

Оценка извлекаемых запасов углеводородов. Нужно ли изобретать велосипед?

А.Н. Шандрыгин

ООО «Газпром геологоразведка», г. Москва

E-mail: shan.alex2010@yandex.ru

Аннотация. Существующие подходы оценки рентабельно извлекаемых запасов месторождений углеводородов обоснованы многолетним опытом в области недропользования и направлены на рациональную разработку месторождений при максимальном учете как интересов государства, так и недропользователей. В данной работе рассматриваются предложения по использованию для оценки рентабельно извлекаемых запасов так называемого метода «поскважинного расчета», т.е. проведение экономической оценки на уровне отдельной скважины на месторождении углеводородов. Демонстрируется несостоятельность метода «поскважинного расчета» рентабельно извлекаемых запасов ввиду его противоречия физическим явлениям, протекающим в пластах месторождений УВ, и основным принципам разработки месторождений.

Ключевые слова: рентабельные запасы, «поскважинный расчет», рекомендуемый вариант, эксплуатационный объект, углеводороды, нефть, технико-экономические, месторождение, классификации запасов, разработка, проектирование, категория.

Для цитирования: Шандрыгин А.Н. Оценка извлекаемых запасов углеводородов. Нужно ли изобретать велосипед? // Актуальные проблемы нефти и газа. 2019. Вып. 4(27). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-27.art10>

Достоверная оценка ресурсной базы природных углеводородов (УВ) представляется одной из первостепенных задач недропользования в Российской Федерации. На протяжении последних двух десятилетий предпринимались серьезные усилия по совершенствованию классификации запасов УВ и методов их количественной оценки. В 2016 году произошло важнейшее событие в системе недропользования – введена в действие новая классификация запасов УВ [1, 2]. Одновременно с совершенствованием классификации запасов происходили значительные «подвижки» в области регламентирования и проектирования разработки месторождений природных углеводородов. В том же 2016 году были введены в действие новые «Правила разработки месторождений углеводородного сырья» [3], устанавливающие требования к разработке месторождений УВ, отвечающие новым реалиям в сфере недропользования. Практически одновременно с Правилами разработки, в целях реализации новой классификации запасов УВ вступили в действие «Временные методические рекомендации по подготовке технических проектов по разработке месторождений углеводородного сырья» [4]. Эти документы, а также сменившие в 2019 году «Временные методические рекомендации...»

«Правила подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья» [5], определили как основные требования к составлению проектной документации на разработку месторождений, так и требования к обоснованию рентабельно и технологически извлекаемых запасов УВ. Все эти документы направлены на рациональную разработку месторождений УВ и достижение максимально возможного отбора углеводородного сырья из недр при обеспечении высоких доходов недропользователей и государства. В разработке указанных документов принимали активное участие сотрудники и эксперты ФБУ «ГКЗ» и ЦКР Роснедра, а также специалисты всех ведущих нефтегазодобывающих отечественных компаний, входившие в специально созданную рабочую группу по подготовке этих документов. Это позволило учесть как интересы государства, так и недропользователей, достигнув необходимого баланса их желаний в части принятия решений по разработке месторождений УВ.

Таким образом, был совершен переход от административного регулирования недропользования к механизму, основанному на геолого-экономической и технико-экономической оценке возможности разработки запасов, а российская классификация запасов приобрела все необходимые положения для оценки как геологических, так и экономически обоснованных извлекаемых запасов УВ. Российская классификация запасов полностью согласована с Рамочной классификацией РК ООН2009 и в значительной мере гармонизирована с международными классификациями PRMS и SEC.

Сложившаяся за многие десятилетия общемировая практика разработки месторождений углеводородного сырья (УВС) предполагает для организации и управления процессом разработки месторождений выделение эксплуатационных объектов (ЭО) – отдельных пластов или групп пластов, залежей и т.д., эксплуатируемых самостоятельными сетками скважин. ЭО представляет собой единый «организм», а размещенные на объекте скважины – неразрывную систему взаимосвязанных и совместно функционирующих элементов. Вполне очевидно, что все технологические расчеты и технико-экономические оценки разработки месторождения, в том числе и оценки рентабельно извлекаемых запасов (РИЗ), выполняются по вариантам разработки эксплуатационных объектов с последующей группировкой лучших по экономическим показателям вариантов разработки объектов в единый вариант разработки месторождения в целом. Хочется еще раз подчеркнуть, что это не «изобретение» российских инженеров-

разработчиков, а общепринятая в мире научно обоснованная практика проектирования и осуществления разработки месторождений УВ.

Во второй половине текущего года Федеральное агентство по недропользованию (Роснедра) провело, по поручению премьер-министра Дмитрия Медведева, инвентаризацию запасов нефтяных месторождений РФ. Результаты инвентаризации в общих чертах представлены в двух статьях Г.В. Выгона – управляющего директора VYGON Consulting [6, 7]. Как следует из этих статей, инвентаризация явилась важным шагом в оценке объема рентабельных запасов в РФ и влиянии на этот объем различных макроэкономических условий. В целом, данные статьи, несомненно, вызывают интерес в части представленных данных и затронутых проблем определения рентабельных запасов УВ. В то же время автор настоящей статьи, являющийся экспертом Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых, не может согласиться с рядом утверждений Г.В. Выгона и предлагаемым, так называемым «поскважинным расчетом», т.е. проведением экономической оценки на уровне отдельной скважины.

В первой из отмеченных выше статей Г.В. Выгона [6] указывается: *«Также в процессе инвентаризации оказалось, что принятая практика оценки на уровне эксплуатационных объектов (часть месторождения, разрабатываемая единой сеткой скважин) приводит к искажению величины запасов по сравнению с детализацией на уровне скважин. Это связано с тем, что в профиль добычи при пообъектном расчете вместе с рентабельными текущей добычей и новым бурением включаются неэффективные операции и геолого-технологические мероприятия. Вероятна и обратная ситуация – убытки от бурения приводят к преждевременному окончанию рентабельного срока разработки, хотя в отсутствие бурения действующий фонд скважин работает с прибылью. В этом случае величина запасов оказывается занижена. При оценке на уровне скважин это невозможно».*

Во второй из статей [7] приводится рисунок с профилями добычи нефти для одного, как декларируется в статье, реального нефтяного месторождения в ХМАО. Текущие извлекаемые запасы нефти по этому месторождению составляют 265 млн т, РИЗ с расчетами на уровне ЭО – 257 млн т и РИЗ в расчетах на уровне отдельных скважин – 106 млн т. Такая существенная разница в объемах добычи нефти между двумя вариантами расчета автором статьи объясняется отказом от бурения новых скважин, дополнительных к скважинам действующего фонда, обеспечивающих базовую добычу, по

результатам проведения оценок на уровне скважин. Констатируется, что высококорентабельная базовая добыча «вытягивает» нерентабельное бурение новых скважин.

Давайте попробуем разобраться в сущности такого «поскважинного расчета».

1. Прежде всего, следует указать, что в соответствии с существующими правилами проектирования разработки месторождений по ЭО рассматривается несколько вариантов, различающихся технологическими решениями, включая возможное варьирование количества проектных скважин, схем и площадей их размещения. Рекомендуемый вариант разработки определяется по параметру – Топт, в котором учитываются интересы как государства, так и недропользователя. Никто не ограничивает недропользователя в рассмотрении любого числа вариантов (сверх регламентируемого их количества) для определения оптимального варианта, обеспечивающего максимальный Топт и являющегося не только рентабельным, но и оптимальным с точки зрения удовлетворения интересов и государства и недропользователя. Исключение из уже рентабельного варианта «неэффективных» скважин приведет к росту доходов недропользователя и сокращению доходов государства, а также к уменьшению выработки запасов УВ месторождения.

В представленном примере с нефтяным месторождением в ХМАО рентабельно извлекаемые запасы, оцененные в соответствии с принятыми Правилами разработки и проектирования, составляют 257 млн т. В том случае, если данное месторождение прошло Государственную экспертизу, эти запасы являются рентабельными. Использование «поскважинного расчета» приведет к потере для государства 151 млн т извлекаемых запасов нефти и, соответственно, доходов от добычи этой нефти. И это только для того, чтобы обеспечить сверхприбыль недропользователю. Более того, с применением «поскважинного расчета» при проектировании разработки месторождения можно еще более увеличить доход недропользователя со снижением накопленной добычи нефти по месторождению. Это может быть сделано соответствующим размещением скважин на ЭО, поскольку в этом случае не требуется проведение технико-экономической оценки разработки эксплуатационного объекта в целом.

2. Поскольку очевидно, что «поскважинный расчет» направлен на выработку на месторождении более привлекательных по качеству запасов УВ, его применение будет

приводить к демотивации недропользователей в части развития и внедрения новых технологий для разработки месторождений УВС. Вместо применения передовых технологий для вовлечения в разработку зон и пластов с более низким качеством запасов (с более низкими нефтенасыщенными толщинами, ухудшенными ФЕС или сложным флюидонасыщением пластов) недропользователи начнут исключать их из активной разработки. Безусловно, в этом случае они будут избегать применения методов повышения нефтеотдачи пластов, требующих как дополнительных затрат на добычу нефти, так и соответствующего уровня технологической культуры инженерных кадров.

3. Странно звучит утверждение Г.В. Выгона, что *«при пообъектной оценке отсутствует вариативность профиля добычи в зависимости от применяемых льгот»*. Отсутствие данной вариативности абсолютно не определяется степенью детализации расчетов. Это зависит только от принятых правил проектирования разработки, в соответствии с которыми оценка запасов, включая рентабельные, осуществляется при существующей системе налогообложения. Если есть запрос бизнеса и государства к оценке запасов при различных сценариях налогообложения, это можно легко сделать, просто внося соответствующие изменения в Правила.

4. Само по себе проведение каких-либо технологических и технико-экономических оценок по отдельной скважине в отрыве от всех скважин в ЭО вызывает массу вопросов. К сожалению, упоминаемая в статьях методика «поскважинного расчета» не опубликована и представляется неким «черным ящиком». Однако, каковы бы ни были принципы ее построения, невозможно игнорировать физические явления, проявляющиеся при разработке и эксплуатации месторождений УВ.

Дело в том, что, как указывалось выше, эксплуатационный объект является единым «организмом», а включенные в него пласты и залежи представляют собой гидродинамически единые объекты. Какие-либо манипуляции с отдельными скважинами в ЭО неизбежно сказываются на технологических режимах соседних скважин вследствие их интерференции. К примеру, отключение какой-либо добывающей скважины в элементе системы скважин по причине ее экономической «неэффективности» приведет к перестроению поля давления в пласте и перераспределению линий тока. В этом случае необходимо будет снова выполнить гидродинамические расчеты уже для новой «динамической обстановки» в ЭО и проверить путем повторных экономических расчетов, не появились ли снова экономически «неэффективные» скважины вследствие образования

«застойных» зон в пласте. Таким образом, для обоснованной корректной, а не формальной оценки РИЗ с использованием «поскважинных расчетов» необходимо проводить в итерации не только экономические, но и гидродинамические расчеты. Число этих итераций может оказаться очень большим, поскольку надо будет проверять, не окажутся ли выведенные на предыдущей итерации «неэффективные» скважины эффективными по причине отключения других скважин на этой итерации. Но самое интересное заключается в том, что, казалось бы, экономические «неэффективные» сами по себе скважины на самом деле в сформированной системе разработки ЭО могут играть важную роль, позволяя обеспечить добычу УВ по остальным скважинам элемента, в который они входят. Таким образом, исключение этой скважины из элемента по причине ее кажущейся неэффективности может привести к деформации системы разработки и «выбить» другие скважины вследствие «недобора» нужного объема нефти для обеспечения их экономической привлекательности.

5. Интересная ситуация складывается с нагнетательными скважинами. Как известно, подавляющее количество нефтяных месторождений разрабатывается с поддержанием пластового давления закачкой воды или других рабочих агентов. Каким образом предусматривается в случае «поскважинного расчета» учитывать «неэффективные» нагнетательные скважин? Если исключение нагнетательных скважин предусматривается в процентном отношении от числа исключаемых добывающих скважин без привязки к конкретной карте разработки ЭО с расположением скважин, то это просто будет нарушать все принципы ведения разработки месторождений и приводить к расформированию системы разработки эксплуатационного объекта со всеми известными негативными последствиями. Если же проводить «умное» исключение нагнетательных скважин, ориентируясь на схему исключения «неэффективных» добывающих скважин, то необходимо проводить расчеты в целом по ЭО, а не по отдельным скважинам.

6. Трудозатраты на проведение «поскважинных расчетов» также не могут радовать в случае корректного, т.е. с учетом взаимовлияния скважин, а не формального учета неэффективных скважин – простым их исключением из расчета. В качестве примера можно рассмотреть выполненную Инвентаризацию запасов УВ. В периметр Инвентаризации включено 600 месторождений с суммарными извлекаемыми запасами нефти 17 млрд т (воспользуемся данными вышеупомянутых статей). Требуется провести корректный «поскважинный расчет». Введем дополнительные данные: оставим только

разрабатываемые 480 месторождений и текущие извлекаемые запасы по ним – 14 млрд т. Предположим, для простоты расчетов, что накопленная добыча по данным месторождениям на дату оценки составляет 16 млрд т. При средней добыче на скважину 80 тыс. т для разработки 30 млрд т нефти требуется 375 тысяч скважин (уже пробуренных и проектных). Откорректируем число скважин за счет использования скважин с горизонтальным окончанием, уберем ликвидированные – в остатке получим, допустим, 275 тысяч скважин. Таким образом, в среднем на одно из рассматриваемых месторождений приходится 575 скважин (безусловно, в зависимости от конкретного месторождения эти цифры могут меняться на порядок и более). Из этого числа, предположим, 400 скважин (или две трети фонда) – добывающие, а на первой итерации расчета 10% скважин от общего фонда оказываются экономически неэффективными. В этом случае придется провести 40 итераций расчетов, поочередно отключая каждую скважину, определенную на первой итерации в качестве экономически неэффективной. Получается, что только для одного варианта разработки месторождения необходимо провести дополнительно 40 расчетов, т.е. объем вычислений увеличивается на порядок и более по сравнению с используемой в настоящее время процедурой расчетов. А если окажется необходимым пересчитать 15–20% экономически неэффективных скважин, то это потребует 60–80 итераций в расчетах. И это еще не исключает все остальные необходимые процедуры по настройке гидродинамических моделей. С увеличением размеров месторождений соответствующим образом увеличивается и число итераций. К примеру, для месторождения с 5000 скважин понадобится выполнить до 350–700 итераций расчетов только для одного варианта разработки месторождения, вместо всего лишь нескольких десятков даже в случае значительного количества ЭО на месторождении. Соответственно, с увеличением числа вариантов разработки месторождения (что является необходимым при проектировании разработки) эти 350–700 итераций умножатся на количество вариантов.

7. Отдельно следует упомянуть геолого-технические мероприятия (ГТМ). Во-первых, любые технологические, а следовательно, и экономические оценки эффекта от проведения ГТМ на месторождении должны определяться не по отдельным скважинам, на которых проведены эти мероприятия, а по пласту в целом или, как минимум, по замкнутому элементу пласта с закрытыми границами (границами залежи, рядами нагнетательных скважин и т.д.), отделяющими элемент от остальной части пласта. Только

в этом случае можно реально оценить эффект от ГТМ, поскольку любое вмешательство в пласт в отдельной скважине вызывает реакцию в соседних скважинах в виде изменения дебитов скважин по нефти и жидкости, давлений в окрестности скважин, изменения текущей нефтенасыщенности и т.д. Во-вторых, все предлагаемые ГТМ в проектных документах тщательно обосновываются как с технологической, так и экономической точки зрения на основе анализа данных по их проведению на этом месторождении или на месторождениях-аналогах. Проводятся соответствующие прогнозные расчеты по эффекту от реализации этих мероприятий не для отдельной скважины, а для скважины в системе скважин на объекте. Даже в том случае, если формально эффект от внедрения ГТМ показывается в виде дополнительной добычи нефти (газа) на одну скважинно-операцию, это вовсе не означает, что рассматривается именно эффект от ГТМ, проведенного на конкретной скважине, без учета изменения технологических показателей эксплуатации других скважин на ЭО. Таким образом, действительную технологическую и экономическую эффективность геолого-технических мероприятий с использованием «поскважинного расчета» оценить корректным образом не представляется возможным.

8. Следует указать на проблемы использования «поскважинного расчета» для многопластовых месторождений, которые составляют большую часть месторождений УВ в РФ. Такой расчет дает информацию о запасах не каждого эксплуатационного объекта, а месторождения в целом. Таким образом, утрачиваются знания о том, что происходит на действительно нерентабельных объектах с ТриЗ (трудноизвлекаемыми запасами), таких как: баженовская и тюменская свиты, низкопроницаемые коллекторы и т.д. Они «растворятся» в общих запасах месторождения, при этом не переставая быть ТриЗ, но возможности мониторинга эффективности/неэффективности вовлечения их в разработку уже не представится.

Кроме того, на многопластовых месторождениях часть ЭО может разрабатываться частично или полностью возвратным фондом скважин. Использование «поскважинного расчета» не позволит в этом случае выделить действительно нерентабельные для разработки ЭО.

9. Несколько слов следует сказать о степени достоверности «поскважинных расчетов». Большая часть месторождений, на которых начинается промышленная разработка, обладают достаточно низкой изученностью – в среднем, доля запасов категорий А и В1 не более 50%. При такой степени изученности крайне высоки

геологические неопределенности и, соответственно, «поскважинная» оценка с заведомым исключением скважин при еще недостаточной изученности месторождения будет не оправдана. На поздних стадиях разработки «поскважинный расчет», в силу указанных выше причин, также не обеспечивает требуемую степень достоверности расчетов.

Учитывая все указанные доводы, следует очертить круг задач, которые могут быть действительно решены «поскважинными расчетами». К таким задачам относится оценка эффективности бурения на месторождении с высокой степенью изученности при планировании бурения отдельных скважин или бурения скважин уплотняющего фонда. С применением рассматриваемого подхода возможно проведение расчетов для мелких по запасам месторождений (до 5 млн т) с высокой степенью изученности (75% категории запасов А). Но остается вопрос – насколько данные по этим месторождениям будут релевантны и сопоставимы с данными по другим месторождениям?

И, наконец, «поскважинный расчет» может быть применим для месторождений сланцевой нефти и газа для определения так называемых «расчетных конечных извлекаемых запасов» УВ, поскольку для таких месторождений технологические расчеты проводятся для отдельных скважин ввиду специфических условий их разработки, а именно каждая скважина в таких залежах вследствие экстремально низких фильтрационных свойств пласта дренирует свой собственный удельный объем и не влияет на динамику показателей соседних скважин.

Обсуждая проблемы определения рентабельно извлекаемых запасов УВ, нельзя не отметить важную роль ФБУ «ГКЗ» и ЦКР Роснедра в оценке ресурсной базы природных углеводородов Российской Федерации. Результаты инвентаризации в целом подтвердили долю рентабельных запасов, которую ФБУ «ГКЗ» прогнозировало, начиная с 2017 года, как только появились первые данные о запасах как результат внедрения новой классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов. Всем, кто интересуется этой темой, хорошо известно, что решения новой классификации запасов, введенной в действие с 01.01.2016 года, позволили впервые оценивать не только технологически, но и рентабельно извлекаемые запасы.

Прогнозы, периодически публикуемые ФБУ «ГКЗ» по доле и количеству рентабельных запасов нефти в стране, подтвердились, и они соответствуют признанным международным оценкам. Таким образом, решения ГКЗ в целом соответствуют требованиям бизнеса и государства по оценке реальной ситуации с наличием рентабельно

извлекаемых запасов в стране и готовностью добывающих компаний вовлекать эти запасы в разработку.

Интересно сопоставить представляемые ГКЗ данные по рентабельным запасам нефти РФ с международными оценками по категории доказанных запасов. Так, в статьях некоторых авторов, в том числе в ранее упоминаемой статье Г.В. Выгона [7] указывается, что *«в процентном отношении доля рентабельных запасов оказалась все же заметно выше признанных международных оценок по доказанным запасам. К примеру, компания ВР оценивает российские доказанные запасы в 14,6 млрд тонн – т.е. примерно в половину от текущих технологически извлекаемых по российской классификации»*. Безусловно, оценки запасов компанией ВР признаны международным сообществом. И интересно, что оценка ВР доказанных запасов нефти России достаточно близка данным государственной экспертизы запасов и проведенной Инвентаризации. Так, в соответствии со связующим документом между РК ООН и ГКЗ РФ, доказанными запасами признаются запасы категорий А, В1 и С1. При этом, запасы категории С1 разведываемых месторождений могут быть отнесены к доказанным только в случае наличия транспорта нефти до потребителя, что по большинству наших месторождений, находящихся в разведке, на текущий момент не реализовано. Таким образом, к «доказанным» запасам категории С1 можно отнести не более 30%. По опубликованным предварительным данным госэкспертизы запасов УВС о рентабельных запасах, оцененных в соответствии с требованиями новой классификации запасов, доля рентабельно извлекаемых запасов для категорий А, В1 разрабатываемых месторождений составляет 75%. Для разведываемых месторождений, к сожалению, в соответствии с требованиями ГКЗ доля рентабельно извлекаемых запасов не определяется. Используем опубликованные данные Инвентаризации. Если для всех категорий разведываемых месторождений доля рентабельно извлекаемых запасов составила 44%, то для категории С1 она должна быть безусловно выше, предположим, – 50%. Технологически извлекаемые запасы категорий А, В1 на 01.01.2018 – 16,7 млрд т., категории С1 – 1,8 млрд т. Умножаем, получаем количество доказанных рентабельных запасов – 12,8 млрд т. Нет, конечно, специалисты ВР не «переоценили» наши запасы нефти, указывая цифру в 14,6 млрд т. Просто они дают свою оценку по «жидким УВ», то есть для нефти и конденсата.

К сожалению, на текущий момент в ежегодно публикуемом государственном балансе запасов данные о рентабельно извлекаемых запасах пока не отражаются. Как

известно, это было сознательное решение Минприроды России на время переходного на новую классификацию запасов периода. На основании этого решения Минприроды России по согласованию с добывающими компаниями определен переходный период, в течение которого компании в комфортном для себя режиме должны пересчитать запасы нефти и газа в соответствии с требованиями новой классификации, включая оценку рентабельных запасов на основе представленных данных в технологических проектных документах. Переходный период завершается в 2021 году. Соответственно, начиная с 2022 года государственный баланс запасов по нефти и газу будет включать, кроме геологических и технологически извлекаемых запасов, также рентабельно извлекаемые запасы. Поэтому можно заявить, что и правы, и не правы одновременно авторы статей (в том числе и Г.В. Выгон), которые утверждают, что *«данные государственного баланса запасов существенно выше количества нефти, которое исходя из существующих технологий и в текущих макроэкономических условиях можно извлечь из недр»*. Не правы, так как технологически извлекаемые запасы – это как раз и есть те запасы, которые можно добыть при существующих технологиях. Правы, так как государственный баланс запасов пока, действительно, не отражает данных о запасах, которые можно рентабельно разрабатывать в текущих макроэкономических условиях и при действующей системе налогообложения. Отражение их в госбалансе – вопрос ближайшего будущего.

Хотелось бы развеять еще один миф – миф о том, что «понятия «рентабельно извлекаемые запасы» до сих пор нет в классификации запасов – оно было исключено из первоначальных редакций классификации. До недавнего времени РИЗ существовали лишь во временных методических рекомендациях Минприроды, они отражаются в протоколах ЦКР...». Необходимо отметить, что «Временные методические рекомендации по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья», утвержденные распоряжением МПР России еще в 2016 г. [4], являлись неотъемлемой частью новой классификации запасов. В настоящее время этот документ переработан в «Правила подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья» [5], которые утверждены Приказом Минприроды России, согласованы Минэнерго России, Ростехнадзором России и зарегистрированы Минюстом России в сентябре 2019 года. Это документ достаточно высокого уровня и выполнение его требований обязательно как для недропользователей, так и для контролирующих организаций. Обязательное представление данных об изменениях рентабельно извлекаемых запасов в

ежегодно представляемой отчетности (форма 6-гр) предусмотрено Приказом Росстата от 2016 г. И еще – отражение сведений в указанной форме отчетности происходит по данным не Протоколов ЦКР, а Протоколов ГКЗ Роснедра, где оценка запасов УВС, включая рентабельно извлекаемые, приводится по каждой залежи отдельно.

Выводы

В настоящее время существуют четко выработанные правила оценки рентабельно извлекаемых запасов месторождений УВ, базирующиеся на расчете технологических и технико-экономических показателей различных вариантов разработки эксплуатационных объектов, выборе рекомендуемых вариантов по интегральному показателю Топт и формировании варианта разработки месторождения из их числа. Данные правила позволяют обеспечить рациональную разработку месторождений, добываясь максимально возможной выработки запасов УВ, и, безусловно, учесть как интересы государства, так и недропользователей, и не только в части получаемых доходов от разработки месторождения.

В ФБУ «ГКЗ» и ЦКР Роснедра отработан механизм экспертизы документов и материалов, требуемых для обоснования рентабельных и технологически извлекаемых запасов УВ.

Любые новации, направленные на изменение существующих подходов и методов оценки извлекаемых запасов УВ, должны рассматриваться широким кругом специалистов-геологов, инженеров-разработчиков и экономистов, и проходить тщательную открытую экспертизу. В противном случае предлагаемые изменения в сложившейся системе оценки, обоснования и экспертизы извлекаемых запасов УВ могут привести к искажению данных о ресурсной базе природных углеводородов РФ и, тем самым, нанести непоправимый вред нефтегазодобывающей отрасли страны. Одним из таких примеров и является предлагаемая оценка рентабельных извлекаемых запасов УВ на основе «поскважинного расчета».

Литература

1. Об утверждении Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов. Приказ Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 1 ноября 2013 года N 477. <http://docs.cntd.ru/document/499058008> (Дата обращения 12.11.2019).

2. Об утверждении Методических рекомендаций по применению Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утвержденной приказом Министерства

природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.11.2013 № 477. Распоряжение Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 1 февраля 2016 года № 3-р. <http://docs.cntd.ru/document/420341279> (Дата обращения 12.11.2019).

3. Об утверждении Правил разработки месторождений углеводородного сырья. Приказ Министерства природных ресурсов от 14 июня 2016 года № 356. <http://docs.cntd.ru/document/420365257> (Дата обращения 12.11.2019).

4. Об утверждении Временных методических рекомендаций по подготовке технических проектов по разработке месторождений углеводородного сырья. Распоряжение Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 18 мая 2016 года № 12-р. <http://docs.cntd.ru/document/420368869> (Дата обращения 12.11.2019).

5. Об утверждении Правил подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья. Приказ Минприроды России от 20 сентября 2019 года № 639. <http://docs.cntd.ru/document/561372501> (Дата обращения 12.11.2019).

6. *Выгон Г.В.* Инвентаризация запасов вскрыла системные проблемы и может стать драйвером реформ в сфере ТЭК // Нефть и газ. Прил. № 189 от 16.10.2019. С. 7.

7. *Выгон Г.В.* Инвентаризация запасов: от государственной экспертизы к национальному аудиту // Нефтегазовая вертикаль. 2019. Ноябрь № 18(462). С. 19–24.

Evaluation of recoverable hydrocarbon reserves. Do we need to reinvent the wheel?

A.N. Shandrygin

Gazprom Geologorazvedka LLC, Moscow

E-mail: shan.alex2010@yandex.ru

Abstract. The existing approaches to evaluation of profitably recoverable reserves of hydrocarbon reservoirs are substantiated by many years of experience in the area of subsoil use, and are aimed at the rational development of fields with the maximum compliance of both the interests of the state and subsoil users. In this paper, we consider proposals for using the so-called «single well calculation» method for evaluating of profitably recoverable reserves, i.e. conducting an economic evaluation at the level of an individual well in hydrocarbon reservoirs. The inconsistency of the method of «single well calculation» of profitably recoverable reserves because of its contradiction to the physical phenomena occurring in the formation of hydrocarbon fields and the basic principles of field development is demonstrated.

Keywords: profitable reserves, «single well calculation» method, recommended option, development target, hydrocarbons, oil, technical-economic, field, reserves classification, development, design, category.

Citation: *Shandrygin A.N.* Evaluation of recoverable hydrocarbon reserves. Do we need to reinvent the wheel? // Actual Problems of Oil and Gas. 2019. Iss. 4(27). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-27.art10> (In Russ.).

References

1. On the approval of the Classification of reserves and resources of oil and combustible gases. The order of the Ministry of Natural Resources and Ecology of the Russian Federation dated of November 1, 2013 No. 477. <http://docs.cntd.ru/document/499058008> (Accessed on 12.11.2019). (In Russ.).

2. On the approval of the Guidelines for the application of classification of reserves and resources of oil and combustible gases. The order of the Ministry of Natural Resources and Ecology of the Russian Federation dated of February 1, 2016 No. 3-r. <http://docs.cntd.ru/document/420341279> (Accessed on 12.11.2019). (In Russ.).

3. On the approval of the Rules for the development of hydrocarbon fields. The order of the Ministry of Natural Resources dated of June 14, 2016 No. 356. <http://docs.cntd.ru/document/420365257> (Accessed on 12.11.2019). (In Russ.).

4. On the approval of Temporary guidelines for the preparation of technical projects for the development of hydrocarbon deposits. The order of the Ministry of Natural Resources and

Ecology of the Russian Federation dated of 05/18/2016. No.12-r. <http://docs.cntd.ru/document/420368869> (Accessed on 12.11.2019). (In Russ.).

5. On the approval of the Rules for the preparation of technical projects for the development of hydrocarbon fields. The order of the Ministry of Natural Resources of Russia dated of 09.20.2019. No. 639. <http://docs.cntd.ru/document/561372501> (Accessed on 12.11.2019). (In Russ.).

6. *Vygon G.V.* Reserves inventory found out the systemic problems and can become a driver of reforms in the fuel-energy sector // Oil and Gas. Appendix No.189 dated of October 16, 2019. P. 7. (In Russ.).

7. *Vygon G.V.* Reserves inventory: from state expertise to national audit // Oil and gas Vertical. 2019. November. No. 18(462). P. 19–24. (In Russ.).