

## «Принеси то, не знаю что...»

### **/О запутанности российской системы составления и утверждения проектных и разрешительных документов на разработку нефтяных месторождений или кто замолвит слово о «бедном» недропользователе?/**

Проектный документ на подземную разработку нефтяного месторождения – это своеобразный фундамент, 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 полной использованием 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 недропользователя состоит в том, что существующая ныне в нефтяной отрасли система «документооборота» недостаточно устойчива, неоправданно усложнена, забюрократизирована и запутана, что позволяет «ушлому» чиновнику нередко поворачивать ситуацию «в свою сторону», в ущерб рациональному недропользованию. Несомненно одно – система государственного регулирования недропользования требует упрощения.

По мнению автора статьи, 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;
- «сверхцентрализация» процедуры согласования указанных документов. Абсолютно все\* протоколы о рассмотрении проектных документов 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 отделением (ТО ЦКР по ХМАО, ТО ЦКР по ЯНАО и др.);
- отсутствие устойчивости проектных документов. В России, к настоящему времени сложилась практика бесконечного суматошного перепроектирования разработки нефтяных месторождений, связанная, зачастую, с завышенными требованиями государственных органов, контролирующих недропользование;
- ничем не оправданная длительность (до года и более) и забюрократизированность процедуры согласования утвержденного ТО ЦКР проектного документа в различных высоких инстанциях (в т.ч. в ЦКР Роснедра в г.Москве);
- возложенная на недропользователя необходимость дополнительного (по-сути дела, совершенно излишнего) согласования утвержденного ЦКР Роснедра МПР

---

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

проектного документа – в органах Ростехнадзора РФ (т.е. имеет место введенное в систему дублирование функций указанных ведомств);

- крайне вредный для дела, искусственно надуманный и ничем не оправданный запрет недропользователю со стороны МПР (ЦКР Роснедра) проектировать разработку запасов категории С<sub>2</sub> равно как запасов категории АВС<sub>1</sub> (даже если того настойчиво просит недропользователь).

Рассмотрим указанные положения в более развернутом виде.

### **1. О необходимости сокращения многообразия видов проектных документов**

Напомним читателям, 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 Министром нефтяной промышленности Н.А.Мальцевым 29.12.1977г.

Тот старый «дедовский» регламент предусматривал составление всего **двух видов** проектных документов на разработку нефтяных месторождений:

- технологическая схема разработки;
- проект разработки.

Это было тридцать лет назад во времена расцвета советской нефтяной промышленности. (Для справки: В 1977 году добыча нефти по СССР составляла 545,8 млн.т, а в 2007 году добыто ~ 90% от указанной величины.) А что же сейчас? К сожалению, ныне все излишне усложнено, запутано и раздроблено на множество различных «документиков».

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/**:

- 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.

Нам представляется, что в столь широком наборе типов проектных документов нет необходимости, большая часть их искусственно придумана чиновниками от недропользования. А нефтедобывающие предприятия (особенно мелкие и средние) от этого страдают.

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.

---

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

Более того, 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:**

Недропользователь Унтыгейского нефтяного месторождения /ХМАО/ компания Канбайкал Резорсез Инк. представила 27.09.2007г. на рассмотрение ТО ЦКР по ХМАО технологическую схему разработки. Однако, 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 как технологическую схему ОПР. На сей раз работа была одобрена ТО ЦКР по ХМАО и отправлена на утверждение ЦКР Роснедра (г.Москва). 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, из-за того, что они не сошлись во мнениях на вид проектного документа?

### **Как исключить подобную ситуацию?**

Решение, в общем-то, ясно и лежит на поверхности. Для исключения подобных ситуаций перечень видов проектных документов на разработку нефтяных месторождений должен быть существенно сокращен. Тогда все значительно упростится и встанет на свои места, 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 проектных документов было сокращено до двух:

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

В этом случае **проект разработки** заменит все ныне существующие виды проектных документов: проект пробной эксплуатации, технологическая схема опытно-промышленной разработки, проект разработки и дополнения к ним /кроме авторского надзора/.

Количество проектных документов обоих видов в этом смысле вообще не лимитируется, различаются же они датой утверждения в ЦКР (ТО ЦКР) Роснедра.

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) документах.

Чтобы новая система заработала, крайне важно, чтобы указанные два вида проектных документов были внесены в Национальный стандарт РФ «Правила проектирования разработки. Месторождения нефтяные и газонефтяные» и в новую редакцию «Правил охраны недр», 2003г. Ростехнадзора РФ.

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

Существующий ныне жесткий порядок, при котором, все, **абсолютно все (!)** проектные документы, на разработку любого нефтяного месторождения, утверждаются и

согласовываются в Москве (ЦКР Роснедра, Федеральное Агентство по недропользованию) – следует признать неправильным и неэффективным, т.к. он тормозит динамичный процесс освоения нефтяных месторождений в удаленных нефтедобывающих регионах страны (Западная Сибирь и др.).

Отметим для примера, что 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.т в год и фондом в несколько скважин. Кому это выгодно?

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

ЦКР Роснедра – рассматривает и утверждает проектные документы по уникальным, крупным и средним месторождениям с текущими извлекаемыми запасами нефти категорий АВС<sub>1</sub> более 15 млн.тонн.

Региональные ТО ЦКР – рассматривают и утверждают проектные документы по мелким\* месторождениям с объемом текущих извлекаемых запасов нефти категорий АВС<sub>1</sub> менее 15 млн.тонн.

При этом протоколы по рассмотрению проектных документов по мелким месторождениям с текущими извлекаемыми запасами нефти категории АВС<sub>1</sub> менее 15 млн.тонн нефти в окончательном виде утверждаются в регионе, в ТО ЦКР (в Москву для повторного утверждения – не направляются) и сразу же передаются недропользователю для реализации документа.

Указанный порядок значительно усилит статус регионов и позволит сократить срок освоения огромного числа мелких нефтяных месторождений, как минимум, на год.

### **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 месторождениям Тюменской (в т.ч. ХМАО и ЯНАО) Томской, Омской, Новосибирской областей и Красноярскому краю с текущими извлекаемыми запасами нефти категорий АВС<sub>1</sub> 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.

---

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

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

#### **4. Разрешить недропользователю проектировать разработку запасов нефти категории $C_2$ точно так же как и категорий $ABC_1$**

Среди многих нелепостей, которые существуют в российском недропользовании, обращает на себя внимание ничем не объяснимый запрет недропользователю рассматривать в проектных документах и утвердить как **объект проектирования разработки участка нефтяного месторождения с запасами нефти категории  $C_2$** .

Существующий архаичный порядок поэтапного, пошагового освоения запасов категории  $C_2$  порождает целый конвейер перепроектирования, пересоставления 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./

Что нужно, чтобы исправить ситуацию? Сущий пустяк, разрешить недропользователю, /но только по его просьбе/ проектировать разработку запасов категории  $C_2$  равносильно запасам категорий  $ABC_1$ , **законодательно** утверждая в качестве «проектных показателей» – фонд скважин, добычу нефти и др. проектные решения сразу же на 100% запасов категорий  $C_1+C_2$ .

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

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 по какому-то явному недоразумению проходит практически идентичную **двойную экспертизу и согласование сначала:** на ЦКР (ТО ЦКР), а потом в Ростехнадзоре. Нередко для выполнения обеих экспертиз привлекаются одни и те же специалисты. Подобное дублирование представляется явно излишним, т.к. ЦКР (и ТО ЦКР) вполне компетентные организации.

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

Кроме того, попутно возникает интересный вопрос, почему вся территория лицензионного участка, переданная в пользование нефтедобывающему предприятию на многие годы не может быть объектом горного отвода, который выдается недропользователю сразу на весь период действия лицензии? Почему сейчас все делается опять-таки «по шагам» и «по кусочкам»? Не пора ли кардинально изменить этот архаичный порядок?

#### **6. Расширение «коридора» допустимых отклонений фактической добычи нефти от проектной**

Сейчас в сфере нефтедобычи в России Ростехнадзором («Правила охраны недр», 2003г., п.11) установлены 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 неоправданно ужесточены и не учитывают сложность, многообразие и недостаточную предсказуемость процесса разработки нефтяных месторождений (особенно мелких).

Более обоснованными являются нормативы, предложенные в статье Ан.Янина «О левом и правом уклоне в нефтедобыче» (См. «Сибирский посад» № 44 за 2005г.). 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.

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

В части ранее заключенных лицензионных соглашений недропользователям без достаточных оснований установлено условие ограничения интервала 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.
2. Устранить «сверхцентрализацию» в сфере контроля за недропользованием, передав право окончательного утверждения проектного документа по мелким месторождениям с текущими извлекаемыми запасами нефти категорий АВС<sub>1</sub> менее 15 млн.тонн – региональным комиссиям нефтедобывающих районов (ТО ЦКР Роснедра).
3. Создать в Тюмени объединенное региональное ТО ЦКР Роснедра по Западной Сибири, поручив ему рассматривать проектные документы на разработку мелких месторождений (с текущими извлекаемыми запасами нефти категорий АВС<sub>1</sub> менее

15 млн. тонн) по Тюменской (включая ХМАО и ЯНАО), Томской, Новосибирской, Омской областям и Красноярскому краю.

4. Разрешить недропользователям (по их просьбе) проектировать разработку запасов категории  $C_2$  аналогично запасам категорий  $ABC_1$  и осваивать эти запасы эксплуатационным фондом скважин, своевременно переводя их в категорию промышленных с соблюдением всех нормативов по геологическому изучению недр.
5. Законодательно увеличить недропользователям «коридор» допустимых отклонений фактической добычи нефти от проектных уровней. Внести соответствующие поправки 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 и Ростехнадзора РФ.
7. Внести указанные в статье предложения в Национальный стандарт РФ «Правила проектирования разработки. Месторождения нефтяные и газонефтяные».

**Автор:**

**Янин Анатолий Николаевич,  
директор ООО «ГЭРМ»,  
г. Тюмень, ул. Дзержинского, 15,  
телефон 63-15-64, моб. 74-52-52**