

О допустимых отклонениях фактической добычи нефти от проектной при разработке нефтяных месторождений

Ан.Н.Янин (ООО "ТЭРМ")

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 широкой научно-технической печати эта проблема практически не обсуждается.

Цель статьи – установить рациональные отклонения только одного, но ключевого показателя разработки – фактической добычи нефти от проектной, которые соответствовали бы современным условиям функционирования нефтедобывающей отрасли России, были бы приемлемы – как для государства, так и для различных нефтепользователей, представляющих крупный, средний и мелкий бизнес.

Отметим, что применяемым в настоящее время нормативам допустимых отклонений фактических показателей разработки от проектных [1, 2, 3, 4] присущи следующие серьезные недостатки:

- Слабая обоснованность, а зачастую – надуманность этих нормативов;
- Чрезмерная и неоправданно "жесткая" минимизация величин отклонений;
- Отрыв их от реальной практики нефтедобычи в России из месторождений различных размеров, в особенности – мелких месторождений;
- Явное их несоответствие научно обоснованным погрешностям при подсчете запасов нефти [5, 6, 7], а также построении геолого-гидродинамических моделей месторождений УВ [8];
- Нелогичность и необоснованный набор исходных параметров, берущихся за исходную базу при назначении нормативных отклонений (например, геологические запасы и т.д.).

Таким образом, на сегодняшний день совершенно очевидно, что применяемые в отрасли нормативы отклонений требуют немедленного пересмотра и внесения во вновь формируемые ключевые нормативные документы ("Правила разработки", "Правила охраны недр" и др.).

Специалисты отрасли знают, что применяемые сейчас, согласованные величины нормативов отклонений были приняты ранее, в период, когда еще не существовало той системы (практики) наказания нефтедобывающих предприятий (НДП) за превышение допустимых отклонений, которая активно используется сейчас контролирующими органами.

Ныне ситуация кардинально изменилась и выходящий за пределы установленных отклонений недобор (перебор) проектной добычи нефти может стать основанием для известных неприятностей.

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

В противном случае, ЦКР "Роснедра" и региональные ТО ЦКР захлестнет (уже захлестывает) бумажный вал преждевременно, по сути дела, пересоставляемых проектных документов, с периодичностью рассмотрения каждого месторождения – чаще 1^{го} раза в год.

На самом же деле, практика нефтедобычи и текущее состояние разработки многих нефтяных месторождений России этого пересоставления, чаще всего, – не требуют. Необходимо лишь законодательно утвердить новые, научно обоснованные нормативы отклонений показателей фактического состояния разработки от проектных и ситуация в отрасли в значительной степени нормализуется.

В настоящее время существуют следующие 4 основных источника, в которых каким-либо образом санкционированы величины отклонений фактических показателей разработки от утвержденных, проектных:

1. "Правила охраны недр", утвержденные Постановлением Госгортехнадзора РФ №71 от 06.06.2003г., устанавливают единое, максимально допустимое – 10%-ное отклонение для всех видов нефтяных месторождений. Большинство специалистов-нефтяников считают, 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 ЦКР (бывш. Минэнерго).
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	Допустимое отклонение	Примерно соответствующие им расчетные извлекаемые запасы** (оценка Авторов статьи)
До 1 млн.т	– ± 15 %	до 0,35 млн.т
От 1 до 50 млн.т	– ± 12 %	0,35-17,5 млн.т
От 50 до 100 млн.т	– ± 7 %	17,5-35,0 млн.т
Более 100 млн.т	– ± 3 %	более 35 млн.т

По указанным 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 общего периода жизнедеятельности месторождения величины текущей добычи нефти и геологические запасы вообще плохо или никак не коррелируют друг с другом, т.е. это явно неудачный и неприемлемый базовый параметр для назначения отклонений.
- б) Спектр рассмотренных групп геологических запасов – очень узок. Если для этих геологических запасов принять КИН = 0,35, то в одну четвертую группу в ранжировке ЦКР попадают одновременно средние, крупные и уникальные месторождения (по классификации НИЗ, принятой в ГКЗ). Таким образом, представленные группы месторождений по величине геологических запасов, выделены явно неудачно.

* Начальных или текущих геологических запасов – в протоколе ЦКР, 2003г. не указано.

** При КИН = 0,35.

- 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 допустимое ЦКР отклонение не превышает 300 тыс.т/год. Коридор отклонений при этом 9,7-10,3 млн.т – явно мал. Предприятие попросту не может работать в столь узком допустимом коридоре сколь-нибудь приемлемый период времени.
- г) Назначение предельных отклонений "дискретно", а именно, по 4^м фиксированным группам делает месторождения, находящиеся на **границах групп** ("сверху" и "снизу") – "неравноправными" по разрешенной абсолютной (в тыс.т) величине отклонения.

Для конкретики рассмотрим 2 месторождения – "А" и "Б", с очень близкими запасами (при НГЗ, допустим, ~ 1 млн.т) и практически одинаковой добычей нефти, находящиеся **на стыке групп** (с "разных сторон") – см.табл.1.

Таблица 1

Параметры	Месторождения	
	"А"	"Б"
НГЗ, млн.т	0,999	1,001
Годовая добыча нефти, тыс.т/год (при условном темпе отбора 10% от НГЗ)	99,9	100,1
Допустимое отклонение согласно протоколу ЦКР №2995, %	± 15	± 12
Абсолютное отклонение в добыче нефти, тыс.т/год	$\pm 14,985$	$\pm 12,012$

Из табл.1 видно, что для месторождения "Б" с несколько (на 0,2 %) большей добычей нефти, чем по месторождению "А" допустимое отклонение (~ 12 тыс.т в абсолютном выражении) оказалось на 20% меньше, чем по месторождениям "А" (~ 15 тыс.т) с меньшей добычей. Это несправедливо по отношению к недропользователю месторождения "Б". Имея большую годовую добычу нефти, он в то же время получает более узкий (по абсолютной величине) коридор отклонений. Это нонсенс, который несомненно следует устранить.

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

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

Указанный стандарт предусматривал установление допустимых отклонений фактических показателей разработки от проектных по месторождениям, в зависимости от объема их извлекаемых запасов нефти ^{***} :

*** Начальных или текущих извлекаемых запасов нефти в ПС, 2003г. – не конкретизировано.

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

Указанные нормативы чуть более лояльны к недропользователям, но они также трудновыполнимы на практике, как и все предыдущие, рассмотренные выше.

Кроме того, привязка отклонений в добыче нефти к опять-таки объему извлекаемых запасов – малобоснованна, т.к. плохо сочетается с фактическими результатами эксплуатации многих нефтяных месторождений.

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

4. Наконец, наиболее свежий, санкционирующий отклонения 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 можно рассматривать как – "меньшее из зол".

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

Совершенно очевидно, 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 20 млн.т/год, допустимое, согласно Протокола ЦКР №3362, отклонение по уровню годовой добычи нефти составляет ± 4 млн.т, при разрешенном "коридоре" уровней добычи – от 16 до 24 млн.т. С таким размахом "свободного предпринимательства" вряд ли можно согласиться.

В то же время, для мелких и очень мелких месторождений 20%-ное нормативное отклонение, как показывает практика, часто бывает явно недостаточным для нормального функционирования предприятия в рамках одного документа. (В то же время частое и непрерывное "перепроектирование", с целью переутверждения технологических показателей – требует денег.)

Напомним, 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.2). И для этого были достаточно веские основания.

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

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. Она 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.

Таблица 2

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

Протокол ЦКР МЭ, №2995 от 29.05.2003г.		Предложение Н.Я.Медведева * (ОАО "СНГ")		Предложение Р.Р.Ибатуллина * (ОАО "ТатНИПИнефть")		Согласно стандарту ХМАО ПС 153-39.0-147- 2003	
Геологичес- кие запасы, млн.т	Откло- нение, ±%	Текущие запасы, млн.т	Откло- нение, ±%	Запасы, млн.т	Откло- нение, ±%	Извлекае- мые запасы, млн.т	Откло- нение, ±%
До 1 млн.	±15	До 10	±50	До 1 млн.	±20		
1-50	±12	10-30	±20	1-50	±15	До 15	±15
		30-50	±15				
50-100	±7	50-100	±12	50-100	±10	15-60	±10
Более 100	±3	Более 100	±10	Более 100	±5	60-300	±5

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

В классических работах А.Я.Фурсова с соавторами [5, 6, 7] установлено, что по месторождениям, разбуренным эксплуатационной сеткой, погрешность оценки НИЗ существенным образом зависит от размеров месторождений и объема НГЗ и составляет (см.табл.3):

Таблица 3 [6]

Объем НГЗ, млн.т	Погрешность определения НИЗ, %
До 10	± 35 - 25
От 10 до 50	± 25 - 10
От 50 до 300	± 10 - 5
Более 300	Нет данных

А.Я.Фурсов [6, с.85] приводит весьма интересные оценки погрешности подсчета извлекаемых запасов нефти промышленных категорий (А, В, С₁), данные высокопрофессиональными учеными-геологами предыдущего (50-60^х годы XX века) поколения – М.В.Амбрамовичем, А.А. Трофимуком, Е.Ф.Фроловым:

Категория А – ±10 %
Категория В – ±25-30 %
Категория С₁ – ±~50 %

Видно, что запасы эти имеют весьма значительную погрешность, которую следует учитывать при планировании добычи нефти.

Также принципиально то, что в работах [6, 7] отмечается весьма 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 никоим образом не учитываются в существующих инструкциях и протоколах при установлении предельных отклонений 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 каждое отдельное месторождение (или часть месторождения, расположенная на отдельном Л.У.).

Например, по основному нефтедобывающему региону страны – ХМАО Тюменской области в 2004г. имела место следующая картина: 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, в т.ч. более 500 месторождений имеют годовую добычу нефти менее 100 тыс.т/год.

(Попутно интересно отметить, 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 % суммарной годовой добычи по ХМАО обеспечивали лишь 20 % от числа разрабатываемых месторождений.)

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

Особо подчеркнем, что ключевым показателем, для которого ведутся все рассуждения в данной статье, является исключительно годовая добыча нефти. Допустимые отклонения других важнейших технологических показателей разработки (фонд скважин, закачка воды, дебиты, КИН и т.д.) здесь не рассматриваются.

Согласно проработкам автора статьи, допустимое (в %) отклонение текущей годовой добычи нефти от проектной по любому месторождению России можно вполне объективно 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 по определению величины допустимых отклонений в фактической текущей годовой добыче нефти от проектной (см.табл.4 и рис.1).

Предлагаемые нормативы отклонения фактической добычи нефти от проектной по нефтяным месторождениям

Проектная годовая добыча нефти ($Q_{\text{ни}}^{\text{проект}}$), в млн.т/год	Допустимое отклонение фактической годовой добычи нефти ($\Delta Q_{\text{ни}}^{\text{факт}}$) 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

Из рис.1 видно, что 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 проектного – дано на рис.2.

Анализ рис.2, а также табл.4 показывает, что предлагаемые нормативы отклонений выглядят вполне реалистично.

Таблица 5

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		Допустимые отклонения в годовой добыче нефти, %	
		НИЗ, млн.т	НГЗ*, млн.т	Согласно протокола ЦКР, №2995 от 29.05.2003г.	Предлагаемые в данной статье
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

*) При КИН = 0,35.

Выводы:

1. В статье предложены новые, более объективные, по сравнению с применяемыми, нормативы предельно допустимых отклонений фактической добычи нефти от проектной по отдельным нефтяным месторождениям России различных размеров.
2. Базой для установления допустимых отклонений предлагается считать такой прямой показатель – как объем проектной годовой добычи нефти, заменяющий существенно менее достоверные геологические параметры (типа геологические или извлекаемые запасы и т.д.).
3. Разработанные объективные нормативы отклонений рекомендуется включить в нормативные документы, составляемые в настоящее время в нефтяной отрасли.

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

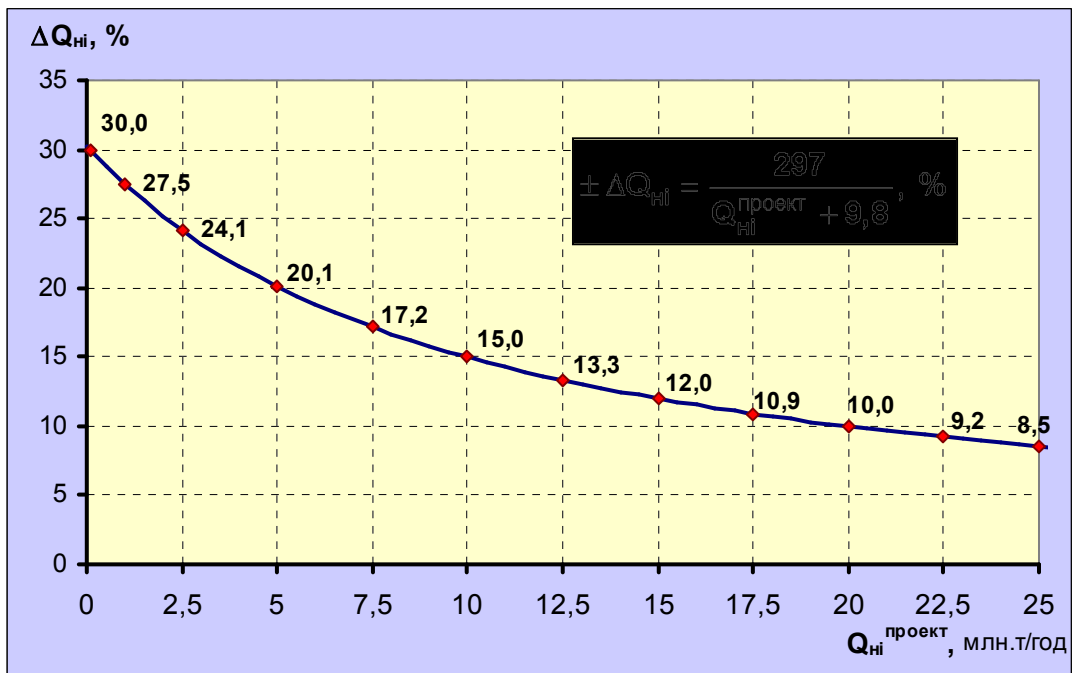


Рис.1. Предлагаемые предельно допустимые отклонения текущей фактической добычи нефти $\pm\Delta Q_{нi}$ (в %) от проектной, в зависимости от ее проектного годового объема $Q_{нi}^{проект}$ (в млн.т/год)

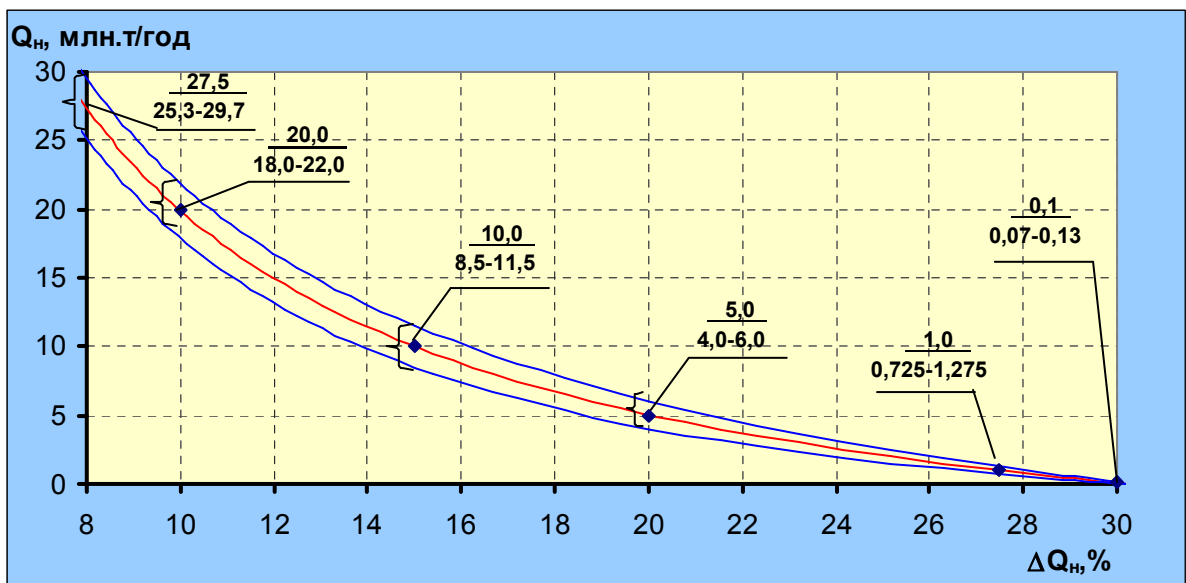


Рис.2. Сопоставление допустимого отклонения $\pm\Delta Q_{нi}$ (в %) текущей годовой добычи нефти $Q_{н}$ от проектной с допустимым "коридором" добычи нефти (от – до) $Q_{н}$, млн.т/год по предлагаемым интервалам

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. Сургучев М.Л., Фурсов А.Я., Талдыкин О.С. "Методика обоснования требований к изученности параметров для проектирования разработки месторождений", – "Нефтяное хозяйство", №12, 1979, с.23-28.
6. Фурсов А.Я. "Оптимизация изученности нефтяных месторождений", – М., Недра, 1985, 210 стр.
7. Халимов Э.М., Гомзиков В.К., Фурсов А.Я. "Управление запасами нефти", – М., Недра, 1991, 284 стр.
8. "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
мобильный – (3452) 745-252

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

Домашний телефон: (3452) 450-330.