



А.В. Давыдов
канд. техн. наук
НАО «ИНКОНКО»¹
Заместитель генерального директора
по производству
avdavydov@enconco.ru



Р.М. Курамшин
канд. техн. наук
РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина²
доцент кафедры теоретических основ
поисков и разведки нефти и газа
renkur@rambler.ru

Новые правила проектирования – пора действовать!

1. Россия, 125040, Москва, 5-я ул. Ямского поля, 5, стр. 1, 8 этаж; 2. РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. РГУНГ, Россия, 119991, Москва, Ленинский пр-т., 65.

Новые «Правила подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья» связаны с новым этапом в освоении месторождений, требующим применения новых подходов к проектированию и оценке запасов месторождений, в том числе и экономической, для разработки новых месторождений на шельфе; месторождений с новым нетрадиционным типом коллектора, а также месторождений и залежей, считавшихся ранее нерентабельными, но которые в перспективе могут эффективно осваиваться. В статье показаны принципиальные отличия новых Правил от действующих регламентов на проектирование разработки углеводородов

Ключевые слова: Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов; Правила подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья; нововведения

В соответствии с новыми требованиями и велениями времени с 2016 г. вводится в действие новая «Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов» (далее – Классификация). Очевидно, сама по себе классификация – это только начало применения новых подходов к оценке и перспективам освоения запасов углеводородного сырья. Необходимость реально оценивать извлекаемые запасы и пер-

спективы добычи УВС при применении современных технологий бурения, добычи и разработки в условиях действующих и актуально меняющихся экономической системы и законодательства РФ требует от специалистов нефтегазовой отрасли создания проектных документов на основе обновленных регламентов, нормативов и правил, разработанных с учетом накопленного международного и отечественного опыта освоения месторождений УВС.

Необходимо отметить, что все регламенты на проектирование разработки нефтяных и газонефтяных месторождений – и 1987 г., и 1996 г., и «Методические рекомендации по проектированию ...» 2007 г. – характеризуются единой структурой, но отличаются развитием тех или иных положений, наиболее востребованных в конкретный исторический момент. Это правильно, т.к. структура проекта на разработку месторождений УВС характеризует последовательность изучения и освоения месторождения, а развитие различных положений проектного документа связано с развитием техники и технологии геологического изучения, моделирования объектов, новых методов увеличения нефтеотдачи пластов, конструкции скважин, подъема и транспорта жидкости и т.д.

Новые «Правила подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья» (далее ППР УВС) связаны с новым этапом в освоении месторождений, требующим применения новых подходов к проектированию и оценке запасов месторождений, в том числе и экономической, для разработки новых месторождений на шельфе; месторождений с новым нетрадиционным типом коллектора, а также месторождений и залежей, считавшихся ранее нерентабельными, но которые могут эффективно осваиваться с учетом новых технологий и технических средств и подходов к проектированию.

Предлагаемые к внедрению новые ППР УВС принципиально отличаются от действующих регламентов на проектирование по следующим основным позициям.

1. ППР УВС являются единым нормативным документом для месторождений разных фазовых состояний (нефтяных, газонефтяных, газовых и др.). Это принципиально важно, т.к. ранее действовали различные нормативные документы для проектирования нефтяных и отдельно для газовых месторождений. Теперь все проектные технологические документы (ПТД) будут выполняться по единому формату с учетом специфики стадии разведки или разработки каждого месторождения, его местоположения (суша/море) и фазового состояния.

Согласно новой Классификации все месторождения подразделяются на разведываемые и промышленно-разрабатываемые, для которых составляются принципиально разные проектные документы по назначению, рекомендуемым к применению технологиям и их технико-экономической оценке, хотя на-

звания их общеизвестны и применяются в настоящее время.

Для **разведываемого месторождения** (для запасов категорий C_1 и C_2) недропользователем составляется «Проект пробной эксплуатации» (ППЭ) с решением конкретных задач по геологическому изучению месторождения (залежи), оценки технологической возможности и эффективности применения технологий разработки. Нововведение заключается в том, что в зависимости от величины начальных извлекаемых запасов нефти и газа месторождения, согласно Классификации, и количества объектов разработки устанавливаются различные сроки действия ППЭ (от 3 до 7 лет), с возможностью, при определенных условиях, представления дополнения к ППЭ. При отсутствии достоверной информации создание трехмерной геологической и гидродинамической (газодинамической) моделей залежей (месторождения) не является обязательным условием. Оценке КИН и технико-экономическим показателям разработки залежи (месторождения) на этой стадии изучения уделяется второстепенное значение. Уровни добычи нефти и/или свободного газа для ППЭ (дополнений к нему) не регламентируются и устанавливаются в соответствии с фактически достигнутыми.

Главная задача – недропользователем должна быть представлена в ППЭ, согласована Федеральным агентством по недропользованию и реализована за срок действия программа научно-исследовательских работ и доразведки месторождения, обеспечивающая получение всей необходимой информации для выполнения подсчета запасов и составления технологической схемы разработки.

Подготовленными к промышленной разработке являются месторождения, геологические запасы которых по изученности можно оценить в границах категорий A , B_1 и B_2 , полученная информация позволяет создать трехмерную геологическую и гидродинамическую (газодинамическую) модели объектов разработки, на основании которых возможно оценить коэффициенты извлечения нефти/газа/конденсата (КИН/КИГ/КИК) и технико-экономические показатели разработки залежи (месторождения) при реализации различных технологий (систем расстановки, плотности сетки и конструкции скважин, интенсификации притока и т.д.) и составить первую технологическую схему.

Промышленно-разрабатываемые месторождения – месторождения, для которых составлены и реализуются технологическая

схема (технологический проект) разработки или дополнения к ним (далее ПТД), определены извлекаемые запасы и коэффициенты извлечения нефти/газа/конденсата.

Количество рассматриваемых в ПТД вариантов разработки должно быть достаточным для обоснования этих важнейших показателей освоения запасов УВС.

Однозначно определен этап геолого-геофизической изученности и разработки месторождения для составления технологического проекта разработки – доля начальных геологических запасов категории А должна составлять более 75%.

На современном этапе проектирования разработки месторождений УВС актуальными является еще три нововведения. Так, для крупных и уникальных месторождений УВС, согласно классификации, допускается составление ПТД для одного или нескольких эксплуатационных объектов, разрабатываемых с использованием общей системы сбора и подготовки продукции, что особенно актуально для газовых месторождений. Второе – допускается составление единого ПТД для группы мелких и очень мелких месторождений УВС, согласно классификации, для которых возможна общая система сбора и подготовки продукции, но с разделением показателей разработки по месторождениям, что очень актуально на современном этапе освоения нефтяных месторождений. Открытые в последнее время новые нефтяные месторождения в основном относятся именно к этой категории.

Впервые разрешено представлять ПТД по упрощенной схеме, при открытии новой залежи на промышленно-разрабатываемом месторождении, при неизменности геолого-гидродинамических моделей разрабатываемых объектов и отсутствии необходимости внесения корректив в процесс их разработки.

Это особенно актуально сегодня для крупных, уникальных месторождений УВС, проектные решения на объектах разработки которых давно и успешно реализованы, геологическое строение хорошо изучено, построены соответствующие модели. При дальнейшем проектировании на таком месторождении, как правило, не требуется внесения существенных корректировок как в геологическое строение объектов разработки (залежей), так и технико-технологических решений, но за счет внедрения современных технологий геофизических исследований, перфорации и интенсификации добычи получены притоки из пластов, ранее относившихся к неколекторам, извлекаемые запасы которых, напри-

мер, не превышают 1 млн т. Такой подход, рекомендуемый в новых ППР УВС, значительно сократит трудозатраты на ненужные, непродуктивные работы по описанию в ПТД давно промышленно-разрабатываемых объектов разработки, представление давно известных зависимостей, моделей и т.д. Время на проектирование будет потрачено на изучение вновь открытой залежи. Представляется возможность нефтяным (газовым) компаниям переориентировать значительное количество времени специалистов и финансы на научно-исследовательские (аналитические) работы для крупных (уникальных) промышленно-разрабатываемых месторождений, разработку и внедрение новых технологий и технических средств.

При необходимости опробования и внедрения технологии разработки, новой для данных геолого-физических условий, а также для крупных и уникальных месторождений УВС, недостаточно разведанных и/или со сложным геологическим строением, в составе ПТД допускается выделение участка опытно-промышленной разработки (ОПР), а не составление самостоятельного проектного документа. Учитывая риски при реализации ОПР, технологические и технико-экономические показатели разработки для этого участка рассчитываются отдельно, а уровни добычи (на 7 лет) нефти и/или свободного газа по участку не регламентируются (устанавливаются в соответствии с фактически достигнутыми) и не учитываются в суммарном объеме добычи нефти и/или свободного газа, утвержденном по месторождению в ПТД. В предлагаемом нововведении учтен как риск недропользователя в реализации ОПР на залежи (месторождении), так и закрыта «формальная лазейка» недропользователю для добычи УВС, при наличии самостоятельного проектного технологического документа, без фактической реализации ОПР.

Главная задача – недропользователем, на этой стадии геолого-геофизической изученности месторождения в этих видах ПТД, представляется технико-экономическое обоснование промышленного варианта разработки объекта (залежи), оценки извлекаемых запасов и коэффициентов извлечения нефти/газа/конденсата по ним и месторождения в целом, рекомендуемых для согласования Федеральным агентством по недропользованию, и программа мониторинга и контроля над разработкой, а при необходимости и программа дальнейших исследовательских работ и доразведки месторождения.



Рис. 1.
Этапы создания и представления проектных документов

2. В каждом ПТД, представляемом на рассмотрение в государственные органы, будут обосновываться извлекаемые запасы нефти/газа/конденсата и соответствующие им КИН/КИГ/КИК, которые, после согласования с Федеральным агентством по недропользованию, будут учтены (изменены) в государственном балансе запасов РФ (ГБЗ РФ).

Что же здесь нового? – могут задать вопрос многие специалисты.

В настоящее время проектирование разработки и обоснование коэффициентов извлечения нефти/газа/конденсата находятся как бы в разных плоскостях. Коэффициент извлечения, числящийся на государственном балансе запасов, есть некоторая «неприкасаемая» величина, которую необходимо «достичь» в каждом проектом документе, даже если по объективным различным причинам это невозможно. В этом случае необходимо готовить пересчет геологических запасов УВС и технико-экономическое обоснование (ТЭО) КИН/КИГ/КИК для оценки извлекаемых, переутверждать их значения в ФБУ «ГКЗ» и получать на многие годы новые «неприкасаемые» значения этих коэффициентов. Многие подсчеты запасов в ФБУ «ГКЗ» рассматривались и утверждались 20, а то и 45–50 лет

назад, абсолютная же величина геологических и извлекаемых запасов могла меняться после утверждения в ФБУ «ГКЗ» хоть ежегодно, путем представления оперативных пересчетов. В проектом технологическом документе, в зависимости от его статуса, сегодня рассматривается ограниченное количество вариантов (как правило, не более трех), направленных только на коррекцию текущего положения дел на месторождении, при условии «достижения» числящихся на ГБЗ РФ значений коэффициентов извлечения. При этом очевидно, что невыполнение утвержденных проектных решений может привести к корректировке коэффициентов извлечения, однако действующие правила проектирования не позволяют их менять (в меньшую сторону) в проектом технологическом документе и ставить на ГБЗ РФ без пересмотра и утверждения нового ТЭО КИН/КИГ/КИК. Парадокс заключается и в том, что новые оцененные в ПТД коэффициенты извлечения нельзя было изменить в ГБЗ РФ, без ТЭО КИН/КИГ/КИК, даже если он увеличивался. В новых «Правилах подготовки технических проектов разработки месторождений УВС» это органично разрешается.

Сегодня такой документ как ТЭО КИН (КИГ, КИК) представляться не будет, а из-

влекаемые запасы и соответствующие им КИН/КИГ/КИК будут оцениваться, пересматриваться и утверждаться в проектом технологическом документе (технологической схеме разработки, технологическом проекте разработки или дополнениях к ним) и ставиться на ГБЗ РФ, что значительно сократит время и финансовые затраты недропользователя для корректировки проектных решений, оперативного внедрения современных технологий нефтегазодобычи и более достоверного учета запасов и коэффициентов извлечения на ГБЗ РФ по мере геологического изучения месторождения согласно вводимой классификации.

Кроме того, в новых ППР УВС будет основываться коэффициент извлечения газа. Это также является принципиальным и очень важным моментом для реальной оценки извлекаемых запасов газа. В настоящее время, как известно, КИГ принимается равным единице, чего практически никогда достичь невозможно. Очевидно, что при новом подходе на ГБЗ РФ будут числиться более реальные величины извлекаемых запасов газа, а следовательно, и конденсата, позволяющие не только более обоснованно планировать стратегию развития газовой отрасли страны, но и технико-экономические показатели эффективности разработки газовых (газонефтяных, нефтегазовых, газоконденсатных, нефтегазоконденсатных) залежей (месторождений) недропользователями, учитывая наличие, сегодня, различных производителей газа.

Учитывая изложенное выше, можно отметить самое главное нововведение.

Проектный технологический документ будет представляться на рассмотрение одновременно («в одно окно») с подсчетом геологических запасов УВС и, соответственно, с актуальными на сегодняшний день (составленными на единую дату) геологической и гидродинамической моделями. Мы делаем серьезный шаг вперед по сравнению с тем подходом, который существует сегодня и заключается в непереносимом соответствии подсчетных параметров геологической модели параметрам, числящимся на государственном балансе. Если за период, прошедший с предыдущего подсчета запасов, утвержденного в ФБУ «ГКЗ», изменений не произошло, то геологическая модель действительно должна соответствовать утвержденной ранее; если же при реализации ПТД произошли существенные изменения, то строится новая модель, представляются новые запасы и вносятся соответствующие изменения в ГБЗ РФ.

При реализации предложенного подхода «одного окна» мы будем иметь не меняющиеся время от времени параметры, участвующие в построении модели, и коэффициенты извлечения, а на самом деле постоянно действующую геолого-гидро(газо)динамическую модель (о чем уже столько лет говорится и пишется), согласно которой оперативно изменяются величины как геологических и извлекаемых запасов (сегодня они меняются при оперативном пересчете), но и достаточно оперативно меняющиеся КИН/КИГ/КИК, в зависимости от адаптированных к структуре новых запасов технологических и технических решений по разработке залежи (объекта). На *рис. 1* представлены этапы составления проектных документов и порядок их представления.

3. Вводится новое понятие рентабельных извлекаемых запасов и рентабельных коэффициентов извлечения нефти/газа/конденсата.

Не секрет, что в настоящее время всегда существует два сценария нефтегазодобычи. Один – официальный, изложенный в утвержденном проектом технологическом документе, который рассмотрен и утвержден Роснедра. Другой – внутренний бизнес-план компании-недропользователя – может существенно отличаться от утвержденного ПТД. Новые правила направлены на сближение, а в идеальном случае – на совпадение этих документов, т.е. проектный технологический документ должен быть единым для всех, в определенном смысле – законом для разработки того или иного месторождения. Именно поэтому количество вариантов должно быть достаточным для обоснования не только конечного, но и рентабельного значения КИН/КИГ/КИК, для выбора оптимального варианта разработки, как с технологической, так и с экономической точки зрения, как с точки зрения государства, так и недропользователя. Понятно, что это достаточно трудная задача, но никто не ограничивает недропользователя в ее решении.

4. Разработана и предложена новая методика экономической оценки вариантов разработки объектов (залежей) и месторождения в целом.

В «Правилах подготовки технических проектов разработки месторождений УВС» в виде приложения приведена новая методика экономической оценки. Связано это как раз с необходимостью решения изложенных выше задач по определению рентабельных извлекаемых запасов и коэффициентов извлечения нефти/газа/конденсата.

Для унифицирования полученных результатов методические подходы должны быть одинаковы для всех недропользователей, что позволит усовершенствовать подход к определению запасов, относимых к трудноизвлекаемым (ТРИЗ), включая их объемы, и предложить наиболее эффективные и различные предпочтения государства при их разработке.

5. Предложенные подходы по оценке площадей нефтеносности категорий запасов на разведываемом и промышленно-разрабатываемом месторождениях по новой классификации запасов и технико-экономической оценки в ППР УВС приближены к предложенной в международной «Системе управления ресурсами и запасами жидких, газообразных и твердых углеводородов» (*SPE-PRMS-2007*). Существенной разницей является то, что в наших оценках максимально используется вся геолого-геофизическая информация по залежи и оцениваются как геологические, так и извлекаемые запасы всей залежи (объекта разработки), а не отдельных ее участков (участков месторождения). Отсутствует вероятностный подход при оценке извлекаемых запасов.

Таким образом, основные изменения, которые давно назрели и предложены в новых «Правилах подготовки технических проектов разработки месторождений УВС», следующие:

- впервые установлены различные сроки реализации ППЭ в соответствии со сложностью геологического строения;
- впервые принято решение об одновременном («в одно окно») представлении ПТД с подсчетом геологических запасов УВС на основе актуальных, на дату представления,

геологической и гидродинамической моделей, определены необходимые и достаточные материалы, при которых составляется первая технологическая схема разработки, технологический проект разработки и соответствующие дополнения к ним;

- впервые разрешено представлять ПТД по упрощенной схеме при открытии новой залежи на промышленно-разрабатываемом месторождении;
- впервые учтен риск недропользователя в реализации опытно-промышленных работ;
- впервые даны рекомендации по оценке коэффициентов извлечения нефти/газа/конденсата и извлекаемых запасов, учитывая стадии геологической изученности месторождения и составления проектных документов;
- впервые технологический коэффициент извлечения перестанет быть «неприкасаемой догмой» и будет изменяться в соответствии с актуализацией геологической модели и внедрением усовершенствованных технологий разработки, бурения скважин и добычи, при адаптации их к структуре остаточных запасов;
- представлена новая методика технико-экономической оценки извлекаемых запасов и коэффициентов извлечения нефти/газа/конденсата, включая впервые выделяемые – рентабельные запасы и коэффициенты извлечения;
- исключение из документооборота ТЭО КИН/КИГ/КИК сокращает время и финансовые затраты недропользователя для корректировки проектных решений, внедрению современных технологий нефтегазодобычи и достоверного учета запасов и коэффициентов извлечения на ГБЗ РФ. ⁽¹⁾

UDC 553.04

A.V. Davydov, PhD, deputy general director for production ENCONCO Russia¹, avdavydov@enconco.ru
R.M. Kuramshin, PhD, assistant professor RGUNG¹, renkur@rambler.ru

1. 5th Yamskogo Polya, 5, bldg. 1, level 8, Moscow, 125040, Russia; 2. Gubkin Russian State Oil and Gas University. RGUNG, 65, Leninsky Ave., Moscow, 119991, Russia.

New rules for the design – it's time to act!

Abstract. New "Rules of preparation of the technical project development of hydrocarbon fields" associated with a new stage in development of fields that require new approaches to the design and evaluation of fields, including economic, for the development of new offshore fields; deposits with the new non-traditional type of collector, as well as deposits and deposits, previously considered unprofitable, but that in the long term can be effectively assimilated. And the article shows the fundamental differences between the new Rules of the existing regulations for the design development of hydrocarbons.

Keywords: The classification of resources and reserves of oil and combustible gases; Rules for the preparation of technical projects to develop hydrocarbon deposits; innovations