

УДК 622.279.04

## К вопросу оценки технологических коэффициентов извлечения газа и конденсата для морских газовых и газоконденсатных месторождений

Г.М. Гереш<sup>1\*</sup>, Ф.Р. Биалов<sup>1</sup>, О.Ю. Яценко<sup>1</sup>

<sup>1</sup> ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

\* E-mail: G\_Geresh@vniigaz.gazprom.ru

**Ключевые слова:** морское газовое (газоконденсатное) месторождение, коэффициент извлечения газа.

**Тезисы.** Согласно требованиям Минприроды РФ извлекаемые запасы углеводородов (УВ) устанавливаются по проектному документу на разработку месторождения, что заставляет пересмотреть оценки коэффициентов извлечения (КИ) газа и конденсата, подлежащие учету в государственном балансе запасов полезных ископаемых.

Для получения первичных оценок КИ УВ проведен анализ проектных документов на разработку морских газовых и газоконденсатных месторождений. В результате сформирован общий подход к оценке КИ на разных стадиях разведки и освоения месторождения при следующих условиях: с использованием систем подводной добычи, морских платформ и при наличии на суше месторождений в разведываемых комплексах пород.

Требования принятых Минприроды РФ нормативных актов<sup>1</sup>, согласно которым извлекаемые запасы углеводородов (УВ) принимаются по проектному документу на разработку месторождения, заставляют пересматривать оценки коэффициентов извлечения, подлежащие учету в Государственном балансе запасов полезных ископаемых. При этом проведение таких оценок для газовых и газоконденсатных месторождений, тем более морских, имеет собственную специфику, связанную с техникой и технологией их освоения.

Технологически возможное извлечение газа, в отличие от нефти, определяется не столько процессами вытеснения пластового углеводородного флюида пластовой водой, сколько возможностью использования пластовой энергии для сбора и транспорта газа. Поэтому из многих факторов, сказывающихся на реальных количественных значениях коэффициентов извлечения газа (КИГ) и конденсата (КИК), наибольшее влияние будет иметь давление – пластовое, забойное, устьевое.

Поведение пластового давления для большинства месторождений характеризуется, особенно в начальный период разработки, снижением в условиях малого изменения газонасыщенного объема залежи. Активное проявление эффекта поддержания пластового давления за счет внедрения в залежь пластовой (краевой или подошвенной) воды отмечается после отбора значительной части запасов (более половины), случаи сохранения пластового давления на уровне, близком к начальному, чрезвычайно редки. Для предварительных оценок оправдано прогнозирование снижения пластового давления по газовому режиму – истощению (в предположении постоянства газонасыщенного объема залежи).

Для морских месторождений специфичным является ограничение по сроку эксплуатации промысловых сооружений – платформ, подводных комплексов. Учитывая, что добыча углеводородов на море более затратна по сравнению с месторождениями, расположенными на суше, масштабные мероприятия по реконструкции морских промысловых сооружений, как правило, не рассматриваются. В этой связи проектный (гарантируемый поставщиком) срок службы морских сооружений и оборудования

<sup>1</sup> См. Распоряжение Минприроды России № 12 «Об утверждении Временных методических рекомендаций по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья» / утв. 18.05.2016; Правила разработки месторождений углеводородного сырья / утв. приказом Минприроды России от 14.06.2016 № 356, зарег. Минюстом РФ 26.08.2016 № 43415.

определяет и срок разработки месторождения. Реально гарантируемые сроки службы оборудования не превышают 30...40 лет.

При формировании коэффициентов извлечения исходят из того, что практически для любого газового (газоконденсатного) месторождения процесс разработки делится на три периода.

В период нарастающей добычи производится разбуривание месторождения и обустройство промысла. Окончание периода – выход на уровень постоянных отборов газа из месторождения. Продолжительность этого периода составляет, по статистике, от 2...3 до 5...10 лет и более в зависимости от уровня годовых отборов, развития инфраструктуры на месторождении и обустройства.

В период постоянной добычи газа из месторождения обустройство практически завершено, за исключением строительства дожимных компрессорных станций (ДКС). Продолжительность периода зависит от уровня годовых отборов газа, мощности ДКС и количества эксплуатационных скважин. По статистике, этот период разработки длится от 8 до 12...15 лет в зависимости от продолжительности первого периода. В конце этого периода текущий КИГ (КИК) может составлять от 0,45 до 0,6 (в среднем 0,5).

В период падающей добычи ни увеличение числа скважин, ни рост мощности ДКС не приводят к удержанию достигнутых отборов газа на постоянном уровне. Основная причина – снижение устьевого давления. В этот период на месторождении в значительной мере проявляются все те негативные факторы, которые влияют на конечное значение КИГ (КИК): вторжение пластовых вод в залежь, появление песчаных пробок в стволах скважин, резкая дифференциация скважин по дебитам, появление процессов гидратообразования там, где их не было ранее, необходимость в ряде случаев переобвязки в наземной системе сбора, сооружение второй и третьей очередей ДКС и пр. Затраты возрастают в геометрической прогрессии, к технологическим проблемам прибавляются проблемы экономического порядка.

Отмечается [1], что после эксплуатации месторождения свыше 30 лет наступает физический износ основных фондов, на реконструкцию которых необходимы дополнительные капиталовложения. Все это приводит к резкому ухудшению экономических показателей.

Поэтому, по мнению авторов, на стадии первичных оценок общий срок разработки морского газового месторождения не должен превышать 35 или 40 лет. Именно за этот срок нужно обеспечить максимально возможный для данного месторождения КИГ (КИК), назначив более интенсивный режим разработки с увеличенными относительно месторождений на суше темпами отборов газа.

В качестве факторов, влияющих на коэффициенты извлечения при разработке на истощение, выделяют следующие:

- фильтрационно-емкостные свойства пласта;
- степень неоднородности пласта и анизотропия по проницаемости;
- активность водонапорной системы (газовый, упруговодонапорный или водонапорный режимы разработки);
- система расположения эксплуатационных скважин (расстояние между забоями, характеризующее эффективные области дренирования пласта);
- система вскрытия пласта, в том числе расстояние от нижних дыр перфорации до плоскости газоводяного контакта;
- темп отбора газа из каждой скважины и месторождения в целом;
- технологический режим эксплуатации, включая определение предельно допустимой депрессии на пласт и безводного дебита;
- мероприятия по интенсификации притока газа к скважине (гидроразрыв, пескоструйная перфорация, обработка призабойной зоны пласта реагентами и пр.);
- экономическая эффективность проекта и технических решений по его реализации, обоснование рентабельного дебита и давления «забрасывания» на завершающей стадии разработки месторождения, альтернативные методы использования остаточного низконапорного газа в залежи на месте при неэффективности его транспортировки на дальнейшее расстояние.

С целью увеличения КИГ (КИК) применимы следующие технические и технологические решения:

- размещение забоев эксплуатационных скважин по площади газоносности пропорционально плотности распределения начальных и дренируемых запасов, что обеспечит равномерное падение пластового давления по площади месторождения и равномерное внедрение подошвенных и краевых вод;

- дифференцированная система вскрытия продуктивного пласта-коллектора, что обеспечит равномерное снижение пластового давления по разрезу;
- опережающее бурение эксплуатационного фонда (при достижении запланированных максимальных отборов газа из месторождения все эксплуатационные скважины должны быть в действующем фонде, добуривание скважин в период постоянных отборов приводит к образованию локальных депрессионных воронок вблизи работающих скважин);
- использование передовых технологий вскрытия и освоения с целью уменьшения зоны кольматации (поражения) пласта-коллектора и быстрого достижения потенциальной производительности скважин после начала эксплуатации;
- регулирование отборов газа с учетом сезонного спроса с целью предотвращения неравномерного продвижения подошвенных и краевых вод;
- интенсификация притока газа к забоям скважин с пониженной продуктивностью;
- использование эффективных технологий капитального ремонта скважин;
- добуривание скважин на слабодренируемых участках залежи и резка боковых стволов на обводненных скважинах;
- локальная или глобальная реконструкция системы сбора, компримирования и подготовки газа к дальнему транспорту.

Оценка КИГ на основе обобщения опыта разработки газовых месторождений на суше России в конечном виде представлена в табл. 1.

Учитывая, что морские проекты добычи УВ являются дорогостоящими, интерес представляют крупные по запасам залежи УВ в сравнительно однородных высокопроницаемых коллекторах. Исходя из опыта освоения газовых месторождений на суше (см. табл. 1), по аналогии следует ожидать КИГ в пределах 0,8...0,95. Однако месторождения суши могут разрабатываться в течение длительного срока (до 100 лет и более) в условиях постоянного обслуживания промысловых объектов, замены изношенного оборудования, модернизации и реконструкции. Стоимость такого рода работ для морских месторождений возрастает кратно. Поэтому для условий морских месторождений приведенные оценки КИГ являются завышенными.

Из газоконденсатных месторождений шельфа РФ в разработку введено только Киринское (2014 г.). Для получения первичных оценок коэффициентов извлечения УВ проведен анализ проектных документов на разработку морских газовых и газоконденсатных месторождений с целью выбора аналога для месторождений, находящихся в стадии разведки. Рассмотренные акватории представлены на рис. 1.

По результатам анализа проектные КИГ для месторождений акватории Баренцева моря изменяются в диапазоне 0,80...0,82, а КИК имеет значение порядка 0,51.

Значения КИГ и КИК для месторождений карского шельфа (в том числе акватории Обской и Тазовской губ) варьируют от 0,67 до 0,88 для газа и от 0,42 до 0,47 для конденсата.

Таблица 1

## Оценка КИГ (по статистическим данным Ю.Н. Васильева)

Тип коллектора	Режим разработки	Тип залежи	Масштаб геологических запасов газа	КИГ, д.ед.			
				Однородные высокопроницаемые пласты-коллекторы	Неоднородные пласты-коллекторы		
					с преобладанием высокопроницаемых пород	с преобладанием низкопроницаемых пород	при резкой слоистости и преобладании низкопроницаемых пород
Терригенный	Газовый	Массивный	Крупные, средние	0,95...0,90	0,90...0,80	0,80...0,60	< 0,60
		Пластовый	Средние, мелкие	0,90...0,80	0,90...0,80	0,80...0,70	0,70...0,60
	Водонапорный	Массивный	Крупные, средние	0,90...0,80	0,80...0,70	0,85...0,60	< 0,60
		Пластовый	Средние, мелкие	0,85...0,75	0,85...0,75	0,75...0,60	< 0,60
Карбонатный	Газовый	Массивный	Крупные, средние	0,90...0,80	0,90...0,80	0,80...0,60	< 0,60
	Водонапорный	Массивный	Крупные, средние	0,85...0,70	0,85...0,70	0,75...0,50	< 0,50

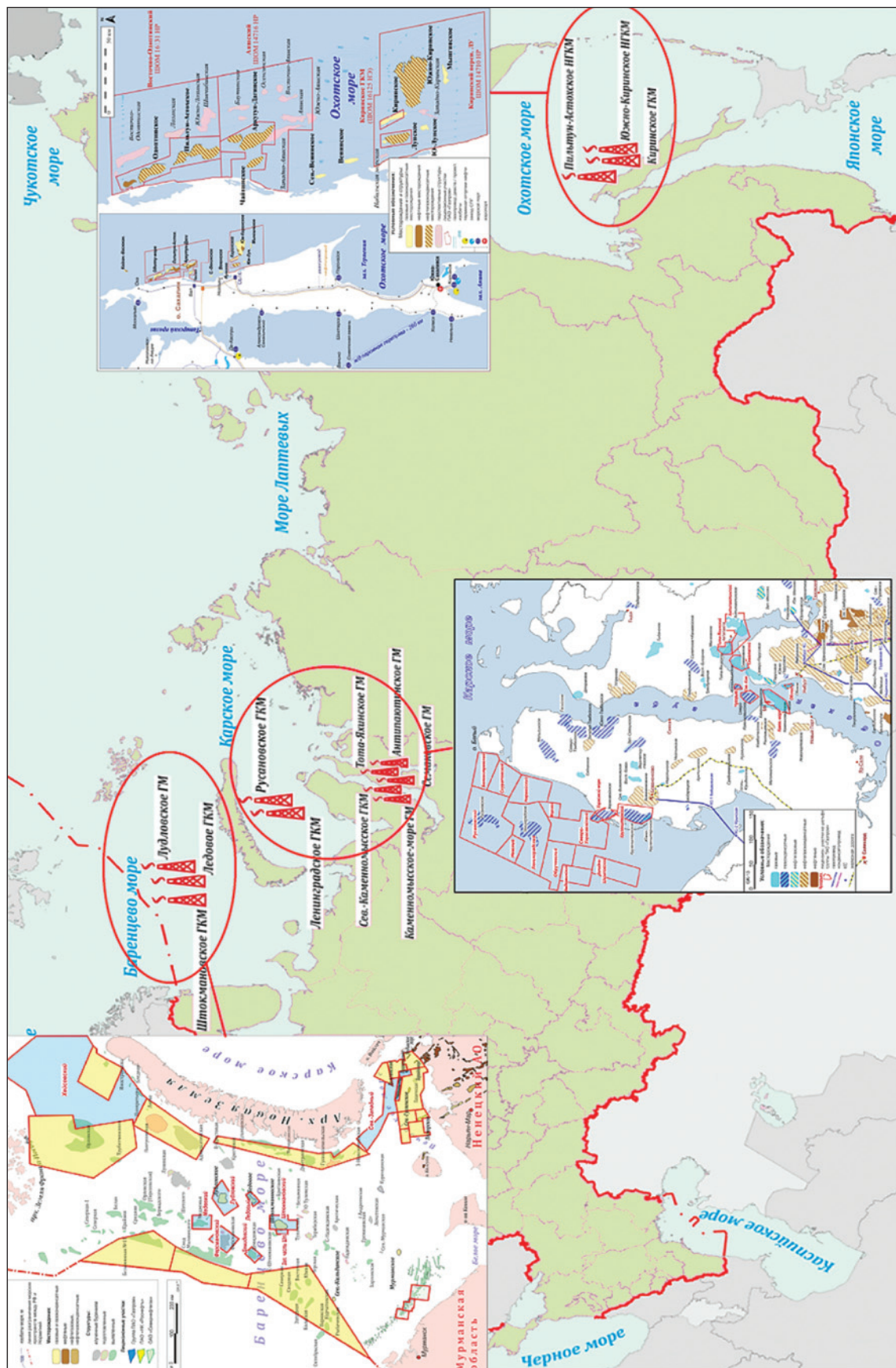


Рис. 1. Акватории месторождений Баренцева, Карского и Охотского морей. Месторождения: Г – газовое, ГК – газоконденсатное, НКГМ – нефтегазоконденсатное месторождение

Для месторождений акватории Охотского моря КИГ и КИК составляют 0,58...0,80 и 0,44...0,48 соответственно.

Обобщенные оценки для морских газовых и газоконденсатных месторождений с учетом основных положений разработки приведены в табл. 2 с разбивкой по акваториям. Как видно, КИГ оценивается в пределах 0,67...0,88, т.е. ниже, чем приведенная выше оценка 0,8...0,95 для месторождений суши.

На стадии разведочных работ на шельфе оценки возможных запасов и коэффициентов извлечения УВ строятся на весьма ограниченной информации – данных сеймики и опробования разведочных скважин. Первичные оценки могут быть получены, например, по экспертной табл. 2, основанной на обобщении опыта проектирования разработки морских газовых и газоконденсатных залежей, либо по аналогии с разрабатываемыми или подготовленными к разработке морскими залежами, принадлежащими к рассматриваемому нефтегазосному региону.

По окончании геолого-разведочных работ при подготовке к вводу месторождения в разработку уточнение КИГ (КИК) может быть произведено:

- по типовой динамике добычи УВ для залежей, относящихся к соответствующему классу по величине запасов, при ограничениях на принятый срок службы морских промысловых сооружений;

- результатам моделирования разработки, исходя из начальных дебитов и плотности сетки добывающих скважин рассматриваемого региона;

- результатам трехмерного моделирования разработки, исходя из построенной геологической модели залежи и результатов опробования (освоения) разведочных скважин.

Для морских газовых и газоконденсатных месторождений определяющим фактором, по мнению авторов, будет срок службы сооружений морского промысла. Так, месторождения на охотоморском шельфе в пределах Киринского перспективного участка недр (Киринское, Южно-Киринское, Мынгинское) предполагается осваивать с подводным заканчиванием скважин, подводной системой сбора продукции скважин и транспортировкой ее на береговой технологический комплекс для подготовки и реализации товарной продукции. В проектных документах на разработку Киринского ГКМ принят срок службы подводных промысловых объектов в 30 лет. По полученным оценкам за 30-летний период, КИГ по рекомендуемому варианту получен равным 0,68. Рентабельный период меньше принятого проектного срока, по рекомендуемому варианту продолжительность его в действующих ценовых показателях на 10 лет меньше. Соответственно, КИГ за рентабельный период составил 0,463, а КИК за 30-летний и рентабельный периоды – соответственно 0,516 и 0,386.

Таблица 2

**Оценка КИГ (КИК) по опыту проектирования разработки морских газовых и газоконденсатных месторождений РФ**

Месторождение	Тип месторождения	Количество пластов (залежей) / кол-во объектов разработки	Срок разработки, лет	Количество добывающих скважин	КИГ, д.ед.	КИК, д.ед.
Акватория Баренцева моря						
Штокмановское	ГК	5/4	57	72	0,80	0,68
Акватория Охотского моря						
Киринское	ГК	4/1	30	7	0,68	0,49
Южно-Киринское	НГК*	2/7	40	37/21	0,79	0,48
Обская, Тазовская губы						
Каменномысское-море	Г	1/1	30	42	0,67	–
Северо-Каменномысское	Г	2/2	41	37	0,88	–
	ГК	–	24	15	0,71	0,47
Семаковское	Г	1/1	33	49	0,87	–
Антипаютинское	Г	1/1	40	38	0,80	–
Тота-Яхинское	Г	1/1	40	31	0,79	–

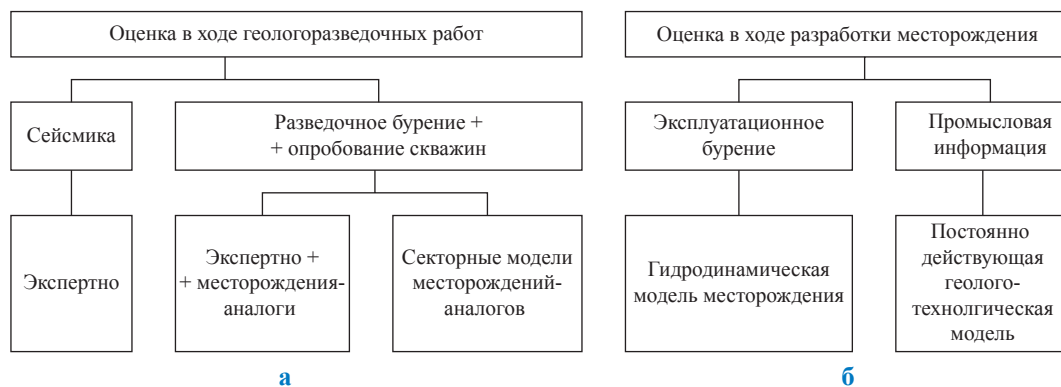


Рис. 2. Оценка коэффициентов извлечения на стадиях разведки (а) и освоения (б) месторождения

Общий подход к оценке КИГ (КИК) на разных стадиях разведки и освоения месторождения показан на рис. 2.

\*\*\*

Для шельфа замерзающих морей при решении об освоении месторождений с использованием систем подводной добычи:

- первичная оценка КИГ по сейсмическим данным не должна превышать 0,5;
- если по результатам опробования первых разведочных скважин подтверждена высокая продуктивность, оценку КИГ оправданно принимать в пределах 0,65...0,70;
- в предпроектных работах оценку КИГ (КИК) можно проводить путем расчетов на секторных моделях с использованием петрофизических связей, построенных по месторождениям-аналогам;
- последующие оценки КИГ (КИК) должны строиться на результатах трехмерного моделирования и технико-экономических расчетов, принятых при проектировании разработки на проектный период 30...40 лет, исходя из принимаемого нормативного срока службы подводного оборудования.

Для шельфа замерзающих морей при подтвержденной региональной нефтегазоносности и наличии на суше месторождений в разведываемых комплексах пород:

- первичная оценка может быть принята по разрабатываемому на суше месторождению-аналогу с понижающим коэффициентом на уровне 0,8...0,9;
- последующие оценки КИГ (КИК) должны строиться на результатах трехмерного моделирования и технико-экономических расчетов, принятых при проектировании разработки на проектный период 40...50 лет, исходя из закладываемого срока службы ледостойких морских платформ.

### Список литературы

1. Требования к составу и правилам оформления представленных на государственную экспертизу материалов по технико-экономическому обоснованию коэффициентов извлечения газа / утв. приказом Минприроды России от 15.02.2011 № 34. – [http://gkz-rf.ru/sites/default/files/docs/uvs\\_treb.pdf](http://gkz-rf.ru/sites/default/files/docs/uvs_treb.pdf)

## To assessment of gas and gas condensate recovery efficiencies for offshore gas and gas-condensate fields

G.M. Geresh<sup>1\*</sup>, F.R. Bilalov<sup>1</sup>, O.Yu. Yashchenko<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninsky district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

\* E-mail: G\_Geresh@vniigaz.gazprom.ru

**Abstract.** Minprirody of Russia requires that determination of recoverable hydrocarbon reserves must be carried out according to a design document on field development. It makes one revise estimations of gas and gas condensate recovery factors, which are to be booked in State Register of Mineral Reserves.

To get initial estimations of recovery factors for hydrocarbons, the design documents on development of subsea gas and gas-condensate fields have been analyzed. As a result a common approach to assessment of recovery factors during different stages of field prospecting and development has been composed for a number of cases, namely: when subsea production systems are used; when sea platforms are used; and if there are onshore fields within the rocks of developed stratigraphic series.

**Keywords:** offshore gas and gas-condensate fields, recoverable reserves, recovery factor, estimation.

### References

1. *Regulations on structure and execution of feasibility information about gas recovery factors filed for state appraisal* [Trebovaniya k sostavu i pravilam oformleniya predstavleniykh na gosudarstvennyuyu ekspertizu materialov po tekhniko-ekonomicheskomu obosnovaniyu koeffitsiyentov izvlecheniya gaza] [online]. Approved by Minprirody of Russia on February 15, 2011, decree no. 34. Available from: [http://gkz-rf.ru/sites/default/files/docs/uv\\_s\\_treb.pdf](http://gkz-rf.ru/sites/default/files/docs/uv_s_treb.pdf). (Russ.).