

К вопросам интеграции с международными стандартами новой классификации запасов нефти в России, вступающей в силу с 01.01.2016 года

А.Ф. Сафаров (институт «ТатНИПИнефть»)

Запасы углеводородов – тема важная, неоднозначная и во многих аспектах политизированная. Так как нефть залегает на больших глубинах, очень трудно дать ей точную количественную оценку. Практически в каждой нефтедобывающей стране мира приняты различные подходы к классификациям и методике оценки запасов нефти и газа.

Методы подсчета извлекаемых запасов нефти условно можно разделить на две категории:

- **Детерминистский метод (Deterministic)** – метод, базирующийся на известных геологических, инженерных и экономических данных. Для расчета используются одиночные значения параметров, используемых для расчета запасов (площадь, пористость, мощность и т.д.). Результатом также является единственное значение запасов.

- **Вероятностный метод (Probabilistic)** – статистический анализ известных геологических, инженерных и экономических данных, при котором запасы подсчитываются по непрерывным кривым распределения. На входе и на выходе – кривые распределения значений с вероятностями появления значений.

В России с момента начала добычи нефти сложился детерминистский подход, на выходе которого имеется одна цифра запасов. Для широкой аудитории это понятный подход, но в то же время нельзя отрицать, что и более ошибочный. Вероятность того, что запасы нефти, определенные путем детерминистского подхода, не соответствуют реальности, стремится к 100%-ному значению. В иностранных компаниях (США, Иран, Ирак и т.д.) запасы УВ определяются по функциям распределения вероятности, так как такой подход более правильный с точки зрения ведения нефтяного бизнеса.

Что же касается классификаций запасов нефти, то для российских нефтяных компаний актуальными являются 3 классификации:

- **Классификация запасов и ресурсов нефти и газа РФ.** Эта классификация применяется только в России и не признается международными организациями.

- **Классификация Общества инженеров-нефтяников (SPE).** Наиболее распространенная классификация запасов в нефтяных странах Персидского залива и Америки.

- **Классификация SEC.** Обязательная классификация для нефтяных компаний, чьи акции торгуются на американской Комиссии по рынку ценных бумаг.

Действующая российская классификация, утвержденная Министерством природных ресурсов приказом №126 в 2001 г., по сути своей является наследницей закрытой советской системы и ориентирована на государственный учет и геологию. Данная классификация обладает некоторыми небольшими преимуществами перед западными классификациями, но в условиях рыночной экономики является малоприменимой вследствие того, что не учитывает экономическую составляющую извлечения запасов.

Выделение категорий в действующей российской классификации запасов и ресурсов нефти и газа тесно переплетено с этапами проведения геолого-разведочных работ и стадиями разработки месторождений (табл. 1). Выделение запасов нефти и газа ведется на следующие категории:

Категория А – запасы, добываемые в соответствии с утвержденным проектом разработки. Все параметры залежи известны, запасы выделяются на поздней стадии разработки месторождения.

Категория В – запасы, добываемые в соответствии с утвержденным проектом разработки. Все параметры залежи до конца не изучены, запасы выделяются в начальной стадии разработки месторождения.

Категория С1 – в основной части неразрабатываемые запасы, определенные по материалам поисково-разведочного и эксплуатационного бурения и промышленного опробования.

Категория С2 – запасы определены по материалам поисково-разведочного бурения, определены объемы залежей, но не проведено опробование.

Отметим, что выделяются еще категории ресурсов С3 и Д (Д_{1л}, Д₂, Д₃). На них заострять внимание мы не будем.

Таблица 1

Этапы	Стадии	Объекты изучения	Результаты изучения	Категории ресурсов и запасов	Хар-ка ресурсов и запасов
Региональный	Прогноз нефтегазоносности	Нефтегазоперспект. районы	Проведение мелкомасшт. региональных исследований	D2	Прогнозные
	Оценка зон нефтегазонакопления	Нефтегазоперспект. зоны и зоны нефтегазонакопл.	Проведение крупномасшт. региональных исследований	D1 и частично D2	Прогнозные
Поисково-оценочный	Выявление объектов поискового бурения	Участки в пределах зон нефтегазонакопл. и нефтегазоносных перспективных зон	Выявленные ловушки	D1	Локализованные
	Подготовка объектов к поисковому бурению	Выявленные ловушки	Подготовленные ловушки к поисковому	C3	Перспективные
	Поиск и оценка месторождений	Предполагаемые залежи на подготовленных ловушках	Открытая залежь	C2 » C1	Новые открытые
			Новая залежь	Разведываемая залежь	C2 ≈ C1
Разведочный	Разведка и пробная эксплуатация	Разведываемая залежь	Подготовл. разработке залежь	C2 « C1	Разведанные
Разработка месторождения	Реализация первого проектного документа на разработку (техсхема и проект опытно-промышленной разработки)	Залежь (эксплуатационный объект) в разработке и продолжает разбуриваться по сетке первого проектного документа на разработку	Залежь в разработке и разбуривается по сетке проекта разработки	C1 —> B	Разведанные разрабатываемые
	Реализация второго проектного документа на разработку			B —> A	Разведанные разрабатываемые

Наиболее распространенная и часто используемая классификация запасов в нефтяных странах мира – это классификация Общества инженеров-нефтяников (SPE). В своих годовых отчетах нефтяные компании используют именно эту классификацию, так как она позволяет определить собственные реальные активы.

Согласно классификации Общества инженеров-нефтяников выделяют (рис. 1):

- **Доказанные запасы (Proved Reserves)** – обычно единственная категория, рассматриваемая кредиторами.
- **Вероятные запасы (Probable Reserves)** – вместе с доказанными часто составляют основу проектов разработки месторождений и принятия обязательств на проведение работ.
- **Возможные запасы (Possible Reserves)** – указывают на имеющийся потенциал и участки дальнейших исследований и сбора данных.

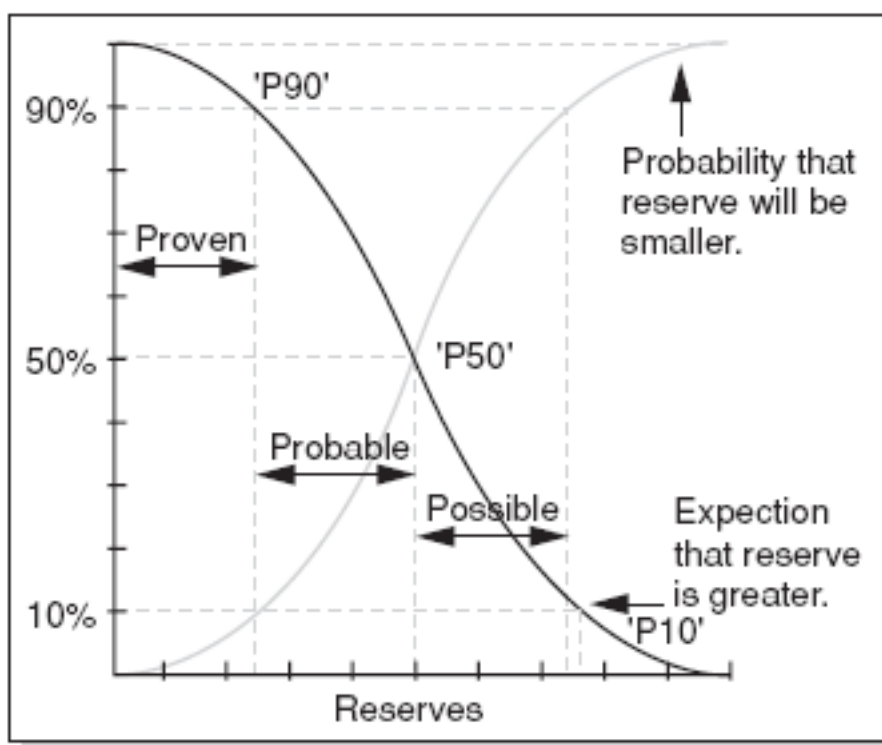


Рис. 1 Классификация запасов нефти и газа Общества инженеров-нефтяников (SPE)

В условиях современных реалий, когда все российские нефтяные компании интегрированы в нефтяной мировой бизнес, назрел вопрос о создании в России новой классификации запасов нефти, максимально приближенной к западной классификации.

Введение новой классификации запасов, близкой к западным аналогам, избавляло бы компанию от двойной системы отчетности аудита запасов – внутренней и внешней.

Так, на сегодняшний день почти все российские нефтяные компании, кроме компании «Лукойл», пользуются услугами зарубежных аудиторов (такие, как Miller&Lents и др.), которые основываются на международных стандартах классификации запасов. Компания «Лукойл» - единственная компания в России, которая сама считает запасы по западным стандартам и представляет аудиторам не исходные данные, а результаты подсчета. Задача аудитора в этом случае сводится лишь в проверке корректности подсчета.

Такой подход имеет много положительных моментов: во-первых, компания экономит миллионы долларов, связанных с расходной частью на услуги аудиторов. Во-вторых, позволяет исключить риск ошибок аудитора, связанных с недостаточным знанием геологии региона, распределения запасов в разрезе нефтяных объектов и принятых допущений при разработке каждого отдельно взятого месторождения.

Необходимость аудиторской оценки на сегодняшний день никем не ставится под сомнение, так как окончательный отчет аудиторов является «толчком» для продвижения акций на фондовые рынки, получения больших займов у иностранных банков, а самое главное для определения собственных активов.

Необходимость введения новой классификации запасов в России определяет и тот факт, что разница запасов с оценками международных аудиторов, которые придерживаются классификации SPE, доходит до 30 %. Некоторые «ресурсы», выделенные по российской классификации, по оценке международных аудиторов, вовсе остаются неучтенными, так как не попадают в категории доказанных, вероятных или возможных запасов.

Пример такого недопонимания из-за расхождений в классификациях возникла с британской компанией BP, которая опубликовала собственную оценку российских активов газа по системе SPE. Так, по данным статистического обзора мировой энергетики BP в 2012 г., российские запасы газа промышленной категории были оценены в 32,9 трлн. м³, когда по принятой в России классификации запасы составляли 44,6 трлн. м³. То есть разница в оценках составила порядка 26 %.

Созданием новой классификации вместо утверждённой в 2001 г. занимались практически все ведущие эксперты и институты страны. В период с 2002 по 2013 г. введение обновленной классификации по разным причинам откладывалось на неопределённый срок.

В связи с назревшими вопросами интеграции российской классификации запасов нефти в западные аналоги, президентская комиссия по ТЭК в феврале 2013 г. твердо приняла решение создать новую классификацию запасов. Сам президент России В.В. Путин уделил этому вопросу особое внимание, высказав мнение о том, что российские природные активы «должны иметь понятную, достоверную, обоснованную и объективную стоимость».

И вот, с 1 января 2016 г. российский НГК переходит на новую классификацию запасов. Основной вопрос, который стоит за «новой» классификацией запасов – преодолены ли основные разногласия между российской классификацией и ключевыми системами мира.

Для рассмотрения этого вопроса была подробно рассмотрена «новая» классификация запасов. Далее были построены геологические модели и подсчитаны геологические запасы нефти реального месторождения «Х» согласно следующим классификациям:

1. Действующей классификации запасов от 2001 г.
2. Классификации запасов Общества инженеров-нефтяников (SPE)
3. Новой классификации запасов, вступающей в силу с 1 января 2016 года (далее будем называть ее «новой» классификацией).

В ходе работы согласно действующей и «новой» классификаций запасов нефти были построены детерминированные геологические модели и выполнен подсчет запасов объемным методом.

Для получения запасов согласно методике SPE была построена многовариантная (вероятностная) модель этого же месторождения. При использовании вероятностных методов определялись следующие границы оценки запасов и ресурсов:

- 1) минимальная (P90) – оцененная величина запасов и ресурсов подтверждается с вероятностью 0,9;
- 2) оптимальная или базовая (P50) – оцененная величина запасов и ресурсов подтверждается с вероятностью 0,5;
- 3) максимальная (P10) – оцененная величина запасов и ресурсов подтверждается с вероятностью 0,1.

Прежде чем рассмотреть результаты, полученные по результатам различных подсчетов запасов, рассмотрим изменения, которые произошли в «новой» классификации запасов.

В «новой» классификации категории запасов нефти и газа устанавливаются на основе следующих признаков (рис. 2):

- степень геологической изученности;
- степень промышленного освоения.

«Новая» классификация запасов по своей сути является преемницей предыдущих классификаций в части взаимосвязи запасов нефти со стадиями геолого-разведочных работ.

Основное отличие «новой» классификации от действующей связано с увязкой категорий запасов нефти с промышленным освоением залежей и месторождений. То есть, если месторождение находится на разведочном этапе, то запасы будут отнесены к категориям С₁ и С₂. Однако, если на основании этого же месторождения будет создан проектный документ на разработку, то геологические запасы в том же объеме, что и извлекаемые, будут переведены из категорий С₁ и С₂ в категории В₁ и В₂ соответственно. Запасы категории «В», к которой в предыдущей классификации относили запасы, разрабатываемые по технологической схеме, в «новой» классификации относятся к категории А (рис. 2).

Из этого следует, что с введением «новой» классификации в 2016 году те запасы нефти, которые стояли на балансе России и были на учете в форме 6-ГР у всех нефтяных компаний, останутся практически неизменными. Произойдет лишь формальная смена категорий запасов.

Больше всего изменений от «новой» классификации специалисты нефтяной отрасли ждали от подхода к оценке подсчета запасов. Однако, как и в прежних классификациях, подход к оценке запасов остался в виде объемного метода (табл. 2).

Таблица 2

$Q_{г} = S \cdot h \cdot K_{п} \cdot K_{н} \cdot K_{у} \cdot \rho_{н}$, где						
Q _г -геол. запасы нефти, т	S-площадь нефтеносности, м ²	H - средняя нефтенасыщ. толщина пласта, м	K _п – коэфф-т открытой пористости, доли ед	K _н - коэфф-т нефтенасыщенности, доли ед	K _у – пересчетный коэфф-т, доли ед	ρ _н – плотность нефти на поверхности, кг/м ³

Временная Классификация 2001 г.	Классификация запасов, вступающая в силу с 01.01.2016 года	
Запасы	Запасы	
залежей	залежей разрабатываемых месторождений	залежей разведываемых месторождений
Разбуренные по эксплуатационной сетке скважин в соответствии с проектным документом Разрабатываемые по проекту разработки A	Разбуренные эксплуатационной сеткой скважин в соответствии с проектным документом Разрабатываемые A	-
Разбуренные Разрабатываемые по технологической схеме B	Неразбуренные, разведанные B₁	Разведанные C₁
Разведанные C₁	Неразбуренные оцененные B₂	Оцененные C₂
Предварительно оцененные C₂	Ресурсы	
Ресурсы	Подготовленные D₀	
Подготовленные C₃	Локализованные D₀	
Прогнозные D₀	Перспективные D₁	
Прогнозные D₁	Прогнозируемые D₂	
Прогнозные D₂		

Рис. 2 Соответствие запасов по категориям в классификации 2001 и 2016 гг.

На мой взгляд, подсчет запасов объемным методом в условиях рыночной экономики постепенно отошел на второй план. На сегодняшний момент, когда большинство месторождений находятся на поздней стадии разработки, все нефтяные компании особенно

нуждаются в точной оценке ресурсного потенциала своих месторождений. На основании геологических моделей с точными геологическими запасами проще адаптируются гидродинамические модели. А анализ структуры и размещения остаточных запасов нефти дают неоспоримые преимущества в корректировке работы и бурения добывающих скважин.

Из чего складывается неопределенность в подсчете запасов объемным методом?

Перспективность какого-либо участка обычно оценивается на базе современных представлений о геологии. Однако реальная геологическая обстановка может существенно отличаться от той, которая представляется на основе ограниченных данных. В формуле подсчета запасов объемным методом (табл. 2) используются как раз такие элементы, определение которых никогда не достигает абсолютно точного значения.

Неопределённость в первую очередь связана с интерпретацией данных бурения и геофизики: недостаточным разрешением аппаратуры, количеством определений, человеческим фактором. Невозможно до последних сантиметров определить водо-нефтяной контакт (ВНК) залежи, а от точности оценки ВНК зависит площадь залежи и нефтенасыщенная толщина пласта. При определении коэффициентов пористости и нефтенасыщенности по данным геофизических исследований скважин в силу множества также существует погрешность в оценке. Если дать одну и ту же скважину двум разным геофизикам-интерпретаторам, то на выходе они будут иметь пусть и близкие по значению, но все-таки разные оценки коэффициентов пористости и насыщенности пласта.

Есть неточность и в определении пересчётного коэффициента и плотности нефти. Даже на месторождениях с длительной историей разработки частая ситуация, когда нет достаточного количества проб нефти для оценки этих параметров. Зачастую, параметры по нефти берутся по аналогии с соседним месторождением.

Считаю, что в условиях таких допущений необходим дифференцированный подход к каждому из параметров. Каждый элемент из формулы подсчета запасов в условиях неопределённости нужно задавать с учетом дисперсии. Такой вариант возможен только при построении многовариантной (вероятностной) геологической модели с получением распределения запасов по категории достоверности и рисков.

Для применения многовариантной (вероятностной) геологической модели может быть использован тот же программный комплекс, что и при детерминированной оценке запасов – ROXAR IrapRMS, который имеет возможность произвести расчеты вероятностей при помощи встроенного модуля оценки неопределенности RMSuncertainty. Он позволяет

идентифицировать и оценивать степень неопределенности в модели, а также позволяет создавать многовариантные модели с учетом неопределенности.

Используя различные доступные инструменты, можно анализировать множество реализаций модели для обоснования решений, принимаемых в процессе подсчета запасов. Помимо оценки неопределенности модели, имеющей множество равновероятных реализаций, сгенерированных при одних и тех же условиях (т.е. использован один и тот же сценарий), RMSuncertainty позволяет создавать множество реализаций на основе нескольких сценариев, что дает возможность оценивать влияние каждого параметра на результат моделирования. Под влияющими параметрами в данном случае подразумеваются настройки, задаваемые для той или иной задачи, входящей в граф моделирования. Пример графа моделирования месторождения «X» в текущей работе приведен на рис. 3.

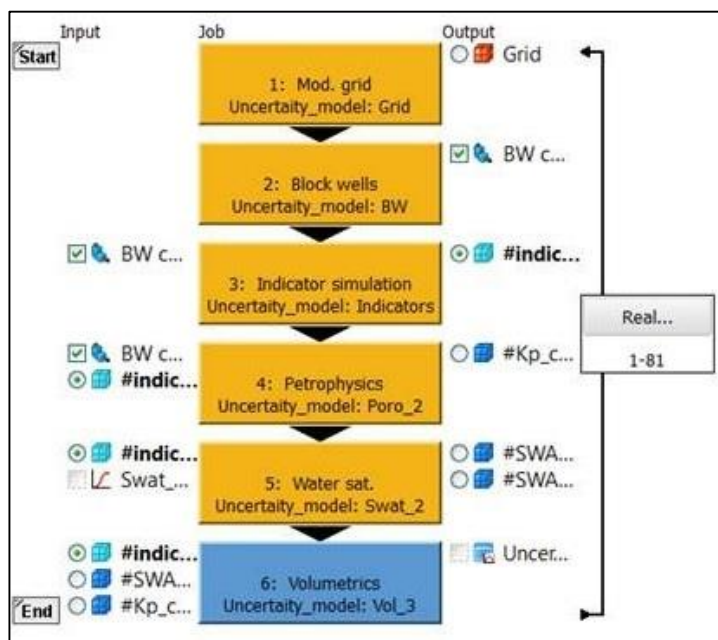


Рис. 3. Граф моделирования месторождения «X» вероятностной модели

Основами для создания ансамбля реализаций модели являются:

- структурный каркас пласта;
- скважины с поточечной интерпретацией пористости, нефтенасыщенности.

Конкретно в нашей многовариантной геологической модели месторождения «X», был задан разброс значений в положение ВНК (от минус 1496,2 м до минус 1498,2 м в абсолютных значениях), также были заданы различные ранги вариограмм значений коэффициента водонасыщенности, коэффициента пористости. Для распределения параметра литологии (коллектор-неколлектор) и радиусов влияния скважин по латерали и вертикали также был выбран различный шаг (рис. 4).





Swat_2, FWL		Low/Base/High, 1496.2, 1497.2, 1498.2.
Range_parall		Low/Base/High, 350, 500, 650.
Range_norm		Low/Base/High, 350, 500, 650.
Range_vertic		Low/Base/High, 3, 2, 1.

Рис. 4. Задание рангов вариограмм по латерали и вертикали для распределения параметра литологии, пористости

Для всех реализаций была создана постоянная 3Д сетка, затем на нее были перенесены скважинные данные. Далее для каждой реализации мы создали различные ранги вариограмм для параметра пористости, параметра литологии (используя граничное значение пористости), изменяли уровень ВНК и рассчитали запасы с выводом карт.

Принцип группировки всех заданных переменных будет влиять на окончательную таблицу подсчета запасов. Использование группировки позволяет сократить количество расчетов, которое необходимо для перебора возможных значений переменных. В результате генерации ансамбля реализаций создаются наборы данных: наборы 3Д параметров, наборы карт нефтенасыщенных толщин и запасов по ним. Далее для каждой реализации выводится процент вероятности встречи тех или иных запасов (рис. 5). На рис. 5 видно, что информация по результату подсчета запасов есть для каждой реализации.

После перебора всех возможных значений переменных многовариантная модель выдает запасы месторождения «Х» (рис. 6). Можно сказать, что характер распределения будет зависеть от количества реализаций, с увеличением количества которых распределение будет стремиться к нормальному. Задание количества реализаций должны выбираться исходя из мощности компьютера и решения поставленных задач. В данной модели были заданы 174 реализации.

	Proj. real. 1	Vol_3 NetOil [Sm ³] 2	Percentile 3	Vol_3 PoreOil [Sm ³] 4	Percentile 5	Vol_3 НСРVOil [Sm ³] 6	Percentile 1 7
35	35	14019681.887	P77	2849102.166	P78	1555803.194	P90
44	44	14072430.854	P76	2859889.044	P76	1557680.812	P88
12	12	13054429.016	P96	2653291.304	P96	1557967.734	P87
38	38	14204999.508	P69	2892018.684	P67	1580021.918	P86
46	46	14559549.871	P56	2964614.450	P54	1597042.109	P85
67	67	12703091.613	P98	2585855.606	P98	1606316.467	P83
50	50	15062470.307	P36	3072063.796	P35	1629110.350	P82
37	37	14936738.507	P41	3040101.835	P41	1647924.120	P81
16	16	13737588.399	P87	2793676.066	P86	1649753.519	P80
31	31	14891559.706	P44	3040050.654	P43	1651979.261	P78
33	33	15137261.689	P33	3085383.522	P31	1655667.622	P77
14	14	14008116.895	P78	2840340.684	P81	1655928.537	P76
11	11	13881978.640	P83	2832807.364	P83	1662300.966	P75
56	56	13132325.213	P94	2668635.105	P94	1662634.263	P73
49	49	15240791.475	P29	3096172.263	P29	1677836.561	P72
65	65	13221185.305	P93	2695835.143	P93	1678182.158	P71
22	22	14169551.611	P71	2870886.347	P73	1680994.227	P70
15	15	14159284.701	P72	2891615.110	P69	1684082.121	P69
36	36	15419492.317	P28	3141231.385	P28	1692254.238	P67

Рис. 5 Таблица запасов по многовариантной (вероятностной) геологической модели месторождения «X»

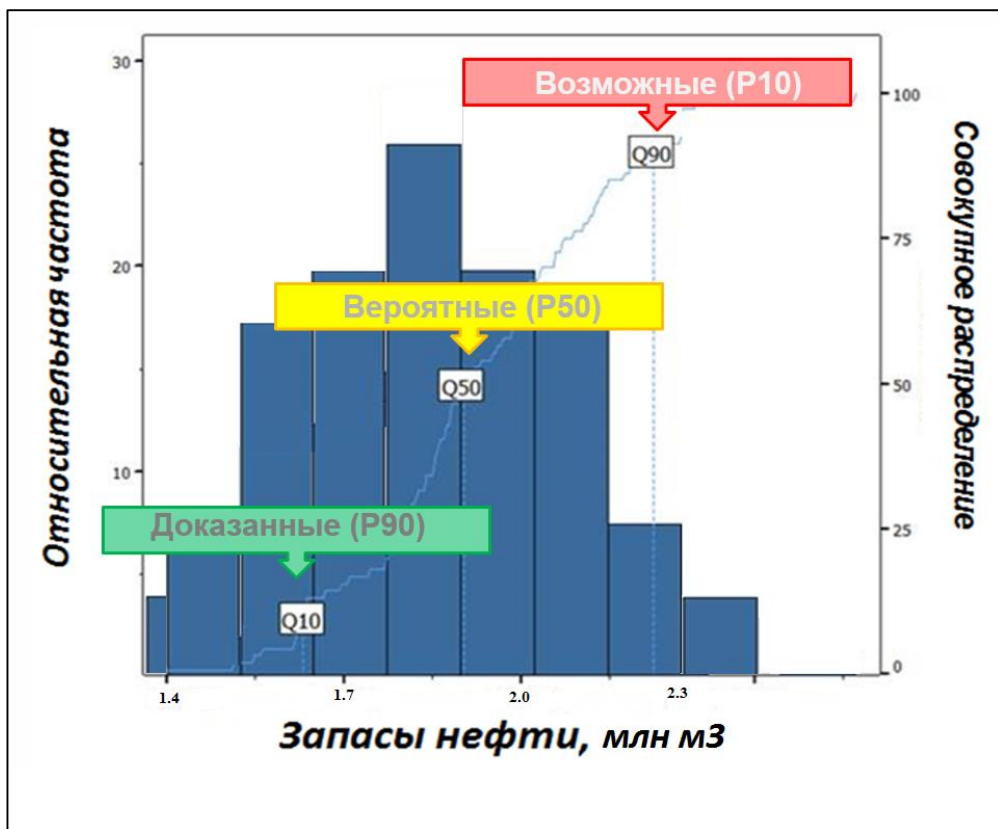


Рис. 6 Запасы по многовариантной (вероятностной) геологической модели месторождения «X»

Судя по распределению на рис. 6, мы имеем на месторождении 1,6 млн. м³ доказанных запасов (90 %-ная вероятность встречи этих запасов), 1,9 млн. м³ вероятных запасов (50 %-ная вероятность) и 2,2 млн. м³ возможных запасов (10 %-я вероятность).

Далее рассмотрим подсчет запасов этого же месторождения «X» на геологической модели, построенной детерминированным способом. Так как «новая» классификация подразумевает только детерминированный подход к подсчету запасов, то геологическая модель по действующей классификации запасов и «новой» классификации запасов будет одной и той же.

На рис. 7 приведен граф моделирования месторождения «X» по детерминированной модели.

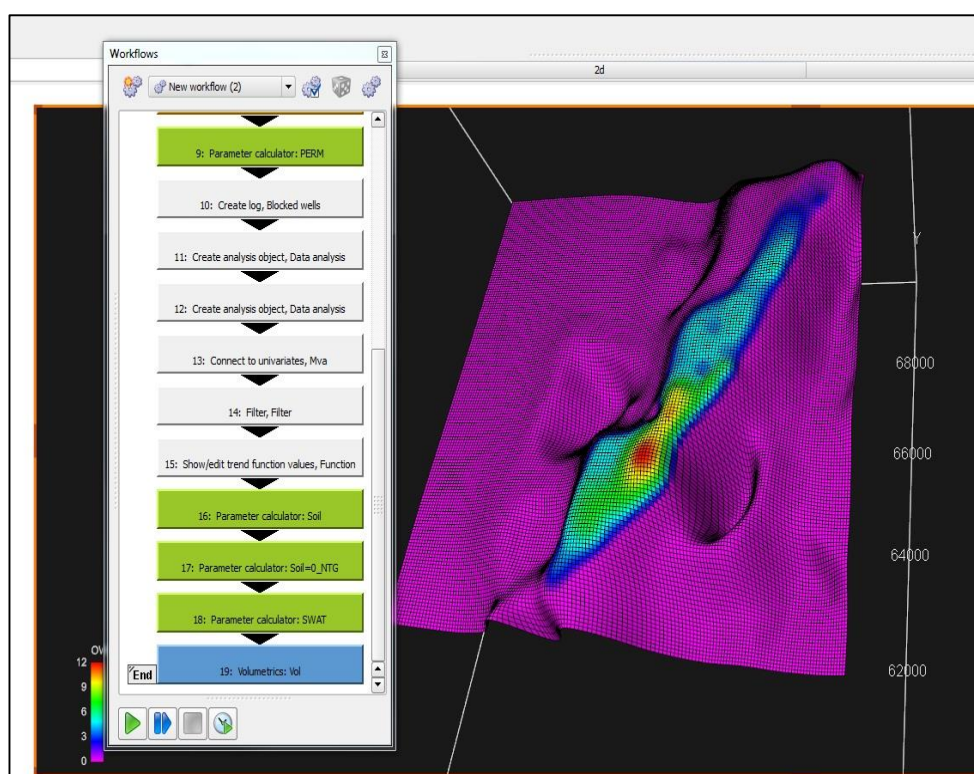


Рис. 7. Пример графа моделирования месторождения «X» детерминированной модели

ВНК в детерминированной модели задается статичной величиной. То есть подразумевается, что геолог определил ВНК точно до последнего сантиметра (что в принципе невозможно). В данной модели ВНК был принят на абсолютной отметке минус 1497,2 м. Далее усредняются скважины на ячейки трехмерной сетки, затем интерполируются параметры и считаются запасы по 3D модели (рис. 8). На выходе мы имеем геологические запасы нефти в пластовых условиях – 2,3 млн. м³ (рис. 9).

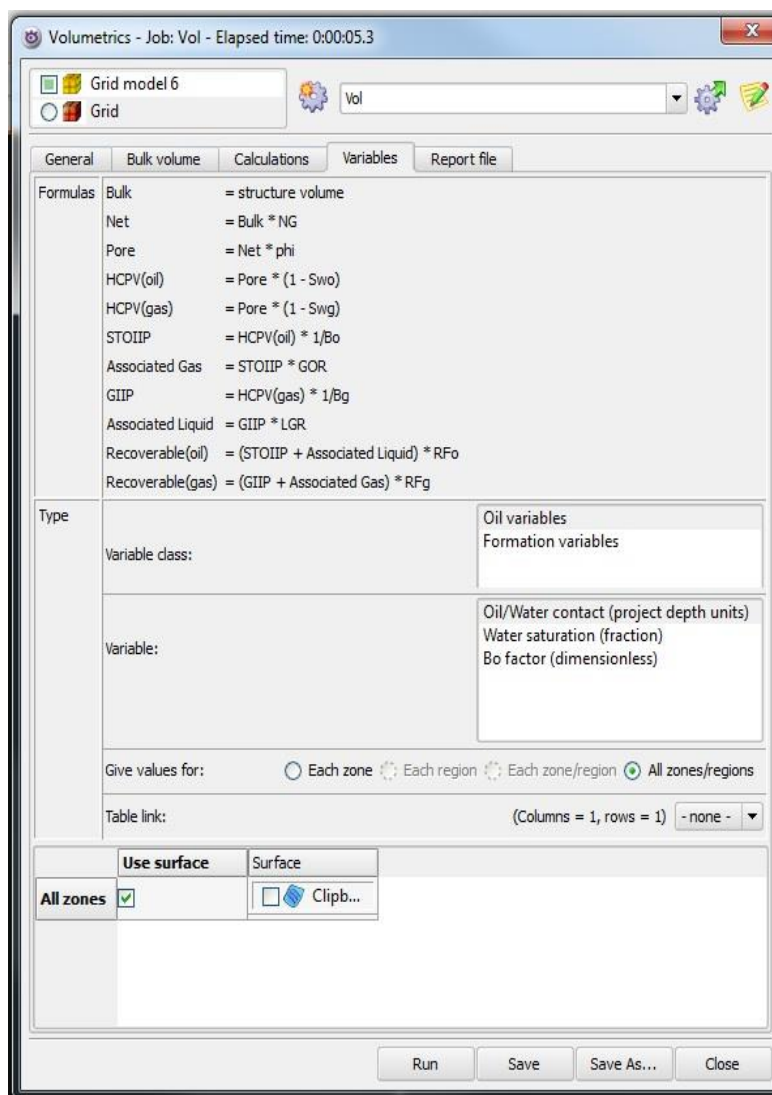


Рис. 8. Расчет запасов в детерминированной модели месторождения «X»

The screenshot shows the 'Volumetric table viewer' window with the following data:

Volumetric table viewer					
Deterministic					
Data selection		Statistics	Raw data		
	Proj. real.	BulkOil	Поровый объем, млн м3	PoreOil	Запасы нефти, млн т
1	1	3.40272e+07	2.01103e+07	3.95587e+06	2.32425e+06

Рис. 9. Запасы по детерминированной геологической модели месторождения «X»

В итоге результаты подсчета запасов месторождения «X» на геологических моделях вероятностным и детерминированным методом разнятся. По вероятностной модели по

методике SPE за основу мы берем доказанные запасы нефти с 90 %-ной вероятностью 1,6 млн. м³. По детерминированной модели согласно «новой» классификации – 2,3 млн. м³ (что соответствует возможным запасам по методике SPE с вероятностью встречи менее 10 %).

То есть, если производить оценку запасов месторождения «X» по международной классификации Общества инженеров-нефтяников (SPE), то итоговая цифра запасов нефти на месторождении «X» будет на 30 % меньше «новой» классификации запасов.

Разницу в геологических запасах можно объяснить не только дисперсией заданных значений в вероятностной модели по значениям пористости, нефтенасыщенности и уровню ВНК. Большое различие в детерминированной и вероятностной модели имеет объем коллектора по 3Д кубу. При построении многовариантной вероятностной модели с помощью стохастических алгоритмов распределенная доля коллектора по кубу ложится под среднюю величину коллектора в скважинах. То есть доля коллектора не становится завышенной, в отличие от детерминированной модели. В детерминированной модели «принято» задавать радиус интерполяции скважины таким, чтобы каждая скважина оказывала влияние на все остальные. То есть, если к примеру сетка бурения скважин составляет 250*250 метров, то радиус интерполяции по руководящим документам моделирования не может составлять меньше 250 метров. Ввиду этого, доля коллектора становится явно завышенной. Это можно заметить при сравнении объемов коллектора NetOil. По вероятностной модели (рис. 5) в реализации № 35, соответствующей доказанным запасам P90, получен поровый объем коллектора 14 млн. м³ (см. вторую колонку на картинке). Геологические запасы представлены на рис. 5 (см. шестую колонку) и округленно равны 1,6 млн. м³. Эту реализацию в вероятностной модели можно считать эталонной для данного месторождения.

В детерминированной модели (рис. 9) поровый объем равен 20 млн. м³, геологические запасы равны 2,3 млн. м³. Судя по полученным результатам, следует, что доля коллектора по детерминированной модели явно завышена. Данный пример показателен на рис. 10, где приведены построения кубов коллектора по детерминированной и вероятностной модели. На рис. 10а показано распределение куба коллектора по детерминированной модели, что соответствует «новой» классификации. На рис. 10б показано распределение коллектора по вероятностной модели, что соответствует классификации SPE. На рис. «а» невооруженным глазом видно, что доля коллектора намного выше, чем на рисунке «б».

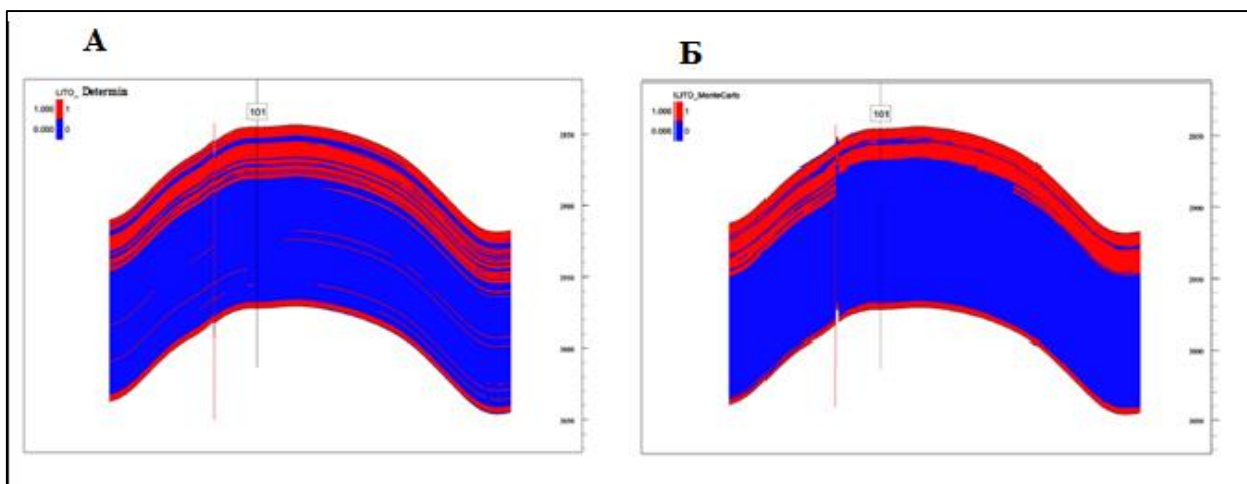


Рис.10 Сопоставление кубов коллектора по детерминированной (а) и вероятностной (б) 3Д геологическим моделям

Для оценки экономической эффективности приведено сопоставление двух вариантов подсчета запасов: согласно «новой» классификации и согласно методике SPE. Технологические показатели реализации двух вариантов эксплуатации приведены в табл. 3. Исходные данные для экономического расчета представлены в приложении 1.

Из таблицы видно, что дальнейшая разработка месторождения, базирующаяся на данных по подсчету запасов по методике SPE, более предпочтительна. Количество проектных скважин по методике SPE составит 10 единиц. В настоящей системе разработки реального месторождения «Х» пробурено 15 скважин (рис. 11а) в пределах контура нефтеносности, поэтому расчет количества скважин согласно «новой» классификации ведется на основании реального фонда. Меньшее количество скважин по методике SPE обусловлено тем, что на геологической основе подсчета запасов мы получаем более рациональную расстановку добывающих скважин (рис. 11б). При таком условии капитальные вложения и эксплуатационные затраты будут значительно меньше. Чистый дисконтированный доход недропользователя за рентабельный период составит 202 млн. рублей, период окупаемости - 7 лет. В случае подсчета запасов по «новой» классификации чистый дисконтированный доход недропользователя составит 22 млн. рублей при периоде окупаемости 17 лет.

Таблица 3. Основные показатели экономической оценки

Показатели	Значения	
	"Новая" классификация	SPE
Продолжительность разработки - всего, лет		
- проектного периода	50	25
- рентабельного периода	30	22
Добыча нефти, тыс. т		
- за проектный период	812	543
- за рентабельный период	701	509
Выручка от реализации нефти, млн.руб.		
- за проектный период	13722	9168
- за рентабельный период	11854	8601
Капитальные вложения, млн. руб.		
- за проектный период	965	645
- за рентабельный период	965	645
Эксплуатационные затраты, млн. руб.		
- за проектный период	9639	5924
- за рентабельный период	7955	5409
Эксплуатационные затраты без амортизации и налогов, млн. р.		
- за проектный период	2810	1395
- за рентабельный период	1728	1038
Чистый доход недропользователя, млн. руб.		
- за проектный период	490	757
- за рентабельный период	754	842
Чистый дисконтированный доход недропользователя (ставка дисконтирования 10 %), млн. руб.		
- за проектный период	17	192
- за рентабельный период	22	202
Индекс доходности затрат (ставка дисконтирования 10 %), единиц	1,00	1,05
Индекс доходности инвестиций (ставка дисконтирования 10 %), единиц	1,02	1,30
Внутренняя норма рентабельности (IRR), %	10,4	17,0
Период окупаемости (ставка дисконтирования 10 %), годы	17	7

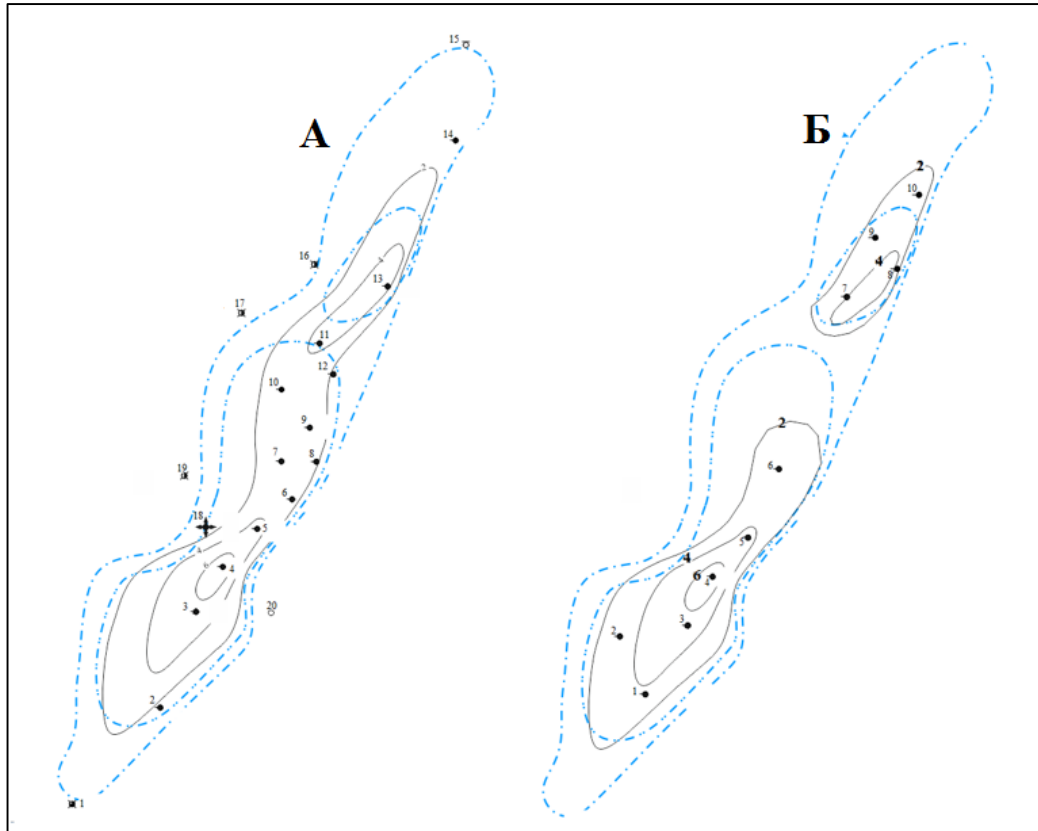


Рис. 11 Схема расстановки фонда скважин на карте эффективных нефтенасыщенных толщин: вариант А – реальная расстановка скважин месторождения «Х», вариант Б – расстановка скважин согласно классификации SPE

Основные результаты этой работы сводятся к следующему:

1. В «новой» классификации запасов нефти, вступающей в силу с 01.01.2016, так и не состоялась интеграция с международными аналогами.
2. Основные изменения в «новой» классификации в основном коснулись смены категорий запасов.
3. Подход к подсчету запасов в виде объемного метода остался прежним.
4. Оценка запасов месторождения «Х» по двум классификациям («новой» и SPE) показала, что разница в запасах достигает 30 %.
5. Экономические расчеты показали, что целесообразнее вести разработку месторождения «Х», основываясь на запасах, полученных по методике SPE.

Основной вывод по данной работе сводится к тому, что видимо нужно еще не одно десятилетие для того, чтобы в полной мере осознать, что первостепенная задача смены классификации запасов состоит не в формальной смене категорий, а в принятии новой парадигмы отношения к запасам – как к величине, отражающей реальное национальное богатство.