

**"О левом и правом уклоне" в нефтедобыче**  
**/ Каковы должны быть объективно допустимые отклонения**  
**фактической добычи нефти от проектной**  
**при разработке нефтяных месторождений России / \*)**

**Анатолий Янин**

В последнее время проблема установления допустимых расхождений фактических и проектных показателей разработки нефтяных месторождений, в силу ряда известных причин, приобрела особую остроту. Несмотря на это, в периодичной и научно-технической печати эта проблема практически не обсуждается. Ситуация вызывает немалое удивление, т.к. замалчивание проблемы не идет на пользу делу.

Цель публикации – обозначить рациональные отклонения ключевого показателя разработки – фактической добычи нефти от проектной, которые соответствовали бы современным условиям функционирования нефтедобывающей отрасли России. Они должны быть приемлемы – как для государства, так и для различных недропользователей, представляющих крупный, средний и мелкий бизнес.

Ключевые вопросы: откуда взялись действующие нормативы отклонения и насколько они технологически объективны?

Отметим, что применяемым в настоящее время нормативам допустимых отклонений фактических показателей разработки от проектных, присущи следующие недостатки:

- Слабая обоснованность, а зачастую – надуманность этих нормативов;
- Чрезмерная и неоправданно "жесткая" минимизация величин отклонений;
- Отрыв их от реальной практики нефтедобычи в России, в особенности из мелких месторождений;
- Нелогичность набора исходных параметров, берущихся за базу при назначении нормативных отклонений (например, при чем здесь геологические запасы?);
- Явное их несоответствие научно обоснованным погрешностям при подсчете запасов нефти, а также построении самых современных трехмерных цифровых геолого-гидродинамических моделей месторождений углеводородов.

Таким образом, совершенно очевидно, что действующие в отрасли нормативы отклонений требуют немедленного пересмотра и внесения их во вновь формируемые ключевые нормативные документы, регламентирующие нефтедобычу ("Правила разработки", "Правила охраны недр" и др.).

Специалисты отрасли прекрасно знают, что используемые сейчас величины нормативов отклонений были приняты ранее, в период, когда еще не существовало той системы (практики) наказания нефтедобывающих предприятий за превышение допустимых отклонений.

Ныне ситуация кардинально изменилась и выходящий за пределы установленных отклонений недобор (перебор) проектной добычи нефти может стать основанием для известных неприятностей, как для добывающего предприятия, так и для его руководства.

В этих условиях задача своевременного пересмотра устаревших, изживших себя, "надуманных" нормативов и назначение более объективных, реалистичных величин этих отклонений, становится чрезвычайно актуальной для нефтяной промышленности России.

---

\*) Автор статьи не является лоббистом нефтедобывающих компаний и излагает собственное воззрение на рассматриваемую проблему, основанное исключительно на технологических позициях

В противном случае, Центральную комиссию по разработке месторождений углеводородного сырья Федерального агентства по недропользованию "Роснедра" и ее территориальные отделения захлестнет (уже захлестывает) бумажный вал преждевременно, по сути дела, пересоставляемых проектных документов, с перспективой рассмотрения на комиссии каждого месторождения – по 2-3 раза в год.

Между тем, в дореформенные времена считалось правилом, чтобы утвержденный проектный документ на разработку нефтяного месторождения "жил" – не менее 5 лет. Сейчас указанный срок сократился в 2-3 раза и это не предел. (Вспоминается русская народная поговорка: "Шей да пори, не будет простой поры".) Есть ли смысл "пороть"? Ответ – чаще отрицательный.

На самом деле, текущее состояние разработки многих нефтяных месторождений России этого лихорадочного пересоставления проектных документов, чаще всего, – не требует. Исходя из этого, необходимо лишь законодательно утвердить новые, научно обоснованные нормативы отклонений показателей фактического состояния разработки от проектного и ситуация в отрасли в значительной степени поправится в лучшую сторону, т.е. станет нормальной.

Напомним, что в настоящее время в России существует четыре основных источника, санкционирующих величины отклонений фактических показателей разработки от проектных:

1. "Правила охраны недр" (утвержденные Постановлением Госгортехнадзора РФ №71 от 06.06.2003г.). Эти "Правила..." устанавливают единое, максимально допустимое  $\pm 10\%$ -ное отклонение для всех видов нефтяных месторождений. Специалисты-нефтяники убеждены, что указанная норма необоснованно ужесточена, нереалистична, никак не учитывает различие нефтяных месторождений по размерам, запасам, уровню добычи нефти, фонду скважин, стадиям разработки и т.д. Кроме того, эта необычайно "жесткая" норма была введена "сверху" в одностороннем порядке, без какого-либо обсуждения с представителями нефтяных компаний и согласования с Центральной Комиссией по разработке бывшего Минэнерго (ЦКР МЭ).
2. Нормативы допустимых отклонений, приведенные в протоколе ЦКР МЭ №2995 от 29.05.2003г. – "О состояниях и мерах по совершенствованию проектирования разработки нефтяных и газонефтяных месторождений", дифференцированы в зависимости от величины геологических запасов месторождений, следующим образом:

Геологические запасы нефти по месторождению	Допустимое отклонение	Ориентировочные извлекаемые запасы нефти (оценка автора статьи)
До 1 млн.т	– $\pm 15\%$	до 0,350 млн.т
От 1 до 50 млн.т	– $\pm 12\%$	0,35-17,5 млн.т
От 50 до 100 млн.т	– $\pm 7\%$	17,5-35,0 млн.т
Более 100 млн.т	– $\pm 3\%$	более 35 млн.т

По указанным действующим нормативам имеются следующие принципиальные замечания:

- а) Совершенно очевидно, что величина геологических запасов нефти (ни начальных, ни текущих) не может быть положена в основу при назначении допустимых отклонений фактических отборов нефти от проектных. На протяжении значительной части периода жизнедеятельности месторождения величины текущей добычи нефти и геологических запасов вообще плохо или никак не

коррелируются друг с другом, т.е. как базовый – этот параметр абсолютно неприемлем для назначения нормативных отклонений.

- б) Спектр рассмотренных групп геологических запасов в протоколе ЦКР – очень узок и неоправданно смещен в область малых запасов. Если для этих геологических запасов принять коэффициент нефтеизвлечения – 0,35, то в одну (четвертую) группу в ранжировке ЦКР попадают одновременно и средние и крупные и уникальные месторождения (по классификации начальных извлекаемых запасов, принятой Государственной Комиссией по запасам Министерства природных ресурсов России). Таким образом, представленные группы месторождений по величине геологических запасов, выделены явно неудачно.
- в) Указанные нормативы ЦКР, 2003г. также чрезмерно "жесткие" (особенно нереальны –  $\pm 3\%$ ) и часто ставят недропользователей, как крупных, так и мелких месторождений, в сложные условия. При годовой добыче, например, в 10 млн.т/год, "разрешенное" ЦКР отклонение не превышает 300 тыс.т/год. "Коридор" допустимой при этом добычи нефти – от 9,7 до 10,3 млн.т – явно мал. Предприятие попросту не может динамично и устойчиво работать в таком узком допустимом коридоре сколь-нибудь продолжительный период времени.
- г) Назначение предельных отклонений "дискретно", а именно, по четырем фиксированным группам, делает месторождения, находящиеся на границах групп ("слева" и "справа") – "неравноправными" по разрешенной величине отклонения в абсолютном выражении (тыст/год).

Отсюда следует весьма принципиальный вывод о том, что допустимые отклонения в нефтедобыче должны назначаться не "дискретно", "котловым" способом, по группам месторождений (в данном случае обладающим различными запасами), а рассчитывать их надо непосредственно для каждого месторождения, на базе конкретных его характеристик.

- 3. В наиболее "продвинутом" нефтедобывающем районе страны – ХМАО Тюменской области в течение 2003-2005гг. имел хождение собственный региональный предварительный стандарт ПС 153-39.0-147-2003 "Организация мониторинга разработки нефтяных и газонефтяных месторождений на территории ХМАО". Стандарт был введен в действие приказом Министра МЭ №246 от 21.06.2003г. – сроком на 2 года.

Данный стандарт предусматривал установление допустимых отклонений фактических показателей разработки от проектных по месторождениям региона, в зависимости от величины их извлекаемых запасов нефти:

Мелкие (до 15 млн.т)	–	$\pm 15\%$ ;
Средние (от 15 до 60 млн.т)	–	$\pm 10\%$ ;
Крупные (от 60 до 300 млн.т)	–	$\pm 5\%$ .

Видно, что указанные нормативы чуть более лояльны к недропользователям, но они также трудновыполнимы на практике, как и все предыдущие.

Кроме того, привязка отклонений добычи нефти опять-таки к объему запасов (даже извлекаемых) – малобоснованна, т.к. плохо сочетается с фактическими результатами эксплуатации многих нефтяных месторождений, особенно в поздней стадии.

Эти нормы, применявшиеся на практике в ХМАО в 2003-2005гг., сейчас также не могут расцениваться как сколь-нибудь приемлемые и требуют обязательного пересмотра.

4. Наконец, наиболее свежий, санкционирующий отходы от проекта, протокол ЦКР "Роснедра" №3362 от 21.04.2005г. "О совершенствовании проектного обеспечения разработки нефтяных и газонефтяных месторождений", установил гораздо более реалистичную для нефтедобывающих компаний предельную норму отклонения фактических показателей от проектных – на уровне  $\pm 20\%$ . Этот единый для всех месторождений норматив сейчас можно рассматривать как – "меньшее из всех зол". К сожалению, не все контролирующие органы его признают, и совершенно напрасно.

Тем не менее, и эта норма также должна быть пересмотрена, т.к. она вообще не учитывает колоссальные различия эксплуатируемых в России месторождений – по размерам, запасам, текущим фактическим показателям, стадиям разработки и другим параметрам.

Специалистам видно, что эта единая 20 %-ная норма ставит в необоснованно привилегированное положение крупные и уникальные месторождения (Самотлор, Приобское и др.) за счет предоставления им чрезмерно широкого допустимого коридора технологических показателей. Например, для месторождения с годовой добычей нефти в 20 млн.т/год, допустимое, согласно Протокола ЦКР №3362, отклонение по уровню годовой добычи нефти, составляет  $\pm 4$  млн.т, при разрешенном "коридоре" уровней добычи – от 16 до 24 млн.т. С таким размахом "свободного предпринимательства" на месторождениях, составляющих национальное достояние России, вряд ли можно согласиться.

В то же время, для мелких и очень мелких месторождений даже 20%-ное нормативное отклонение, как показывает практика, часто бывает явно недостаточным для нормального функционирования предприятия в рамках одного стабильного документа. (Отметим, что частое и непрерывное "перепроектирование", с целью переутверждения технологических показателей – требует средств. Для малых компаний – это накладно. 100 тыс.долларов – тоже деньги.)

Таким образом, и эта последняя норма из Протокола ЦКР №3362 объективно должна быть уточнена и дифференцирована для различных типов нефтяных месторождений.

Напомним тот факт, что на заседании ЦКР МЭ 29.05.2003г. главный геолог ОАО "Сургутнефтегаз" Н.Я.Медведев предлагал установить для мелких месторождений с запасами < 10 млн.т нормативное отклонение в пределах  $\pm 50\%$  (см.табл.1). И для этого были достаточно веские основания геолого-технологического и организационного характера.

Таблица 1

Варианты допустимых отклонений годовой добычи нефти от проектной  
(из различных источников)

Протокол ЦКР МЭ, №2995 от 29.05.2003г.		Предложение Н.Я.Медведева * (ОАО "Сургутнефтегаз")		Предложение Р.Р.Ибатуллина * (ОАО ТатНИПИнефть")		Согласно стандарту ХМАО ПС 153-39.0-147-2003	
Геологические запасы, млн.т	Отклонение, $\pm\%$	Текущие запасы, млн.т	Отклонение, $\pm\%$	Запасы, млн.т	Отклонение, $\pm\%$	Извлекаемые запасы, млн.т	Отклонение, $\pm\%$
До 1 млн.	$\pm 15$	До 10	$\pm 50$	До 1 млн.	$\pm 20$		
1-50	$\pm 12$	10-30	$\pm 20$	1-50	$\pm 15$	До 15	$\pm 15$
		30-50	$\pm 15$				
50-100	$\pm 7$	50-100	$\pm 12$	50-100	$\pm 10$	15-60	$\pm 10$
Более 100	$\pm 3$	Более 100	$\pm 10$	Более 100	$\pm 5$	60-300	$\pm 5$

\*) Из выступлений этих специалистов на заседании ЦКР МЭ в г.Москве, 29.05.2003г.

При назначении величин допустимых отклонений параметров разработки от проектных нельзя не учитывать (хоть и не напрямую) существующую всегда неопределенность (неточность) оценки величин как геологических, так и извлекаемых запасов нефти. Эта неточность сильно зависит от размеров месторождения, плотности сетки эксплуатационных скважин, равномерности их размещения на площади месторождения, объема проведенных исследовательских работ, стадии разработки месторождения и многих других факторов. Причем, известно, что достигаемая точность оценки извлекаемых запасов нефти всегда несколько ниже, чем геологических запасов.

В широко известных, классических работах А.Я.Фурсова (ОАО "ВНИИнефть") установлено, что по месторождениям, разбуренным эксплуатационной сеткой, погрешность оценки начальных извлекаемых запасов (НИЗ) существенным образом зависит от размеров месторождений и объема их начальных геологических запасов (НГЗ) нефти – см.табл.2:

Таблица 2

Геологические запасы нефти по месторождению, млн.т	Погрешность определения извлекаемых запасов нефти, %
До 10	± 35 - 25
От 10 до 50	± 25 - 10
От 50 до 300	± 10 - 5
Более 300	Нет данных

Обращаясь к истории отрасли, А.Я.Фурсов приводит весьма интересные оценки погрешности подсчета извлекаемых запасов нефти промышленных категорий (А, В, С<sub>1</sub>), полученные высокопрофессиональными учеными-геологами предыдущего (50-60<sup>х</sup> годы XX века) поколения – М.В.Амбровичем, А.А. Трофимуком и Е.Ф.Фроловым:

Категория А – ±10 %  
 Категория В – ±25-30 %  
 Категория С<sub>1</sub> – ±~50 %

Согласно их оценкам, запасы эти имеют весьма значительную погрешность. Ее непременно следует учитывать при планировании добычи нефти и ее отклонения от проекта.

Кроме того, А.Я.Фурсовым отмечается важная (но неблагоприятная) закономерность, касающаяся "дрейфа" степени точности определения остаточных извлекаемых запасов (ОИЗ) нефти во времени. А именно: с течением времени погрешность оценки ОИЗ, особенно после перехода месторождений в III-IV стадии разработки – существенно возрастает. В итоге, она может даже превысить уровень погрешности подсчета запасов, имевший место на начало разработки.

Однако, все указанные выше факторы должным образом не учитываются в существующих в России инструкциях и протоколах, устанавливающих предельные отклонения уровней добычи нефти от проектных.

При назначении допустимых отклонений небезынтересно взглянуть и на фактическую картину распределения разрабатываемых месторождений по величине главного контролируемого государственными органами показателя – уровня годовой добычи нефти. Как правило, субъектом контроля нефтедобычи является именно отдельное месторождение (или часть месторождения, расположенная на отдельном лицензионном участке). Сколько же имеется мелких, средних и крупных месторождений?

Например, по основному нефтедобывающему региону страны – ХМАО Тюменской области, в 2004г. по ранжировке месторождений существовала следующая ситуация:

уровень добычи нефти менее 100 тыс.т/год имела ~ 1/3 часть от общего числа разрабатываемых месторождений, менее 500 тыс.т/год – 2/3 месторождений, менее 1,0 млн.т/год – около 80% от числа разрабатываемых месторождений.

Если распространить эту закономерность на всю нефтедобывающую отрасль, можно осторожно предположить, что количество месторождений с уровнем годовой добычи нефти – менее 500 тыс.т/год составит порядка 1 тысячи, причем более 500 месторождений из них характеризуются уровнем годовой добычи нефти – менее 100 тыс.т/год.

(Попутно отметим для любопытных любителей нефтепромысловой статистики, что в структуре числа эксплуатируемых месторождений в ХМАО и доле их годовой добычи нефти в 2003-2004гг., весьма точно выполнялся известный "закон Парето", а именно – 80 % от объема суммарной годовой добычи по ХМАО обеспечивали – лишь 20 % от числа разрабатываемых месторождений.)

Таким образом, принципиально важно то, что количество именно мелких месторождений в стране абсолютно преобладает и насчитывает многие сотни. Для этих мелких месторождений уровень допустимого отклонения от проекта, несомненно, должен быть значительно выше, чем по средним и крупным. По нашей оценке это отклонение объективно должно составлять, как минимум  $\pm 30\%$ .

**Особо подчеркнем, что единственным показателем, для которого ведутся все рассуждения в данной публикации, является исключительно годовая добыча нефти.** Допустимые отклонения других важнейших технологических показателей разработки (фонд скважин, добыча жидкости, закачка воды, дебиты, коэффициент нефтеизвлечения и др.) – здесь вообще не рассматриваются, т.к. это отдельная тема.

Согласно проработкам автора статьи, базирующимся на многолетнем опыте работы в территориальном отделении ЦКР по ХМАО, допустимое (в %) отклонение текущей годовой добычи нефти от проектной по любому месторождению России вполне объективно и обоснованно можно рассчитать по следующей простой формуле:

$$\pm \Delta Q_{ni}^{\text{факт}} = \frac{297}{Q_{ni}^{\text{проект}} + 9,8}, \%$$

где:  $\pm \Delta Q_{ni}^{\text{факт}}$  – допустимое отклонение фактической годовой добычи нефти от проектной в i-й год, %;

$Q_{ni}^{\text{проект}}$  – проектная годовая добыча нефти по рассматриваемому месторождению в i-й год, млн.т/год.

Расчеты, проведенные по указанной формуле для отдельных фиксированных значений проектной годовой добычи нефти по различным месторождениям приводят к следующим результатам (см.табл.3 и рис.1): 20%-ное отклонение при рекомендуемом подходе относится к месторождениям с годовым проектным уровнем добычи нефти в 5 млн.т/год, 15 % – 10 млн.т/год, 10 % – 20 млн.т/год.

Графическое отображение допустимого "коридора" фактической годовой добычи нефти в зависимости от проектной – дано на рис.2.

Анализ рис.2, а также табл.3 показывает, что предлагаемые нормативы отклонений выглядят вполне – объективно реалистично и разумно. Они могут быть приняты контролирующими органами для осуществления проверки правильности выполнения проектных решений при разработке нефтяных месторождений.

Сравнение допустимых отклонений текущей добычи нефти от проектной по существующим (ЦКР, 2003г.) и предлагаемым нормативам

Годовая добыча нефти, млн.т год	Условно принятый темп отбора НИЗ, %	Условно принятые запасы нефти, млн.т		Допустимые отклонения в годовой добыче нефти, %	
		Извлекаемые	Геологические	Согласно протокола ЦКР, №2995 от 29.05.2003г.	Предлагаемые автором в данной публикации
Менее 0,1	12	0,833	2,38	±15	±30
1,0	10	10	28,6	±12	±25
5,0	8	62,5	179	±7	±20
10,0	6	167	476	±3	±15
20,0	4	500	1428	±3	±10

Выводы:

1. В публикации представлены новые, более объективные, чем действующие, нормативы предельно допустимых отклонений фактической добычи нефти от проектной по нефтяным месторождениям России во всем спектре их нефтедобычи.
2. Базой для установления допустимых отклонений предлагается считать такой прямой показатель, как уровень проектной годовой добычи нефти, заменяющий все другие, менее достоверные (геологические) параметры.
3. Разработанные объективные ориентиры отклонений рекомендуется включить в новые нормативные документы, составляемые в настоящее время в нефтяной отрасли.

Автор: Ан.Н.Янин  
г.Тюмень,  
24.10.2005г.

Предлагаемые новые нормативы отклонения фактической добычи нефти от проектной по нефтяным месторождениям России

Проектная годовая добыча нефти, в млн.т/год	Допустимое отклонение фактической годовой добычи нефти от проектной, в %	То же, в млн.т/год	Допустимый "коридор" фактической годовой добычи (от - до) нефти, в млн.т/год
0,025	± 30,229	± 0,008	0,017 - 0,033
0,05	± 30,152	± 0,015	0,035 - 0,065
0,075	± 30,076	± 0,023	0,052 - 0,098
0,1	± 30,000	± 0,030	0,070 - 0,130
0,15	± 29,849	± 0,045	0,105 - 0,195
0,2	± 29,700	± 0,059	0,141 - 0,259
0,25	± 29,552	± 0,074	0,176 - 0,324
0,3	± 29,406	± 0,088	0,212 - 0,388
0,35	± 29,261	± 0,102	0,248 - 0,452
0,4	± 29,118	± 0,116	0,284 - 0,516
0,45	± 28,976	± 0,130	0,320 - 0,580
0,5	± 28,835	± 0,144	0,356 - 0,644
0,6	± 28,558	± 0,171	0,429 - 0,771
0,7	± 28,286	± 0,198	0,502 - 0,898
0,8	± 28,019	± 0,224	0,576 - 1,024
0,9	± 27,757	± 0,250	0,650 - 1,150
1,0	± 27,500	± 0,275	0,725 - 1,275
1,25	± 26,878	± 0,336	0,914 - 1,586
1,5	± 26,283	± 0,394	1,106 - 1,894
1,75	± 25,714	± 0,450	1,300 - 2,200
2	± 25,169	± 0,503	1,497 - 2,503
2,5	± 24,146	± 0,604	1,896 - 3,104
3	± 23,203	± 0,696	2,304 - 3,696
3,5	± 22,331	± 0,782	2,718 - 4,282
4	± 21,522	± 0,861	3,139 - 4,861
4,5	± 20,769	± 0,935	3,565 - 5,435
5	± 20,068	± 1,003	3,997 - 6,003
5,5	± 19,412	± 1,068	4,432 - 6,568
6	± 18,797	± 1,128	4,872 - 7,128
6,5	± 18,221	± 1,184	5,316 - 7,684
7	± 17,679	± 1,238	5,763 - 8,238
7,5	± 17,168	± 1,288	6,212 - 8,788
8	± 16,685	± 1,335	6,665 - 9,335
8,5	± 16,230	± 1,380	7,120 - 9,880
9	± 15,798	± 1,422	7,578 - 10,422
9,5	± 15,389	± 1,462	8,038 - 10,962
10	± 15,000	± 1,500	8,500 - 11,500
11	± 14,279	± 1,571	9,429 - 12,571
12	± 13,624	± 1,635	10,365 - 13,635
13	± 13,026	± 1,693	11,307 - 14,693
14	± 12,479	± 1,747	12,253 - 15,747
15	± 11,976	± 1,796	13,204 - 16,796
16	± 11,512	± 1,842	14,158 - 17,842
17	± 11,082	± 1,884	15,116 - 18,884
18	± 10,683	± 1,923	16,077 - 19,923
19	± 10,313	± 1,959	17,041 - 20,959
20	± 9,966	± 1,993	18,007 - 21,993
21	± 9,643	± 2,025	18,975 - 23,025
22	± 9,340	± 2,055	19,945 - 24,055
23	± 9,055	± 2,083	20,917 - 25,083
24	± 8,787	± 2,109	21,891 - 26,109
25	± 8,534	± 2,134	22,866 - 27,134
26	± 8,296	± 2,157	23,843 - 28,157
27	± 8,071	± 2,179	24,821 - 29,179
28	± 7,857	± 2,200	25,800 - 30,200
29	± 7,655	± 2,220	26,780 - 31,220
30	± 7,462	± 2,239	27,761 - 32,239



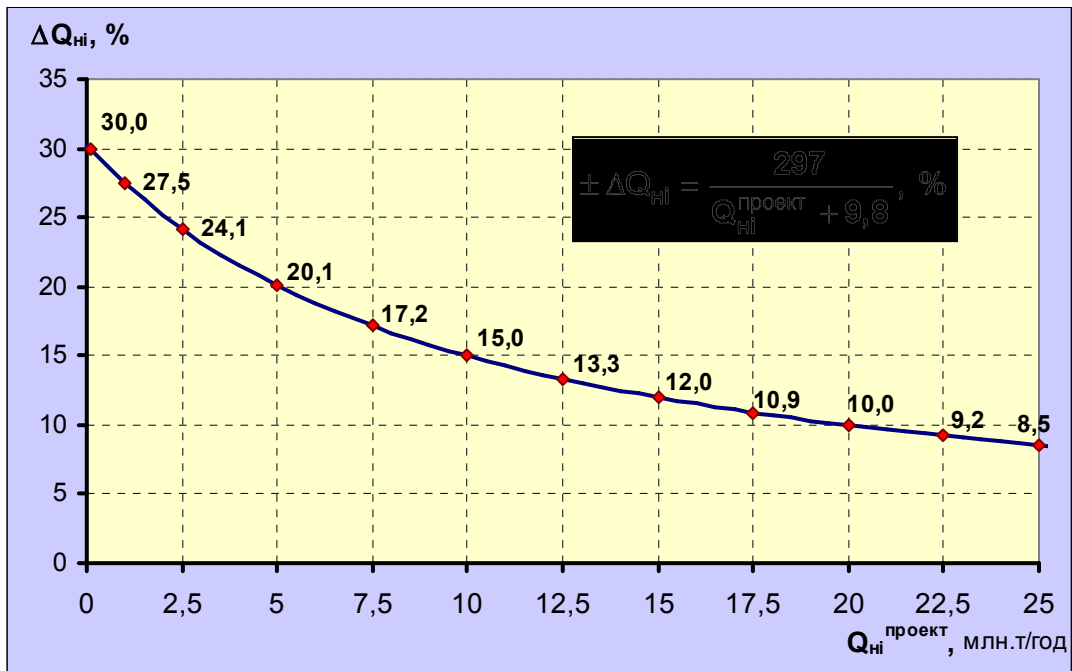


Рис.1. Предлагаемые предельно допустимые отклонения текущей фактической добычи нефти  $\pm\Delta Q_{нi}$  (в %) от проектной, в зависимости от ее проектного годового объема  $Q_{нi}^{\text{проект}}$  (в млн.т/год)

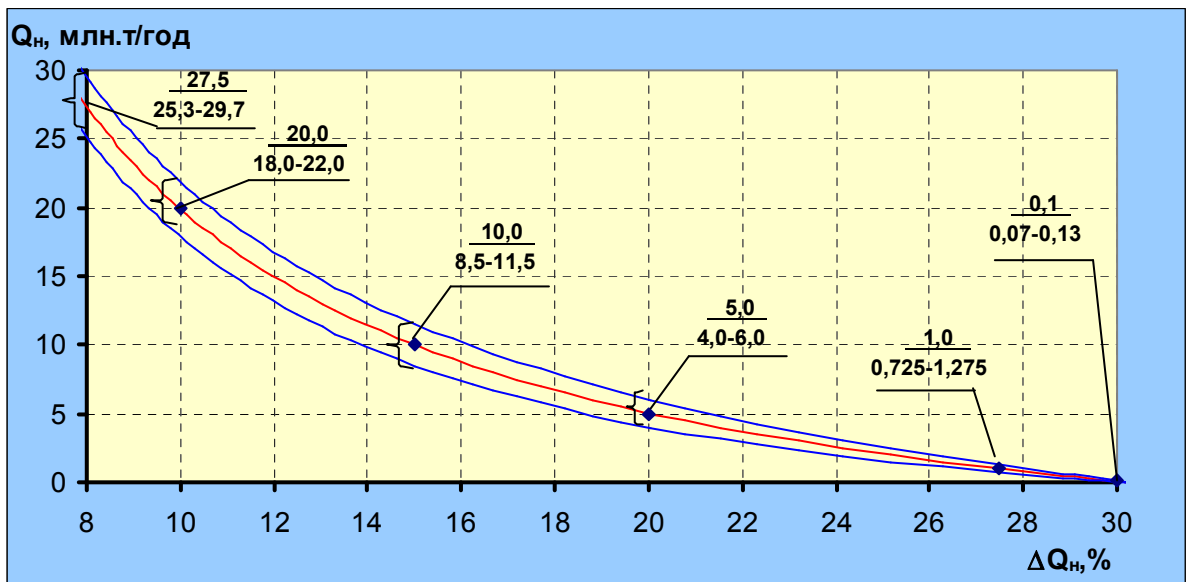


Рис.2. Сопоставление допустимого отклонения  $\pm\Delta Q_{нi}$  (в %) текущей годовой добычи нефти  $Q_{нi}$  от проектной с допустимым "коридором" добычи нефти (от – до)  $Q_{нi}$ , млн.т/год по предлагаемым интервалам

Примечание:  $\frac{10}{(8,5-11,5)}$  – числитель – проектный уровень годовой добычи нефти, млн.т/год  
 – знаменатель – допустимый интервал фактической годовой добычи нефти месторождений (от – до, млн.т/год)

## Литература

1. "Правила охраны недр", 2003г.
2. Протокол ЦКР МЭ №2995 от 29.05.2003г.
3. Предварительный стандарт ПС 153-39.0-147-2003 "Организация мониторинга разработки нефтяных и газонефтяных месторождений на территории ХМАО"., 66 стр. Авторы: Гузеев В.В., Зубарев Д.И., Толстолыткин И.П., Туров В.А., Овсий Л.И., Сутормин С.Е., Янин А.Н. (Общая редакция).
4. Протокол ЦКР "Роснедра" №3362 от 20-21.04.2005г.
5. Фурсов А.Я. "Оптимизация изученности нефтяных месторождений", – М., Недра, 1985, 210 стр.
6. "Регламент по созданию постоянно-действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений". РД 153-39.0-047-00, М., 2000, 130 стр.

\_\_\_\_\_ \*\*\* \_\_\_\_\_

## Сведения об авторе статьи:

1. **Янин Анатолий Николаевич**, специалист по разработке нефтяных месторождений, с более чем 30-летним стажем работы в нефтяной промышленности Западной Сибири.

Директор ООО "ТЭРМ" (Технологии эффективной разработки месторождений).

Член Центральной Комиссии по разработке месторождений углеводородного сырья (ЦКР "Роснедра") и ТО ЦКР по ХМАО.

Служебный адрес (для переписки): 625000, г.Тюмень, ул. Советская, д.54,  
офис 502

Телефон: служебный – (3452) 251-380; Е-mail: [Term@tmn.ru](mailto:Term@tmn.ru)  
мобильный – (3452) 745-252

Домашний адрес: 625002, г.Тюмень, ул. Немцова, д.39, кв.89.

Домашний телефон: (3452) 450-330.