

АППАРАТ ПРЕЗИДЕНТА РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН,
МИНИСТЕРСТВО ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ТОРГОВЛИ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН
ФГБУ «РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАУК»,
ГНБУ «АКАДЕМИЯ НАУК РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН»,
ПАО «ТАТНЕФТЬ» ИМ. В.Д. ШАШИНА, ЗАО «НЕФТЕКОНСОРЦИУМ»,
ОАО «КАЗАНСКАЯ ЯРМАРКА», МВЦ «КАЗАНЬ-ЭКСПО»

РЕШЕНИЕ ЕВРОПЕЙСКОГО СОЮЗА О ДЕКАРБОНИЗАЦИИ И НОВАЯ ПАРАДИГМА РАЗВИТИЯ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ

31 АВГУСТА – 1 СЕНТЯБРЯ 2021 ГОДА (AUGUST 31 – SEPTEMBER 1, 2021)

Материалы Международной
научно-практической конференции



Казань
Издательство «Ихлас»
2021

Научные редакторы:

Р.Х. Муслимов – доктор геолого-минералогических наук, профессор, академик АН РТ
М.Х. Салахов – доктор физико-математических наук, профессор, академик, президент АН РТ

Редакционная коллегия:

Б.Н. Порфирьев – доктор экономических наук, академик РАН
Г.И. Шмаль – кандидат технических наук, профессор, академик АН РТ
Р.С. Хисамов – доктор геолого-минералогических наук
Н.У. Маганов
Д.К. Нургалиев – доктор геолого-минералогических наук
В.А. Крюков – доктор экономических наук, академик РАН
А.Э. Конторович – доктор геолого-минералогических наук, академик РАН
Т.В. Гилязова

Рецензенты:

И.Н. Плотникова – доктор геолого-минералогических наук

Техническое редактирование:

Г.В. Стинский – кандидат технических наук

Р47 **Решение Европейского союза о декарбонизации и новая парадигма развития топливно-энергетического комплекса России:** Материалы Международной научно-практической конференции. – Казань: Изд-во «Ихлас», 2021. – 408 с.

Сборник включает материалы докладов Международной научно-практической конференции «Решение Европейского союза о декарбонизации и новая парадигма развития топливно-энергетического комплекса России», проводимую в Казани с 31 августа по 1 сентября 2021 г.

Материалы докладов посвящены экологическим и экономическим аспектам декарбонизации нефтегазовой отрасли, инновационным технологиям в добыче нефти и газа, проблемам энергоэффективности и снижения углеродоемкости производственных процессов на всех стадиях освоения месторождений углеводородов. Цель достижения углеродной нейтральности нефтегазового сектора России предполагает проведение углубленных исследований по определению потенциальных возможностей территорий, по использованию нейтрализации и утилизации выбросов флюидов и жизнедеятельности человека. Это должно явиться научной базой определения путей и методов декарбонизации отраслей ТЭК с учетом обсуждаемой новой парадигмы развития нефтегазового сектора. В сборнике рассматриваются направления минимизации потерь России от трансграничного углеродного налога.

Сборник предназначен для широкого круга работников научно-исследовательских институтов, специалистов нефтяников и газовиков, а также преподавателей, аспирантов, магистров, бакалавров, студентов высших и средних учебных заведений соответствующих специальностей.

О ПЕРВООЧЕРЕДНЫХ МЕРАХ ПОВЫШЕНИЯ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТИ НЕФТЕПОИСКОВЫХ РАБОТ В УСЛОВИЯХ ЭНЕРГОПЕРЕХОДА

А.В. Соколов

ООО «ПЕТРОГЕКО», г. Нижневартовск, sokolov@petrogeco.ru

Усиление мер по декарбонизации во многих странах и связанное с этим активное развитие альтернативных видов источников энергии, возможно, приведёт к вытеснению и полному замещению доли нефти из общего энергобаланса многих стран к 2040 году. В этой связи, сроки реализации отечественных нефтепоисковых проектов, возможно, еще до окончания геологоразведочного процесса, попадут в зону экономической недоступности. Учитывая, что длительность поисков и разведки нефтегазовых месторождений занимает 10 и более лет, в ближайшее двадцатилетие, геологоразведочные работы, стоящие в начале всего процесса подготовки к нефтедобыче, наиболее уязвимы с точки зрения обесценивания инвестиций.

Также следует признать, что предложенные распорядителем стимулирующие меры по увеличению объемов ГРП и, повышения качества открываемых запасов нефти, так и не дали должного результата.

В свете вышесказанного, очевидно, что стране необходимы свежие рентабельные запасы «здесь и сейчас», способные замедлить темп падения добычи нефти. В этой связи, распорядителю недр, необходимо срочно принимать кардинальные меры, направленные на вовлечение инвестиций в нефтепоисковые работы и ускорение этого процесса.

Надо отметить, что участие государства в масштабном финансировании нефтепоисковых работ представляется невозможным и нецелесообразным. По разным причинам. Начиная с 2003 года, как был отменен налог на ВМСБ, государство присутствует в геологоразведке лишь символически, ограничиваясь региональными работами, да и то, в не должном объеме.

Не следует ждать увеличения объемов высокорисковых нефтепоисковых работ и со стороны нефтяных компаний, т.к. поисковый потенциал их лицензионных участков практически исчерпан. Как показывает опыт прошлых лет, в основной своей массе размеры открытий, их запасы, становятся все более и более маргинальными.

Фактически, все надежды по воспроизводству минерально-ресурсной базы связаны только с третьей группой игроков на рынке недропользования – независимыми инвесторами. Однако, показывает жизнь, даже самые непоколебимые оптимисты уходят из этого сегмента рынка. Причин несколько.

Во-первых, финансирование поисковых работ, в рамках лицензии на геологическое изучение недр, происходит, как правило, за счет капитала основных владельцев. Привлечь финансирование нефтепоисковых работ со стороны банков практически невозможно.

Во-вторых, выдавая свидетельство о факте открытия месторождения в рамках лицензии на геологическое изучение недр, государство признает, что для конкретного участка недр была создана прибавочная стоимость за счет средств независимого инвестора. Однако на капитализацию компании инвестора это никак не влияет, поскольку в рамках пятилетней лицензии на геологическое изучение (тип НП) запрещена любая коммерческая деятельность. В итоге, в течение всего периода нефтепоисковых работ, стоимость нефтепоисковых компаний имеет «мусорные» значения.

В-третьих, «финальным ударом» по мотивации независимых инвесторов к финансированию нефтепоисковых работ является необходимость выплаты разового платежа по факту открытия месторождения в рамках лицензии на ГИ. И чем крупнее открытие, тем больше разовый платеж. Если же платеж не будет уплачен, то это квалифицируется как нарушение существенных лицензионных условий и соответственно, добычная лицензия будет отозвана.

Многолетний опыт автора в практической геологоразведке позволяет утверждать – наибольшим потенциалом для ускорения и наращивания поисковой активности обладают именно венчурные компании, которые ограничивают свой бизнес только проведением нефтепоисковых работ и не планируют становиться нефтяниками. Чтобы стимулировать поисковые работы, распорядителю недр необходимо сделать несколько шагов навстречу независимым инвесторам.

Шаг Первый: Отменить необходимость оплаты разового платежа за открытие в рамках лицензии на геологическое изучение для тех недропользователей, которые заранее откажутся, в случае открытия месторождения, от переоформления лицензии на разведку и добычу. При этом исключительное право продажи открытых запасов, оставить за государством.

Для этого, необходимо ввести в обиход понятие «Независимая геологоразведочная компания» (НГРК). Этот статус должен присваиваться юридическому лицу, получившему лицензию на геологическое изучение недр, согласно Приказу МПР России от 15.03.2005 № 61 (ред. от 27.01.2014).

Распределение средств, полученных от продажи месторождения на аукционных торгах, будет происходить между НГРК и государством по заранее обоснованной формуле.

В предложенном сценарии государство, выступая гарантом и посредником, получает возможность по итогам аукциона получить доход, сопоставимый с размерами разовых платежей. В свою очередь независимые компании, в случае открытия и продажи рентабельных запасов, не только компенсируют понесенные затраты, но и

получат существенную прибыль. Также появляется основа для капитализации независимых поисковых компаний уже в процессе пятилетнего цикла проведения нефтепоисковых работ.

Шаг Второй: Признание факта открытия месторождения на суше без спуска эксплуатационной колонны.

Классификация запасов [1] считает запасы доказанными и признает факт открытия месторождения при получении притока нефти в процессе испытания в эксплуатационной колонне. Однако развитие технологий опробования пластов на кабеле в открытом стволе позволил с такой же степенью достоверности оценивать промышленный потенциал объекта, как и в колонне. Не случайно, запасы последних нефтяных открытий на шельфе морей Карского и Лаптевых, Сахалина были приняты по результатам опробования пластов на кабеле.

Назрела насущная необходимость распространить эту возможность и на поисковые скважины, пробуренные на суше. В условиях большой удаленности, большой геологической нагрузки, ограниченного времени действия зимников для мобилизации – демобилизации бурового станка, подобное решение поможет существенно удешевить и ускорить поисковое бурение. При этом право использовать эту возможность оставить за недропользователем.

Для реализации этого предложения необходимо изменить и дополнить некоторые пункты регламентных документов – в классификации запасов [1] и в методических рекомендациях по применению новой классификации [1].

Шаг Третий: Отменить запрет на бурение ниже горного отвода для изучения глубокозалегающих горизонтов.

Этот запрет тормозит процесс поисков нефти в глубокозалегающих горизонтах на разрабатываемых месторождениях. Сейчас для этого нужна отдельная поисковая лицензия. Процесс получения отдельной поисковой лицензии и связанное с этим создание и согласование проектных решений, существенно тормозит и мешает изучению недр.

Шаг Четвертый: Разработать методические решения экономической эффективности открываемых и разведанных запасов.

В настоящий момент на государственном балансе запасов по категориям В2+С2 12,1 млрд т извлекаемых (без Пайяхи и Западно-Иркинского месторождений). Смогут ли они стать поставщиками свежих запасов в ближайшей перспективе? К сожалению, сегодня отсутствуют признанные распорядителем недр, методические решения экономической оценки открываемых и разведанных запасов, что в итоге делает невозможным понимание дальнейшего экономически оправданного, освоения таких запасов.

Реализация предложенных шагов будет способствовать решению главным задачам – ускорению поисковых работ, увеличению прироста запасов нефти за счет открытий новых месторождений. Возрастание количества НГРК приведет к увеличению заказов на сейморазведочные работы и глубокое бурение. Собственники НГРК будут крайне заинтересованы в повышении культуры производства и научно-техническом сопровождении работ, поскольку рыночная стоимость НГРК в процессе пятилетнего периода проведения ГРП уже может стать существенной, что будет способствовать привлечению инвестиций. Что в свою очередь, повысит мотивацию проведения нефтепоисковых работ и будет способствовать формированию новой бизнес среды, которая будет стимулировать возникновению и развитию творчески мыслящих профессиональных команд, обладающих безупречной репутацией и способных управлять геологоразведочным процессом.

Литература

1. Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов. Нормативно-методическая документация. Издание второе, исправленное и дополненное. М.: ЕСОЭН. НАЭН. 2018. 500 с.

Круглый стол 1
Посвященный 300-летию Российской нефти
Section 1
Dedicated to the 300th anniversary of Russian oil

**О ДОСТОВЕРНОСТИ РАСЧЕТА ОБЕСПЕЧЕННОСТИ ЗАПАСАМИ
ДОБЫЧИ НЕФТИ В ТЕКУЩИХ УСЛОВИЯХ**

А.В. Шубина¹, Соколов А.В.²

¹ ФБУ ГКЗ, г. Москва, shubina@gkz-rf.ru

² ООО «ПЕТРОГЕКО», г. Нижневартовск, sokolov@petrogeco.ru

Показателю кратности запасов добыче, как отношению величины текущих извлекаемых запасов (далее – ТИЗ) нефти к величине текущей годовой добычи, иногда называя этот показатель «обеспеченностью», придается особое значение. Высокие значения «обеспеченности» в 10, 20, а иногда и более лет, выдается как доказательство «благополучия» состояния МСБ, как в отдельной компании, региона, так и всей страны в целом.

Одной из основных причин, почему завышается оценка кратности запасов, является тот факт, что для расчета используют сумму всех ТИЗ категорий А В1 С1, даже если часть из них, в текущий момент, не вовлечены в разработку. И вполне возможно, что вообще не будут осваиваться в перспективе по причинам их нерентабельности.

Условность расчета этого показателя очевидна, поскольку срок обеспеченности может радикально меняться в зависимости от того, сумма ТИЗ каких категорий будет учтена в числителе, либо какая величина добычи нефти будет поставлена в знаменатель. Исходя из вышесказанного, можно утверждать, что показатель кратности запасов несет в себе преимущественно качественное, а порой идеологическое значение. И, соответственно, никак не может свидетельствовать о способности компании или же региона, удерживать достигнутый уровень добычи нефти в длительной перспективе. Кроме того, априорно принимаемые высокие значения этого критерия за основу, могут привести к фатальным заблуждениям относительно необходимости проведения ГРП и планирования их объемов.

На недостаток расчета кратности запасов указывал Крылов Н.А. (1991) [1], указывая на «...невозможность использовать то или иное априорно заданное значение кратности в качестве коэффициента, связывающего заданный уровень добычи и планируемый объем запасов на перспективу или запланированный объем запасов и прогнозируемый уровень добычи...».

Схожую негативную оценку показателю кратности запасов уровню добычи нефти давал О.М. Мкртчян (2002) [2], который указывал, что «...значение обеспеченности в определенной степени является условным показателем.... Причем на поздней стадии разработки залежи, когда уровень добычи последовательно снижается, обеспеченность может возрастать, что, однако не будет свидетельствовать об улучшении состояния с запасами...». Также он отмечал, что «... в США обеспеченность рассчитывается только по отношению к доказанным извлекаемым запасам, т.е. в основном разбуренным эксплуатационными скважинами и экономически рентабельными на сегодня для разработки...».

Насколько известно авторам, единственная современная публичная оценка обеспеченности запасами в РФ, где учитывалась экономическая составляющая, была проведена, после проведенной инвентаризации запасов в 2019 году. Так, по данным С.Б. Клубкова (2020) [3], «...при существующих темпах добычи, запасов нефти должно хватить на 18,5 лет...». Эта оценка существенно ниже всех ранее официально опубликованных значений.

Все выше сказанное заставило авторов по-иному взглянуть на проблему оценки обеспеченности запасами, тем более, что после введения в действие Классификации запасов 2013 года [4], существенным образом изменилась структура запасов нефти, числящихся на государственном балансе. Так, например, по правилам действующей классификации запасов, добыча нефти должна списываться только из запасов категории А. Соответственно, по формальным признакам, вклад в текущую добычу категорий В1 и С1, будет ничтожен. Более того, практический опыт оценки рентабельных запасов в рамках составления проектных документов по разработке, показывает, что рентабельность запасов категории В1, как правило, существенно меньше, чем запасы категории А. Значит и в расчете текущей обеспеченности, вклад в добычу запасов В1 должен быть существенно меньше, чем категории А.

Для корректных расчетов, авторы предлагают ввести в обиход понятие коэффициента текущей обеспеченности добычи запасами (Кодз), который является частным от деления ТИЗ категории А к накопленной добыче. Величина Кодз может быть как больше, так и меньше единицы. Например, значение Кодз равно единице, указывает на факт 50% извлечения нефти из недр от начальных извлекаемых запасов. Комплексирование Кодз с текущей обводненностью продукции W (%), позволяет оценить характер выработки запасов.

На примере нефтяных месторождений основных нефтегазоносных провинций страны было проведено структурирование обеспеченности запасов по стратиграфии, категориям, выработке и обводненности.

В условиях современной турбулентности экономических и политических факторов, прямо или косвенно

влияющих на текущий уровень добычи нефти, стремление к достижению иметь обеспеченность запасами более 15 лет, не имеет под собой экономически оправданного смысла.

Литература

1. Крылов Н.А. «О возможности использования показателя кратности запасов нефти при планировании добычи и ГРП». Геология нефти и газа, 1991. № 4. С. 28–30.
2. Мкртчян О.М. «Об использовании понятия (показателя) обеспеченности (кратности) добычи нефти запасами». Вестник Недропользователя, № 10. 2002.
3. «Недра открыты на учет». Российская газета – федеральный выпуск № 175 (8220) от 09.08.2020.
4. Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов. Нормативно-методическая документация. Издание второе, исправленное и дополненное. М.: ЕСОЭН, НАЭН, 2018. 500 с.

НЕКОТОРЫЕ АСПЕКТЫ ПОДГОТОВКИ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ НА УГЛЕВОДОРОДНОЕ СЫРЬЕ

К.Б. Сокулина, А.В. Багликов, И.А. Дамаскин, М.Н. Вовченко, Л.Е. Ламбева
ФГКУ «Росгеолэкспертиза», г. Саратов, ksokulina@rgexp.ru

В соответствии с ч. 4 ст. 36.1 Закона Российской Федерации от 21.02.1992 № 2395-1 «О недрах» (далее – Закон РФ «О недрах») работы по региональному геологическому изучению недр, геологическому изучению недр, включая поиски и оценку месторождений полезных ископаемых, разведке месторождений полезных ископаемых, осуществляемые за счет средств пользователей недр, проводятся в соответствии с утвержденной проектной документацией [1].

При этом требования к составу и содержанию проектной документации на проведение работ по региональному геологическому изучению недр, геологическому изучению недр, включая поиски и оценку полезных ископаемых, разведке месторождений полезных ископаемых определяются Правилами подготовки проектной документации на проведение геологического изучения недр и разведки месторождений полезных ископаемых по видам полезных ископаемых, утвержденными приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 14.06.2016 № 352 (далее – Правила) [2].

В ФГКУ «Росгеолэкспертиза» разработаны Рекомендации по применению Правил подготовки проектной документации на проведение геологического изучения недр и разведки месторождений полезных ископаемых по видам полезных ископаемых, в части бурения глубоких скважин на углеводородное сырье, финансируемых за счет собственных, в том числе привлеченных, средств пользователей недр, при осуществлении пользования недрами в соответствии с лицензией на пользование недрами (далее – Рекомендации) [3].

Рекомендации направлены на оказание практической помощи Федеральному агентству по недропользованию, его территориальным органам и организациям, находящимся в ведении Федерального агентства по недропользованию, пользователям недр и организациям, осуществляющим подготовку проектной документации (проектировщикам).

Рекомендации основаны на положениях законодательства о недрах, документах, предусмотренных законодательством Российской Федерации о техническом регулировании и стандартизации, документах Федерального агентства по недропользованию (Роснедра), методических документах, и принятой практики в Российской Федерации.

Рекомендации по основному содержанию включают:

- Общие рекомендации по подготовке проектной документации,
- Рекомендации по составу технического (геологического) задания,
- Рекомендации по составу разделов проектной документации,
- Рекомендации по составу прилагаемых материалов и документов к проектной документации,
- Рекомендации по оформлению проектной документации, в т. ч. графических приложений,
- Рекомендации по подготовке зональных и комбинированных проектов,
- Рекомендации по подготовке дополнений и изменений в действующую проектную документацию.

В рекомендациях даны общие разъяснения по подготовке проектной документации на геологическое изучение недр в зависимости от этапности, стадийности геологоразведочных работ в соответствии с законодательством Российской Федерации.

Даны разъяснения по составу **технического (геологического) задания** на проведение геологоразведочных работ исходя из этапа, стадии и сроков проведения работ, характеристик объекта, в том числе по содержанию основных частей (разделов) геологического задания.

Приведены рекомендации по составу раздела «**Общая характеристика геологической изученности объекта**» проектной документации, в том числе по составу таблиц и графических приложений, и по основным требованиям Правил, а именно:

обзор, общее описание и краткий анализ результатов ранее выполненных на объекте геологоразведочных