

О ПОДСЧЕТЕ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ ДЛЯ КАТЕГОРИЙ C_1 И C_2



Б. Т. Баишев,
главный научный сотрудник,
проф., д-р техн. наук,
член ЦКР Роснедра

ОАО «ВНИИнефть»

1. О точности подсчета запасов

Научные исследования, посвященные точности определения запасов углеводородов проводились начиная с 1930-х годов. Наиболее полные и детальные исследования были выполнены во ВНИИнефти в 1970–1980-е годы (В. А. Бреев, В. К. Гомзииков, М. Л. Сургучев, К. С. Талдыкин, А. Я. Фурсов, Э. М. Халимов и др.). Рассмотрим конечные результаты, приведенные в одной из наиболее поздних работ*, которые показывают относительную точность подсчета извлекаемых запасов *категории* А+В. На рис. 1, заимствованном из этой работы, показан график зависимости погрешности подсчета извлекаемых запасов нефти по 26 залежам Урало-Поволжья, *разбуренным эксплуатационной сеткой скважин*. Из графика видно, что для залежей с запасами 1 млн т погрешность (+/-) составляет 27–38 %, для залежей с запасами 10 млн т – 15–24 %, с запасами 100 млн т – 5–13 %. Подчеркнем, что речь идет о разбуренных залежах в регионе, где плотность эксплуатационной сетки скважин находится в пределах 15–25 га/скв. Наибольшее влияние на точность определения геологических и извлекаемых запасов оказывают такие параметры, как площадь нефтеносности, эффективная толщина пласта и коэффициент охвата вытеснением (табл. 1).

Приведенные в табл. 1 данные свидетельствуют, что, во-первых, относительные ошибки при определении запасов могут быть очень велики по сравне-

нию с обычно ожидаемыми и, во-вторых, погрешности в определении запасов увеличиваются с уменьшением абсолютной величины запасов, а вернее – с уменьшением объема залежей.

В этой же работе приведены также данные исследований авторов об уровнях погрешностей запасов категорий C_1 и C_2 на *оптимально разведанной залежи* (табл. 2). Речь идет о запасах категории C_2 , примыкающих к запасам категории C_1 , т. е. исследование на наиболее интересная для нас ситуация.

Погрешности определения извлекаемых запасов для залежей оптимальной изученности (которая практически никогда не обеспечивается на практике) для запасов категорий C_1 и C_2 приведены в табл. 3.

Из приведенных в табл. 3 данных видно, что погрешности определения геологических и из-

влекаемых запасов весьма велики, о чем, конечно, известно геологам, проводящим экспертизу запасов. На практике, ввиду того, что требуемые расстояния между разведочными скважинами и, особенно, наличие скважин с высоким отбором керна, никогда не выполняются, то погрешности расчетов могут быть еще больше, чем указано в таблице.

Таким образом, погрешности определения геологических и извлекаемых запасов

1. Какова точность или погрешности подсчета геологических и извлекаемых запасов?

2. Какова методическая обоснованность проведения границ между запасами разных категорий, особенно между категориями C_1 и C_2 ?

3. Имеются ли отличия в методах расчета геологических и извлекаемых запасов нефти и КИН, применявшихся ранее (в XX в.) и применяемых сейчас (в XXI в.)? Влияют ли эти отличия на надежность подсчета извлекаемых запасов промышленных категорий, которые определяют капитализацию недропользователя?

влекаемых запасов весьма велики, о чем, конечно, известно геологам, проводящим экспертизу запасов. На практике, ввиду того, что требуемые расстояния между разведочными скважинами и, особенно, наличие скважин с высоким отбором керна, никогда не выполняются, то погрешности расчетов могут быть еще больше, чем указано в таблице.

Таким образом, погрешности определения геологических и извлекаемых запасов

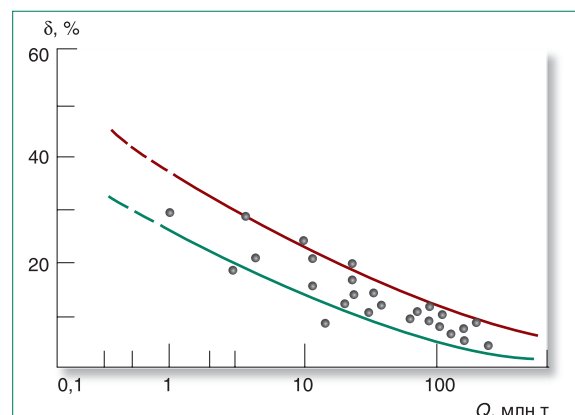


Рис. 1. Погрешность подсчета извлекаемых запасов нефти δ в зависимости от величины геологических запасов залежей Q

* Халимов Э. М., Гомзииков В. К., Фурсов А. Я. Управление запасами нефти. М: Недра, 1991.

намного превышают различие расчетных величин КИН для категорий C_1 и C_2 , которые встречаются в практике подсчета запасов.

2. О границах запасов между категориями C_1 и C_2

Последним официальным документом, определяющим классификацию запасов, является «Временная классификация запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов» (приложение 3 к приказу МПР РФ № 126 от 07.02.2001 г.). Из этого документа следует, что основными критериями для выделения категорий запасов А, В и C_1 и фиксации их достоверности являются степень разбуренности залежи или месторождения и тип проектного документа. Текстуально это выглядит так:

а) «Запасы категории А подсчитываются по залежи (ее части), разбуренной в соответствии с утвержденным проектом разработки месторождения нефти или газа».

б) «Запасы категории В подсчитываются по залежи (ее части), разбуренной в соответствии с утвержденной технологической схемой разработки месторождения нефти или проектом опытно-промышленной разработки месторождения газа».

Заметим, что система расположения скважин и плотность сетки в технологической схеме и проекте разработки в разбуренной части для нефтяного месторождения практически одинакова. Поэтому понятие категорий А и В размыто, трудно найти между ними различие.

в) «Запасы категории C_1 подсчитываются по результатам геологоразведочных работ и эксплуатационного бурения и должны быть изучены в степени, обеспечивающей получение данных для составления технологической схемы разработки месторождения нефти или проекта опытно-промышленной разработки месторождения газа».

Здесь необходимо отметить, что ни в одном регламентирующем документе по подсчету запасов или проектированию разработки каких-либо указаний (и тем более соответствующих обоснований) на степень изученности месторождения, достаточную для составле-

Таблица 1. Погрешности параметров в зависимости от величины геологических запасов, % (данные взяты из работы Э. М. Халимова и др., см. сноску*)

Параметры	Геологические запасы, млн т		
	До 10	10–50	50–300
Площадь залежи	8–10	5–8	–
Нефтенасыщенная толщина	9–10	4–9	2–4
Пористость	4–6	2–4	1–2
Нефтенасыщенность	2–2,5	1,5–2	1–1,5
Плотность нефти в поверхн. условиях	2	1–2	1
Объемный коэффициент	2	1–2	1
Геологические запасы	15–25	8–15	4–7
Коэффициент вытеснения	2,5–3	2–3	1–2
Коэффициент охвата вытеснением	7	3–7	1–2
Извлекаемые запасы	25–35	10–25	5–10

Таблица 2. Характеристики залежей оптимальной изученности (данные взяты из работы Э. М. Халимова и др., см. сноску*)

Площадь залежи, км²	Геологические запасы, млн т	Среднее расстояние между скважинами, км	Общее число скважин	Число скважин с высоким отбором керна
1–3	0,5–2,5	0,7–1,1	2	2
3–7	1,5–6,0	0,8–1,3	3–6	3
7–15	5–15	0,8–1,6	5–8	3–4
15–40	7–30	1,1–1,9	7–20	4–7
40–75	15–75	1,4–2,2	10–27	5–10
75–140	30–150	1,7–2,6	15–35	8–15

Таблица 3. Погрешности определения геологических и извлекаемых запасов (данные взяты из работы Э. М. Халимова и др., см. сноску*)

Геологические запасы залежи, млн т	Залежи оптимальной изученности	Категория C_1	Категория C_2
До 2,5	45–80	45–65	75–95
2,5–10	35–55	25–50	60–80
10–25	30–45	30–40	50–70
25–100	25–40	25–35	35–55

ния любого проектного документа, не имеется. В 1970-е годы предпринимались попытки по методическому обоснованию количества и качества необходимой информации для составления проектных документов. Однако они оказались слишком «жесткими», и от них пришлось отказаться. Поэтому степень изученности месторождения, необходимая для составления технологической схемы разработки и выделения категории C_1 , отдается на усмотрение экспертов по подсчету запасов. Причем в процитированных выше критериях никаких рекомендаций о том, как должны фиксироваться границы между категориями А и В, В и C_1 , А и C_1 , не содержится, что также приводит к неопределенности при экспертизе запасов.

Разбуривание залежей – процесс длительный, границы между категориями запасов не только условны и проницаемы, но еще и из года в год меняются. Эти факторы для промышленных категорий запасов, по-видимому, не имеют значения, если они не вызывают вопросов и споров при государственном учете запасов. Поэтому нет смысла обсуждать проблему движения запасов нефти и газа между различными категориями промышленных запасов А+В+ C_1 , хотя именно в этом заключаются роль и значение принимаемых между ними границ.

г) «Категория C_2 – запасы залежи (ее части), наличие которых обосновано данными геологических и геофизических исследований:

в неразведанных частях залежи, примыкающих к участкам с запасами более высоких категорий;

в неопробованных залежах разведанных месторождений.

Запасы категории C_2 используются для определения: перспектив месторождения и планирования геологоразведочных работ, геолого-промышленных исследований при переводе скважин на вышележащие пласты. Запасы категории C_2 частично используются для составления проектных документов для разработки залежей».

Как видно из текста цитируемого документа, формулировка первого критерия выделения категории запасов C_2 настолько расплывчата, что даже не позволяет более или менее точно определить границу между запасами C_2 и запасами более высоких категорий. Это позволяет проводить границу произвольно, без должного методического обоснования. В этом случае говорить о точности определения запасов категорий C_1 и C_2 вообще бессмысленно. Необходимо особо отметить, что во Временной классификации нет указаний на то, каким должно быть соотношение запасов категорий C_1 и C_2 в залежи, чтобы эту залежь считать подготовленной к разработке. И это правильно. В ранее существовавшей «Классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов» (утв. постановлением Совета Министров СССР № 299 от 08.04.1983 г.) такое соотношение приводилось и составляло «...не менее 80 % категории C_1 и до 20 % категории C_2 ». Однако допускались и исключения из этой нормы, которые определялись при экспертизе запасов в ГКЗ. Не секрет, что эта норма не сдерживала нефтяников или газовиков, если необходимо было выполнять планы по добыче, и они разбуривали запасы категории C_2 , примыкающие к границам запасов C_1 , вопреки решениям ГКЗ.

На рис. 2 приведены планы подсчета запасов и схемы расстановки скважин для расчетов КИН для разных нефтегазовых залежей, с нанесением границ между запасами разных категорий. Примеры не специально подобраны, а просто выбраны из отчетов

по подсчету запасов. Вот несколько вопросов, которые возникают по поводу границ, изображенных на этих рисунках:

♦ почему на рис. 2, а и 2, е границы имеют прямолинейную форму, а на рис. 2, б и 2, г — криволинейную?

♦ почему на рис. 2, а изображен квадрат со стороной 2 км, а на рис. 2, б — круг диаметром 2 км? Заметим, что площадь круга, вписанная в квадрат, на 27 % меньше. Таким образом, ошибкой в 27 % при оценке геологических запасов категории C_1 здесь эксперты пренебрегают.

♦ почему на рис. 2, в нарисованы перекрывающиеся друг друга квадраты, а на рис. 2, г изображен эллипс или овал? На рис. 2, д вообще нарисована фигура, являющаяся суммой полукруга и прямоугольника! Здесь тоже надо отметить, что разница в площадях прямоугольника и вписанного в него эллипса составляет те же 27 %. Такое отношение к точности подсчета геологических запасов по меньшей мере непонятно;

♦ почему на рис. 2, е выделены запасы категории C_2 в краевых зонах, когда их доля в запасах составляет, по видимому, 10–15 %? Ведь эти краевые запасы на разработку залежи никоим образом не влияют. В этом случае не имеет смысла выделять категорию C_2 . Если даже на этой залежи будет разбурена только площадь запасов C_1 , то запасы C_2 на краях залежи будут в значительной мере выработаны к моменту разбуривания краевых зон.

♦ почему на выделение границ запасов не влияют тектонические нарушения? Практически на всех приведенных рисунках наличие тектонических нарушений проигнорировано;

♦ почему для газовой залежи на рис. 2, в выделены разные категории запасов? Здесь должна была быть выделена только категория C_1 , так как никакие «нарисованные» границы не могут препятствовать фильтрации газа;

♦ совершенно непонятной является картина выделения категорий C_1 и C_2 , которая показана на рис. 2, д, где изображена газонефтяная залежь. Для залежей небольшого размера, к тому же с двухфазным насыщением углеводородов, по мнению автора, не имеет смыс-

ла выделять две категории запасов;

♦ непонятным является выделение категорий запасов C_1 и C_2 в соседних пластах (пропластках) одного (единого) объекта разработки, как изображено на рис. 2, ж. Ведь во втором критерии выделения категории C_2 речь идет о «неопробованных залежах», а не о пластах. Возникает также вопрос: можно ли этот пласт с запасами C_2 вводить в разработку? Если нельзя, то это будет нарушением ст. 22 Закона «О недрах», которая запрещает «выборочную отработку полезных ископаемых».

Приведенных вопросов вполне достаточно, чтоб показать слабую научно-методическую и практическую обоснованность проведения границ между категориями запасов C_1 и C_2 . Единственным возможным критерием, по видимому, является надежность подсчета промышленных извлекаемых запасов. Но в данном случае надежность не определена ни количественно, ни качественно. А так как извлекаемые запасы — это синоним накопленной добычи нефти или газа, то границы запасов C_1 , примыкающих к непромышленным запасам C_2 , должны проводиться в соответствии с законами фильтрации углеводородов, а не произвольно. Понятно, что какие-то обоснования к принятым нормам выделения категорий запасов имеются, но они слишком упрощены. Однако мы не обсуждали бы сейчас проблему проведения границ между запасами категорий C_1 и C_2 , если бы не требовалось изменить сложившуюся ситуацию. Необходимо методически обосновать базирующиеся на требованиях рациональной разработки залежей и месторождений нефти и газа критерии выделения категорий запасов C_1 и C_2 , тем более что современные методы проектирования и расчета извлекаемых запасов позволяют это сделать. И эту работу должны выполнять совместно геологи, разработчики и экономисты, причем так, чтобы подсчеты геологических и извлекаемых запасов были согласованы и выполнялись на единых принципах.

Таким образом, малообоснованное и в ряде случаев произвольное проведение границ между запасами ка-

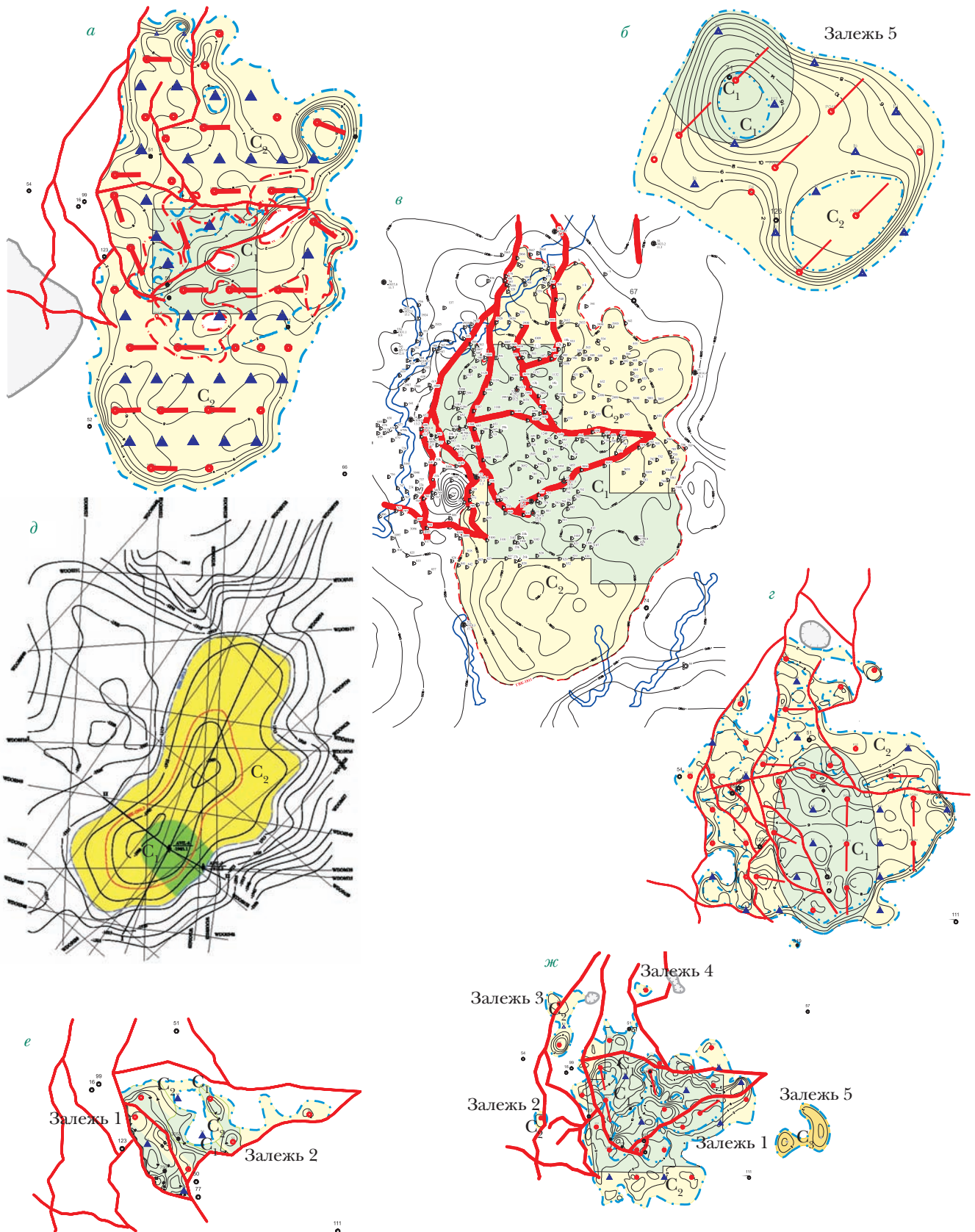


Рис. 2. Планы подсчета запасов и схемы расстановки скважин для расчетов КИН для разных нефтегазовых залежей

тегорий C_1 и C_2 исключает возможность обсуждения проблемы точности определения извлекаемых запасов этих категорий.

3. О методах расчета КИН и извлекаемых запасов нефти

Чтобы легче было разобраться в этом вопросе, обратимся к истории подсчета извлекаемых запасов.

В ежегодно составляемом балансе страны приводятся абсолютные геологические и извлекаемые запасы нефти, конденсата и газа в товарных единицах (тоннах или кубических метрах), а также коэффициенты извлечения для каждого вида углеводородов. Величина извлекаемых запасов углеводородов определяет энергетический потенциал страны, служит базой для определения годовых и прогнозных уровней добычи углеводородов каждого месторождения, региона и страны в целом. КИН же является относительной и сравнительной величиной, по значению которой можно судить о качестве разработки месторождений, обладающих одинаковыми геолого-физическими свойствами.

Подсчет геологических запасов нефти (для простоты изложения далее мы будем вести речь только о нефти) велся и ведется в основном объемным методом. До конца 1990-х годов у нас в стране построение моделей залежей и вычисление их объемов выполнялось вручную методом планиметрирования карт толщин или каким-либо другим методом, например, методом сечений. Извлекаемые запасы — это накопленная добыча нефти к концу эксплуатации залежи или месторождения, для определения которой в те годы не было единой инженерной методики. Поэтому извлекаемые запасы рассчитывались путем умножения величины геологических запасов на величину КИН, причем методики определения последнего были весьма разнообразными. Метод расчетов извлекаемых запасов через КИН очень удобен, прост и достаточно эффективен, так как точность определения извлекаемых запасов аналогична точности подсчета геологических запасов. Наиболее полный перечень всех применявшихся тогда методик расчета КИН приведен в «Методическом руководстве по расчету коэф-

фициентов извлечения нефти из недр» — РД 39-0147035-214-86 (утв. Миннефтепромом, Мингео, Мингазпромом, ГКЗ СССР и согл. с Госгортехнадзором СССР). В «Инструкции о содержании, оформлении и порядке представления в ГКЗ СССР материалов ТЭО КИН из недр» (1986 г.) указанное «Методическое руководство» определено как основной регламентирующий документ для расчетов КИН (см. п. 1.4.). Принципиальные положения по расчетам КИН и извлекаемых запасов, сформулированные в этих регламентирующих документах, не устарели и сегодня. Следует отметить некоторые положения, которые устанавливались вышеупомянутыми документами и важны для понимания обсуждаемой ситуации.

Во-первых, в «Методическом руководстве» принято, что определение КИН носит *стадийный* характер, т. е. для разных стадий состояния разведки и разработки залежи или месторождения применяются разные методики расчетов КИН и извлекаемых запасов. Это было вызвано тем, что все методики требовали значительной схематизации геологического строения залежей и осреднения исходных данных. В то время вычислительная техника во всех организациях, где выполнялся подсчет или пересчет запасов, позволяла проводить расчеты извлекаемых запасов только для упрощенных схематизированных геологических тел. Для «новых» мелких и средних залежей применялась «покоэффициентная» методика определения КИН. При этом число коэффициентов изменялось в зависимости от стремления авторов подсчета запасов учесть различные факторы, влияющие на его значение, от трех до семи. Наиболее широко применялась формула

$$\text{КИН} = K_{\text{выт}} K_{\text{ох. выт}} K_{\text{ох. зав}},$$

где $K_{\text{выт}}$ — коэффициент вытеснения, определяемый по керну; $K_{\text{ох. выт}}$ — коэффициент охвата вытеснением, учитывающий неоднородность пласта по проницаемости и соотношению вязкостей нефти и воды и определяемый по заранее построенным зависимостям; $K_{\text{ох. зав}}$ — коэффициент охвата заводнением, учитывающий прерывистость пласта и плотность сетки скважин и также определяемый по заранее по-

строенным кривым. Следует отметить особо, что зависимости для обоих коэффициентов охвата не были универсальными. Организации, представлявшие отчеты по подсчету запасов, подчинялись разным ведомствам, и это отражалось на используемых зависимостях, что часто приводило к значительным ошибкам.

Для «новых» средних и крупных залежей для расчета технологических показателей разработки и КИН применялись одномерные или двумерные, так называемые слоистые модели фильтрации, в которых вся площадь залежи делилась на полосы, сектора и сегменты, а отдельные скважины в них заменялись линейными или круговыми «батареями» скважин. Это значительно упрощало и ускоряло расчеты, но не увеличивало их точность. В то же время такая методика позволяла приблизить расчетные условия к фактическим условиям разработки залежей. Однако методика имела в каждом институте свои модификации, что отражалось на результатах расчетов КИН.

Особо следует отметить, что несовершенство методик приводило к тому, что для запасов категории C_2 , так как они изучены с меньшей надежностью, значения КИН часто искусственно снижались по сравнению с его значениями для примыкающих запасов категорий C_1 путем ввода добавочных коэффициентов. С сегодняшних позиций не понятно, почему так делали, так как меньшая надежность параметров подсчета запасов не означает, что запасов стало больше или меньше. Это означает лишь, что расширился доверительный интервал.

Для залежей нефти, находящихся на поздней стадии разработки, применялись так называемые характеристики вытеснения. Эта методика является «нульмерной», нефтяная залежь в ней, образно говоря, представлена в виде «бочки» жидкости, из которой отображено какое-то количество нефти и воды. Путем экстраполяции истории добычи нефти и воды прогнозировалась накопленная добыча нефти к концу разработки для данной залежи. Методика привлекательна своей простотой и обеспечивает достаточную точность расчетов, когда остаточные запасы со-

ставляют сотые доли от всех извлекаемых запасов. Эта методика и сегодня применяется для переутверждения извлекаемых запасов и КИН залежей нефти, находящихся на поздней высокообводненной стадии добычи.

Во-вторых, в «Методическом руководстве» не указывается, что для *разных категорий* запасов необходимо применять *разные методики* подсчета извлекаемых запасов или расчетов КИН. Там вообще нет упоминаний о категориях запасов. «Инструкция» по ТЭО КИН 1986 г. с точки зрения расчета КИН для разных категорий запасов представляет собой весьма противоречивый документ. Эти противоречия, в частности, заключаются в следующем. В «Инструкции» в п. 1.5 указывается, что «КИН обосновывается по каждому эксплуатационному объекту (залежи) и месторождению в целом для балансовых запасов категорий C_1+C_2 по разведанным, для категорий $A+B+C_1+C_2$ по разрабатываемым месторождениям». Отсюда следует, что извлекаемые запасы и КИН в окончательном тексте и таблицах должны представляться и учитываться суммарно без деления по категориям. Однако в табл. 1.10 (сводная таблица подсчетных параметров и запасов нефти и растворенного газа) необходимо привести сведения по добыче нефти, газа и входящих в них компонентов, а также их остаточные запасы по категориям запасов для месторождений, запасы которых рассматриваются повторно(!). Причем никаких указаний и рекомендаций о том, как это сделать для жидких и газообразных углеводородов и для разных категорий запасов, ни в этом документе, ни в каком-либо другом не приводится. Таким образом, предполагается, что весьма условная, нарисованная в плане на картах или указанная по высоте, граница между категориями запасов C_1 и C_2 является непроницаемой границей, через которую отсутствуют перетоки нефти и газа, что физически невозможно объяснить. В табл. 2.3 «Инструкции» (исходные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов) требуется указать величину начальных извлекаемых запасов нефти по каждому из объектов с разделением по кате-

гориям, в том числе по категориям C_1 и C_2 , для месторождений, запасы которых утверждаются повторно. Таким образом, повторяется требование, которое присутствует в табл. 1.10. Далее в табл. 4.1 и 4.2 снова необходимо указать КИН и извлекаемые запасы по категориям. Однако в итоговых табл. 4.3 и 4.4 «Инструкции» уже о категориях извлекаемых запасов ничего не говорится, т. е. для учета извлекаемых запасов и КИН в Государственном балансе запасов полезных ископаемых *разделение на категории запасов не требовалось*.

В-третьих, и в «Методическом руководстве», и в «Инструкции» содержатся разделы по экономическому обоснованию КИН и извлекаемых запасов, в которых регламентируются экономические критерии обоснования этих величин. Однако на практике ГКЗ полностью игнорирует эти критерии, утверждая только так называемые технологические КИН и извлекаемые запасы, что в принципе не верно. В экономическом разделе ТЭО КИН также не требовалось деление на категории.

По-видимому, последним документом, определяющим порядок утверждения запасов, является «Регламент проведения государственной экспертизы оперативного изменения состояния запасов углеводородного сырья». Документ рекомендован к использованию протоколом МПР РФ № 11-17/0144-пр от 12.12.2007 г. Здесь приведена форма экспертного заключения, из которой следует, что регламент предназначен только для учета запасов *разрабатываемых* залежей и месторождений (заметьте, не объектов разработки). Причем в тексте заключения и во всех шести таблицах необходимо отразить изменения запасов с учетом накопленной добычи нефти, газа и конденсата по залежам по *каждой из категорий* C_1 и C_2 . Но опять же нет никаких указаний о *методике* определения накопленной добычи нефти для разных категорий запасов, когда известно, что граница между ними условна. В связи с тем, что добыча нефти или газа ведется только из скважин, расположенных в зоне категории C_1 (иногда длительное время, исчисляемое несколькими годами), запасы категории C_1 искусственно завышаются, а запасы категории C_2 — занижаются. Все

годы, пока нефть добывается из скважин, расположенных в зоне категории C_1 , идет ее непрерывный переток из примыкающих запасов категории C_2 , и когда наступит время перевода запасов из C_2 в C_1 , может оказаться, что там нефти не осталось или осталось очень мало. Эта ситуация нигде «официально» не прописана, и говорить о надежности учета запасов этих категорий бесполезно, так как не известно, какое количество запасов перетекло из C_2 в C_1 . В балансе страны эти перетоки составляют миллионы тонн нефти и миллиарды кубических метров газа.

Рассмотрим теперь современные методы расчета извлекаемых запасов и КИН. С момента решения ГКЗ о переходе на подсчет геологических запасов на основе компьютерных моделей, а также решения ЦКР (1998 г.) о создании постоянно действующих геологических моделей и переходе с 2000 г. на расчет проектных показателей разработки только на основе компьютерных программ, ТЭО КИН также стали составляться путем расчетов с использованием компьютерных моделей. Все отечественные и зарубежные программы расчетов процессов фильтрации имеют одну и ту же физически содержательную математическую основу. Это позволяет не обсуждать сегодня методику расчетов, чему раньше посвящалось много времени и что вызывало наибольшие претензии экспертов. Представляемые на экспертизу компьютерные геологические и фильтрационные модели «прозрачны», корректность их построения легко проверяется, что упростило их экспертизу. Для обеспечения необходимой точности расчетов осталось обеспечить необходимую точность исходной информации и достаточный ее объем. К сожалению, это всегда являлось и сегодня является самой нерешенной проблемой. Как было показано выше, наибольшее влияние на точность определения запасов и накопленной добычи оказывают исходные геологические и фильтрационные данные.

Преимущества компьютерного моделирования покрывают все недостатки прежних приближенных методов расчета накопленной добычи нефти и КИН. Математические модели позво-

лили «увидеть тело» залежи или месторождения, в расчетах сразу непосредственно определяются абсолютные извлекаемые запасы, которые ставятся на баланс. Модели позволяют определять, какие части залежи плохо вырабатываются, и адресно назначать меры для повышения нефтеотдачи. Значение КИН теперь, как и положено, является мерой рациональности разработки залежи или месторождения. Компьютерные программы разработаны для расчета процессов извлечения нефти из любых типов коллекторов, для любой стадии разработки, с любыми типами насыщения углеводородами, видами воздействия на пласты, типами скважин. Всего этого раньше не было.

Степень изученности коллекторов, которая является критерием для выделения категорий запасов C_1 и C_2 , не является препятствием для гидродинамических расчетов, если коллекторы оцифрованы значениями коллекторских и фильтрационных свойств в каждой ячейке расчетной модели. На рис. 2, а, б, г, е, ж показаны схемы расстановки скважин для расчетов извлекаемых запасов некоторых залежей, на которых выделены категории C_1 и C_2 . Скважины на этих залежах расставляются таким образом, чтобы обеспечить наибольший охват разработкой всех запасов залежи, а не только запасов категории C_1 . Очевидно, что искусственные границы между запасами категорий C_1 и C_2 не всегда можно учесть. В большинстве случаев они просто не учтены, так как размеры и площадь запасов C_1 строго ограничена, а гидродинамические расчеты необходимо выполнять для различных вариантов разработки. Варианты отличаются различной плотностью сетки скважин, различными видами воздействия и типами скважин, для которых границы запасов не должны являться препятствием. Приведенные рисунки показывают, что в зоне запасов C_1 оказалось невозможным организовать замкнутые системы расположения добывающих и нагнетательных скважин, причем такие, чтобы не было перетоков нефти между категориями запасов. В ряде случаев добывающая горизонтальная скважина «экс-

плуатирует» и запасы C_1 , и запасы C_2 . В этих условиях разделение извлекаемых запасов и КИН по категориям C_1 и C_2 может быть весьма приближенным, а значения КИН для каждой категории могут отличаться только случайно. Ввиду того, что расчетная система разработки для обеих категорий одинакова, а строго разделить добычу нефти между категориями не во всех случаях возможно, КИН можно определить только в целом для обеих категорий путем деления накопленной добычи по всей залежи на геологические запасы всей залежи. Следовательно, значения КИН для обеих категорий будут одинаковыми, а извлекаемые запасы будут разделены между C_1 и C_2 пропорционально величине геологических запасов. Таким образом, современные методы расчета извлекаемых запасов кардинально отличаются от методов, применявшихся в прошлом веке. Они универсальны, «прозрачны», физически содержательны, т. е. приближены к фактическим условиям разработки и поэтому обеспечивают более высокую надежность подсчета извлекаемых запасов, чем прежде.

Выводы

1. В связи с возможными погрешностями подсчета геологических и извлекаемых запасов не требуется никаких особых подходов или методов подсчета запасов для категорий C_1 и C_2 .
2. Современные методы расчета из-

On the estimation of recoverable oil reserves to be included in C_1 and C_2 categories

B. T. Baishev

A detailed analysis has been performed by the author of the accuracy of estimation of geological and recoverable reserves of oil and gas fields, methodological relevance of the boundaries between the reserves of C_1 and C_2 categories and methods of the estimation of geological and recoverable reserves of oil and gas, and oil recovery ratio (ORR).

Key words: oil and gas fields, geological reserves, recoverable reserves, reserves categories, estimation of reserves, accuracy of estimations, methodological support.

влекаемых запасов и КИН позволяют учесть все геолого-физические особенности и степень изученности всех категорий запасов, в том числе и непромышленных запасов категории C_2 . Расширение доверительного интервала погрешностей подсчета запасов категории C_2 по сравнению с интервалом погрешностей подсчета запасов категории C_1 не означает, что КИН для этих запасов должен быть ниже, чем КИН для категории C_1 .

3. Учитывая, что проведение границ между запасами категорий C_1 и C_2 носит иногда весьма условный характер и не установлено едиными правилами, необходимо, базируясь на особенностях фильтрации углеводородов, разработать внутренний стандарт ГКЗ, устанавливающий эти границы по единым принципам. ■

Проект решения Экспертно-технического совета ГКЗ от 5 мая 2009 г.

Принять следующие положения для определения извлекаемых запасов и коэффициентов извлечения нефти (КИН). Извлекаемые запасы и коэффициенты извлечения нефти (КИН) определяются в следующих случаях:

- по каждой залежи (каждому объекту подсчета) и в целом по эксплуатационному объекту и месторождению для суммы категорий запасов $A+B+C_1+C_2$;
- отдельно по каждому участку залежи, образованному в результате прохождения лицензионной границы через залежь;
- отдельно по залежам (подсчетным объектам) для категорий запасов C_1 и C_2 на разведываемых и для категорий запасов $A+B+C_1$ и C_2 на разрабатываемых месторождениях*;
- для суммы всех категорий запасов $A+B+C_1+C_2$ для мелких и очень мелких по запасам нефти месторождений;
- для суммы категорий запасов C_1+C_2 (на разведываемых месторождениях) и суммы категорий запасов $A+B+C_1+C_2$ (на разрабатываемых месторождениях) в случаях, если участки залежи, выделенные по степени изученности, не различаются по фильтрационным и емкостным свойствам пород коллекторов и по свойствам флюидальной системы.

* Кроме мелких и очень мелких месторождений по запасам нефти. К мелким относятся месторождения с запасами нефти от 1 до 3 млн т, а к очень мелким – с запасами нефти менее 1 млн т.