или маломощным коллекторам; б) высоковязким нефтям; в) глубокозалегающим горизонтам; г) удаленным от инфраструктуры и т.д.

Но давайте обратим свой взор в 60-е года прошлого столетия, когда начиналось освоение Западной Сибири! Географическая удаленность, сложные климатические условия, болота, отсутствие инфраструктуры – вот не полный набор препятствий, мешающих освоению огромной территории. И если применить сегодняшнюю логику к тому периоду, то очевидно, что **ВСЕ** запасы на тот момент можно было бы назвать «**ТРУДНО**извлекаемыми». Но экономическая целесообразность перевесила все

риски и трудности освоения. И тогда в голову никому не пришло называть запасы ни «ТРУДНЫМИ», ни «ЛЕГКИМИ».

Таким образом очевидно, границей между «Легкими- и Трудными» запасами является экономическая рентабельность. Меняется экономическая конъюнктура – меняются характеристика запасов. Сейчас, в условиях провала нефтяных цен, доля нерентабельных запасов приобретает угрожающие размеры. Хотя еще вчера эти запасы были выгодными для их извлечения. Рецепт выхода из этой серьезной ситуации один – либо снижать себестоимость добычи, либо просить налоговые льготы.

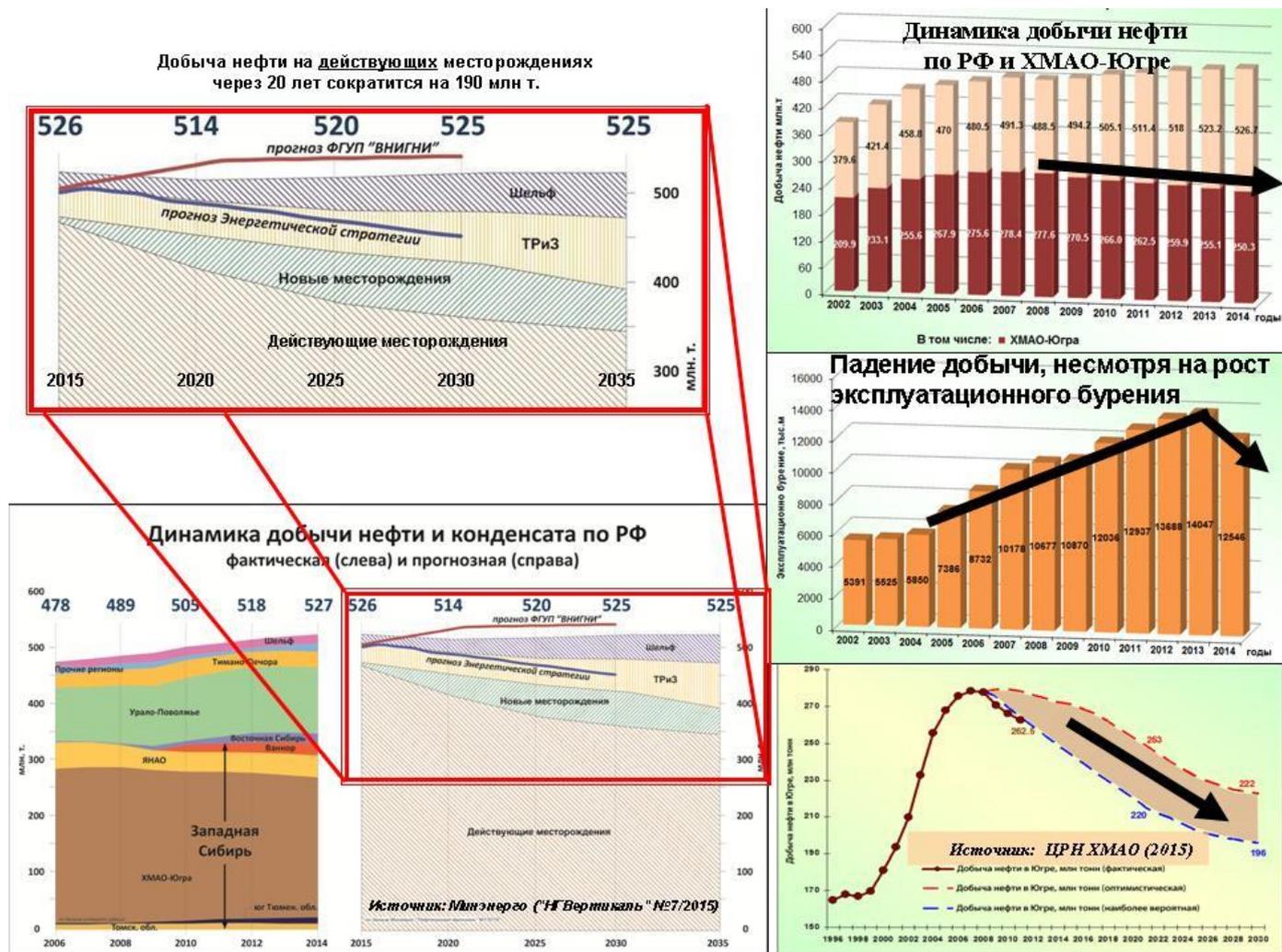
Теперь о другом термине, который также прочно засел в нашем профессиональном слэнге. Это – «**НЕТрадиционные запасы**». Обычно к НЕТРАДИЗам относят бажен, доманик, хадумиты и другие экзотические свиты и отложения.

Следует сказать, что помимо нерентабельности их извлечения в текущей экономической ситуации, существенное значение еще имеет и геологический аспект. Несмотря на то, что феномен, нефтеносности бажена, известен ни один десяток лет - мы так и не поняли структуру коллектора этих отложений, не понимаем как выделять проницаемые прослои, не понимаем как обосновать подсчетные параметры.

Существует множество толкований на этот счет, но нет единого понимания. Договорились даже до того, что в одном из учебников про баженовскую свиту написано, что это «... **коллектора, как бы одноразового использования...!**»

В этой связи, хочу обозначить – ЗАПАСАМИ в прямом понимании этого смысла НЕТРАДИЗЫ НЕ ЯВЛЯЮТСЯ. Ибо нельзя считать ЗАПАСОМ то, что невозможно подсчитать, непонятно КАК и главное, СКОЛЬКО добывать.

Тем не менее, не смотря на эти очевидные проблемы, стал доминировать в последнее время тезис о том, что ТРИЗы и НЕТРАДИЗы удержат от неизбежного падения добычу нефти в стране. Попробуем понять, так ли это? (рисунок № 1)



Думаю, что скажу общеизвестный факт, что наша страна находится на пике своей добычи последние три года. 15-й, и может быть 16-й год, еще будут держать полку 533 млн.т. Затем, по прогнозу Минэнерго, с 17-го года начнется снижение годовой добычи на 10 млн.т./год., которое, я не исключаю, может приобрести обвальный характер.

Обратите внимание на график - ХМАО-Югра, основной драйвер нефтедобычи в стране, начал «падать» в добыче уже с 2008 года, несмотря на неуклонный рост объемов эксплуатационного бурения до 2013 года. А в 2014 году, объемы эксплуатационного бурения стали падать.

И чем же тогда должна замещаться выпадающая добыча из действующих месторождений по замыслу наших стратегов? Как следует из этого графика – за счет Шельфа, ТРИЗов и Новых месторождений.

Рассмотрим их по порядку.

**Шельф.** Текущая ситуация на нефтяном рынке (низкая цена и неблагоприятное соотношение спрос/предложение) снизили актуальность разработки шельфовых месторождений. Вероятность запуска новых глобальных проектов на Арктическом шельфе в ближайшей и среднесрочной перспективе крайне мала. Следует сказать, что и раньше, в лучшие времена, **труднодоступный и экологически опасный** Арктический шельф воспринимался экспертами весьма сдержанно и способным восполнить не более 10-15% всей необходимой стране добычи лишь в далеком 50-м году.

**ТРИЗы.** Как было сказано раньше, рентабельная разработка ТРИЗов возможно только в случае получения налоговых преференций от государства. И чем хуже экономическая конъюнктура, тем больше необходимо налоговых льгот. Однако наивно ожидать, что наши истощенные месторождения попадут в «налоговый рай». Особенно сейчас, когда бюджет государства испытывает определенные трудности. Что касается снижения себестоимости добычи – то и здесь возможности для маневра весьма ограничены. Следует добавить, что даже при постоянной цене на нефть, доля ТРИЗов в общем балансе запасов страны будет ежегодно увеличиваться по мере истощения и выработки разрабатываемых месторождений.

На схеме мы видим, что остались **«Новые месторождения»**. И опять обратимся за примером к лидеру нефтедобычи и прироста запасов - ХМАО-Югре. (рисунок № 2).

**Ставка ВСМБ в действии**

Источник: ЦРН ХМАО, 2015

год	Кол-во м-й	Проходка тыс. метр	Прирост запасов С1+С2 млн.т.	Добыча млн.т.	Куммулятив прирост С1+С2 млн.т.	Куммулятив проходка тыс. метр	Годовая уд.эфф т/м	Куммулятив уд.эфф т/м
1994	3	394	3,6		3,6	394	9	9
1995	4	328	9,5		13,1	722	29	18
1996	10	442	24,9	165,0	38,0	1 164	56	33
1997	17	621	79,1	169,0	117,1	1 785	127	66
1998	20	611	104,1	165,0	221,2	2 396	170	92
1999	16	621	57,1	170,0	278,3	3 017	92	92
2000	16	831	45,9	182,0	324,2	3 848	55	84
2001	19	1 044	61,3	195,0	385,5	4 892	59	79
2002	19	552	34,1	200,9	419,6	5 444	62	77
2003	15	462	26,8	233,1	446,4	5 906	58	76
2004	13	394	35,1	255,6	481,5	6 300	89	76
2005	3	325	8,7	267,9	490,2	6 625	27	74
2006	9	319	15,7	275,6	505,9	6 944	49	73
2007	1	324	2,6	278,4	508,5	7 268	8	70
2008	1	318	1,2	277,6	509,7	7 586	4	67
2009	11	213	66,3	270,5	576,0	7 799	311	74
2010	4	271	11,5	266,0	587,5	8 070	42	73
2011	8	264	20,7	262,5	608,2	8 334	78	73
2012	6	305	10,7	259,9	618,9	8 639	35	72
2013	4	311	6,3	255,1	625,2	8 950	20	70
2014	6	318	67,7	250,3	692,9	9 268	213	75

**Эффективность поисково-разведочных работ в ХМАО-Югра в постсоветский период:**

- Средний размер открытия (С1+С2) = 3.3 млн.т,
- Текущая среднемноголетняя удельная эффективность = 72 т/м

Что же там открывается и какая эффективность? За постсоветский период (1994-2014 гг.) были достигнуты показатели:

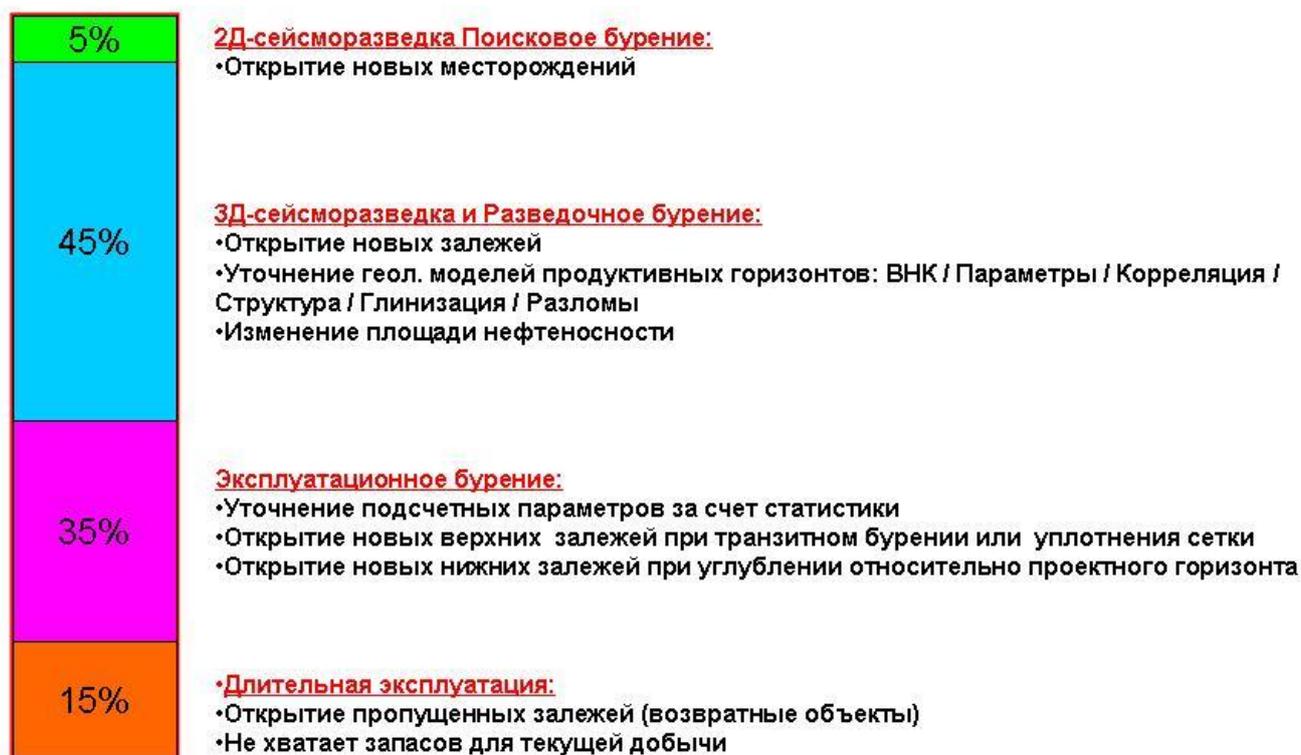
- средний размер открытия = 3,3 млн.т. При этом траектория размера открытий неуклонно снижается.
- среднеегодулетний удельный прирост запасов С1+С2 на метр поискового проходки = 72 т/м.
- накопленный прирост запасов С1+С2 новых месторождений = 0,7 млрд.т при том, что суммарная добыча = 4,7 млрд.т. т.е. не более 15% воспроизводства запасов за счет новых месторождений.

Следует также сказать, что доля прироста за счет открытий не дотягивает до 5% от общего прироста. Остальные 95% годовых приростов приходится на этап разведки и эксплуатации. Такая пропорция **5 / 95** сохраняется и остальных нефтегазоносных провинций РФ (в целом Зап- Сибирь, Волго-Урал, Тимано-Печора, Вост- Сибирь).

Таким образом, из всей триады рассмотренных источников поддержания будущей добычи - **«Шельф / ТРИЗы / Новые месторождения»**, в качестве единственного источника, который хотя бы теоретически может быть существенным «поставщиком» свежих запасов и даже способен на рост – можно отнести последний. Причем, я бы говорил не о новых месторождениях, а более широко - **«Приросте запасов за счет ГРП»**. Причем запасов «Обычных», «Традиционных», «Легких».

На **рисунке № 3** представлена моя экспертная оценка долей вклада прироста запасов на различных этапах ГРП. Очевидно, что процесс ГРП продолжается в течение всей жизни месторождения. Мы наблюдаем движение запасов, начиная от поисков и до самой поздней стадии разработки. Я могу ошибаться в деталях, но, уверен, что пропорции верны.

### Доля прироста запасов С1 и С2 и причины их изменения на разных этапах ГРП (экспертная оценка)



Думаю, что вы со мной согласитесь с утверждением, что запасы «делают» «Подсчетчики». И что у них в голове, то и будет на бумаге и в госбалансе!

Примеров, когда подсчетчик «выжимал» из каждого проведенного вида исследований информацию и конвертировал ее в запасы - очень много. Но так же и много случаев, когда мы

наблюдаем выполнение сейсморазведочных работ, бурение скважин, но при этом запасы «застыли» на много лет и никак не отражают текущей изученности.

Ниже я хотел бы сделать акценты на проблемы и вопросы, решение которых как мне кажется, существенно влияют на качество подсчитанных запасов и их достоверность. На протяжении уже многих лет, работая в оперативной комиссии, могу абсолютно точно указать на несколько типичных **«проблем»** при подсчете запасов, характерных для всех этапов – от поисков до самой поздней стадии разработки, и для во всех регионах нефтедобычи.

### **О применении результатов сейсморазведки при подсчете запасов.**

Должен сказать, что все дорогостоящие полевые сейсмоработы выполняются практически безупречно. Но потом, карты «портятся» в голове у интерпретатора. За достижениями математической обработки, позволяющие с **высочайшей** детализацией увидеть объект исследования, мы иногда «за листочками не видим леса».

С большинством коллег сидящих в этом зале, мы часто встречаемся на оперативных комиссиях. Вспомните, когда зовут на помощь сейсмика? Когда нет, например, возможности предложить новую геологическую идею объяснения разных ВНК, или же надо как-то «закрыть» залежь. И тогда «вступают в бой» красно-желто-зеленые импедансы. Откуда-то появляются «зоны глинизации», «фронтальные зоны нижних пляжей», «дистальные лопасти авандельт» и т.д. и т.п. И ничего, что через 1,5 года опять приносят это месторождение, но уже в зонах «глинизации» пробурены новые скважины, получены притоки нефти и идет разработка! А корреляция разрезов скважин диаметрально противоположна сейсмической корреляции, представленной 1,5 года назад.

Так в чем причина такой ситуации? И пусть на меня не обижаются сейсмики, но я хочу ответственно заявить – излишняя сейсмическая детализация и излишняя сейсмостратиграфическая нагрузка **мешает** восприятию и часто противоположена при оконтуривании разведочного объекта и при подсчете запасов!

### **Проблема Условных Подсчетных Уровней (УПУ)**

Этот прием используется когда ВНК не вскрыт бурением и нефтеносность резервуара распространяется ниже по гипсометрии. Но вместо того, что бы УПУ обозначить ниже склону и раскрыть новые перспективы продолжения ГРП и прироста запасов, очень часто за УПУ принимают отметку либо Нижней Дыры Перфорации (НДП), либо Последнего нефтенасыщенного коллектора. Особенно обидно это наблюдать на этапе поисков, когда скважина-первооткрывательница пробурена в «макушке» складки.

Что в итоге? Помимо занижения запасов месторождения, компания получает и другую проблему –необеспеченность запасов при их быстрой выработке.

Другой пример – когда месторождение состоит из многих куполов, на которых ведется разработка. И каждый купол имеет свой УПУ. И разница между ними 10- 15 метров. И опять возникает проблема, когда запасы «кончились», а добыча продолжается!

Ну и наконец, третий пример, когда имеем дело с цепочкой разных месторождений, на которых ведется разработка. Но ни в одном из продуктивных пластов ВНК не вскрыт. И опять залежи ограничиваются УПУ. Расстояние между месторождениями от 1 до 5 км. Общая сейсмогеологическая ситуация говорит о том, что мы имеем дело с локальными поднятиями одного большого месторождения! Причем многопластового. И если сейчас, сумма запасов всех разрозненных месторождений не превышает 5 млн.т., то в случае объединения их в единое месторождение даст запасы в 10 раз больше!

Я намеренно не говорю о названиях залежей, месторождений. Они есть в Западной Сибири, Волго-Урале. Многие коллеги наверно поняли и узнали у себя такие случаи? Но, как говорить, любые имена вымышлены, а любое сходство случайно!

### **Укрупнение подсчетных объектов для единых технологических объектов разработки.**

Другой типичный пример, когда на госбалансе например, числятся 5 пластов и 25 залежей в них, приуроченных к единому стратиграфическому этажу. Причем, в подавляющем большинстве случаев во

всех залежах ВНК не вскрыты и приняты УПУ. Такие случаи характерны, например для Ачимовской пачки или пластов Средней Юры Западной Сибири. И все эти запасы объединены в единый технологический объект разработки.

Для каждой залежи приняты разные подсчетные параметры для разных зон и категорий. Разные КИНЫ. И внутри всей этой «каши» пытаются разделить добычу по каждому подсчетному объекту. Помимо проблемы возрастания выработки по каждой залежи, мы естественно снижаем запасы.

В случае объединения в единый объект подсчета запасов исчезают все негативные факторы разных значений Параметров, КИНов. Понижается % выработки запасов и появляется возможность рассматривать применение льгот по НДСИ,

### **О достоверности количественной интерпретация данных ГИС.**

Не подвергая ни в коей мере базовые основы петрофизического обеспечения, все же надо ответить на вопрос – почему мы получаем при испытании свободную пластовую воду из чисто-нефтяных зон? Отговорки типа – «после ГРП всегда так» или «некачественный цементаж» не принимаются. Такие случаи часто наблюдаются при освоении низпроницаемых пластов ачимовской толщи. При среднем значении  $K_{пр} = 1,5мД$  среднее значение  $K_n$  для залежи редко поднимается выше 0,5, т.к. Соппротивление тоже не высоко. И если убрать из объема порового пространства  $K_{он}$  и  $K_{ов}$ , мы всегда будем иметь некоторую долю свободной воды («рыхлосвязанной»).

Вопрос в том, включать ли в нефтенасыщенный объем такие низкоомные коллектора, которые находятся заведомо гипсометрически выше ВНК?

Мой ответ – «ДА» включать, т.к. в нефтенасыщенный объем должны включаться коллектора, которые хоть одну каплю, но имеют подвижную нефть.

Ситуация осложняется, когда мы имеем ограниченный комплекс ГИС. Тогда вообще никаких значений  $K_n$  не должно рассчитываться.

### **¼ толщины в бажене; $K_{п}=0,08$ ; $K_n= 0,85$**

Эти волшебные цифры преследуют нас несколько десятилетий! На этих значениях рассчитаны все многомиллиардные запасы баженовской свиты, которые затем докладываются губернаторам.

Начнем с того, что Бажен можно и нужно стратифицировать по высоте. Внутри него можно выделить, как минимум три слоя – Верхний – Средний – Нижний, каждый из которых обладает своим набором геофизических пропорций.

Не все слои содержат в себе подвижную нефть. Высокий генерационный потенциал, о котором так любят говорить многие исследователи, еще не есть знак равенства с продуктивностью! Например, на Колтогорском месторождении, нефтеносным оказался только средний бажен. На Тагринском месторождении видим чередование – верхний, средний, нижний в том или ином сочетании.

Поэтому принимать ¼ от всей толщи Бажена как эффективную – на мой взгляд, неправильно. А лучше, вообще уйти от этого способа. Например, на Колтогоре мы исследовали 100% керн, отобранный изолированным керноотборником и получили, что среднее значение  $K_{пустотности} = 1,5\%$  для среднего Бажена.

Поэтому, есть предложение - считать эффективный объем как произведение ВСЕЙ Толщины выбранного слоя (например Среднего) на 1,5% и на 100%  $K_n$ . Почему 100%  $K_n$ ? Т.к. НЕ может быть воды в бажене по генетическим причинам.

Предлагается в качестве площади принимать полигональную систему. Вокруг скважин с промышленными притоками принимать  $S_1$ , остальную разбуренную площадь принять по  $S_2$ .

Переходя к третьей части своего доклада, я хотел бы посвятить его теме **ВМСБ .** И для этого надо прокомментировать ответы на несколько вопросов:

### **А) Где искать.**

Нефть, которую нужно будет добыть **ЗАВТРА** для обеспечения текущих потребностей страны, находится гораздо ближе – в Западной Сибири и Урало-Поволжье. Потенциал будущей добычи из недр этих двух нефтегазоносных бассейнов, будет оставаться решающим в ближайшем обозримом будущем. Поэтому ГРП надо сконцентрировать именно в этих регионах.

## **Б) Где бурить?**

Этот вопрос одинаково можно адресовать и Государству, в активе которого остались «зеленые поля» и Нефтяным компаниям, владеющие практически всем фондом разведанных запасов в пределах своих лицензионных территорий.

Единственный способ удержать добычу нефти в стране – **это поменять свои стереотипы в поисках нефти в традиционных районах нефтедобычи** и в традиционных коллекторах. Необходимо поменять философию поисков нефти и начать целенаправленно искать нефть в прогибах, в отрицательных формах подземного рельефа, на склонах поднятий. Одним словом там, куда все последние десятилетия мы сознательно не заходили, чтобы не усложнять себе поиски и не удорожать работы. Мы, как правило, ищем то, к чему привыкли, что понимаем и что искали и находили последние 50 лет – простые антиклинальные ловушки.

Ожидания новых открытий кроются конечно в **Нераспределенном фонде недр (НФН) – территория поисков**. Но, к сожалению, в период после отмены ставки ВМСБ так и не была предложена новая парадигма поисковых работ в основном регионе страны – ХМАО-Югре. На протяжении последних 20 лет за счет средств государственного бюджета отрывались месторождения, которые в основной своей массе, так и не нашли своего недропользователя.

А сейчас, после создания специализированного предприятия со 100% государственным участием, объединившего геологоразведочные организации страны, вместо того, чтобы решать, куда направить остатки своих сейсмопартий и буровых бригад на поиски новых свежих запасов, мы слышим бесконечные мантры о ТРИЗах, НЕТРАДИЗах, полигонах.

**Конечно, в условиях дефицита разведочных идей, гораздо проще, и главное, безопаснее для собственной репутации, уводить поиски туда, где результат, может быть, будет известен через несколько десятилетий.**

Если говорить о распределенном фонде недр, то для компаний серьезным тормозом служит запрет **Поискового бурения ниже горного отвода**. О каких открытиях в Палеозое может идти речь, если ниже 100 метров от последнего пласта запрещено бурить???

## **В) Сколько бурить?**

Сейчас в ХМАО – Югра бурят чуть более 300 тыс.м. поисково-разведочного бурения. Эту задачу можно решить обратным счетом через Удельный Прирост Запасов (т/м). Например, в ХМАО, при среднемноголетней эффективности 72 т/м, для того, чтобы подготовить 100 млн.т. запасов нужно ежегодно пробурить **1, 4 млн.** метров поисково-разведочного бурения!. Но у нас не осталось столько буровых бригад!

В завершении своего доклада, хотел бы поделиться тем, чего Я жду от внедрения новой классификации запасов. Если вспомнить с чего все начиналось, то главным результатом внедрения НКЗ была надежда на привлечение инвестиций в нефтянку. Особенно западных. Вспомните – мы должны быть открыты миру! Мы должны работать на одной понятийной платформе! Понятно, что сегодня эти мечты надолго закрылись. Новых инвесторов не будет. И уже неважно, плохо или хорошо выполнена настоящая работа. Сейчас, в условиях низких цен на нефть и санкций, когда доля нерентабельных запасов приобретает угрожающие размеры, а госбюджет еле выдерживает возрастающие нагрузки, наивно ожидать каких-либо налоговых льгот. **Зачем стимулировать то, что не выгодно?** Лучше дать свои последние деньги тому, кто сможет найти второй Самотлор! Территории для этого у нас в стране достаточно!

