DOI 10.25689/NP.2018.3.1-17
УДК 553.98.048 + 004.9:55

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПОДСЧЕТНОГО ОБЪЕКТА МЕТОДОМ МОНТЕ-КАРЛО В ПРОГРАММНОМ ОБЕСПЕЧЕНИИ ROXAR RMS UNCERTAINTY

[1]Хисамов Р.С., [2]Сафаров А.Ф., [2]Калимуллин А.М., [2]Дрягалкина А.А.
[1]ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина
[2]Институт «ТатНИПИнефть»

ESTIMATION OF RESERVES AND RESOURCES USING MONTE-CARLO METHOD IN UNCERTAINTY MODULE OF ROXAR RMS SOFTWARE

[1]Khisamov R.S., [2]Safarov A.F., [2]Kalimullin A.M., [2]Dryagalkina A.A.
[1]PJSC TATNEFT
[2]TatNIPIneft Institute

E-mail: kalimullinam@tatnipi.ru

Аннотация. На сегодняшний день в нефтегазовой отрасли существует большое количество различных классификаций запасов и ресурсов углеводородного сырья, каждая из которых имеет свои преимущества и недостатки. Данная работа включает в себя анализ, сравнение, а также возможности сопоставления полученных результатов на первый взгляд, казалось бы, совершенно разных методик подхода к оценке запасов и ресурсов углеводородов.

Цель работы заключается в рассмотрении особенностей подсчета запасов углеводородов разными методами и изучение возможности и целесообразности применения вероятностного метода при аудите запасов. Запасы нефти были подсчитаны объемным методом на основе геологической модели залежи, построенной с применением программного

комплекса IRAP RMS. Вариативность подсчетных параметров задавалась в модуле «Uncertainty», с помощью которого можно построить геологическую модель с равновероятными реализациями, имея недостаточный объем данных по основным характеристикам месторождения.

При расчете неопределенности дисперсия по значениям задавалась для следующих параметров: уровня водонефтяного контакта, пересчетного коэффициента, коэффициентов пористости и водонасыщенности. После вычислений и перебора возможных реализаций в пределах заданных параметров программа сгенерировала результат в виде трех значений запасов: P10 (вероятные), P50 (возможные), P90 (доказанные). Для сравнения результатов подсчета запасов использованы результирующие карты нефтенасыщенных толщин, с помощью которых возможно проследить распределение геологических запасов.

На основе проведенного исследования выявлено, что на конечный результат в распределении доли коллектора и основных параметров формулы объемного метода влияют входные данные и различный подход в построении 3D геологической модели. Для корректной цифры запасов (ресурсов) углеводородов необходимо использовать многовариантное распределение подсчетных параметров в геологическом пространстве рассматриваемого объекта.

Ключевые слова: *риск, вероятностно-статистическая оценка, метод Монте-Карло, классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов (КЗ РФ-2013 г.), система управления запасами и ресурсами жидких, газообразных и твердых углеводородов (SPE-PRMS), сравнение отечественных и международных классификаций подсчета запасов*

Abstract. Today, a large variety of petroleum reserves and resources classifications exist in the oil and gas industry, and each of them has its benefits and drawbacks. This paper presents analysis, comparison, and correlation of the

results obtained from otherwise different methods of hydrocarbon reserves and resources estimation.

The objective of this paper is to discuss details of reserves estimation by different methods and examine the possibility and practicability of application of probabilistic approach to reserves estimate. Oil reserves have been estimated by volumetric method based on the geological model generated by IRAP RMS software. Variation of volumetric parameters was assigned in Uncertainty module, which makes it possible to build a geologic model with equally probable implementations with limited data on key reservoir characteristics.

In estimating the uncertainty, variations were assigned for the following parameters: oil-water level, correction factor, porosity and water saturation. After calculations and search of possible implementations, the software generated the result in three parameters: P10 (possible), P50 (probable), and P90 (proved). To compare the results of reserves estimation, generated net pay maps were used that allow analyzing distribution of in-situ reserves.

The research suggests that input variables and different methods of 3D geological modelling affect the results in distribution of reservoir properties and key parameters for volumetric estimation of reserves. Multi-variant distribution of volumetric parameters in the geological environment provides consistent estimates of reserves (resources).

***Key words**: risk, probabilistic-statistical estimate, Monte Carlo method, Classification System for Oil and Combustible Gas Reserves and Resources (2013), Petroleum Resources Management System (SPE-PRMS), comparison of Russian and international reserves estimation methods*

Характерная особенность нефтяной индустрии – это непредвиденное изменение цен на нефть. Это основой критерий неопределенности, несущий значительный инвестиционный риск для нефтяных компаний [1]. Именно по этой причине рискам уделяется столь пристальное внимание. В отечественной науке существует несколько категорий источников риска в

нефтегазовой сфере. Среди них традиционно принято выделять следующие:

- геологические;
- инфраструктурные;
- политические;
- экономические и др. [1].

На сегодняшний день различают два принципиальных подхода при оценке ресурсов углеводородов (подсчете запасов нефти и газа): детерминистический и стохастический. Оценка по детерминистскому методу представляет собой выбор единичного дискретного сценария в рамках диапазона значений, которые могут быть получены в результате вероятностного анализа. Второй метод подразумевает применение статистических распределений параметров, входящих в формулу объемного метода, где случайные реализации каждого распределения подсчетного параметра перемножаются с целью получения гистограммы ресурсов (запасов) для объекта подсчета (Рис. 1) [2].

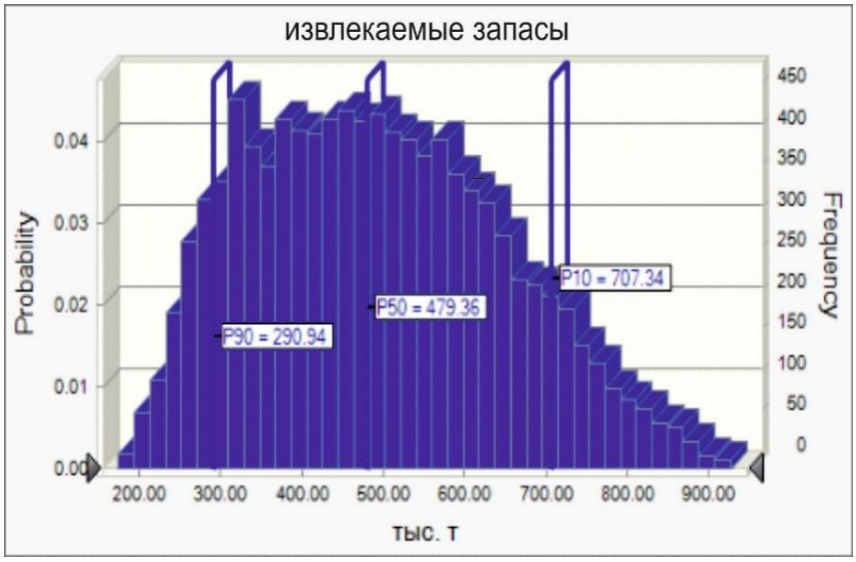


Рис. 1. Пример гистограммы распределения ресурсов (запасов)

Общепринятым документом в сфере вероятностной оценки ресурсов и подсчета запасов, в том числе и у российских недропользователей, является «Система управления запасами и ресурсами жидких,

газообразных и твердых углеводородов» (SPE-PRMS). Для Российской Федерации единым руководством в отношении принципов подсчета и государственного учета запасов и ресурсов является методическая рекомендация «Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов» (КЗ РФ-2013 г.).

При подсчете запасов углеводородов в данных классификациях используются разные методики выделения той или иной категории запасов (ресурсов). Различие между классификациями связаны с рядом причин:

а) при подсчете доказанных запасов по PRMS учитываются исключительно существующие (доказанные) на момент оценки запасов технологии разработки месторождения. В отечественной практике ориентация как на апробированные, так и на перспективные технологии;

б) при подсчете запасов по международным классификациям применяются средние коэффициенты извлечения нефти (КИН, которые обоснованы по месторождениям-аналогам, в то время как в отечественной классификации используют конечные значения КИН, включающие в себя использование вторичных и третичных методов увеличения нефтеизвлечения;

в) при подсчете запасов (ресурсов) используются различные методические рекомендации для выделения той или иной категории, что приводит к различию в величине запасов;

г) в отечественной практике оценку ресурсов и запасов углеводородов принято производить детерминистическими методами, в то время как за рубежом используются вероятностно-статистические методы оценки.

Как показывает практика, для отечественной классификации, основой которой является формула объемного метода (детерминистский метод подсчета запасов), характерно завышение запасов (ресурсов) без

учета риска по категориям запасов (ресурсов). Данный критерий наблюдается и при подсчете запасов (ресурсов) методом Монте-Карло, и при многовариантном геологическом моделировании. Методом Монте-Карло трудно учесть и отразить внутренние связи между параметрами неопределенности. Во-первых, получаемые распределения не соответствуют имеющимся знаниям об объекте. Они могут быть смещены в сторону больших или меньших значений, а также показывать больший или меньший «разброс». Во-вторых, после оценки запасов (ресурсов) невозможно визуализировать неопределенность в пространстве, так как метод не учитывает физическую сущность объекта. В результате возникает необходимость применения метода оценки неопределенности на моделях по ключевым показателям. Преимущество данного метода в том, что при оценке запасов (ресурсов) углеводородов на основе геологических моделей каждая реализация просчитывается на полноценной модели, которая учитывает все имеющиеся данные и концептуальные представления о подсчетном объекте. После оценки неопределенности по множеству реализаций возможно визуализировать результаты в виде карт, разрезов через параметры вероятности.

В настоящее время существует множество программных средств, позволяющих осуществлять вероятностный прогноз с обработкой большого объема информации и выполнять большое количество итераций. Выполнена вероятностная оценка ресурсного потенциала перспективных объектов в программном модуле RMS «Uncertainty», который позволяет идентифицировать и оценивать степень неопределенности в модели и создавать многовариантные модели с учетом неопределенности.

В геологическом моделировании неопределенность присутствует практически на всех этапах: импорт/экспорт данных, корреляция, структурное моделирование, осреднение скважинных данных, фациальное моделирование, петрофизическое моделирование, подсчет запасов и т.д. [5].

Используя различные доступные свойства данного модуля, возможно рассчитывать множество реализаций определенной модели для обоснования решений, принимаемых на различных этапах геологического обоснования месторождения. Также, кроме оценки неопределенности модели, при которой используется один и тот же сценарий, RMS «Uncertainty» позволяет создавать множество реализаций, что дает возможность оценивать влияние каждого параметра на результат моделирования.

Конкретно для рассматриваемого продуктивного пласта выбран следующий ансамбль реализаций модели:

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

Рассмотрим применение многовариантной (вероятностной) геологической модели на одном из подсчетных объектов месторождения ПАО «Татнефть». Отложения бобриковского горизонта сложены терригенными породами, мощность которых варьируется от 1 до 13 м. В отложениях рассматриваемого пласта выявлено две залежи нефти, которые приурочены к двум различным поднятиям (Рис. 2).

Согласно проведенному исследованию по воссозданию концептуальной модели Сиреневского месторождения в целом по рассматриваемому месторождению коллекторские свойства горных пород в нефтяной части различна. Зона с низким значением коэффициента пористости (19%) в нефтяной части приурочена к фации вдольберегового бара регрессивного типа (залежь 1). Высокое значение коэффициента пористости (24%) связано с фацией барьерного острова (залежь №2). В результате, данная неоднородность связана с фациальной особенностью пород-коллекторов каждой из рассматриваемых залежей. На рис. 3 представлена карта остаточных (подвижных) запасов нефти, на которой хорошо прослеживается неравномерность отборов по площади. [3]

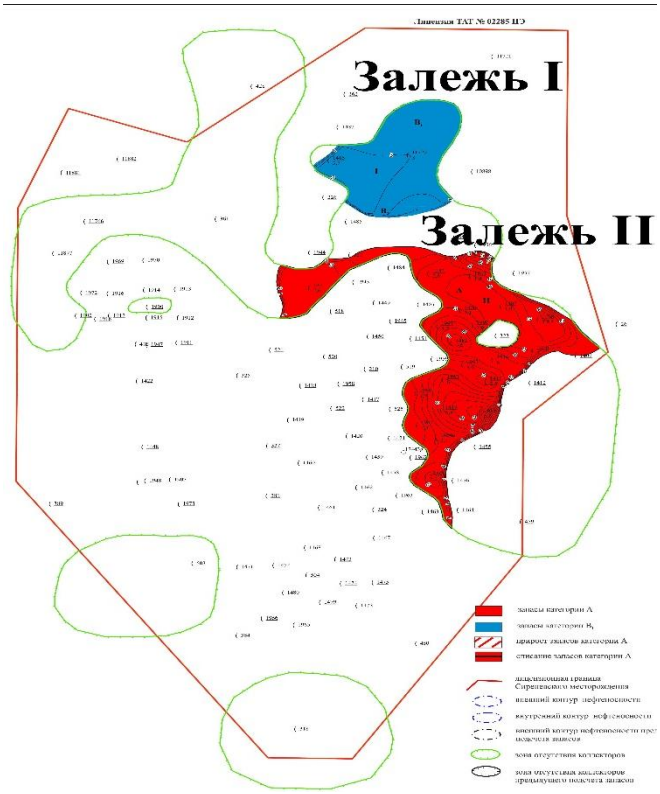


Рис. 2. Подсчетный план бобриковского горизонта Сиреневского месторождения

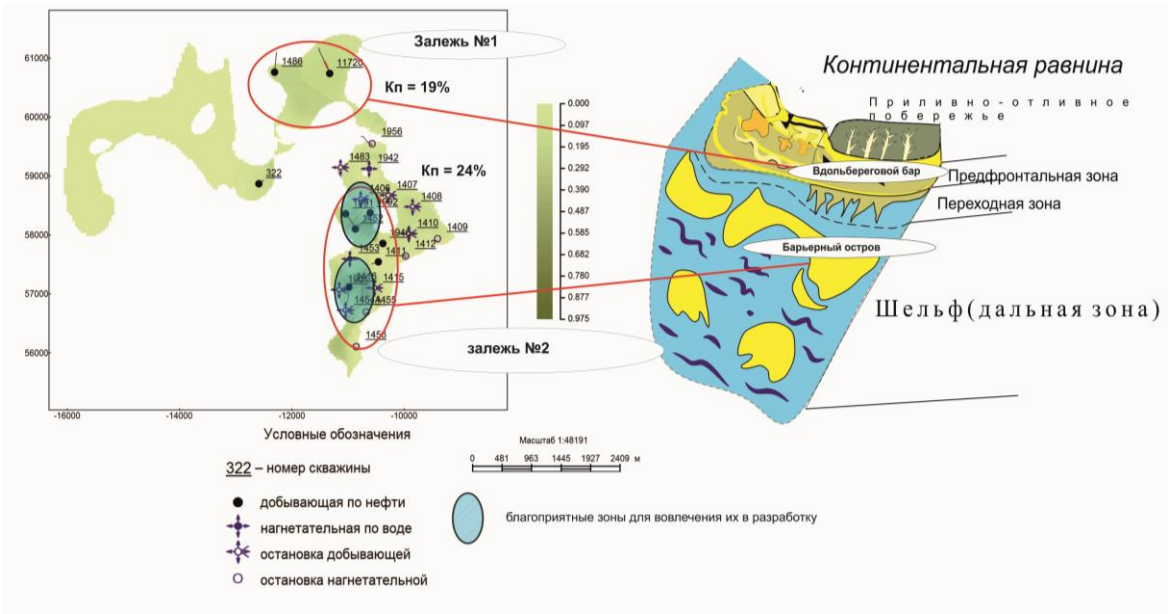


Рис. 3. Карта остаточных (подвижных) запасов нефти с пространственным распределением песчаных тел на территории месторождения

В соответствии с предложенной концепцией формирования бобриковских отложений на территории месторождения в данной работе расчет по вероятностно-статистической модели произведен для каждого поднятия отдельно.

Определение задачи

Рассмотрим применение вероятностно-статистического модуля RMS «Uncertainty» на примере одного из поднятий рассматриваемого месторождения (залежь II).

При разбросе значений подсчетных параметров построена многовариантная геологическая модель, в которой дисперсия по значениям задавалась для следующих параметров:

– водонефтяной контакт (ВНК) (Oil/Water contact);

– пересчетный коэффициент (Bo);

– коэффициент пористости (Porosity);

– коэффициент водонасыщенности (Water saturation oil zone) [4].

Изменяя настройки алгоритмов расчета при построении модели и последующей перекрестной оценке достоверности, получим разные базовые варианты с различными величинами прогноза нефтенасыщенных толщин ΔHoil. [4]

Далее, после настройки переменных неопределенности и разброса переменных, задавалось количество реализаций. Естественно, чем больше величина прогона изменения каждого коэффициента, тем дольше и точнее будет расчет. В данном случае расчет произведен по 200 реализациям. Выбираемое количество реализаций зависит от мощности компьютера, однако их конечное значение должно обеспечить логнормальное распределение запасов.

В результате генерации ансамбля реализаций создаются пакеты данных: наборы 3D параметров, наборы карт нефтенасыщенных толщин и полученных по ним геологических запасов. Далее для каждой реализации выводится процент вероятности встречи тех или иных запасов.

Согласно распределению на диаграмме, геологические запасы по многовариантной модели бобриковского горизонта рассматриваемой

залежи составляют: P90 (доказанные) – 2,05 млн.м^3; P50 (вероятные) – 2,2 млн.м^3; P10 (возможные) – 2, 33 млн.м^3 (Рис. 4).

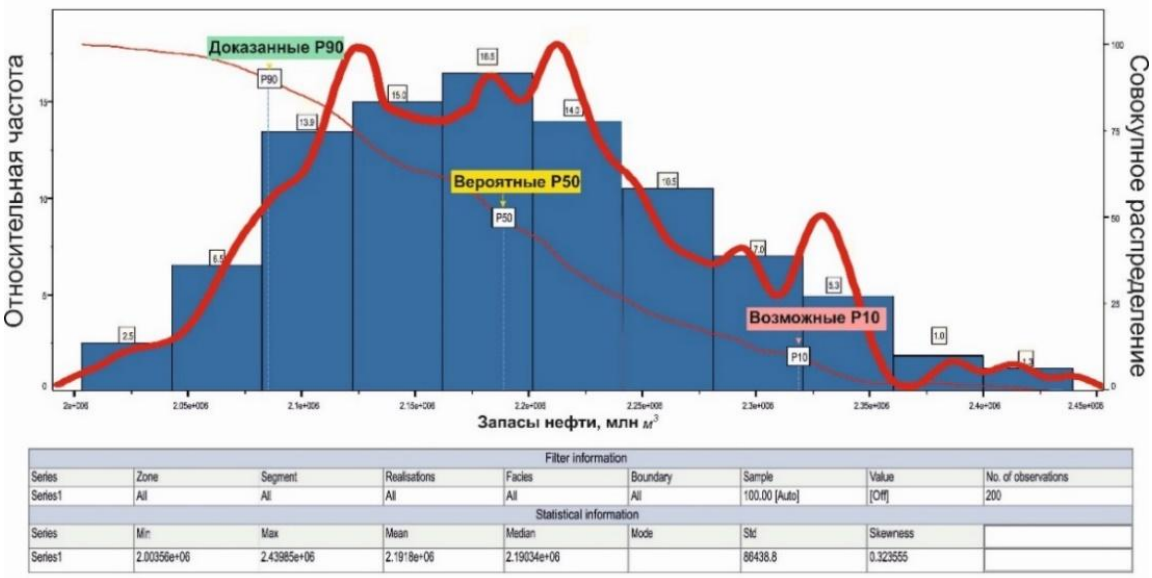


Рис. 4. Геологические запасы по многовариантной (вероятностной) геологической модели залежи II Восточно-Сиреневского поднятия Сиреневского месторождения

Геологические запасы нефти рассматриваемой залежи, построенной детерминированным способом, составляют 2,76 млн.м^3. В данном методе подсчетные параметры задаются статичными величинами (тот или иной параметр определился с точностью до десятых и сотых долей). В данном случае подсчетные параметры залежи II имеют некий разброс значений с вероятностно-статистическими критериями согласно геологической особенности рассматриваемого пласта.

Для сравнения полученных геологических запасов поднятия использованы значения вероятностно-статистической оценки запасов категории P50 (как наиболее вероятной величины) и оценки запасов, полученной из детерминированной модели. По вероятностно-статистической оценке, запасы P50 составляют 2,2 млн.м^3 нефти. По детерминированной модели начальные геологические запасы углеводородов составляют 2,7 млн.м^3 нефти (что на 19 % больше, чем по вероятностно-статистической модели) (Рис. 5).

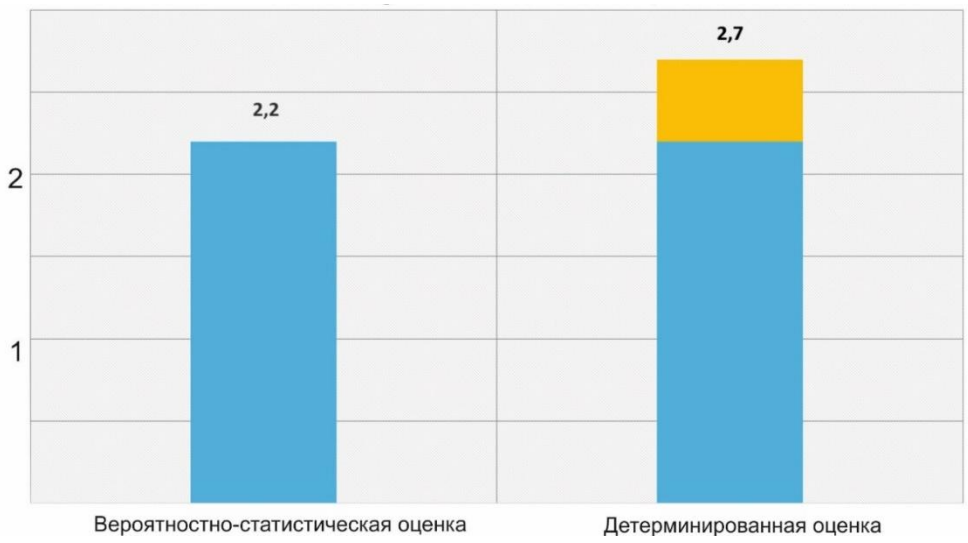


Рис. 5. Геологические запасы бобриковского горизонта залежи 4 по разным методам подсчета, млн. м^3

После оценки неопределенности по множеству реализаций построена карта эффективных нефтенасыщенных толщин для каждой из реализаций (P90, P50, P10). Также задействована карта эффективных нефтенасыщенных толщин по реализации P50, сгенерированная после расчета подсчетных параметров в модуле RMS «Uncertainty». Площади залежей, где распространены нефтенасыщенные породы, определялись по подсчетному плану рассматриваемого пласта, который ограничен внешним контуром нефтеносности.

Также необходимо учитывать, что на общий объем начальных геологических запасов в вероятностно-статистической модели влияют все основные подсчетные параметры, которые входят при проведении множества реализаций. Рассмотрим карты эффективных нефтенасыщенных толщин, построенные различными методами (Рис. 6).

В конечном счете, при сопоставлении полученных данных было выявлено несколько локальных зон, которые вносят расхождение в статистику геологических запасов. Например, на обеих картах эффективных нефтенасыщенных толщин ограниченное поднятие в центральной части имеют разные изопахиты (Рис. 6, *в*). Вследствие этого на карте, построенной детерминированным методом, значение доли

коллектора значительно выше, чем на карте вероятностно-статистической 3D геологической модели.

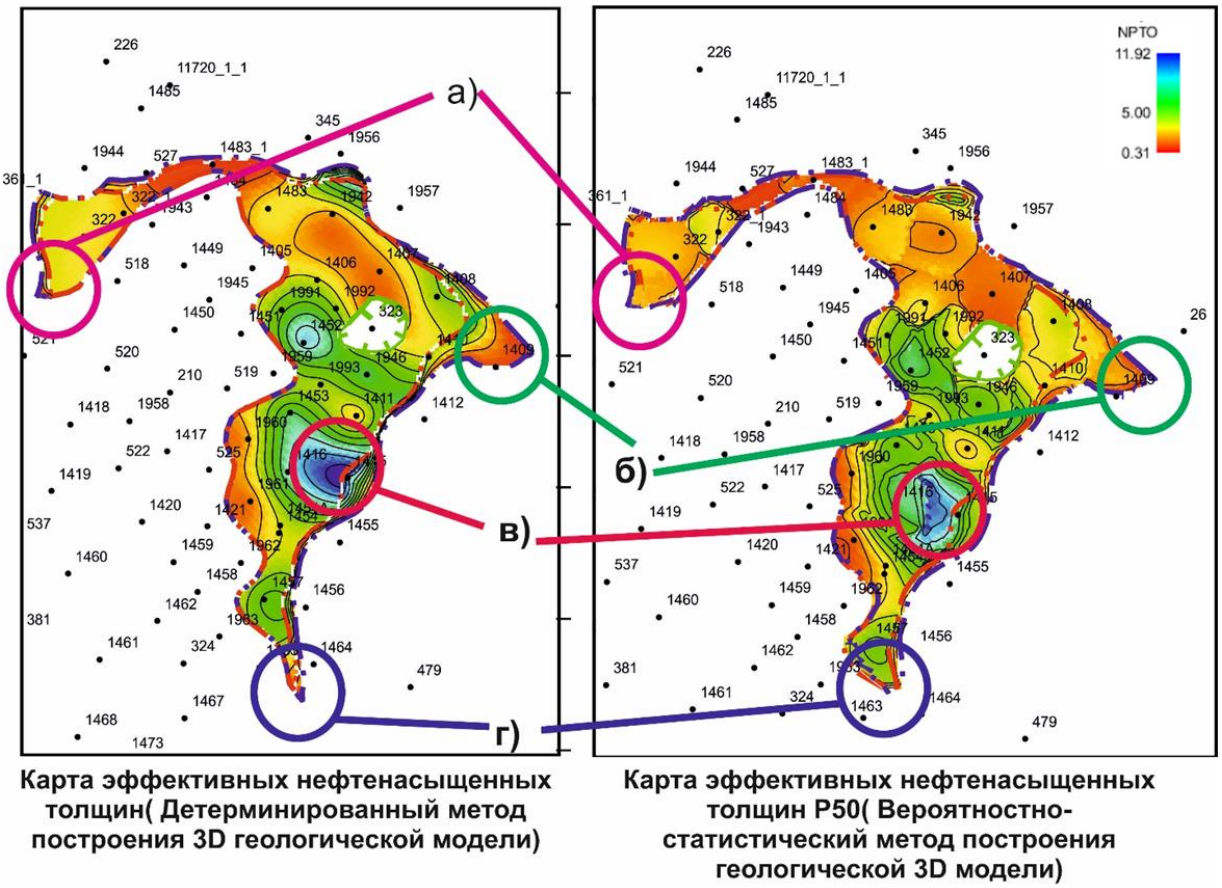


Рис. 6. Сопоставление карт эффективных нефтенасыщенных толщин бобриковского горизонта залежи 4

Подобное различие связано с интерпретацией данных бурения и геофизики. В частности, при детерминированной оценке запасов геофизик определяет переход от нефтяной части пласта к водонасыщенной с точностью до сантиметров, от которой зависит площадь залежи и нефтенасыщенная толщина пласта. При определении подсчетных параметров в силу множества возможных значений существует погрешность в оценке. Если рассматривать оценку запасов вероятностно-статистическим методом, то каждый элемент из формулы подсчета запасов в условиях неопределенности задается с учетом дисперсии, как было описано ранее. В данном случае в детерминированной 3D геологической модели уровень ВНК рассматриваемого поднятия принят по данным

геофизического исследования скважин и определен на абсолютной отметке минус 930 м. В вероятно-статистической оценке при варьировании рассматриваемого подсчетного параметра категории Р50 уровень ВНК (929,5 м) принят из 200 вариаций, что на 0,5 м меньше, чем в детерминированной 3D геологической модели (Табл. 1). Данный пример показателен на рис. 6, *а, б* и *г*.

Таблица 1

Подсчетные параметры нефти залежи II рассматриваемого месторождения

Метод	ВНК, м	Объемный коэффициент	Коэффициент пористости, доли ед.	Коэффициент водонасыщенности, доли ед.	Начальные геологические запасы, млн $м^3$
Детерминированный	930	1,059	0,24	0,3	2,76
Вероятностно-статистический (Р50)	929,5	1,051	0,234	0,29	2,2

Сопоставление результатов оценки запасов российской классификации и классификации PRMS. Деление запасов на категории.

Выделение категорий запасов по рассматриваемой площади проведено в соответствии методическим рекомендациям по применению классификации PRMS.

Запасы залежей нефти рассматриваемого горизонта по действующей классификации PRMS отнесены к категориям PDP, PDNP и PUD.

Запасы залежи 1 Плетневского поднятия отнесены к категориям PDP и PUD. Нефтеносность отложений установлена по данным ГИС и подтверждена результатами испытания пласта во всех скважинах. Промышленная добыча нефти ведется в двух скважинах.

Запасы залежи II Восточно-Сиреневского поднятия отнесены к категориям PDP, PDNP и PUD. Нефтеносность отложений установлена по данным ГИС и подтверждена результатами испытания пласта в 18 скважинах. Промышленная добыча нефти проведена в 17 скважинах.

Согласно методическим рекомендациям по применению классификации PRMS, границы категорий вынесены на расстояние в 150 м от эксплуатационных скважин (Рис.7).

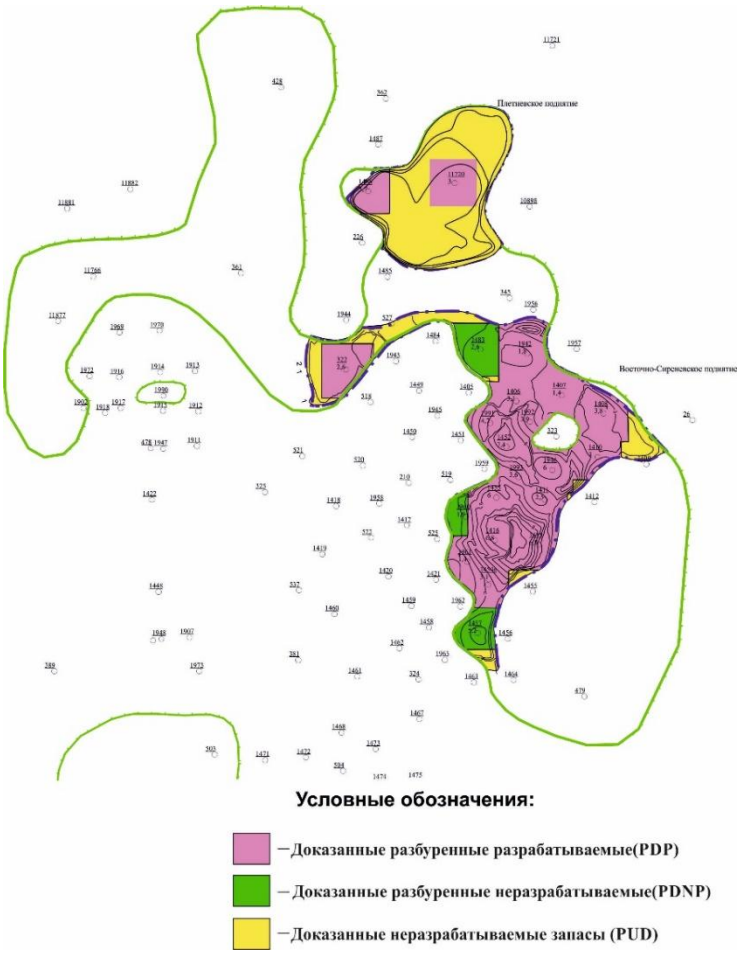
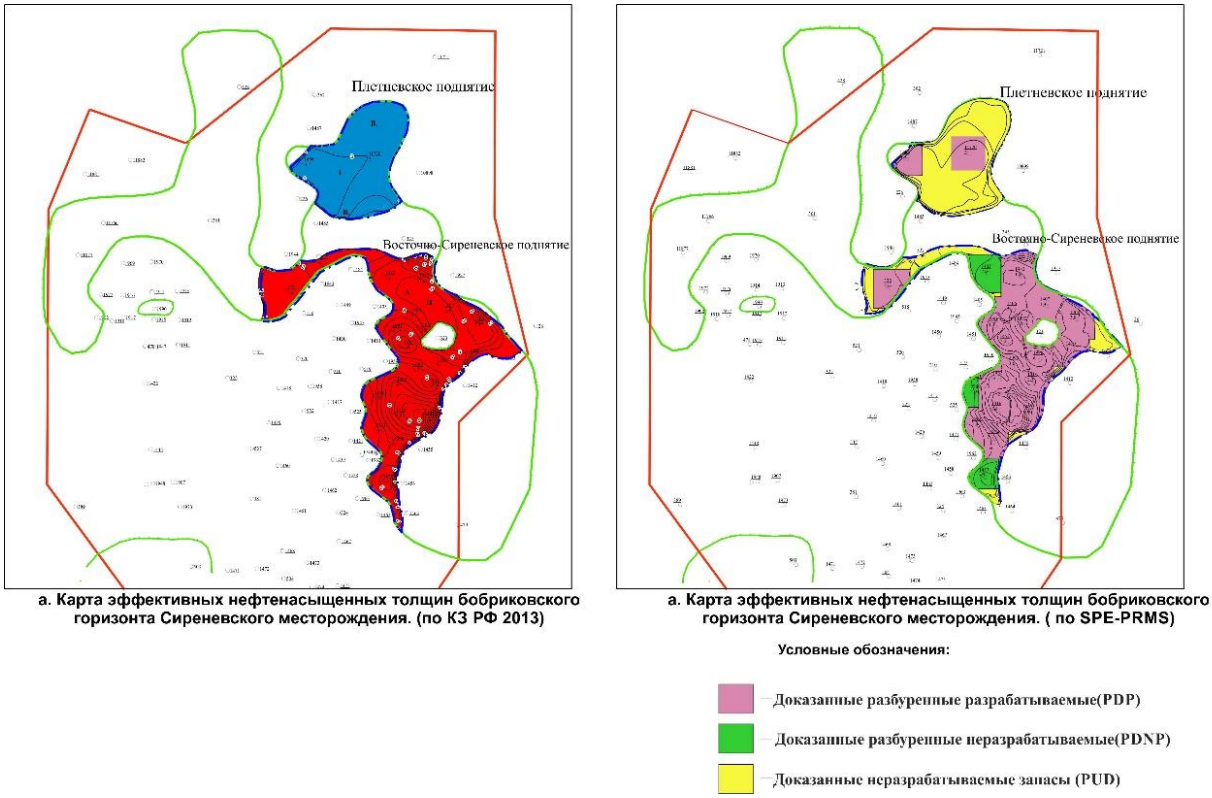


Рис. 7. Распределение категорий запасов по классификации PRMS

Сравнение обоснования категорийности и показателей запасов по новой классификации и по системе PRMS, проведенное в соответствии вероятностно-статистической оценки, показывает значительную расходимость результатов и процедуры выделения категорий (Рис.8). В целом, сопоставление по всем залежам бобриковского горизонта Сиреневского месторождения показало, что суммарные запасы рассматриваемого подсчетного объекта по сравнению с PRMS отличаются на +24%. (Табл. 2). Так, геологические запасы по категории А по отношению к смежным запасам по международной классификации (PDP и PDNP) отличаются на +17%. Запасы по категории В1, подсчитанные по

отечественной классификации, значительно больше запасов PUD по PRMS (+55%).



а. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин бобриковского горизонта Сиреневского месторождения. (по КЗ РФ 2013)

а. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин бобриковского горизонта Сиреневского месторождения. (по SPE-PRMS)

Рис. 8. Сопоставление категорийности запасов по отечественной классификации (а) и по PRMS (б)

Таблица 2

Сопоставление результатов подсчета запасов нефти по отечественной классификации и SPE-PRMS бобриковского горизонта Сиреневского месторождения.

Российская классификация 2013г		Классификация PRMS		Сопоставление запасов КЗ РФ 2013г. и PRMS, %
Категория запасов	Геологические запасы, тыс.т	Категория запасов	Геологические запасы, тыс.т.	
А	2766	PDP+PDNP	2282,4	+17%
В1	582	PUD	263,5	+55%
Всего	3348		2545,9	+24%

В конечном итоге, при подсчете запасов УВ, используя разные методы, выходит неоднозначность в конечном результате запасов УВ. Другими словами, если производить оценку запасов различными методами, - итоговая сумма геологических запасов по отечественной

классификации, которая базируется на детерминированном методе, будет завышенной, в силу консервативного подхода к выделению категорий запасов и в неопределенном, неоднозначном подходе при усреднении подсчетных параметров формулы объемного метода.

Таким образом, различный подход в определении подсчетных параметров влияет на конечный результат оценки запасов, что вызывает значительное отличие в начальных геологических запасах рассматриваемого подсчетного объекта. Как показал анализ, для выделения категорий запасов по отечественной классификации, основой которой является формула объемного метода, характерно завышение запасов (ресурсов) относительно международных классификаций. По результатам проведенного в данной работе анализа разница между детерминированным и вероятностно-статистическим методом двух рассматриваемых залежей составила 24 %. Для рационального использования результатов подсчета запасов в инвестиционной деятельности нефтяной индустрии необходимо стандартизировать подход при формировании государственного баланса запасов, что поспособствует к сокращению времени и затрат при государственной экспертизе запасов.

Список литературы

1. Найт Ф.Х. Риск, неопределенность и прибыль : пер. с англ. М.Я. Каждана, науч. ред. В.Г. Гребенников. – М. : Дело, 2003. – 359 с.
2. Kelliher C.F., Mahoney L.S. Using Monte Carlo simulation to improve long-term investment decision // The Appraisal Journal. – 2000. – № 1. – P. 44-56.
3. Хисамов Р.С., Сафаров А.Ф., Калимуллин А.М. (2017). Применение литолого-фациального анализа при построении геологической модели бобриковского горизонта Сиреневского месторождения. Экспозиция нефть газ. 6(59), с. 11-15.
4. Закревский К.Е. геологическое 3D моделирование. -131с.
5. Система управления ресурсами и запасами жидких, газообразных и твердых углеводородов / пер. с англ. Ю.Е. Агеева ; ред. Б.Н. Аронштейн ; ФГУ «Государственная комиссия по запасам РФ». – М., 2007. – 63 с.

Сведения об авторах

Хисамов Раис Салихович, доктор геолого-минералогических наук, главный геолог – заместитель генерального директора, ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина, г. Альметьевск, Республика Татарстан, Российская Федерация
E-mail: khisamov@tatneft.ru

Сафаров Альберт Феликсович, заведующий лабораторией отдела поисковой и разведочной геологии, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина, г. Бугульма, Республика Татарстан, Российская Федерация
E-mail: safarov@tatnipi.ru

Калимуллин Алмаз Маратович, инженер отдела поисковой и разведочной геологии, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина, г. Бугульма, Республика Татарстан, Российская Федерация
E-mail: kalimullinam@tatnipi.ru

Дрягалкина Анна Андреевна, инженер отдела поисковой и разведочной геологии, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина, г. Бугульма, Республика Татарстан, Российская Федерация
E-mail: dryagaikinaaa@tatnipi.ru

Authors

Khisamov R.S., Dr.Sc., Chief Geologist – Deputy General Director, PJSC TATNEFT, Almetyevsk, Republic of Tatarstan, Russia
E-mail: khisamov@tatneft.ru

Safarov A.F., Head of Laboratory, Geological Prospecting and Exploration Department, TatNIPIneft Institute – PJSC TATNEFT, Bugulma, Republic of Tatarstan, Russia
E-mail: safarov@tatnipi.ru

Kalimullin A.M., Engineer, Geological Prospecting and Exploration Department, TatNIPIneft Institute – PJSC TATNEFT, Bugulma, Republic of Tatarstan, Russia
E-mail: kalimullinam@tatnipi.ru

Dryagalkina A.A., Engineer, Geological Prospecting and Exploration Department, TatNIPIneft Institute – PJSC TATNEFT, Bugulma, Republic of Tatarstan, Russia
E-mail: dryagaikinaaa@tatnipi.ru

Калимуллин Алмаз Маратович
423236, Российская Федерация, Республика Татарстан,
г. Бугульма, ул. Мусы Джалиля, 32
тел.: 8 (855) 947-87-19
E-mail: kalimullinam@tatnipi.ru