

Не повторять ошибок (из опыта рассмотрения проектных документов на ТО ЦКР по ХМАО)

*"Желающим идти правильным путем
важно также знать и об уклонении"*

Аристотель

Территориальное отделение ЦКР Минэнерго России по ХМАО (первоначально оно называлось Ханты-Мансийская межведомственная территориальная комиссия по разработке нефтяных и газонефтяных месторождений) существует 9 лет. Комиссия была образована совместным Постановлением Главы администрации ХМАО А.В.Филипенко и Министра МТЭ Ю.К.Шафраника №264 от 24.10.1994г.

С 2003г. комиссия руководствуется в своей деятельности "Временным регламентом работы территориальных отделений нефтяной и газовой секций Центральной комиссии по разработке месторождений горючих полезных ископаемых Министерства энергетики Российской Федерации", утвержденным председателем ЦКР Минэнерго В.В.Шелеповым 14 апреля 2003г.

За период своей деятельности комиссия рассмотрела более сотни проектных документов – проектов, технологических схем, анализов разработки, проектов пробной эксплуатации, технологических схем опытно-промышленной разработки, а также ТЭО СРП, ТЭО КИН и др.

Документы на рассмотрение ТО ЦКР по ХМАО представляло большое количество различных проектных организаций: БашНИПИнефть, ООО "Гео Дейта Консалтинг", "Инконко", "МД SEIS International", ЗАО "Нефтеком", ДЗАО "НижневартовскНИПИнефть", "СамараНИПИнефть", "СибНАЦ", ООО "Сибтехнефть", ООО "Тандем", ООО "Технонефть", ООО "ТИНГ", "ТомскНИПИнефть", ТФ "СургутНИПИнефть", ООО "ТЭРМ", ЦГЭ, ЦРН ХМАО, "ЮганскНИПИнефть", научный центр компании "РИТЭК" и др.

Практически не представляли на рассмотрение ТО ЦКР по ХМАО каких-либо проектных работ собственные научные центры крупных нефтяных компаний – Сибнефть (г.Москва), Славнефть (г.Тверь), ТНК (г.Тюмень), ЮКОС (г.Москва) и др.

Следует отметить, что технология подготовки проектных документов с течением времени усложняется, а требования к документации повышаются. Документы далеко не всех проектных организаций соответствуют требованиям времени. Нередко на заседания комиссии выносились откровенно слабые, некондиционные работы.

Есть и противоположные, правда немногочисленные, примеры. Так, запомнились высоким профессиональным уровнем работа ТФ "СургутНИПИнефть" по Савуйскому месторождению (исп. Дегтянников Е.А., 2001г.), а также документ ООО "Сибтехнефть" по Кочевскому месторождению (исп. О.Н. Пичугин, 2003г.).

Цель настоящей статьи – обобщить замечания комиссии и ее экспертов в адрес проектантов-исполнителей документов, выделить основные недостатки работ с тем, чтобы в последующем авторы учитывали их и не допускали ошибок.

Очевидно, не все изложенные ниже замечания бесспорны, но как материал для обсуждения они, видимо, будут полезны.

• **Замечания формального характера**

Зачастую исполнители работ не выполняют самых элементарных требований ТО ЦКР по ХМАО и существующего Регламента на проектирование (1996 г.).

А именно:

- оригинал титульного листа документа не утвержден руководителем организации-недропользователя;
- отсутствует протокол рассмотрения работы на научно-техническом совете предприятия-недропользователя;
- не представлена копия лицензионного соглашения недропользователя с государством. В результате не ясно – как выполняются требования соглашения, тем более, что такой анализ в работах часто вообще не проводится.

Особо следует отметить откровенно слабую регулирующую роль технического задания (ТЗ) на составление проектного документа. В абсолютном большинстве случаев технические задания не выдерживают никакой критики, т.к. представляют из себя формальную "перепись" названий разделов существующего РД по проектированию. Причина – слабая совместная работа недропользователя и проектанта при составлении договора на выполнение работы, в состав которого и входит ТЗ. Иногда создается впечатление, что некоторые проектировщики, составляя документ, вообще не заглядывают в ТЗ. С целью повышения его роли, по сложным и ключевым месторождениям округа ТЗ рекомендуется предварительно рассматривать и согласовывать на ТО ЦКР.

Интересно отметить, что некоторые, в основном, мелкие, "сборные" (иногда "виртуальные") проектные организации ("Сибгеотех", ООО "Тандем", ООО "Сибтехнефть") не указывают в отчетах, представленных на рассмотрение ТО ЦКР, список исполнителей работ.

Это, с одной стороны, является отклонением от требования Регламента на проектирование, 1996г. (см.стр.46), а, с другой стороны, фактически исполнители разделов не смогут, при необходимости, объективно доказать свое авторство на проработанные ими

материалы. Таким образом, их научный труд обезличивается и становится анонимным. Нефтяная отрасль округа должна знать своих "героев".

Кстати, такой же немотивированной анонимностью почему-то отличаются и предварительные стандарты по мониторингу. Например, в 2003г. приказом Министра МЭ И.Х.Юсуфова введен в действие предварительный стандарт "Организация мониторинга разработки нефтяных и газонефтяных месторождений на территории ХМАО" (ПС 153.39.0-147-2003). Авторы ПС не указаны. Ради соблюдения исторической справедливости отметим, что указанный ПС разработан авторским коллективом в составе: Гузеев В.В., Зубарев Д.И., Толстолыткин И.П., Туров В.А., Овсий Л.И., Сутормин С.Е., Янин А.Н. (общая редакция).

Нередко дискуссии на комиссии вызывает статус представленных работ. Как правило, при этом работы "не дотягивают" до заявленного уровня. Техсхемы ОПР обычно выглядят как простые проекты пробной эксплуатации, проекты или технологические схемы разработки – как анализы разработки. Например, выполненный "СамараНИПИнефть" "Уточненный проект разработки Северо-Салымского месторождения" в 2003г. утвержден ТО ЦКР по ХМАО как анализ разработки, в связи с наличием серии замечаний.

Иногда недропользователи направляют в ТО ЦКР по ХМАО документы под названием "дополнительная записка к ...". Укажем, что проектные документы такого статуса действующим РД не предусмотрены. Есть "Дополнение к ...".

Серьезную обеспокоенность вызывает широко распространившаяся практика "проектного зуда", т.е. непрерывного пересоставления проектных документов по одному и тому же месторождению. Обычно это бывает, когда недропользователь с первого же года начинает не выполнять (принятые им же вчера) решения только что утвержденного документа. По новым месторождениям – это, как правило, проектные объемы эксплуатационного бурения, по старым – отличие действующего фонда добывающих скважин из-за вялых действий по сокращению неработающего фонда. При этом проектанты вынуждены послушно выполнять роль своеобразных "адвокатских контор", прикрывающих огрехи, слабую активность или бездеятельность компаний.

Чаще всего в роли документа-"спасителя" выступает анализ разработки. Этот документ стал особо модным в ОАО "Юганскнефтегаз". Например, по Приразломному месторождению, недропользователь, доведя в 2002г. отставание по фонду скважин от ранее утвержденного проекта до 2,5 раз (проект – 2720 скважин, факт – 1064 скважины) "легким движением руки" скорректировал проектные показатели в анализе разработки (2002г.), подогнав их под факт. "И всех делов", как выражался классик.

Другой пример. По Мамонтовскому месторождению по проекту (2001 г.) добыча нефти в 2003 г. должна была составить 8,8 млн.т, заявленная в план 2003г. – 7,5 млн.т. Отклонение от проекта вновь корректируется составлением пресловутого анализа разработки.

Указанное относится также к Правдинскому, Средне-Балыкскому, Тепловскому, Киняминскому, Лемпинскому, Черногорскому, Вынгапуровскому и др. месторождениям. Таким образом, целая серия крупных нефтяных месторождений фактически разрабатывается со значительными отклонениями от проектов по "облегченным" документам с невыясненным статусом.

В связи с этим предлагается отменить легитимность корректировки проектных показателей в усеченных промежуточных документах типа "Анализ разработки", "Авторский надзор", "Дополнительная записка". Это позволит остановить непрерывную "чехарду" документов (обеспечив их устойчивость в пределах, по крайней мере, 5 лет) и заставит недропользователей относиться к проекту более серьезно и ответственно. Проект – это закон в сфере недропользования по конкретным месторождениям. Более принципиальную позицию в этом плане должна занять и ЦКР МЭ, утвердившая, кстати, большинство указанных выше анализов без консультаций с ТО ЦКР по ХМАО.

Отметим, что нередко Авторы проектных документов представляют на комиссию явно устаревшие работы "с бородой", в которых геолого-промысловые материалы обобщены на дату 1,5-2^x летней давности. Представление столь устаревшей информации совершенно недопустимо. Очевидно, промысловая информация не должна быть устаревшей более чем на ½ года, а используемый в работе государственный баланс запасов должен быть не более, чем годичной давности. Эксперты ТО ЦКР по ХМАО слабо следят за соблюдением этого требования. Вообще, надо отметить, что само качество экспертиз для ТО ЦКР по ХМАО по многим работам требует серьезного улучшения.

Не всегда в работах приводятся кондиционные, полноценные схемы лицензионных участков со всеми пробуренными скважинами различных категорий. Бывает, что на схемах "теряются" законтурные скважины. Обычный недостаток проектных работ – отсутствие элементарной схемы совмещения (в плане) внешних контуров нефтеносности всех имеющихся на месторождении залежей углеводородов.

Следует особо подчеркнуть, что государственным органам, контролирующим недропользование в ХМАО, следовало бы более пристально и предметно оценивать **состояние разработки ключевых месторождений** углеводородов, имеющих принципиальное значение для экономики округа. Сюда можно отнести месторождения как с наибольшей добычей нефти, запасами УВ, так и общим пробуренным фондом скважин (Самотлор, Приобское, Мамонтовское, Красноленинское, Приразломное, Мало-Балыкское и др.). Представляется, что технологическое состояние разработки этих месторождений должно

периодически (лучше ежегодно) предметно рассматриваться на ТО ЦКР, в первую очередь, с точки зрения, рациональности использования представленной недропользователям ресурсной базы, а также эффективности использования пробуренного фонда скважин. К сожалению, пока такая целенаправленная практика по ним отсутствует. Ежегодные рассмотрения уровней добычи нефти носят достаточно формальный характер и не решают существа проблемы по указанным месторождениям.

Требуется определенности и упорядочения процедура взаимодействия между ЦКР и ТО ЦКР в части преемственности рассмотрения проектных работ. Например, ЗАО "ТИНГ", получив отрицательное экспертное заключение ТО ЦКР по ХМАО на "Проект пробной эксплуатации Новоаганского месторождения", повторно направило работу, но уже в ЦКР МЭ, и последняя утвердила ее, несмотря на наличие многочисленных замечаний территориального отделения.

Представляется также целесообразным, чтобы организации, занимающиеся проектированием разработки нефтегазовых месторождений, прошли процедуру добровольной аккредитации в Управлении Тюменского округа Госгортехнадзора РФ.

- **Разведанность месторождения**

Чаще всего исполнители не приводят в работе вообще никакой информации о состоянии сейсмической изученности недр лицензионных участков (Л.У.) – общая длина сейсмопрофилей 2Д (в т.ч. в пределах месторождения), плотность сейсмики 2Д, площадь, изученная сейсморазведочными работами 3Д и т.п. Отсюда не ясна обоснованность последующих предложений исполнителя по дальнейшему изучению недр Л.У. Иногда приводят устаревшую и явно недостоверную информацию о фактической изученности участка сейсмическими методами (например, по Южно-Киньяминскому Л.У., исп. "ЮганскНИПИнефть", 2003г.).

- **Необходимость апробации запасов**

Важнейшим постулатом при проектировании разработки нефтяных месторождений является составление документа на базе утвержденных запасов УВ, т.е. прошедших государственную экспертизу (ГКЗ, ЦКЗ, ТКЗ ХМАО). Однако находятся проектанты, нарушающие этот постулат и выполняющие технико-экономические расчеты на базе своих ("доморощенных"), никем не утвержденных (даже не принятых недропользователем) запасов. Сюда относятся, например, Сибниинп (Западно-Ермаковское месторождение, 2003г.), ООО "Тандем" (Тагайское месторождение, 2003г.). Эти проектанты своей рукой "отменили" в представленных на рассмотрение ТО ЦКР по ХМАО документах официальные подсчетные планы и осуществили проектирование разработки на базе собственной

геологической основы. Такие подходы к проектированию разработки – недопустимы. Однако эксперты этого недостатка не заметили и документы были утверждены ТО ЦКР по ХМАО. Это еще раз говорит о том, что уровень экспертизы проектных работ, рассматриваемых на ТО ЦКР по ХМАО, должен быть существенно улучшен.

- **Ресурсная база для составления документа**

В проектной работе должны быть рассмотрены и оценены с технико-экономических позиций все имеющиеся на государственном балансе залежи нефти в пределах месторождения (или Л.У.). Какое-либо избирательное проектирование не допускается.

В документах должен быть обязательно представлен вариант полного извлечения всех утвержденных запасов УВ категорий АВС₁. Тем более, если эти запасы утверждены ГКЗ МПР РФ. Однако Авторы часто не выполняют указанное требование. Например, в работе 2003г. по Западно-Угутскому месторождению ООО "Тандем" представило рекомендуемый вариант, предусматривающий (по пластам ЮС₂ и ЮС₃) извлечение менее 50% извлекаемых запасов категории С₁, утвержденных ГКЗ МПР ранее (**в том же году**). К сожалению, экспертиза этого "прокола" не заметила, и ТО ЦКР по ХМАО утвердило документ, не соответствующий требованиям законодательства по обеспечению полноты извлечения запасов.

В работе Сибниинп, 2003г. по Западно-Ермаковскому месторождению, авторы исключили из рассмотрения залежь пласта Ю₁, находящуюся непосредственно в пределах Л.У. В работе ЮганскНИПИнефть 2003г. по Кудринскому месторождению упущен из рассмотрения пласт Ю₂, также находящийся в пределах рассматриваемого лицензионного участка.

Обоснованность прогноза показателей разработки, в 1-ю очередь, зависит от достоверности запасов УВ. Подсчет запасов – техсхема (проект) – неразрывная цепочка при мониторинге разработки месторождения. Нежелательно пользоваться запасами, утвержденными много лет назад или подсчитанными на устаревшей геологической базе. Одно из самых серьезных замечаний к подсчету (пересчету) запасов – чрезмерная растянутость сроков выполнения работ. Для примера: процесс подсчета запасов по небольшому Западно-Асомкинскому месторождению растянулся **на целое десятилетие**. Очевидно, заказчик работы выбрал не того исполнителя. В результате, в течение длительного времени никак не может появиться новый проектный документ. Представляется, что весь этот период, включая ТЭО КИН и утверждение работы в ГКЗ МПР не должен превышать 2-х лет. Именно такие требования недропользователю следует предъявлять к исполнителям работ.

- **Геологическая модель месторождения (ГММ)**

В настоящее время общепринятым является создание и представление ГММ в трехмерном виде. Однако, указанное не отменяет необходимости приведения в работе широкого комплекса двумерных ("плоскостных") карт общепринятых геологических параметров. Сюда относятся карты общей, эффективной и нефтенасыщенной толщин, песчаности, расчлененности, проводимости ($K \times h_n$), условной толщины проницаемого и непроницаемого прослоя, пористости, проницаемости, начальной нефтенасыщенности, плотности запасов (причем, лучше в *тыс. м/га*, а не в m^3/m^2 , как это делают иногда проектанты).

При наличии в составе горизонта нескольких продуктивных пластов целесообразно построить (суммировать) все указанные выше карты в целом по горизонту. Здесь будут также полезны карты толщины разделов между отдельными пластами горизонта. По всем основным типичным участкам следует привести ГСР для различных параметров (песчаность, проницаемость, нефтенасыщенность и др.).

При наличии представительных по площади водонефтяных зон (ВНЗ) целесообразно построить карты контактности (неконтактности) запасов с выделением участков, где нефтяные интервалы отделены от водонасыщенных непроницаемыми разделами с суммарными толщинами более 2-3 м. Однако, большинство проектантов такие карты не строят.

В целом по горизонту весьма полезно совмещение в плане ВНЗ отдельных пластов, составляющих общий объект разработки. Такая карта хороша, например, при планировании по объекту работ по применению ГРП.

Естественно, для того, чтобы строить адекватные геологические модели залежей углеводородов, необходимо располагать достоверными петрофизическими алгоритмами. Ситуация здесь скорее неудовлетворительная. Многим недропользователям важность их получения неочевидна и каких-либо работ в этом направлении они не проводят. Например, в документе Сибниинп, 2003г. по Западно-Ермаковскому месторождению в пласте B_0 каждый десятый пропласток по ГИС имел проницаемость 1,6 Дарси (!), что явно невозможно. О какой достоверности созданной авторами трехмерной модели здесь можно говорить?

Нередко в базах данных ГИС не проинтерпретированы параметры пластов в удаленных законтурных скважинах или в водоносных (как правило, нижних) прослоях продуктивных горизонтов. Без этой информации создать полноценные объемные цифровые модели объектов разработки невозможно.

Таким образом, основное замечание к разделу "Геология" в проектных документах сводится к неумению сделать развернутое адекватное описание геологического строения месторождения и скудности его графического отображения.

Нередко из раздела "геология месторождения" авторы не могут сделать никаких содержательных выводов.

- **Дифференциация запасов УВ**

Серьезное замечание исполнителям работ можно сделать по поводу слабой характеристики структуры имеющихся запасов. Обычное представление раздела "запасы" в отчете – 0,5 стр. текста плюс таблица утвержденных запасов, нередко вообще без указания самих подсчетных параметров (площадь, толщина, пористость и т.д.) – см. документ ЮганскНИПИнефть, 2003г. по Южно-Киньяминскому месторождению и др. Иногда исполнители упускают из характеристики запасов УВ объемы растворенного в нефти газа.

Известно, что запасы категорий АВС₁ должны быть дифференцированы в работе по участкам – разбуренные (охваченные сеткой скважин) и неразбуренные. Обычно никто из авторов этого не делает, нарушая требования РД 153-39.0-110-01 (2002г.).

Часто отсутствует внятная характеристика зон залежей с запасами УВ категории С₂, их предполагаемое качество, а также график перевода этих запасов в промышленную категорию С₁.

Таким образом, дифференцированная, серьезная характеристика запасов УВ в проектных документах, как правило, отсутствует.

- **Физико-гидродинамические характеристики**

Обоснование остаточной нефтенасыщенности $\alpha_{\text{он}}$ и коэффициента вытеснения $K_{\text{выт}}$ является весьма важной задачей проектного документа. Как правило, в исчерпывающем виде авторы работ с указанной задачей не справляются. Основными причинами этого, являются, видимо, незнание как это правильно делается, а также отсутствие экспериментальных данных по проектируемым объектам.

Лишь отдельные проектанты (ООО "Сибтехнефть") применяют дифференцированное (попропластовое) определение $K_{\text{выт}}$, на основе данных о начальной нефтенасыщенности по ГИС).

Чаще проектанты поступают прямолинейно и не вполне обоснованно, т.е. рассчитывают $K_{\text{выт}}$ как разницу между начальной $\beta_{\text{нн}}$ и остаточной $\alpha_{\text{он}}$ нефтенасыщенностью, отнеся ее к начальной (по средним параметрам для залежи). Остаточную нефтенасыщенность берут при этом по аналогам, невзирая на значительное различие объектов по начальной нефтенасыщенности и проницаемости. Такой подход сопряжен с погрешностями и, следовательно, неприемлем.

Часто $\alpha_{\text{он}}$ и $K_{\text{выт}}$ по зонам ЧНЗ и ВНЗ авторы работ вообще не дифференцируют, хотя это необходимо делать.

Особо отметим, что область с $\beta_{\text{нн}} < 0,35-0,40$, экспериментальными данными по $\alpha_{\text{он}}$ обычно охарактеризована очень слабо. Какое принять здесь $\alpha_{\text{он}}$ в различных типах коллекторов для большинства проектантов - загадка.

Таким образом, разделы по определению $\alpha_{\text{он}}$ и $K_{\text{выт}}$ в представляемых документах требуют более серьезной проработки.

- **Анализ реализации ранее утвержденного проектного документа**

Как правило, авторы не приводят проектные карты из предыдущего документа с указанием на них пробуренных (проектных и непроежных), а также непробуренных скважин. Отсутствует сравнение контуров залежей по предыдущему и вновь составленному документам. Не делается анализ выполнения комплекса исследовательских и специальных работ, предусмотренных в ранее утвержденной работе. Отсутствует авторская позиция по оценке степени реализации документа и причин его невыполнения.

- **Анализ разработки месторождения**

Основное замечание авторам большинства документов – отсутствие связи результатов разработки с геолого-физической характеристикой скважин, их ФЕС и особенностями геологического строения залежей. Без этого анализ превращается в бессмысленное перечисление цифр, т.е. "голую" статистику.

Практически никто из проектантов не проводит анализа степени вскрытия перфорацией по толщине продуктивного разреза в пробуренных скважинах. Не изучаются ФЕС и насыщенность неперфорированных пропластков, не оценивается их предполагаемая дебитность.

При анализе энергетики залежей проектанты не обращают внимания на "возраст" и представительность поскважинных замеров $R_{\text{пл}}$.

Не делают научно обоснованных выводов о допустимости (недопустимости) снижения $R_{\text{пл}}$ при разработке залежей без ППД (на естественном режиме), в т.ч. по наиболее "тревожным" зонам и скважинам. Отсутствуют рекомендации о необходимости ограничения здесь отборов жидкости.

Не анализируются режимы эксплуатации скважин ($R_{\text{пл}}$, $R_{\text{заб}}$, $H_{\text{дин}}$ и т.д.), эффективность работы глубиннонасосного оборудования.

Часто исполнители вообще не приводят стандартные карты изобар (в изолиниях) – см. работы "Синко", 2003г. по Мыхлорскому и Руфьеганскому, Сибниинп, 2003г., по Западно-Ермаковскому; ООО "Тандем", 2002г., по Западно-Угутскому; ООО "Гео Дэйта Консалтинг", 2001г. по Западно-Могутлорскому месторождениям и др.

Компьютерное отображение карт $P_{пл}$ с помощью современных западных пакетов моделирования, как правило, слабо информативно и практически непригодно для выполнения конкретного анализа разработки.

Во многих проектах на картах разработки, накопленных отборов и др., исполнители не отрисовывают изопахиты h_n .

За историю разработки не приводятся по "госплановской форме" данные по пластам, а иногда и по месторождению в целом.

При обработке результатов потокометрии авторы большинства работ не дают суммарной, обобщенной картины охвата пластов выработкой по разрезу ($K_{рт}$), не анализируют ФЭС работающих и неработающих пропластков. Отсутствуют рекомендации по интенсификации добычи из последних.

В неудовлетворительном виде зачастую представляется анализ фактической эффективности ГТМ, выполненных на скважинах (ГРП, ОПЗ, МУНы и т.д.). Как правило, в работах отсутствуют помесечные графики (или табличные данные) показателей за период 3-6 месяцев до- и после проведения ГТМ ($q_n, q_{ж}, f_v$).

Совмещение дат проведения работ (приведение их к одной ординате) по всей группе обработанных скважин позволяет наглядно представить основные усредненные показатели эффективности работ (кратность ГРП и т.д.). К сожалению, исполнители таких графиков, часто, не приводят.

В большинстве работ, авторы слабо используют опыт разработки соседних месторождений. Не приводятся геологические параметры объектов-аналогов и результаты их эксплуатации. В первую очередь, они были бы весьма интересны для сложных аномальных объектов: пласты Ю₀, абалакская свита (ЮК₁), Ю₂, ачимовская толща и др.

В заключение раздела некоторые авторы не могут четко сформулировать ключевые, обобщающие выводы об основных проблемах текущего этапа разработки месторождения. Отсюда не ясно, что делать с месторождением дальше.

- **Фильтрационные модели пластов (ФМП)**

Абсолютное большинство проектных организаций, представлявших работы на рассмотрение ТО ЦКР по ХМАО, используют для гидродинамического моделирования отечественный программный комплекс "Техсхема" (авт. В.П. Майер, Ю.Е. Батулин – г. Тюмень). Однако не все авторы делают это на высоком уровне.

Многие работы отличаются слабым уровнем представления созданных ФМП, а также неясностью, как фактически использовались они при проектировании разработки.

Обычно в работах отсутствует графическое отображение моделируемой сеточной области на карте объекта (в плане).

Иногда проектанты проводят границу моделируемой области непосредственно почти по внешнему контуру нефтеносности (см. Толумское месторождение на Дорожном Л.У., исп. ООО "Сибтехнефть, 2002г.; Мыхлорское месторождение, исп. "Синко", 2003г. и др.).

Это делает модель недостоверной по прогнозу энергетики залежей и дебитов скважин, т.к. объем и влияние законтурной области в модели представлены неправильно.

Во многих работах отсутствуют используемые в расчетах кривые относительных фазовых проницаемостей (ОФП). Если приводятся экспериментальные диаграммы ОФП, то не указывается, как они модифицированы для использования их в моделях.

Применение ошибочных ОФП может вызвать нелогичное изменение дебита жидкости ($q_{ж}$). Например, в документе "НижневартовскНИПИнефть", 2003г. по Верхне-Черногорскому месторождению $q_{ж}$ за 10 лет по пласту ЮВ₁ возрастает более, чем в 5 раз – с 25 до 127 т/сут, что практически невозможно. В ряде работ ТФ "СургутНИПИнефть", 2002г., максимальный уровень добычи жидкости достигается в последний год разработки. В основном, это следствие ошибочно принятых ОФП.

Иногда в моделях пластов неправильно интерполируются значения $\beta_{нн}$ и $\alpha_{он}$ в крайних и водонефтяных зонах залежей.

Авторы, использующие сложные зарубежные программные комплексы моделирования, часто не могут даже приблизительно прокомментировать, как в модели учтена прерывистость пластов, т.е. какова зависимость $K_{охв} - f$ (ПСС). Это приводит к завышению КИН в пользу редких сеток, что в конечном итоге, ущемляет интересы государства. Такие зависимости обязательно должны пригодиться в явном виде во всех проектных документах, невзирая на уверения авторов, что в моделях у них все это учтено.

В проектных документах не всегда внятно представляются результаты поскважинной адаптации модели к истории по накопленной добыче нефти и воды, а также энергетика скважин ($P_{пл}$, $P_{заб}$). Обычно авторы ограничиваются общей картиной в целом по залежи. Но этого явно недостаточно для проверки правильности модели.

В неудовлетворительном виде представляются результаты конкретного использования созданных моделей для проектирования разработки. Авторами не представляются поля пластовых давлений на различные даты прогноза, картина выработанности запасов по разрезу по отдельным пластам, составляющим эксплуатационный объект. Особенно здесь интересуют пласты, представленные низкопроницаемыми коллекторами (НПК). Часто карты остаточных запасов нефти представляются в виде, трудном для понимания, а карты подвижных текущих (остаточных) запасов вообще не строятся. Отсутствуют эти данные и на последний год разработки.

Отдельные проектанты ("ЮганскНИПИнефть", Южно-Киньяминское месторождение, 2003г.) используют в своих работах устаревшие двумерные модели, неприемлемые для

моделирования сложных многослойных пластов, требующих современного трехмерного моделирования. Представляется, что заказчик работ (в данном случае ОАО "Сургутгазпром") должен иметь полное представление о том, на каких программных продуктах работает исполнитель.

Таким образом, картина выработки запасов УВ из сложных объектов в динамике с использованием 3-х мерного моделирования требует существенно более адекватного, в т.ч. и графического представления.

- **Выделение эксплуатационных объектов (ЭО)**

В проектных документах, представляемых на рассмотрение ТО ЦКР по ХМАО, обоснование выделения ЭО, как правило, осуществляется весьма слабо, а точнее сказать, непрофессионально.

В основной массе документов авторы вообще не рассматривают технико-экономические варианты самостоятельной разработки отдельных пластов, входящих в состав какого-либо горизонта или ЭО.

Авторы большинства документов даже не рассчитывают в работах примерные удельные НИЗ нефти на 1 скважину при различном подходе к разработке пластов в зависимости от h_n и ПСС. А такие данные весьма важны для понимания обоснованности оптимального выделения ЭО.

К настоящему времени из документов по месторождениям ХМАО практически исчезли весьма перспективные варианты, предусматривающие отдельную закачку воды в нагнетательные скважины при совместной добыче нефти в добывающих скважинах, особо в мощных продуктивных разрезах.

Например, на Приобском месторождении (правобережная часть) единым фильтром совместно разрабатывается большая нефтенасыщенная толща пластов АС₁₀, АС₁₁ и АС₁₂ (до 50-60 и более метров), различающихся по проницаемости в конкретных скважинах в 10 и более раз.

Общеизвестно, и это показывает моделирование (если правильно задать охват и ФЕС), что объединение пластов с подобным соотношением ФЕС снижает конечный КИН на несколько "пунктов" (иногда до 10 и более). Причем теряются здесь, большей частью безвозвратно, запасы нефти по плохим пластам (типа АС₁₂).

Раздельная же разработка таких пластов способна значительно увеличить конечный КИН и дополнительно прирастить многие десятки млн. тонн извлекаемых запасов нефти. Это равносильно открытию и вводу в разработку нового крупного месторождения в освоенном районе.

ТО ЦКР по ХМАО настоятельно рекомендуется обратить на проблему оптимального выделения ЭО на нефтяных месторождениях округа более пристальное внимание.

- **Технологические варианты разработки**

Основные требования, предъявляемые экспертизой к рассматриваемым вариантам разработки, следующие:

- количество вариантов должно быть достаточным для выбора оптимального;
- варианты должны ощутимо отличаться друг от друга по ключевым параметрам (ПСС, количество скважин, система воздействия, режим разработки и т.д.);
- рекомендуемая система разработки (рядная, площадные и др.), в конечном итоге, должна соответствовать геологической характеристике объекта (прерывистость, проницаемость, гидропроводность и др.)

В некоторых работах, например Сибниинп (Западно-Ермаковское, Чехлонейское месторождения, 2003г.) вместо приемлемого набора действительно серьезных вариантов представлялись, так называемые, "псевдоварианты". Последние отличаются друг от друга лишь небольшими, "косметическими" объемами ГТМ (практически без бурения новых скважин).

Другие авторы (ООО "Тандем", Западно-Угутское, 2002г., Тагайское, 2003г. месторождения) наоборот рассматривают чрезмерно разреженные интервалы ПСС – 12,5; 25; 50; 100 га/скв. Опытному проектировщику совершенно очевидно (даже судя по величине удельного НИЗ нефти на 1 скважину), что сетки 12,5 и 100 га/скв. здесь явно лишние и при выборе рациональной ПСС не играют никакой роли. В настоящее время они вообще в ХМАО нигде не применяются. Более же значимый для практики интервал –25-50 га/скв., требует дополнительного проведения расчетов по промежуточным сеткам ~ 30 и 40 га/скв. Однако авторы на рассмотрение ТО ЦКР по ХМАО этих необходимых расчетов не представили и не нашли, таким образом, действительно рационального варианта разработки.

Другие замечания авторам по набору вариантов разработки следующие:

- как правило, не рассчитывается вариант разработки залежей на естественном режиме (без ППД), а ведь это своеобразный "нулевой" вариант;
- не приводится вариант разработки залежи нефти с заводнением, но без применения методов интенсификации разработки (ГРП, ОПЗ, ГС и др.). Это "базовый" вариант;
- не представляются технологические показатели эксплуатации отдельно по ГС и многозобойным скважинам (МЗС) в вариантах с ГС и МЗС, в связи с чем комиссии не видна их эффективность;

- не рассматриваются варианты разработки залежей при различных $P_{заб}$ (в т.ч. со снижением $P_{заб}$ на 15-20% ниже $P_{нас}$). Отсутствие этих вариантов характерно практически для всех документов ТФ "СургутНИПИнефть";
- многие исполнители (кроме ТФ "СургутНИПИнефть"), как правило, вообще не прорабатывают новые, усовершенствованные, комбинированные технологии разработки низкопроницаемых коллекторов, в первую очередь, с применением за-резки боковых стволов.

Часто отсутствует регламентная таблица П.3.8 – параметры для проектирования. Бывает, что исполнители исследуют в документах явно надуманные, заведомо проигрыш-ные, неработоспособные системы разработки. Так, "ЮганскНИПИнефть" по Южно-Киняминскому месторождению в 2003г. представил к рассмотрению экзотическую 2-х рядную систему разработки для пласта Ю₁ с большой площадью нефтеносности. Между тем их неконкурентоспособность учеными установлена многие десятилетия назад, на практике они нигде не применялись. Зачем изобретать "велосипед"?

Ярким примером явного несоответствия предлагаемой проектантами системы разра-ботки и геологической характеристики объекта может служить Яхлинское месторождение (см. работу ООО "Сибтехнефть", 2001г.). На объект ЮК₂₋₆ уже пробурено 78 скважин, средний дебит нефти крайне низкий – 1,4 т/сут, жидкости – 3,6 т/сут. Продуктивные пла-сты отличаются очень низкой проницаемостью – 1-7 мД*). То есть, месторождение вооб-ще фактически не работает из-за плохих характеристик коллекторов.

Что же предложили авторы для реанимации этого "мертвого" месторождения? Прак-тически ничего. В документе рекомендовано организовать лишь некое ("мифическое") из-бирательное воздействие с недопустимо высоким для НПК соотношением добывающих и нагнетательных скважин: по пласту Ю₂₋₃ – 5,8; по пласту Ю₄ – 6,3 (!) и при расстоянии от очага до части добывающих скважин 700-800 м и более. По-русски это называется "мерт-вому припарки".

Студенту ясно, что эти проектные решения, на которых, кстати, горячо настаивали как сами проектанты, так и специалисты ТПП "Урайнефтегаз", ни к какой реанимации месторождения не приведут, а только затянут на несколько лет внедрение действительно эффективных подходов. Последние же, несомненно, существуют. Эксперт говорил о них на заседании ТО ЦКР по ХМАО.

Таким образом, исполнителям проектных документов рекомендуется значительно расширить круг рассматриваемых технологий, вариантов разработки и более тщательно прорабатывать эффекты от новых технологий (ГТМ, МУН, снижения $P_{заб}$ и др.).

*) Автор статьи вполне солидарен с предложением профессора С.Н.Закирова об отказе от единиц системы СИ в отечественной геологии и разработке. Например, проницаемость следует приводить не в [мкм²], а в [мДарси] и т.д. Даже в передовой зарубежной печати США (см. журнал "Oil and Gas") используют размерность в мД, а не в мкм². Этот момент следует учесть в новой редакции РД по проектированию.

• **Технологические показатели разработки**

Несмотря на то, что РД по проектированию в динамике ограничивает период расчета технологических показателей 30-ю годами (а далее по периодам), в ППЭ – 20-ю годами, на практике лучше их представлять в динамике за весь технологический срок (до 98% -ной обводненности или года достижения предельного минимального дебита по нефти 1 т/сут). Примерно такой подход реализован в работах ТФ "СургутНИПИнефть".

Это позволяет сразу выявить некоторые гипотетические нежизнеспособные варианты разработки со сроками извлечения утвержденных запасов 100-200 лет.

Если месторождение состоит из нескольких залежей, то показатели следует рассчитывать по каждой залежи в отдельности. Не все проектанты это знают (см. работу, например, ООО "Тандем" по Тагайскому месторождению, 2003г.) и показатели дают только в целом по месторождению. Для проектирования обустройства этого недостаточно.

Было бы правильно, если бы авторы приводили также показатели разработки раздельно по категориям BC_1 и C_2 . Иногда, на многопластовых месторождениях, их разделение может быть затруднено, но с некоторыми допущениями оно все же возможно.

Если участок пробной эксплуатации (УПЭ) "вырезается" из варианта полного развития, то показатели по УПЭ должны быть приведены в динамике за период, который требует РД (20 лет). Авторы большинства работ этого не делают.

В проекте пробной эксплуатации или техсхеме опытно-промышленной разработки весьма важно представить вариант полного развития нефтедобычи по месторождению в целом, с учетом запасов всех имеющихся на государственном балансе продуктивных пластов. Как правило, при этом за базу принимают 100% запасов категории C_1 и 50% запасов категории C_2 . Во многих работах вариант на полное развитие рассчитывается недостаточно обоснованно.

В документах весьма важно планировать технологически реальные сроки разбуривания месторождения. В этом смысле есть и другие примеры. Например, Приразломное месторождение при сохранении на перспективу фактических объемов проходки будет разбуриваться еще почти 100 лет, т.е. фактически имеет место длительная консервация большого объема запасов промышленных категорий.

Технологически обоснованные, разумные сроки эксплуатационного разбуривания основного фонда обычно составляют:

	<i>Сроки</i>	<i>Темп бурения</i>
Мелкое месторождение	3-5 лет	20-30 %
Среднее месторождение	6-10 лет	10-17 %
Крупное месторождение	10-15 лет	7-10 %
Уникальное месторождение	20-30 лет	3-5 %.

Кстати, в некоторых работах авторы неправильно определяют среднюю глубину вновь буримых скважин. Чаще происходит ее завышение. Это, естественно, удорожает стоимость бурения скважин и соответственно ухудшает экономику проекта.

По рекомендуемому варианту разработки на схеме размещения скважин необходимо отобразить "ковер разбуривания" месторождения по годам. Это позволит проконтролировать обоснованность назначения таких важных показателей, как дебит новых скважин по нефти, входная обводненность и др. Пока же в большинстве проектов "ковер бурения" для месторождения проектанты вообще не представляют.

- **Нефтеотдача пластов**

Во многих проектных документах игнорируется важнейший раздел 4.3 РД по анализу расчетных КИН по вариантам разработки. Таблица П.4.9 РД о расшифровке КИН на составляющие (Квыт, Кохв, Кзав) по всем представленным вариантам в сравнении с утвержденным ГКЗ, вообще не приводится.

Это не позволяет органам государственной экспертизы контролировать обоснованность представленных проектных решений в части обеспечения полноты извлечения запасов УВ из недр. Такой подход к проектированию недопустим.

Исполнители должны помнить о том, что рекомендуемый ими вариант разработки должен обеспечивать по категории АВС₁ извлечение утвержденных запасов и достижение утвержденного КИН. Это незыблемый постулат проектирования разработки.

- **Программа доразведки лицензионного участка**

Не во всех документах во внятном виде изложены программы доразведочных работ. Сюда относятся планы недропользователя по бурению поисковых и разведочных скважин, проведению сейсмики 2Д и 3Д, дополнительному изучению геологического строения залежей другими современными методами (ВСП, СЛБО, ТИГР ВБИ, анализ геохимии компонентов среды на поверхности, аэрокосмические технологии и т.д.).

Для многопластовых месторождений УВ желательно, чтобы проектируемые разведочные скважины были нанесены на структурные карты каждого разведываемого пласта в отдельности. Практически никто из проектантов этого не делает.

В программе доразведки не всегда указываются планируемые объемы отбора керна (пог.м), отбора глубинных проб нефти и воды из каждого пласта.

Не всегда планируемые объемы расписаны в виде графика их реализации с оценкой затрат на проведение полевых работ, обработку и интерпретацию полученных материалов, тематические исследования (исследование керна и нефтей, построение сейсмогеологических моделей пластов, подсчет запасов и т.д.).

Программа доразведки приобретет заверченный вид, если в итоге составить график прироста (и перевода) запасов в высшие (промышленные) категории, а также оценить ожидаемые удельные показатели эффективности работ по ГРП (прирост запасов на 1 скважину, на 1 м проходки и т.д.).

- **Программа ГТМ (на перспективу)**

Чаще всего указанная программа представляется в неудовлетворительном виде. Как правило, программы эти неконкретны, в них отсутствуют объемы внедрения ГТМ в динамике, не оценивается их эффективность по годам (в табличном виде). Не ясна степень влияния ГТМ на общую добычу нефти по месторождению (отсутствуют базовая добыча нефти, дополнительная добыча нефти, % доп. добычи).

Часто срок реализации программы рассчитан всего лишь на ближайшие 3-5 лет, далее ГТМ вообще не планируются. Представляется, что все эти программы должны составляться в динамике на 30-ти летний срок (кроме ППЭ и техсхем ОПР). Это позволит уточнить экономику проекта.

Нередко авторы для «вытягивания» завышенного, ошибочно утвержденного КИН, закладывают нереальные эффекты от внедрения новых технологий. Например, ТомскНИ-ПИНефть в проекте разработки Вахского месторождения запланировал получить дополнительную добычу нефти в объеме около 100 тыс.т на 1 зарезку бокового ствола. И это на поздней стадии разработки при гораздо более скромных фактических результатах эксплуатации скважин основного фонда.

Слабо, без учета особенностей геологического строения залежей планируются объемы применения ГРП. Редко проектируются и учитываются в программе ГТМ и МУН повторные ГРП. Моделирование ГРП приводится на устаревшем уровне (только по изменению $K_{\text{прод}}$), в связи с чем авторы не могут ответить на вопрос о величине полудлины трещины.

В документах практически не рассматриваются варианты с "супер-ГРП", предусматривающие большие объемы закачки пропанта – 50, 100, 200 т/скв. Зачастую (см. работы ООО «Сибтехнефть»), авторы в расчетах ограничивают рекомендуемые объемы закачки пропанта 5-6 т/скв, мотивируя это своим собственным историческим опытом. Но есть и другой опыт, в т.ч. и опубликованный в печати.

Весьма важным вопросом при разработке нефтяных залежей различного типа является установление оптимального времени начала закачки воды. Как правило, в рассматриваемых работах на созданных математических моделях пластов, это задача вообще не исследуется.

Как правило, в работах не выполняется раздел 5.8 Регламента 1996г. о практической реализации рекомендуемого варианта. Очевидно, авторы просто не знают, что в нем писать.

- **Планирование исследовательских работ по изучению месторождения**

В последнее время, благодаря требовательности ТО ЦКР по ХМАО, проектировщики стали более ответственно подходить к планированию комплекса исследовательских работ на месторождении.

Однако, не всегда приведенные программы исследования расписаны по пластам или объектам разработки, как того требует РД, т.е. они составлены лишь в целом по месторождению.

Часто представленные программы исследований имеют весьма общий вид, т.е. неконкретны. Отсюда непонятно, что потом должен контролировать Недровладелец.

Бывает, что программы (см. работы ООО «Сибтехнефть») излишне перегружены и настолько «всеобъемлющи» по набору направлений (включая бурение, добычу, ППД и т.д.), что теряют главное – геологическую направленность и конкретность, т.е. в конечном итоге, свой смысл.

- **Технические вопросы**

Бурение скважин

- не приводятся профили буримых скважин;
- не обосновываются принятые предельные отходы забоя оси скважины;
- предлагаются устаревшие рецептуры буровых растворов;
- не указывают плотность бурового раствора при вскрытии продуктивного пласта;
- не учитывают (в ряде случаев) сильно сниженные $R_{пл}$ (в залежах, разрабатываемых без ППД) при планировании бурения новых соседних (уплотняющих) скважин;
- отсутствуют данные о скин-факторе пробуренных скважин;
- отсутствуют требования и рекомендации по бурению ГС (и осуществлению ЗВС) в то время как это предусмотрено технологическим вариантом;
- рекомендация по применению в добывающих и нагнетательных скважинах технологически устаревшей 146мм эксплуатационной колонны. Желательно – 168мм, а иногда и более;
- нередко направление горизонтальной части ствола совершенно не стыкуется с местоположением кустовых площадок.

Способы эксплуатации скважин

- отсутствует анализ режимов эксплуатации пробуренных добывающих скважин ($P_{пл}$, $P_{заб}$, ΔP , $H_{дин}$ и т.д.) и причины их ремонтов;
- отсутствуют рекомендации по оптимизации работы глубиннонасосного оборудования в добывающих скважинах, а также предполагаемая эффективность этих работ (дополнительная добыча нефти, т/сут);
- по специальным программам диагностики не проводится компьютерный анализ соответствия применяемого оборудования добывным возможностям скважин (по $K_{прод}$, газосодержанию на приеме насоса и т.д.);
- отсутствуют регламентные таблицы по ТТДН.

Борьба с осложнениями при эксплуатации скважин

Во многих работах вообще отсутствуют какие-либо рекомендации по борьбе с отложениями парафина, солей, выносом механических примесей, а также с коррозией труб и нефтепромыслового оборудования.

Система ППД

- не всегда рассматривается в динамике баланс типов закачиваемых вод (пресная, сеноманская, подтоварная);
- отсутствует рекомендуемая величина устьевого давления закачки в нагнетательных скважинах;
- рекомендация по устаревшим (но, к сожалению, ныне еще действующим) инструкциям завышенных величин содержания ТВВ и нефтепродуктов в закачиваемой воде;
- отсутствие сколь-нибудь серьезной проработки целесообразности высокой очистки закачиваемой воды для особо низкопроницаемых (менее 5 мД) коллекторов.

• Экологические вопросы

В недостаточно полном виде в проектах приводится раздел с рекомендациями по охране недр.

Не формулируются задачи по осуществлению мониторинга ранее (иногда десятилетия назад) пробуренных (но не ликвидированных) разведочных скважин, находящихся на территории лицензионного участка.

В целом в рассматриваемых работах раздел «Экология» носит, чаще всего, декларативный характер. На это есть и объективные причины: как правило, еще отсутствует проект обустройства.

Отдельные исполнители допускают плагиат, попросту переписывая раздел «Экология» из предыдущего документа, почти «слово в слово», но без каких-либо ссылок (см. работы Сибниинп, 2003г. по Западно-Ермаковскому и Чехлонейскому месторождениям).

Таким образом, присваивается чужая интеллектуальная собственность. К сожалению, подобное копирование (без ссылок) достаточно распространенное явление в практике проектирования разработки нефтяных месторождений Тюменского региона.

- **Экономика проекта**

Замечания к экономической оценке проектов разработки будут рассмотрены в рамках отдельной статьи.

- **Уровень презентаций**

Нередко качество демонстрационных материалов, представленных авторами работ, на заседания ТО ЦКР по ХМАО, неудовлетворительное. Авторы забывают, что презентация является важнейшим завершающим этапом выполнения работы и требует специальной, целенаправленной подготовки.

В заключение, автор статьи выражает надежду, что сделанные в ней замечания окажутся полезными для специалистов, занимающихся составлением проектных документов по разработке нефтяных месторождений на территории ХМАО.

Подпись автора:

А.Н.Янин

Сведения об авторе:

Янин Анатолий Николаевич, директор ООО «ГЭРМ» («Технологии эффективной разработки месторождений»), специалист по разработке нефтяных месторождений с 30-летним стажем. Член ТО ЦКР по ХМАО, эксперт ТО ЦКР.

Адрес ООО «ГЭРМ»: 625000, г. Тюмень, ул. Советская, 54, офис 502,
Тел.25-13-80, факс 49-13-66, E-mail: term@tmn.ru