



Трайзе В.В.
канд.экон.наук
vvtraize@tnnc.rosneft.ru



Ткаченко Е.И.
канд.техн.наук
eitkachenko2@tnnc.rosneft.ru



Масловских П.С.
канд.экон.наук
psmaslovskikh@tnnc.rosneft.ru



Грандов Д.В.
ООО «Тюменский нефтяной
научный центр»
dvgrandov@tnnc.rosneft.ru

К ВОПРОСУ ОЦЕНКИ РЕНТАБЕЛЬНЫХ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ ЗАЛЕЖЕЙ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ

За последние пять лет в нефтегазовой промышленности произошло большое количество значимых событий. Важнейшим из них, безусловно, является ввод в действие новой классификации запасов углеводородов в 2016 году. Сопутствующий этому переход от административного регулирования недропользования к механизму, основанному на технико-экономической оценке целесообразности освоения активов, привел к появлению такого понятия, как рентабельно извлекаемые запасы (далее РИЗ).

Выделение в составе технологически извлекаемых запасов части, которая является экономически обоснованной, решает ряд важных задач:

- позволяет государству иметь реальную картину по запасам и дифференцировать государственное планирование добычи с учётом вклада нерентабельных объектов;
- разработка подходов к совершенствованию механизма государственного регулирования для вовлечения в разработку неэффективных в текущих сценарных условиях и трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ).

Следующее знаковое событие датируется концом 2020 г., когда в нефтегазовой отрасли произошла налоговая реформа: правительством Российской Федерации был отменен особый налоговый режим для добычи ТРИЗ высоковязкой и сверхвязкой нефти, который предусматривал льготу по налогу на добычу полезных ископаемых (НДПИ), а также по экспортной пошлине. Вместо этих льгот компаниям предоставлена возможность перевести месторождения, на которых были отменены преференции, в режим налога на добавленный доход (НДД).

Следует отметить, что выработка запасов залежей, содержащих высоковязкую и сверхвязкую нефть, неразрывно связана с применением капиталоемких технологий: строительство горных шахт, бурение горизонтальных и многозабойных скважин (МЗС), использование тепловых (закачка пара и горячей воды, пароциклическая обработка добывающих скважин), газовых (чередующаяся закачка газа, углеводородных растворителей и воды) и химических (полимерное заводнение) методов.

В этой связи, достоверная оценка РИЗ является приоритетной задачей для недропользователя, с целью определения оптимальной стратегии разработки залежи, которая обеспечит проекту достижение экономической эффективности и будет соответствовать существующим «Правилам разработки месторождений углеводородного сырья».

Данный вопрос актуален для многих регионов Российской Федерации: Республика Коми (Ярегское и Усинское месторождения), Самарская область (Карабукуловское месторождение), Ямало-Ненецкий автономный округ (Северо-Комсомольское, Восточно-Мессояхское и Русское месторождения), Ханты-Мансийский автономный округ (Ван-Еганское месторождение), Республика Удмуртия (Гремихинское, Мишкинское, Лиственское), Республика Татарстан (Мордово-Кармальское и Ашальчинское) и т.д.

Предметом данной статьи служит анализ существующих методик и сравнение результатов расчетов величины РИЗ по объекту в целом и отдельно по скважинам при различных режимах налогообложения (льгота по НДС, режим НДС).

Ключевые слова: рентабельные извлекаемые запасы, трудноизвлекаемые запасы, эксплуатационный объект, высоковязкая нефть, горизонтальные скважины, многозбойные скважины, налог на добычу полезных ископаемых, налог на добавленный доход.

Методика определения РИЗ в целом по эксплуатационному объекту.

В мировой практике основополагающей единицей для управления процессом выработки запасов месторождения является эксплуатационный объект (отдельная залежь или несколько пластов), разработка которого осуществляется самостоятельной сеткой скважин, либо возвратным фондом. Скважины, размещенные в пределах эксплуатационного объекта, представляют собой систему связанных, взаимовлияющих элементов [1].

В настоящее время в «Правилах подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья» (приказ МПР от 20.09.2019 г. № 639 [2]) описана методология оценки РИЗ, которая основана на расчете технологических и технико-экономических показателей разработки эксплуатационных объектов. В зависимости от статуса документа (Проект пробной эксплуатации, Технологическая схема, Проект и Дополнения к ним) установлен необходимый минимум рассматриваемых вариантов разработки. Выбор рекомендуемого варианта осуществляется по величине интегрального показателя T_{opt} , а рентабельно извлекаемые запасы определяются, как накопленная добыча с начала разработки до конца рентабельного периода освоения запасов эксплуатационного объекта. Рентабельный срок определяется, как часть проектного срока (начиная с первого проектного года), в течение которого достигается положительное значение чистого дисконтированного дохода [5].

Данная методика позволяет определить оптимальную стратегию разработки месторождений, обеспечивая достижение максимально возможных коэффициентов извлечения углеводородного сырья, а также учитывает интересы, как

государства, так и недропользователя. Кроме этого, описанная выше методика характеризуется многолетней апробацией в сфере недропользования и в полной мере соответствует принципам рационального недропользования.

Поскважинная оценка РИЗ

В 2019 году Правительством РФ была принята дорожная карта реализации мер по освоению нефтяных месторождений и увеличению объемов добычи нефти. Одним из важнейших этапов данного плана стала инвентаризация запасов углеводородного сырья. Основная её задача – оценка экономической эффективности разработки месторождений в текущих налоговых условиях.

По мнению сторонников данного метода, ключевой предпосылкой для его внедрения является тот факт, что, проводя оценку РИЗ на уровне эксплуатационных объектов, нельзя увидеть эффективность или неэффективность отдельных скважин или кустов в целом, следствием чего становится завышение профиля рентабельной добычи [3].

Суть метода оценки РИЗ на уровне скважин заключается в том, что объектом оценки является добывающая скважина. Изначально рекомендуемый вариант разработки месторождения необходимо «разложить» на скважины, после чего необходимо оценить экономическую эффективность каждой добывающей скважины. На втором этапе формируется профиль добычи нефти по рентабельным скважинам (все нерентабельные скважины исключаются из расчета). К рентабельному профилю по новым скважинам добавляется базовая добыча (в данном случае базовая добыча является априори рентабельной) и таким образом формируется рентабельный вариант разработки месторождения. РИЗ – это накоплен-

ная добыча нефти по рентабельному варианту до года достижения экономического предела.

Основные положения поскважинной оценки РИЗ:

1. в поскважинной оценке необходимо считать эффективность только новых скважин и зарезок боковых стволов (ЗБС), оценка других опций (базовая добыча, прочие геолого-технические мероприятия) не выполняется;

2. в оценке рентабельных запасов участвуют только добывающие скважины, но при этом необходимо учесть все затраты на бурение, обустройство и содержание нагнетательных скважин, обеспечивающих их добычу;

3. добыча от нагнетательных скважин с отработкой на нефть распределяется на добывающие скважины, посредством привязки по координатам;

4. при формировании профиля рентабельного варианта (добыча от новых скважин и ЗБС + базовая добыча), к добывающим рентабельным скважинам добавляются влияющие на них нагнетательные скважины, буримые на этот же объект, в этот же год для сохранения соотношения добывающих и нагнетательных скважин аналогично полному варианту.

5. при оценке эффективности каждой скважины в расчет принимаются только прямые затраты на скважину (бурение, подготовительные работы и обустройство, промысловое обустройство, а также ОНВСС). Капитальные вложения в обустройство месторождения в целом (инфраструктурные объекты подготовки и перекачки нефти, социально-бытовые объекты, затраты на реконструкцию и т.д.) учитываются на этапе формирования рентабельного варианта, который складывается из базовой добычи и добычи от рентабельных ВНС.

Неопределенности, возникающие при использовании пообъектной и поскважинной методик

На первоначальном этапе рентабельно извлекаемые запасы определялись как накопленная добыча нефти и газа с начала разработки и до конца рентабельного срока в целом по месторождению (по совокупности разработки всех эксплуатационных объектов). Ошибочность данного подхода к оценке рентабельных запасов очевидна: рентабельные запасы одних эксплуатационных объектов нивелировались отсутствием рентабельных запасов на других объектах разработки.

В настоящее время рентабельные запасы месторождения оцениваются как сумма рентабельных запасов по каждому эксплуатационному объекту. Данный подход дает более объективную оценку рентабельных запасов, однако и он не позволяет в полной мере оценить их истинную величину. Так, в практике проекти-

рования встречаются случаи, когда разработка эксплуатационного объекта характеризуется отрицательной экономической эффективностью и отсутствием рентабельного периода. При этом на таком объекте могут вводиться высокопродуктивные скважины с дебитом до 200 т/сутки. Это говорит о том, что даже в том случае, когда разработка эксплуатационного объекта в целом не дает положительного экономического эффекта, могут быть зоны, где рентабельные запасы существуют, т.к. отдельные скважины в продуктивных зонах полностью себя окупают. Таким образом, для объективной оценки необходимо иметь представление о рентабельно извлекаемых запасах не только в разрезе эксплуатационных объектов, но и поскважинно.

Суть метода оценки РИЗ на уровне скважин заключается в том, что объектом оценки является добывающая скважина

Кроме того, не решен вопрос относительно оценки рентабельных запасов по видам углеводородного сырья. При оценке рентабельных запасов по объектам разработки, содержащим как нефтяную, так и газоконденсатную опцию возникает вопрос определения рентабельного периода. На практике существуют варианты, когда разработка нефтяной залежи на объекте разработки характеризуется положительной экономикой и имеет продолжительный рентабельный срок разработки в то время, как разработка газовой залежи на этом же объекте не является экономически целесообразной, также возможны и прямо противоположные варианты. В этом случае получается, что если оценивать рентабельные запасы отдельно по нефти и газу, то величина рентабельных запасов может значительно отличаться от тех рентабельных запасов, которые получаются при совокупной оценке объекта разработки (*таблица 1*).

В настоящее время рентабельные запасы месторождения оцениваются как сумма рентабельных запасов по каждому эксплуатационному объекту.

Из *таблицы 1* видно, что оценка рентабельных запасов в целом по эксплуатационному объекту без учета показателей эффективности разработки по отдельным видам УВС приводит к значительному искажению данного показателя.

Таблица. 1.

Несоответствие результатов оценки РИЗ по видам УВ и объекту в целом

	Проектный срок разработки	Рентабельный период разработки	Рентабельные запасы
Нефтяная залежь	131	21	нефть – 74 000 тыс. т
Газоконденсатная залежь	113	112	газ природный – 28 700 млн. м ³ конденсат – 1 000 тыс. т
В целом по объекту разработки	113	85	нефть – 143 800 тыс. т газ природный – 27 600 млн. м ³ конденсат – 970 тыс. т

Таблица. 2.

Сравнение рентабельно извлекаемых запасов при оценке по эксплуатационным объектам (ЭО) и по скважинам

Объект разработки	ИЗ в макро МЭР на 01.01.2019 (ДФР)			НДД в макро МЭР на 01.01.2021		
	Рент. запасы по ЭО (% от ТИЗ)	Рент. запасы по скважинам, (% от ТИЗ)	Изменение, +/-	Рент. запасы по ЭО (% от ТИЗ)	Рент. запасы по скважинам, (% от ТИЗ)	Изменение, +/-
ЭО 1 (высоковязкая нефть)	99,9	58,2	- 41,7	99,8	63,1	-36,7
ЭО 2	-	43,7	+43,7	99,1	47,7	-51,4
В целом по месторождению	99,9	58,1	- 42,8	99,8	63,0	-36,8

Оценка рентабельных запасов на уровне отдельной скважины также имеет свои недостатки. В частности, один из главных вопросов к поскважинной оценке – учет в расчете капитальных вложений в инфраструктурные объекты. Закономерно, что при условии оценки эффективности отдельной скважины в расчет должны приниматься только те инвестиции, которые связаны с бурением и обустройством данной скважины. С высокой долей вероятности можно предположить, что отдельные скважины с невысокой рентабельностью могут оказаться некупаемыми, если учитывать все необходимые инвестиции в обустройство месторождения. Таким образом, для точной оценки рентабельных запасов необходима еще одна итерация: профиль добычи рентабельных скважин, полученный на этапе поскважинных расчетов, должен быть оценен с учетом всех необходимых инвестиций, включая вложения в объекты обустройства месторождения, системы сбора и транспорта продукции, затрат на реконструкцию.

Влияние методики оценки на величину РИЗ.

Оценка рентабельно извлекаемых запасов углеводородного сырья (для месторождений на суше и континентальном шельфе с запасами свыше 5 млн. тонн нефти) в процессе их инвентаризации проводилась с учетом двух возможных прогнозных сценариев по макропараметрам (цена нефти Urals и курс доллара). В первом случае

оценка РИЗ осуществлялась в текущих налоговых условиях, динамика цены нефти и курса доллара соответствовала прогнозу Министерства экономического развития (МЭР). Согласно прогнозу, МЭР на 2019 год цена нефти Urals снижалась вплоть до 2036 года, затем стабилизировалась на уровне 40,2 \$/баррель. Во втором варианте оценки цена нефти и курс доллара принимались постоянными для всего проектного периода и определялись как средние значения за 12 месяцев, предшествующих дате инвентаризации. Цена нефти Urals для такого сценария составила 69,1 \$/баррель при курсе 62,9 руб./\$.

В процессе инвентаризации запасов УВС на одном из месторождений с высоковязкой нефтью было выявлено, что при применении сценарных условий, соответствующих прогнозу, Мэр, текущие рентабельные запасы составляют 58% от текущих извлекаемых запасов. При применении постоянной цены на нефть и курса доллара, определенных как среднегодовые значения, величина рентабельных запасов увеличилась до 87%. Следует отметить, что в реалиях 2019 года большая часть запасов данного месторождения относилась к категории высоковязкой нефти, которая по действующему на тот момент законодательству значительно льготировалась.

При переходе рассматриваемого месторождения на режим НДД объем РИЗ изменился. В **таблице 2** показано сравнение рентабельных

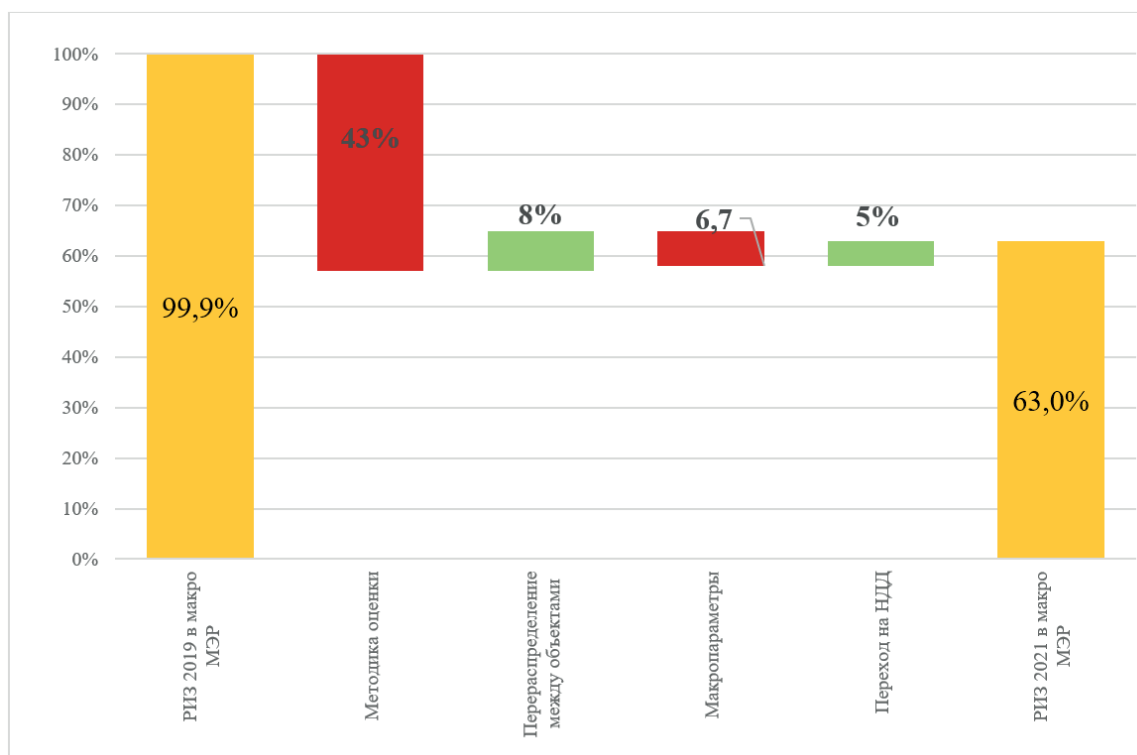


Рис. 1.

Влияние факторов на изменение величины РИЗ

запасов, оценённых по традиционному подходу и с учетом поскважинного подхода.

Представленные в **таблице 2** данные позволяют сделать ряд основных выводов.

Во-первых, величина РИЗ в целом по месторождению при переходе на НДД, как при оценке по ЭО, так и по скважинам, практически не изменилась. Но, в случае оценки по ЭО переход на режим НДД сказывается на перераспределении рентабельных запасов по объектам разработки. Так, в ДФР по ЭО2 рентабельные запасы отсутствуют (данный объект не льготировался в условиях ДФР), а при переходе на НДД практически все запасы этого объекта становятся рентабельными. Это связано с тем, что данный объект не разрабатывается в настоящее время и его ввод в эксплуатацию сопряжен со значительными инвестициями, которые в случае применения налога на дополнительный доход снижают налогооблагаемую базу.

Во-вторых, поскважинная оценка рентабельных запасов приводит к сокращению рентабельных запасов нефти в целом на 36,8%. Это связано с тем, что порядка 30 % скважин, расположенных в краевых зонах, оказались нерентабельными. При оценке рентабельных запасов в целом по эксплуатационному объекту эти нерентабельные скважины нивелировались большим количеством рентабельных скважин, за счет чего в целом по объекту рентабельный период практически равен проектному.

Выполненный на примере одного из месторождений сравнительный анализ величины РИЗ с учетом разных методических подходов (по ЭО и по скважинам) и при различных режимах налогообложения (льгота по НДС, режим НДД) продемонстрировал, что оценка величины РИЗ может довольно значительно изменяться/пересматриваться, что дает дополнительную почву для анализа стратегии разработки / поиска наиболее оптимального варианта освоения месторождения.

На **рисунке 1** приводится условное влияние различных факторов на изменение величины


Один из главных вопросов к поскважинной оценке – учет в расчете капитальных вложений в инфраструктурные объекты

РИЗ от итогов инвентаризации запасов, оцененных по традиционной методике в макропараметрах, МЭР на 01.01.2019 к РИЗ, оцененных в условиях перехода на НДД при поскважинной оценке в макропараметрах, МЭР на 01.01.2021.

Заключение. Выводы.

1. В настоящее время рентабельные запасы оцениваются на уровне эксплуатационного объекта. Данный подход является традиционным, и именно он закреплен в нормативно-правовой базе. В качестве альтернативного в настоящей статье рассмотрен

подход, заключающийся в оценке РИЗ на уровне отдельной скважины. Определение РИЗ по ЭО в ряде случаев может приводить к искажению результатов. Однако и поскважинная оценка не лишена недостатков и требует дополнительной проработки.

2. Оценка рентабельных запасов на месторождении с высоковязкой нефть показала, что их величина изменяется с учетом следующих основных факторов: режим налогообложения, метод оценки РИЗ, макропараметры. 

Литература

1. Шандрыгин А.Н. Оценка извлекаемых запасов углеводородов. Нужно ли изобретать велосипед? // Актуальные проблемы нефти и газа. 2019. Вып. 4(27).
2. «Правила подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья». Приказ МПР №639 от 20.09.2019 г.
3. Клубков С.В. Классификацию запасов на экономические рельсы. Нефть и капитал. 2019 г.
4. Выгон Г. Экономика в новой классификации запасов УВС: из прошлого в будущее // Нефтегазовая вертикаль, 2015, №22
5. «О внесении изменений в Правила подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья, утвержденные приказом Минприроды России от 20 сентября 2019 г. N 639, по вопросу корректировки понятия "рентабельный срок разработки» Приказ МПР от 06.10.2020 N 772.

UDC 338.001.36

V.V. Traize, Ph.D, vttraize@tnnc.rosneft.ru

E.I. Tkachenko, Ph.D, eitkachenko2@tnnc.rosneft.ru

P.S. Maslovskikh, Ph.D, psmaslovskikh@tnnc.rosneft.ru

D.V. Grandov, Tyumen Petroleum Research Center, dvgrandov@tnnc.rosneft.ru

REVISITING THE ISSUE OF ESTIMATING COMMERCIAL RESERVES OF HIGHLY-VISCOUS OIL

Abstract. Over the past five years, a large number of significant events have taken place in the oil and gas industry. The most important one, of course, is the introduction, in 2016, of a new classification of hydrocarbon reserves. The accompanying transition from administrative control of subsoil use to a mechanism based on feasibility assessment of assets development led to the emergence of a concept of economically recoverable reserves (hereinafter commercial reserves).

By singling an economic part out of technically recoverable reserves operators can address a number of important issues:

- The state has a real picture of reserves and can differentiate state production planning taking into account the contribution of uneconomic targets.
- Development of approaches to improve the state regulation mechanism in order to involve into development the reserves uneconomic in the current conditions and hard-to-recover reserves.

The next significant event occurred at the end of 2020 when a tax reform took place in the oil and gas industry: the government of the Russian Federation canceled the special tax regime for the production of highly-viscous and extra-viscous hard-to-recover oil reserves which provided for a tax relief on mineral extraction (MET), as well as an export duty relief. Instead of these reliefs, the companies were offered to convert the fields with canceled preferences into the Revenue Added Tax regime.

Note that the development of deposits containing highly-viscous and super-viscous oil is inextricably linked with the use of capital-intensive technologies: construction of mines, drilling horizontal and multilateral wells, applying thermal (steam and hot water injection, huff-and-puff treatment), gas (alternating injection of gas, hydrocarbon solvents, and water), and chemical (polymer flooding) stimulation methods.

In this regard, a reliable assessment of commercial reserves is a priority task for a subsoil user in order to determine the optimal development strategy which will ensure the project's economic performance and will comply with the existing rules for the development of hydrocarbon deposits.

This issue is relevant for many regions of the Russian Federation: the Komi Republic (Yaregskoye and Usinskoye fields), Samara Region (Karabikulovskoye field), Yamalo-Nenets Autonomous District (Severo-Komsomolskoye, East Messoyakhskoye and Russkoye fields), Khanty-Mansiysk Autonomous District (Van-Eganskoye field), the Republic of Udmurtia (Gremikhinskoye, Mishkinskoye, Listvenskoye), the Republic of Tatarstan (Mordovo-Karmalskoye and Ashalchinskoye), etc.

This paper analyzes the existing methods and compares the resulting commercial reserves for the target as a whole and for individual wells under various tax regimes (tax relief, Revenue Added Tax regime).

Key words: commercial reserves, hard-to-recover reserves, production target, highly-viscous oil, horizontal wells, multilateral wells, Mineral Extraction Tax, Revenue Added Tax.