

О несовершенстве российской системы документооборота при разработке нефтяных месторождений / или кто замолвит слово о «бедном» недропользователе?/

Проектный документ на подземную разработку нефтяного месторождения – это основание, на котором строится весь процесс освоения месторождения, организация добычи нефти, обустройство, техническое обеспечение и т.д.

Наличие качественно выполненного проектного документа, утвержденного в установленном порядке, позволяет государству достаточно эффективно (при желании) осуществлять контроль за рациональностью разработки и полнотой использования запасов углеводородного сырья (УВС) в пределах конкретного лицензионного участка.

Большинство недропользователей пытаются вовремя решать проблему обеспечения нефтяных месторождений проектной документацией. Но делать это с каждым годом становится все труднее. Почему же?

Одна из главных проблем и бед недропользователя состоит в том, что существующая ныне в нефтяной отрасли система «документооборота» неоправданно усложнена, забюрократизирована, опутана множеством условностей и, к тому же, постоянно меняется. Все это позволяет «ушлomu» чиновнику нередко поворачивать ситуацию «в свою сторону», в ущерб рациональному недропользованию.

Для нефтедобывающих предприятий и их проектантов сейчас несомненно ясно одно – система государственного регулирования недропользования требует существенного упрощения.

По мнению автора статьи [1], основные недостатки сложившейся в России системы «оборота» проектных и разрешительных документов на разработку нефтяных месторождений следующие:

- излишнее многообразие видов проектных документов на разработку нефтяных (газонефтяных) месторождений;
- неоправданная и неэффективная «сверхцентрализация» процедуры согласования указанных документов. Абсолютно все* протоколы о рассмотрении проектных документов на разработку нефтяных месторождений нашей «необъятной» страны утверждаются председателем Центральной комиссии по разработке (ЦКР) Роснедра (в г.Москве) и согласовываются с Федеральным агентством по недропользованию (в г.Москве);
- отсутствие делегирования со стороны ЦКР Роснедра реальных полномочий по утверждению проектных документов региональным, территориальным отделениям (ТО ЦКР по ХМАО, ЯНАО и др.) этой комиссии;
- отсутствие «устойчивости» проектных документов. В России, к настоящему времени сложилась практика бесконечного суматошного перепроектирования разработки нефтяных месторождений, связанная, зачастую, с завышенными требованиями к добывающим предприятиям со стороны государственных органов, контролирующих недропользование;
- неоправданная длительность и забюрократизированность процедуры согласования утвержденного ТО ЦКР проектного документа в различных высоких инстанциях (в т.ч. в ЦКР Роснедра в г.Москве);

* Даже по самым мелким, «копеечным» нефтяным месторождением с мизерными запасами и «околонулевой» годовой добычей нефти

- возложенная на недропользователя необходимость обязательного дополнительного (но по-сути дела, совершенно излишнего) согласования уже утвержденного ЦКР Роснедра МПР проектного документа – в органах Ростехнадзора РФ (т.е. в стране имеет место «введенное в систему» ненужное дублирование функций указанных ведомств);
- крайне вредный для дела, искусственно надуманный и ничем не оправданный запрет недропользователю со стороны МПР (ЦКР Роснедра) проектировать полномасштабную разработку запасов категории С₂ точно так же, как и запасов категории АВС₁ (даже если того настойчиво просит сам недропользователь).

Остановимся на указанных положениях более подробно.

1. О необходимости сокращения «многообразия видов» проектных документов

Напомним, что первый нормативный документ в бывшем СССР в рассматриваемой области был подготовлен в 1977 году и назывался «**Регламент составления проектов и технологических схем разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений**» /РД–39–3–25–77/. Регламент был утвержден 29.12.1977г. министром нефтяной промышленности Н.А.Мальцевым.

Примечательно то, что старый «дедовский» регламент предусматривал составление всего лишь **двух видов** проектных документов на разработку нефтяных месторождений:

- технологическая схема разработки;
- проект разработки нефтяного месторождения.

Указанный порядок был принят более тридцати лет назад, во времена расцвета советской нефтяной промышленности [1]. Для справки: в 1977 году добыча нефти по СССР составляла 545,8 млн.т, а в 2007 году было добыто 491,306 млн.т или 90% от указанной выше величины.

А что же сейчас происходит в этой области? К сожалению, ныне все излишне усложнено, запутано и раздроблено на множество различных «документиков», логика появления которых нередко вообще трудно поддается объяснению.

Известно, что с 2007 года в России действуют «**Методические рекомендации по проектированию разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений**», утвержденные приказом министра МПР № 61 от 21.03.2007г., где набор проектных документов, по сравнению с советскими временами, расширен более, чем в три раза /**до семи видов**/. Сейчас недропользователю предписывается составлять следующие документы:

- проект пробной эксплуатации (ППЭ);
- технологическая схема разработки (ТСР);
- дополнение к технологической схеме разработки;
- проект разработки (ПР);
- дополнение к проекту разработки;
- технологическая схема опытно-промышленных работ^{**} (ОПР);
- авторский надзор за реализацией технологической схемы /проекта разработки/ и дополнений к ним.

^{**} Ранее во всех российских РД применялся термин «техсхема **опытно-промышленной разработки**», а не «**опытно-промышленных работ**». Последний вариант названия явно надуман, ошибочен и совершенно справедливо не признается Ростехнадзором РФ.

/У недропользователя часто возникает резонный вопрос: почему, например, за реализацией технологической схемы разработки можно выполнить авторский надзор, а за внедрением проекта пробной эксплуатации или технологической схемы опытно-промышленной разработки – нельзя. Каков в этом запрете тайный смысл? Где логика назначения государством такого порядка? /

Нам представляется, что в столь широком существующем сейчас наборе типов проектных документов нет никакой разумной необходимости, большая часть их искусственно придумана чиновниками от недропользования. А нефтедобывающие предприятия (особенно мелкие и средние) вследствие этого втягиваются в бесконечный процесс документооборота.

Отметим, что «границы» и условия составления указанных выше документов размыты и четко не определены. Недропользователю (нефтяной компании) сейчас крайне трудно «попасть в масть», т.е. даже просто сориентироваться, какого вида проектный документ он должен представить на рассмотрение ЦКР (ТО ЦКР) Роснедра, а какого – не должен.

Более того, высокие стороны, утверждающие и согласовывающие проектный документ, часто сами не могут прийти к общему мнению, какого же вида документ «требует» месторождение на различных стадиях разработки.

Пример из практики №1:

Недропользователь Унтыгейского нефтяного месторождения /ХМАО/ компания Канбайкал Резорсез Инк. представила 27.09.2007г. на рассмотрение ТО ЦКР по ХМАО технологическую схему разработки. Однако, после обсуждения документ был возвращен недропользователю с предложением переделать его в техсхему ОПР, на что были, надо заметить, весьма веские причины.

Предприятие переработало документ и 20.12.2007г. вновь представило его на рассмотрение ТО ЦКР по ХМАО уже как технологическую схему ОПР. На сей раз работа была одобрена ТО ЦКР по ХМАО, принята и отправлена на утверждение ЦКР Роснедра в Москву. Но не тут-то было... ЦКР вернула указанную работу назад, не согласившись со статусом работы («техсхема ОПР»), поручив переделать ее обратно в технологическую схему разработки. Круг, как говорится, замкнулся!

Возникает резонный вопрос: куда податься «бедному» недропользователю, который уплатил немалые денежки за два проектных документа, но которые так и не были утверждены государственными органами, только из-за того, что они не сошлись во мнениях на вид проектного документа? Что за система документооборота действует в российской нефтедобывающей промышленности, в которой невозможно разобраться даже профессионалам «нефтянки»?

Как исключить подобную ситуацию?

Решение, в общем-то, лежит на поверхности. Для предупреждения подобных ситуаций перечень видов проектных документов на разработку нефтяных месторождений должен быть существенно сокращен. Тогда вся процедура значительно упростится, а недропользователю станет легче дышать.

В этом плане несомненный интерес представляет предложение д.т.н. Ю.Е.Батурина, генерального директора ТО СургутНИПИнефть, о том, чтобы количество видов было сокращено до двух проектных документов:

- проект разработки нефтяного месторождения;
- авторский надзор за реализацией проекта разработки.

При реализации этого предложения **проект разработки** заменит все ныне существующие, неоправданно расплодившиеся виды проектных документов: проект

пробной эксплуатации, технологическая схема опытно-промышленной разработки, проект разработки и дополнения к ним /т.е. все, кроме авторского надзора/.

Количество проектных документов обоих видов при новом порядке вообще не будет лимитироваться, а различаться они будут лишь датой утверждения в ЦКР (ТО ЦКР) Роснедра. Попутно заметим, что идея некоторых специалистов присваивать проектным документам порядковые номера (№№1, 2, 3 и т.д.) неудобна, нежизнеспособна и нами к внедрению не рекомендуется.

Принципиально важно отметить, что задачи геологического изучения недр при этом будут учитываться в предлагаемом проекте разработки в таком же полном объеме и ассортименте, как и во всех предыдущих (отменяемых) видах документов.

Чтобы новая система заработала, необходимо чтобы только два вида указанных проектных документов были внесены в Национальный стандарт РФ «Правила проектирования разработки. Месторождения нефтяные и газонефтяные», а также в новую редакцию «Правил охраны недр» Ростехнадзора РФ и «Закон о недрах».

2. О необходимости устранения «сверхцентрализации» при контроле за недропользованием в нефтяной сфере

Существующий ныне жесткий порядок, при котором, **абсолютно все (!)** проектные документы, на разработку любого нефтяного месторождения России, утверждаются и согласовываются в Москве (ЦКР Роснедра, Федеральное Агентство по недропользованию) – следует признать неправильным и неэффективным, т.к. этот порядок тормозит динамичный процесс освоения нефтяных месторождений, особенно в удаленных нефтесырьевых регионах страны (Западная Сибирь и др.).

Пример из практики №2:

Утвержденный ТО ЦКР по ХМАО протокол № 835 от 21.11.2006г. по рассмотрению проектного документа «Дополнение к технологической схеме разработки Рямного нефтяного месторождения» /компания Аки-Отыр, ХМАО/ проходит согласование в ЦКР Роснедра уже в течение 1,5 лет и до сих пор не утвержден. А месторождение-то «копеечное» с добычей нефти в несколько тыс.тонн в год и добывающим фондом из трех скважин. Кому выгодно подобное «хождение по мукам» недропользователя?

Представляется более рациональным разделить полномочия между Центром и регионами следующим образом:

ЦКР Роснедра – рассматривает и утверждает все проектные документы по уникальным, крупным и средним нефтяным месторождениям с текущими извлекаемыми запасами нефти категорий АВС₁ более 15 млн.тонн.

Региональные ТО ЦКР – рассматривают и утверждают все проектные документы по мелким^{***} нефтяным месторождениям с объемом текущих извлекаемых запасов нефти категорий АВС₁ менее 15 млн.тонн.

При этом протоколы по рассмотрению проектных документов по мелким месторождениям с текущими извлекаемыми запасами нефти категории АВС₁ менее 15 млн.тонн нефти в окончательном виде утверждаются на ТО ЦКР в регионе, в Москву для повторного утверждения не направляются, а немедленно передаются недропользователю для реализации документа.

Указанный порядок значительно повысит эффективность недропользования в России, усилит статус регионов и позволит сократить срок освоения значительного числа мелких нефтяных месторождений, как минимум, на год.

^{***} См. Приказ МПР № 126 от 07.02.2001г. «Об утверждении временных положений и классификаций».

3. О целесообразности объединения территориальных отделений ЦКР Роснедра по ХМАО и ЯНАО

Для повышения роли и статуса ранее созданных в Тюменской области территориальных отделений ЦКР представляется целесообразным объединить их, создав крупное региональное Западносибирское территориальное отделение ЦКР Роснедра (с местоположением в г.Тюмени), поручив ему рассмотрение проектных документов по мелким нефтяным месторождениям Тюменской (в т.ч. по ХМАО и ЯНАО) Томской, Омской, Новосибирской областей и Красноярскому краю, с текущими извлекаемыми запасами нефти категорий АВС₁ менее 15 млн.тонн.

При этом протоколы о рассмотрении проектных документов в Западносибирском ТО ЦКР в окончательном виде утверждаются и подписываются в г.Тюмени (и в Москву для повторного утверждения – не направляются).

Реализация указанного предложения, по-сути, лишь закрепит фактически сложившееся положение дел с рассмотрением проектных документов по месторождениям соседних с Тюменской областей, которые нередко утверждаются в г.Тюмени на ТО ЦКР по ХМАО и ЯНАО уже в течение многих лет.

В качестве положительного примера укажем, что в сфере государственной экспертизы запасов углеводородного сырья подобная общерегиональная структура ГКЗ МПР давно уже создана^{****} и функционирует.

4. Разрешить недропользователю проектировать разработку запасов нефти категории С₂ точно так же, как и категорий АВС₁

Среди многих нелепостей, которые существуют в российском нефтяном недропользовании, обращает на себя внимание ничем не объяснимый запрет недропользователю рассматривать в проектных документах и утверждать как **объект проектирования разработки – участки нефтяного месторождения с запасами нефти категории С₂ (до 100 %)**.

Существующий архаичный и нелепый порядок поэтапного, пошагового освоения запасов категории С₂ порождает целый конвейер перепроектирования, пересоставления череды проектных документов, необходимости получения бесконечных дополнительных согласований (вместо того, чтобы все это сделать сразу и за один заход). Сейчас чиновник запрещает недропользователю осваивать все месторождение за «один прием», а заставляет дробить единый капиталоемкий технологический процесс освоения нефтяного месторождения на множество мелких этапов («прирастил запасы» – «перепроектировал»), т.к. **каждый из этапов он (чиновник) экспертирует и согласовывает.** /Понятно, что бесплатно./ Стоимость экспертизы проектных документов, видимо, скоро приблизится к стоимости составления самих документов.

Что нужно, чтобы исправить ситуацию? Сущий пустяк, разрешить недропользователю, **/но только по его просьбе/** проектировать разработку всех запасов категории С₂ равносильно запасам категорий АВС₁, **законодательно** получая утверждение в качестве «проектных показателей» – фонд скважин, добычу нефти и др. проектные решения (сразу же на 100% запасов категорий С₁+С₂).

Проблема может быть **законодательно** решена лишь в том случае, если указанное предложение включить в выходящий в 2008 году Национальный стандарт РФ «Правила проектирования разработки. Месторождения нефтяные и газонефтяные» и в «Закон о недрах».

**** См. статью Ф.З.Хафизова. Западно-Сибирский филиал ФГУ и ГКЗ //«Вестник недропользователя», 2007, № 18, с.2-3

Совершенно очевидно, что при этом весь набор задач по геологическому изучению участков залежей с запасами категории C_2 , должен быть выполнен на 100 % (исследования керна, флюидов, перевод запасов из категории C_2 в C_1 и т.д.). Все это должно быть четко и полно прописано в проектном документе и отражено в утверждающем его протоколе ЦКР (ТО ЦКР) Роснедра.

5. Устранение дублирующих функций ЦКР (ТО ЦКР) Роснедра и Ростехнадзора

В настоящее время любой проектный документ на разработку нефтяного месторождения по какому-то недоразумению проходит практически индентичную **двойную экспертизу и согласование сначала:** на ЦКР (ТО ЦКР), а потом в Ростехнадзоре. Нередко для выполнения обеих экспертиз привлекаются одни и те же специалисты и экспертирующие организации. Подобное дублирование представляется явным анахронизмом, т.к. ЦКР (и ТО ЦКР) вполне компетентные организации в области проектирования разработки нефтяных месторождений.

Таким образом, сейчас просматривается настоятельная необходимость отменить двойную (повторную) экспертизу и согласование проектного документа, прошедшего утверждение на ЦКР (ТО ЦКР) Роснедра МПР – в органах Ростехнадзора РФ.

Попутно отметим и такой болезненный для недропользователя вопрос: почему вся территория лицензионного участка, переданная в пользование нефтедобывающему предприятию на десятки лет, **сразу не может стать также и объектом горного отвода**, который может быть оформлен недропользователю на весь период действия лицензии? Почему сейчас все делается опять-таки «по шагам» и «по кусочкам» с бесконечными согласованиями и экспертизами? Не пора ли кардинально изменить этот явно надуманный и архаичный порядок?

6. Расширение «коридора» допустимых отклонений фактической добычи нефти от проектной^{***}**

Сейчас в сфере нефтедобычи в России Ростехнадзором (см.п.11 «Правил охраны недр», 2003г.) установлены искусственно придуманные и необоснованно жесткие нормативы допустимых отклонений фактической добычи нефти от проектной – не более 10 %, для любых месторождений (с добычей нефти и 10 тыс.тонн и 10 млн.тонн в год), что явно несправедливо по отношению к недропользователям.

Представляется, что эти нормы отклонений в добыче нефти неоправданно ужесточены и не учитывают сложность, многообразие и недостаточную предсказуемость процесса разработки нефтяных месторождений (особенно мелких).

Более обоснованными являются нормативы, разработанные А.Н.Яниным и впервые опубликованные в статье [2]. Эти нормативы в целом уже получили одобрение в нефтяной отрасли и различных регионах страны.

Указанные нормативы рекомендуется внести в Национальный стандарт РФ «Правила проектирования разработки. Месторождения нефтяные и газонефтяные», а также в новую редакцию «Правил охраны недр» Ростехнадзора РФ и «Закон о недрах».

7. Снятие лицензионных ограничений для недропользователей по глубине бурения скважин /интервалу действия лицензии/

В части ранее заключенных лицензионных соглашений недропользователям без достаточных оснований установлено совершенно надуманное ограничение интервала

***** Речь здесь идет исключительно об «уровнях добычи нефти», но никак не об «эксплуатационном фонде скважин».

действия лицензии по глубине. Нередко оно ограничивалось подошвой самого глубокого, как правило, уже ранее вскрытого нефтеносного пласта (горизонта).

В этом случае, ещё неоткрытые, но перспективные нефтеносные объекты оказываются вне поля деятельности недропользователя и «забрасываются» на многие годы. Так как геологоразведочные работы дорогостоящий процесс и в пределах отведенного одному недропользователю лицензионного участка, другой, как правило, не будет вести эти работы с целью разведки более глубоких горизонтов, то в результате потенциальные ресурсы УВС, которые могут быть введены в хозяйственный оборот, консервируются на многие десятки лет (или теряются навсегда). Всё это не в интересах государства.

Предлагается: указанное условие, ограничивающее действие лицензии по глубине, отменить как можно быстрее и стимулировать недропользователя к бурению максимально глубоких скважин на нижезалегающие горизонты (до вскрытия кристаллического фундамента). Вновь открытые недропользователем при этом залежи углеводородного сырья необходимо ставить на его баланс безо всяких аукционов и конкурсов.

Выводы и предложения.

С целью повышения эффективности недропользования в нефтяной промышленности России (и в Западной Сибири, в частности), а также создания более комфортных, партнерских, взаимовыгодных отношений государства и недропользователей, предлагается:

1. Ликвидировать имеющееся многообразие видов проектных документов, сведя их к двум документам: проект разработки и авторский надзор за реализацией проекта разработки.
2. Устранить неэффективную «сверхцентрализацию» в сфере контроля за недропользованием, передав право окончательного утверждения проектных документов по мелким нефтяным месторождениям с текущими извлекаемыми запасами нефти категорий АВС₁ менее 15 млн.тонн – региональным «комиссиям» нефтедобывающих районов (ТО ЦКР Роснедра).
3. Создать в г.Тюмени объединенное региональное ТО ЦКР Роснедра по Западной Сибири, поручив ему рассматривать проектные документы на разработку мелких нефтяных месторождений (с текущими извлекаемыми запасами нефти категорий АВС₁ менее 15 млн.тонн) по Тюменской (включая территории ХМАО и ЯНАО), Томской, Новосибирской, Омской областям и Красноярскому краю.
4. Разрешить недропользователям (**но только по их просьбе**) проектировать разработку 100 % запасов категории С₂, аналогично запасам категорий АВС₁, и осваивать эти запасы бурым эксплуатационным фондом скважин, своевременно переводя их в категорию промышленных, с соблюдением всех требований и нормативов по геологическому изучению недр.
5. Законодательно увеличить недропользователям «коридор» допустимых отклонений фактической добычи нефти от утвержденных проектных уровней. Внести соответствующие поправки в «Закон о недрах» и в «Правила охраны недр» Ростехнадзора РФ.
6. Устранить излишнее дублирование функций экспертизы и согласования проектных документов на разработку нефтяных месторождений со стороны ЦКР (ТО ЦКР) Роснедра МПР и Ростехнадзора РФ.
7. Внести указанные в статье предложения в Национальный стандарт РФ «Правила проектирования разработки. Месторождения нефтяные и газонефтяные» и «Закон о недрах».

Литература

1. А.Н.Янин. Принеси то, не знаю что... // Сибирский Посад, 2008, №8, с. 6-7.
2. А.Н.Янин. «Груз-500» отечественной промышленности. // Нефтяное хозяйство, 2005, №12, с. 12-16.
3. А.Н.Янин. О допустимых отклонениях фактической добычи нефти от проектной. // Бурение и Нефть, 2005, №11, с. 30-33.

Автор:

**Янин Анатолий Николаевич,
директор ООО «ТЭРМ»,
525000, г.Тюмень, ул. Дзержинского, 15,
телефон 63-15-64, моб. 74-52-52
E-mail: term@tmn.ru**