ГЕОЛОГИЯ, ПОИСКИ И РАЗВЕДКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК 622.691.2
DOI: 10.46698/VNC.2026.94.71.001

Оригинальная статья

Определение допустимого количества углекислого газа для размещения в геологической структуре

Э.Р. Гасумов[1,2], **Р.А. Гасумов**[3]

[1] Азербайджанский технический университет, Азербайджан, AZ1073, г. Баку, пр. Г. Джавида, 25, e-mail: e.gasumov@gmail.com;

[2] Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности, Азербайджан, AZ 1010, г. Баку, пр. Азадлыг, 34;

[3] Северо-Кавказский федеральный университет, Россия, 355017, г. Ставрополь, ул. Пушкина, 1, e-mail: R.Gasumov@yandex.ru

Статья поступила: 13.02.2026, доработана: 22.05.2026, принята к публикации: 26.05.2026

Резюме: Актуальность работы. В статье рассмотрены результаты исследования по определению допустимого количества углекислого газа (CO_2) для размещения в геологической структуре – продуктивных пластах истощённых залежей углеводородного сырья, обеспечивающих надёжное хранение. Подземное размещение CO_2 признано ключевой технологией сокращения выбросов в атмосферу и является важной частью проектов по улавливанию и размещению диоксида углерода. Проекты по захоронению CO_2 в геологических структурах регулируются международными стандартами и российскими нормами, при этом к геологическим условиям и характеристикам вмещающих CO_2 резервуаров предъявляются особые требования по обеспечению долгосрочного безопасного хранения. Закачка в истощённые нефтяные и/или газовые пласты – после извлечения нефти и газа эти хорошо изученные резервуары представляют собой наилучшее решение для захоронения CO_2. Изучение перспектив и рисков захоронения CO_2 в геологических структурах показывает, что геологические изменения (движения породы) могут вызвать миграцию CO_2 из формации в менее герметичные породы и далее на поверхность земли. В связи с этим определение допустимого количества CO_2 для размещения в геологической структуре является актуальной задачей. **Целью исследования** является оценка пригодности геологических структур для захоронения CO_2 с учетом различных факторов, критериев и нормативных документов. **Материалы и методы.** Для определения допустимого количества CO_2 для размещения в геологической структуре используют теоретические методы, которые учитывают критерии выбора структуры, такие как количественная оценка потенциала хранения, расчёт необходимого объёма закачки CO_2 и оценка коэффициента растворения газа в пластовой воде. **Результаты исследований.** Предложен метод – уравнение для определения допустимого количества CO_2 для размещения в геологической структуре с учётом обеспечения его долгосрочного безопасного хранения. Выделены некоторые критерии, по которым оцениваются потенциальные геологические структуры для захоронения CO_2 с учётом изменения коэффициента сжимаемости углекислого газа.

Ключевые слова: углекислый газ, геологическая структура, критерии, коэффициент сжимаемости, хранение, CO_2, метод оценки.

Для цитирования: Гасумов Э.Р., Гасумов Р.А. Определение допустимого количества углекислого газа для размещения в геологической структуре. *Геология и геофизика Юга России.* 2026. 16(2): 132–144. DOI: 10.46698/VNC.2026.94.71.001

DOI: 10.46698/VNC.2026.94.71.001

Original paper

Determination of the permissible amount of carbon dioxide for placement in a geological structure

E.R. Gasumov[1,2], **R.A. Gasumov**[3]

[1] Azerbaijan Technical University, 25 H. Javid Ave., Baku AZ1073, Azerbaijan, e-mail: e.gasumov@gmail.com;

[2] Azerbaijan State Oil and Industry University, 34 Azadlig Ave., Baku AZ1010, Azerbaijan, e-mail: e.gasumov@gmail.com;

[3] North Caucasian Federal University, 1 Pushkina Str., Stavropol 355017, Russian Federation, e-mail: R.Gasumov@yandex.ru

Received: 13.02.2026, revised: 22.05.2026, accepted: 26.05.2026

Abstract: Relevance. This article presents the results of a study assessing the capacity of geological structures for carbon dioxide (CO_2) storage. The target storage formations are the productive reservoirs of depleted hydrocarbon fields. The key objective of the study is to determine the maximum allowable volume of CO_2 that ensures secure and safe storage. The placement of CO_2 in geological structures is relevant given the trend toward low-carbon energy and the need to reduce greenhouse gas emissions. This issue is related to various aspects: legislative requirements, technology, research, and economics. Underground CO_2 placement is recognized as a key technology for reducing atmospheric emissions and is an important component of carbon dioxide capture and storage (CCS) projects. Carbon dioxide disposal projects in geological structures are regulated by international and Russian standards, with specific requirements for the geological conditions and characteristics of CO_2-containing reservoirs to ensure long-term safe storage. Injection into depleted oil and/or gas reservoirs–after oil and gas resources have been extracted, these well-studied reservoirs represent the best solution for CO_2 storage. Carbon dioxide can be stored in geological structures in gaseous, liquid, and supercritical states. The study of the prospects and risks of CO_2 storage in geological structures shows that geological changes (rock movements) can cause carbon dioxide migration from the formation to less sealed rocks and then to the Earth's surface. Therefore, determining the permissible amount of CO_2 for disposal in a geological structure is a pressing issue. **The aim of the study** is to assess the suitability of geological structures for carbon dioxide (CO_2) storage, taking into account various factors, criteria, and regulations. It also examines the criteria for selecting CO_2 storage sites, methods for assessing storage potential, the risks associated with gas placement, and methods for calculating the permissible amount of CO_2 for placement in a geological structure. **Materials and Methods.** To determine the permissible amount of CO_2 for placement in a geological structure, theoretical methods are used that take into account structure selection criteria, methods such as quantitative assessment of storage potential; calculation of the required volume of CO_2 injection; and assessment of the coefficient of gas dissolution in formation water. These methods allow for safe and long-term geological storage of CO_2, minimizing risks to the environment, natural resources, and human health. Theoretical-level materials are used, including regulatory documents, calculation methods, rock requirements, and monitoring information. **Results.** The method – equation is proposed for determining the permissible amount of carbon dioxide for disposal in a geological structure, taking into account the conditions for its long-term safe storage. Several criteria are identified for evaluating potential geological structures for CO_2 storage, taking into account changes in the compressibility coefficient of carbon dioxide.

Keywords: carbon dioxide, geological structure, criteria, compressibility coefficient, storage, CO_2, evaluation method.

For citation: Gasumov E.R., Gasumov R.A. Determination of the permissible amount of carbon dioxide for placement in a geological structure. *Geologiya I Geofizika Yuga Rossii = Geology and Geophysics of Russian South*. (in Russ.). 2026. 16(2): 132–144. DOI: 10.46698/VNC.2026.94.71.001

Введение

Согласно данным компьютерного моделирования климата увеличение выбросов парниковых газов (ПГ) приведёт к повышению уровня Мирового океана и повышению температуры воздуха. Их потенциальное воздействие на климат изучалось с помощью различных компьютерных симуляций: от простых одномерных моделей до сложных трёхмерных. Региональные модели общей циркуляции океана и атмосферы (GCM). Есть гипотеза о том, что значительно повышенный уровень атмосферного углекислого газа (диоксида углерода, CO_2) вызывает значительное глобальное потепление и связанные с ним последствия. Выделяются два аспекта последствий: реакция климата на повышение уровня концентрации CO_2 в атмосфере и реакция растений на повышение содержания CO_2 в воздухе [Архипов и др., 2023; Гасумов, Гасумов, 2025].

Анализ содержания CO_2 в атмосфере позволяет сделать вывод о том, что его увеличение в XX веке не оказало пагубного влияния на глобальный климат или температуру. Однако увеличение концентрации CO_2 постоянно сопровождается заметным увеличением темпов роста растений, свидетельством чего являются многочисленные лабораторные и полевые эксперименты, проведённые учёными из разных стран. Одним из путей минимизации негативного влияния CO_2 на окружающую среду является сокращение выбросов в атмосферу и их захоронение, в том числе в геологических структурах вглубь Земли [Masoud et al., 2024; Осипов и др., 2022].

При этом важно определить возможности залежи для размещения CO_2 и допустимое количество CO_2 с учётом обеспечения его долгосрочного безопасного хранения, что обуславливает необходимость учета вида и состояния геологических структур, методов оценки и нормативных документов, регламентирующих размещение CO_2. Выделяются некоторые критерии, по которым оцениваются потенциальные геологические структуры для захоронения CO_2 [Аникеев, Аникеева, 2023; Дымочкина и др., 2022; Осипов и др., 2022]. Выделение критериев для оценки потенциальных геологических объектов для захоронения CO_2 является важным аспектом. После извлечения ресурсов нефти и газа истощённые пласты углеводородов (УВ) являются хорошо изученными резервуарами и представляют собой наилучшее решение для захоронения CO_2 путём его закачки в геологическую структуру. Изучение перспектив и рисков захоронения CO_2 в истощённых пластах УВ показывает, что геологические изменения (движения породы) могут вызвать миграцию углекислого газа (при его избыточном объёме, превышающем допустимый предел размещения) из формации в менее герметичные породы и далее на земную поверхность. Это определяет необходимость оценки допустимого количества CO_2 для размещения в геологической структуре.

Методы исследования

Для определения допустимого количества CO_2 при размещении в геологической структуре, используют теоретические методы, которые учитывают критерии выбора структуры, такие как количественная оценка потенциала хранения, расчёт необходимого объёма закачки CO_2 и оценка коэффициента растворения газа в пластовой воде, позволяющие обеспечить безопасное и длительное геологическое хранение CO_2, минимизируя риски для окружающей среды, природных ресурсов и здоровья человека. Используются материалы теоретического уровня, которые включают нормативные документы, методы расчёта, требования к породам и информацию о результатах мониторинга.

Результаты работы и их обсуждение

Предложен метод – уравнение для определения допустимого количества углекислого газа при размещении в геологической структуре с учётом обеспечения его долгосрочного безопасного хранения. Выделены некоторые критерии, по которым

оцениваются потенциальные геологические структуры для захоронения CO_2 с учётом изменения коэффициента сжимаемости углекислого газа [Гасумов и др., 2024; Гасумов, Гасумов, 2025].

Изучены различные варианты размещения CO_2 в геологических структурах. При выборе геологических структур для размещения CO_2 учитывали, что потенциальные объекты должны соответствовать условиям долгосрочного удержания и невысвобождения закачанного газа, а также защищать минеральные ресурсы и пластовые воды от воздействия кислых компонентов [Переверзева и др., 2014; Masoud et al., 2024; Осипов и др., 2022]. При определении допустимого количества углекислого газа для размещения в геологической структуре должны быть учтены возможные риски для окружающей среды, природных ресурсов и здоровья человека [Корзун и др., 2023; Макашева, 2023; Раков, 2016; Da Costa et al., 2019; Daval et al., 2011; DeVries et al., 2005; Donadei, Schneider, 2022]. При исследовании допустимого количества CO_2 учитываются некоторые критерии (рис. 1) [Архипов и др., 2023].

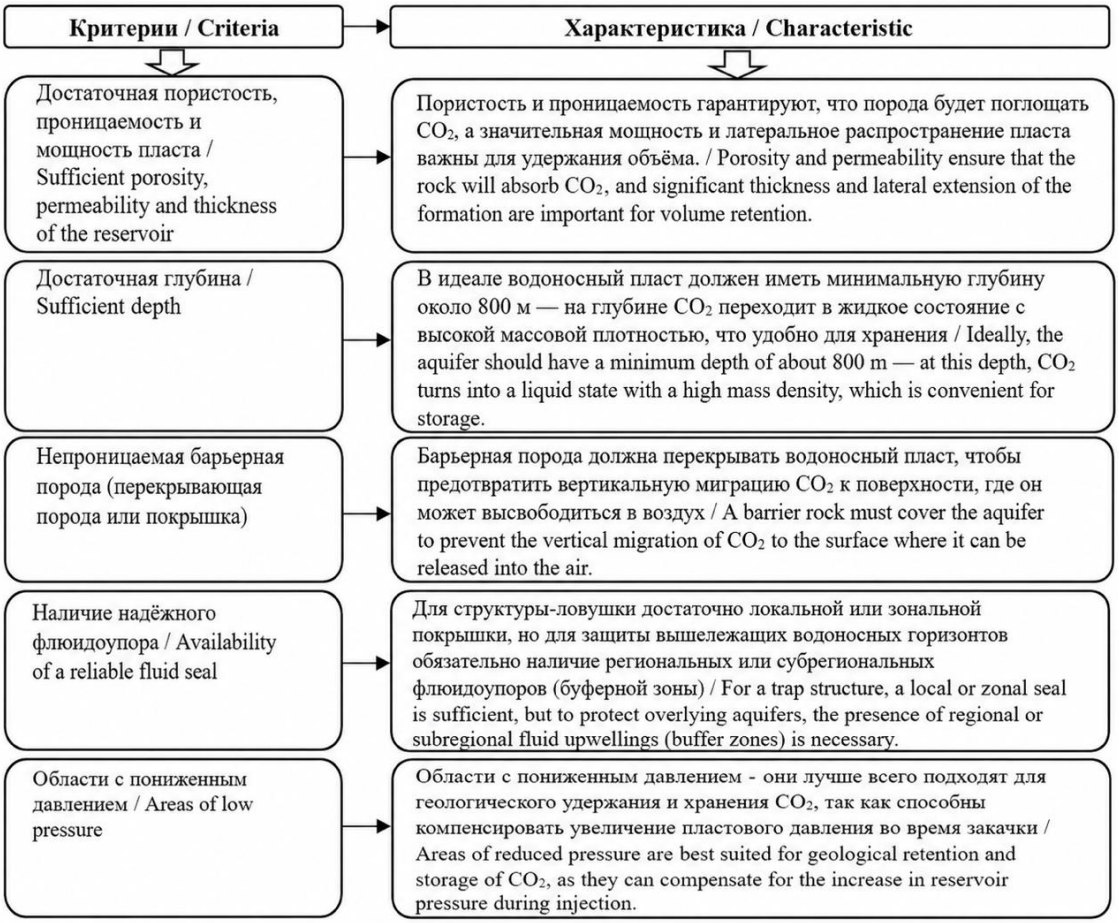
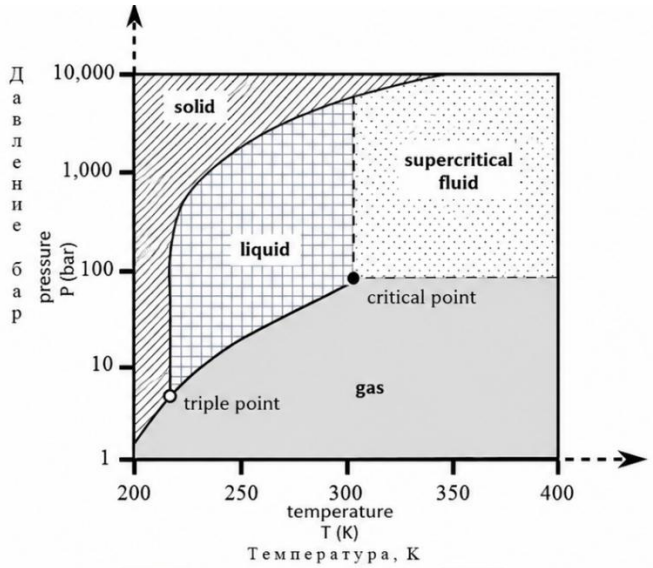


Рис. 1. Критерии, которые учитывают при исследовании допустимого количества углекислого газа /

Fig. 1. Criteria taken into account when studying the permissible amount of carbon dioxide

Для исследования используются различные методы оценки допустимого количества углекислого газа [Лапшин и др., 2011; Новиков и др., 2023; Гасумов, Гасумов, 2025].

На рисунках 2 и 3 показаны диаграмма фазового перехода и сопоставление молекулярной массы, критических параметров компонентов природного газа и CO_2 [Переверзева и др., 2014].



- твёрдое тело / solid; - жидкость / liquid; - сверхкритическая жидкость / supercritical fluid; - газ / gas; - критическая точка / critical point; - тройная точка /

В области давлений ниже давления в тройной точке на диаграмме имеется только линия сублимации, то есть твёрдый и жидкий диоксид углерода сосуществовать не могут. Это объясняет, почему при атмосферном давлении сухой лёд (традиционное название твёрдого диоксида углерода CO2). При атмосферном давлении и температуре выше −78,5 °C (194,65 K) сублимируется, то есть переходит в углекислый газ, минуя жидкую фазу) не плавясь возгоняется и превращается сразу в углекислый газ /
At pressures below the triple point, the diagram shows only a sublimation line, meaning solid and liquid carbon cannot coexist. This explains why, at atmospheric pressure, dry ice (the traditional name for solid carbon dioxide is CO2. At atmospheric pressure and temperatures above −78.5°C (194.65 K), it sublimates, that is, transforms into carbon dioxide, bypassing the liquid phase) without melting and transforms directly into carbon dioxide.

Рис. 2. Диаграмма фазового перехода углекислого газа (ru.wikipedia.org) /
Fig. 2. Phase transition diagram of carbon dioxide (ru.wikipedia.org)

Изменения физических свойств CO_2 в зависимости от давления и температуры (коэффициент сжимаемости, плотность, динамическая вязкость) рассчитаны по известной методике [Мосоров и др., 2024; Переверзева и др., 2014; Schussler, Kummel, 1989].

Расчёт количества углекислого газа, размещаемого в залежи для захоронения CO_2 в геологических резервуарах, включает учёт геологических параметров, свойств газа и условий залежи. Целью расчёта является определение того, сколько газа может вместить залежь, и вычисление объёма закачки. Оценочные расчёты по определению количества закачиваемого углекислого газа в пласт проводились с учётом изменения физических свойств CO_2 при постоянной пластовой температуре и достигаемом начальном пластовом давлении.

Фазовая диаграмма углекислого газа показывает зависимость физического состояния вещества от температуры и давления. На диаграмме представлены области, помеченные как твёрдое, жидкое и газообразное состояния, а также линии или кривые, разделяющие области [Мосоров и др., 2024] (рис. 2).

Некоторые особенности диаграммы:

– тройная точка указывает условия давления и температуры, при которых сосуществуют все три фазы;

– критическая точка указывает температуру и давление, выше которых существует одна фаза, чьи физические свойства являются промежуточными между газообразным и жидким состояниями;

– линия сублимации разделяет твёрдую и паровую фазы, обозначает температуры и давления, при которых фазы по обе стороны от кривой находятся в равновесии;

– кривая твёрдого тела показывает положительный уклон, что указывает на то, что температура плавления CO_2 увеличивается с давлением.

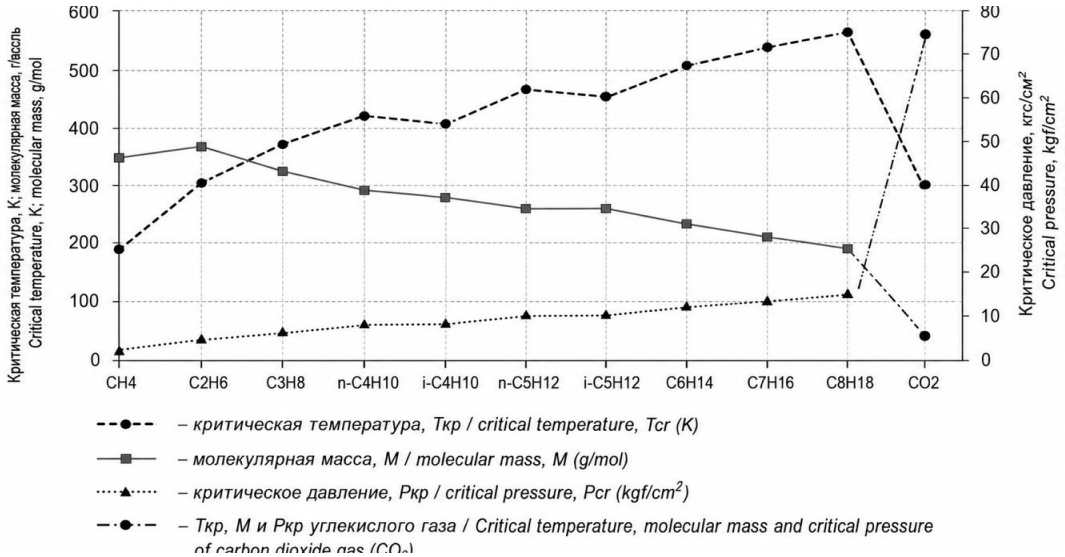


Рис. 3. Сопоставление молекулярной массы и критических параметров компонентов природного газа и углекислого газа /

Fig. 3. Comparison of molecular weight and critical parameters of natural gas and carbon dioxide components

Области на диаграмме представляют условия температуры и давления для одной фазы. Линии или кривые, разделяющие области, обозначают температуры и давления, при которых фазы по обе стороны от кривой находятся в равновесии. Точка при 1-й атмосфере и −78,5 °С лежит на кривой, разделяющей твёрдую и паровую фазы, поэтому в этих условиях существует равновесие «твёрдое тело – пар» (на кривой испарения), а «твёрдое тело – жидкость» – на кривой плавления. В области давлений ниже давления в тройной точке на диаграмме имеется только линия сублимации, то есть твёрдый и жидкий CO_2 сосуществовать не могут. Это объясняет, почему при атмосферном давлении сухой лёд, не плавясь, возгоняется и превращается сразу в углекислый газ [Раков, 2016; Arany et al., 2025].

При повышенном давлении и обычных температурах углекислый газ переходит в жидкость (при 20 °С и >6 МПа газ сгущается в бесцветную жидкость), а при −79 °С твёрдый оксид углерода (IV) сублимируется – переходит из твёрдого состояния в газообразное, минуя жидкое.

В обычных условиях углекислый газ не образует кристаллы – температура и давление в обычной атмосфере не способствуют образованию кристаллических структур. Однако при очень низких температурах и очень высоких давлениях углекислый газ может образовывать кристаллы.

Молекулярная масса и критические параметры компонентов природного газа и углекислого газа отличаются (рис. 3). Критические параметры (давление, температура, плотность и другие) для компонентов природного газа определяются экспериментально [Мустафина, Сагидуллин, 2025]. Некоторые компоненты природного газа и их молекулярная масса: метан – 16,042 кг/кмоль; этан – 30,068 кг/кмоль; пропан – 44,094 кг/кмоль; изобутан – 58,120 кг/кмоль; н-бутан – 58,120 кг/кмоль; пентан – 72,146 кг/кмоль; азот – 28,016 кг/кмоль; кислород – 32,000 кг/кмоль; сероводород – 34,900 кг/кмоль.

Молекулярная масса углекислого газа (44,01 г/моль) меньше, чем молекулярная масса некоторых компонентов природного газа. При этом критические параметры

CO_2 (температура – 31 °С, давление – 7,38 МПа) отличаются: для углекислого газа критическая температура ниже, чем для некоторых компонентов природного газа.

В газообразном состоянии CO_2 ведёт себя как газ, коэффициент сжимаемости (Z) близок к единице. Газообразному состоянию соответствует широкий диапазон температур и давлений, не превышающий кривую кипения. При давлении 7,38 МПа и температуре 31 °С углекислый газ, имея плотность, близкую к плотности жидкости, ведёт себя как газоподобный сжимаемый флюид [Хан и др., 2016]. В сверхкритическом состоянии коэффициент сжимаемости находится между соответствующими значениями для газа и жидкости.

Отличие сжимаемости CO_2 от метана и азота при высоких температурах связано с тем, что углекислый газ может находиться в разных агрегатных состояниях, и его свойства зависят от температуры и давления, а также имеет особенности изменения коэффициента сжимаемости в зависимости от параметров [Современные проблемы …, 2020]. Это необходимо учитывать, так как потребляемая мощность компрессоров, затрачиваемая на сжатие при транспортировке и нагнетании в пласт, зависит от степени сжимаемости газа.

Для количественных расчётов поведение реальных газов часто описывается уравнением Ван-дер-Ваальса, но для высоких плотностей и давлений параметры, рассчитанные по этому уравнению, часто расходятся с действительными (экспериментальными) значениями [Лапшин и др., 2011].

Проведённые расчёты показали, что коэффициент сжимаемости и плотность CO_2 изменяются в зависимости от термобарических параметров. Это связано с тем, что CO_2 может находиться в разных агрегатных состояниях, и его свойства зависят от температуры и давления [Современные проблемы …, 2020; Хан и др., 2016] в интервале термобарических параметров: температура 250–450 К, давление 0–450 кгс/см² (рис. 4).

Изменение динамической вязкости углекислого газа в интервале термобарических параметров (температура 250–450 К, давление 0–450 кгс/см²) отражено на рисунке 4.

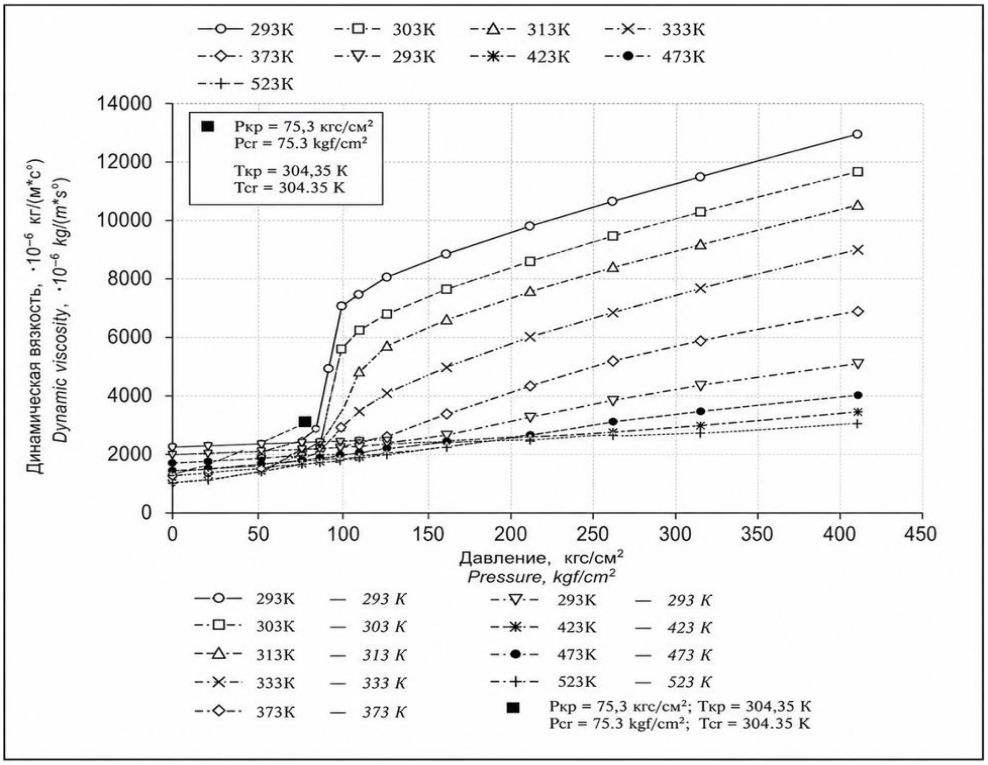


Рис. 4. Изменение динамической вязкости углекислого газа /
Fig. 4. Change in the dynamic viscosity of carbon dioxide

Изменение динамической вязкости CO_2 в интервале термобарических параметров позволяет определить его агрегатное состояние. Это связано с тем, что вязкость CO_2 зависит от температуры и давления, и в зависимости от условий газ может находиться в разных агрегатных состояниях: газообразном, жидком или сверхкритическом. В газообразном состоянии вязкость CO_2 порядка 10^{-5} Па·с, что соответствует широкому диапазону температур и давлений, не превышающему кривую кипения. В сверхкритическом состоянии CO_2 имеет вязкость порядка 10^{-5}–10^{-4} Па·с (при температуре >31 °C и давлении >7,38 МПа).

Для расчёта количества углекислого газа (CO_2), размещённого в геологической структуре для геологического хранения, используют различные методы и учитывают определённые критерии.

Расчёт количества углекислого газа, размещаемого в залежи, проводится при следующих допущениях и принятых условиях:

1. Предельное значение средневзвешенного давления в залежи при размещении углекислого газа равно значению начального средневзвешенного пластового давления в залежи УВ [Кислицын, Кузнецов, 2022]:

$$P_{н} = P_{св}\ , \tag{1}$$

где: $P_н$ – начальное средневзвешенное пластовое давление в залежи; $P_{св}$ – средневзвешенное давление в залежи после размещения углекислого газа.

Отсюда получается, что суммарная масса флюидов в залежи после размещения углекислого газа будет равна:

$$m_н = m_к\,, \tag{2}$$

где: $m_н$ – масса УВ в залежи до начала разработки; $m_к$ – масса флюидов в залежи после размещения углекислого газа.

2. В рамках вычислений не рассматривается распределение текущего давления на разные этапы эксплуатации; рассматривается непосредственно конечное состояние объекта после перераспределения флюидов в объекте ввиду разности молярных масс.

3. Для оценочных расчетов плотность УВ принимается как средняя величина за период разработки залежи.

Согласно принципу материального баланса, начальная масса газа в пласте равняется сумме отобранной к моменту времени t массы газа и оставшейся массы газа [Васильева, 2021; Рыбин, 2025; Soon et al., 1999; Siddiqui et al., 2010].

Уравнение материального баланса основано на законе сохранения массы газа. Извлечённый объём газа равен сумме изменений первоначального и привнесённого объёмов (в пласте, например) и учитывает динамику изменения запасов газа и приток жидкости из законтурной области; для газовой залежи записывается:

$$k_г V_{пор} P_н T_0 P_0 T_{пл} Z_н(P_н) = k_г V_{пор} P_m T_0 P_0 Tпл\ Z_н(P_н) + Q_{нак.г}\ , \tag{3}$$

где: $k_г$ – коэффициент газонасыщения; $V_{пор}$ – поровый объём ловушки; $P_н$ – начальное средневзвешенное пластовое давление в залежи; P_m – текущее средневзвешенное пластовое давление в залежи; P_0 – стандартное давление; $T_{пл}$ – пластовая температура; T_0 – стандартная температура; $Z_н(P_н)$ – коэффициент сверхсжимаемости пластового газа в начальных условиях; $Z_m(Pm)$ – коэффициент сверхсжимаемости пластового газа в текущих условиях; $Q_{нак.г}$ – накопленный отбор газа.

Величина $Q_{нак.г}$ является основной при расчёте размещаемого в залежи углекислого газа.

Газовая залежь, газовый режим

Уравнение равенства масс для газовой залежи в газовом режиме:

$$m_{г.д}+m_{г.ост}=m_{г.ост}+m_{CO_2}\text{-} \ , \tag{4}$$

где: $m_{г.д}$ – масса добытого газа; $m_{г.ост}$ – масса остаточного газа в залежи на конец разработки; m_{CO2} – масса углекислого газа, размещенного в залежи.

Из этого следует, что масса размещенного в залежи углекислого газа равна массе добытого из залежи газа. Поскольку масса равна произведению плотности газа на занятый им объём, то справедливо уравнение:

$$Q_{нак.г}\rho_{гн}=Q_{CO2}\rho_{CO2н} \ , \tag{5}$$

где: $Q_{нак.г}$ – накопленный отбор газа; $\rho_{гн}$ – плотность добываемого газа в нормальных условиях; Q_{CO2} – запасы углекислого газа для размещения; $\rho_{CO2н}$ – плотность углекислого газа в нормальных условиях.

Тогда расчёт запасов углекислого газа для размещения в залежи проводится по формуле:

$$Q_{CO2}=Q_{нак.г}\,\rho_{гн}\rho_{CO2н} \ . \tag{6}$$

Расчёт массы углекислого газа, размещаемого в залежи:

$$m_{CO2}=Q_{нак.г}\rho_{гн} \tag{7}$$

Газоконденсатная залежь, газовый режим

Рассмотрим уравнение равенства масс для газоконденсатной залежи в газовом режиме:

$$m_{г.д}+m_{к.д}+m_{г.ост}+m_{к.ост}=m_{г.ост}+m_{к.ост}+m_{CO_2}\text{-} \ , \tag{8}$$

где: $m_{к.д}$ – масса добытого конденсата; $m_{к.ост}$ – масса остаточного конденсата в залежи на конец разработки.

Из этого следует, что масса размещённого в залежи углекислого газа равна сумме масс, добытых из залежи газа и конденсата. Поскольку масса равна произведению плотности газа на занятый им объём, то справедливо уравнение:

$$Q_{нак.г}\rho_{гн}+m_{к.д}=Q_{CO2}\rho_{CO2н} \ . \tag{9}$$

Тогда расчёт запасов углекислого газа для размещения проводится по формуле:

$$Q_{CO2}=m_{к.д}+Q_{нак.г}\rho_{гн}\,\rho_{CO2н} \ . \tag{10}$$

Расчёт массы углекислого газа, размещаемого в залежи:

$$m_{CO2}=m_{к.д}+Q_{нак.г}\,\rho_{гн} \ . \tag{11}$$

Определение допустимого количества CO_2 для размещения в геологической структуре – продуктивных пластах истощённых залежей УВ – помогает обеспечить безопасное и долгосрочное хранение CO_2.

Заключение

Предложены подходы для определения допустимого количества углекислого газа для размещения в геологических структурах с учётом обеспечения его долгосрочного безопасного хранения. Выделены некоторые критерии, по которым оцениваются потенциальные геологические структуры для захоронения CO_2 с учётом изменения коэффициента сжимаемости углекислого газа.

Определение допустимого количества CO_2 учитывает критерии выбора геологических структур для размещения, методы оценки и нормативные документы, регламентирующие размещение углекислого газа в геологических структурах.

Оценочные расчёты по определению количества закачиваемого в пласт углекислого газа проводились с учётом изменения физических свойств CO_2 при постоянной пластовой температуре и достигаемом начальном пластовом давлении. Предложена фазовая диаграмма углекислого газа, показывающая зависимость физического состояния вещества от температуры и давления, а также уравнение материального баланса для газовой залежи.

Установлено, что масса (произведение плотности газа на занятый объём) CO_2, размещённого в истощённых залежах УВ, разработанных в газовом режиме, соответствует объёму извлечённого из них природного газа.

Определение допустимого количества CO_2 для размещения в продуктивных пластах истощённых залежей УВ важно для проектов по улавливанию и размещению диоксида углерода (CCS) – технологии сокращения выбросов CO_2 в атмосферу.

Литература

1. Аникеев Д.П., Аникеева Э.С. Оценка различных доступных опций в пакетах гидродинамического моделирования для моделирования захоронения углекислого газа в геологические структуры различных типов // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2023. – Вып. 2(41). – С. 108–123. DOI: 10.29222/ipng.2078-5712.2023-41.art7.

2. Архипов В.Н., Ященко С.А., Анкудинов А.А., Молчанова А.А., Смирнова Е.В. Технология CCS: от теории к практике // Экспозиция. Нефть. Газ. – 2023. – № 8. – С. 107–110. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-8-107-110.

3. Васильева Д.А. Применение метода материального баланса для оценки снижения запасов газа // Молодой учёный. – 2021. – № 24(366). – С. 39–42.

4. Гасумов Р.А., Гасумов Э.Р. Оценка воздействия подземного размещения жидких отходов на геологическую среду (на примере истощенных газовых месторождений) // Юг России: экология, развитие. – 2025. – Т. 20. № 1. – С. 145–159. DOI: 10.18470/1992-1098-2025-1-13.

5. Гасумов Р.А., Гасумов Э.Р., Валиев В.М., Мусаева Ф. Геологические и технико-экономические аспекты проектирования подземных хранилищ газа в пластах-коллекторах // Геология и геофизика Юга России. – 2024. – Т. 14. № 4. – С. 152–165. DOI: 10.46698/VNC.2024.24.13.013.

6. Дымочкина М.Г., Самодуров М.С., Павлов В.А., Пенигин А.В., Ушмаев О.С. Геологический потенциал улавливания и хранения диоксида углерода в Российской Федерации // Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 12. – С. 20–23. DOI: 10.24887/0028-2448-2021-12-20-23.

7. Кислицын А.А., Кузнецов С.В. Оценка дренируемых запасов газа методом материального баланса // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2022. – № 6. – С. 56–72. DOI: 10.31660/0445-0108-2022-6-56-72.

8. Корзун А.В., Ступакова А.В., Харитонова Н.А., Асеева А.В., Осипов К.О., Пронина Н.В. и др. Применимость природных геологических объектов для хранения, захоронения и утилизации углекислого газа (обзор) // Георесурсы. – 2023. – № 25(2). – С. 22–35. DOI: 10.18599/grs.2023.2.2.

9. Лапшин В.И., Волков А.Н., Шафиев И.М. Коэффициент сжимаемости газов и газоконденсатных смесей: экспериментальное определение и расчеты // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». – 2011. – № 1(6). – С. 120–131.

10. Макашева К.Н. Глобальные климатические изменения и экологическая безопасность: сравнительно-правовой анализ опыта России и Казахстана // Актуальные проблемы российского права. – 2023. – Т. 18. № 12. – С. 178–186. DOI: 10.17803/1994-1471.2023.157.12.178-186.

11. Мосоров В.И., Тамилов М.Ю., Мотошкин П.В. Криогенная обработка нержавеющие стали // Образование и наука. – 2024. – С. 44–52.

12. Мустафина К.А., Сагидуллин А.К. Влияние гидрокарблоната натрия на образование и роста газового гидрата углекислого газа // Сборник научных трудов. Часть 2. Наука. Технологии. Инновации. Новосибирск: НГТУ, 2025. – С. 66–69.

13. Новиков Д.А., Фомина Я.В., Юрчик И.И. и др. Оптимальный комплекс критериев зонального прогноза перспектив захоронения углекислого газа в геологических формациях // Экология и промышленность России. – 2023. – Т. 27. № 4. – С. 44–49. DOI: 10.18412/1816-0395-2023-4-44-49.

14. Осипов А.В., Мустаев Р.Н., Монакова А.С., Бондарева Л.И., Данцова К.И. Механизмы и варианты утилизации и захоронения углекислого газа в недрах // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. – 2022. – № 4. – С. 40–53. DOI: 10.32454/0016-7762-2022-64-4-40-53.

15. Переверзева С.А., Коносавский П.К., Тудвачев А.В., Хархордин И.Л. Захоронение промышленных выбросов углекислого газа в геологические структуры // Вестник Санкт-Петербургского университета. Серия 7. Геология. География. – 2014. – № 1. – С. 5–21.

16. Раков Э.Г. Углерода диоксид // Большая российская энциклопедия. М.: Большая российская энциклопедия. – 2016. – Т. 32. – С. 662–663.

17. Рыбин И.В. Ресурсы метана в подработанном массиве – как опасное может стать полезным // Геология и геофизика Юга России. – 2025. – Т. 15. № 2. – С. 196–205. DOI: 10.46698/VNC.2025.99.81.001.

18. Современные проблемы и перспективные направления инновационного развития науки. // Сборник материалов международной научно-практической конференции. Т. 2. М.: Международная корпорация научных исследований и разработок, 2020. – 84 с.

19. Хан С.А., Дорохин В.Г., Бондаренко Н.П. Использование особенностей агрегатных состояний двуокиси углерода для замещения части буферного объёма подземных хранилищ газа // Газовая промышленность. – 2016. – № 4. – С. 50–54.

20. Arany D., Kurucz N., Korosi M. Phase behavior of potential drug delivery systems, polycaprolactone nonsteroidal anti-inflammatory drug in a pressurized carbon dioxide medium // ACS Omega. – 2025. – No. 10(51). – pp. 62657–62666.

21. Da Costa A.M., Da Costa P.V.M., Udebhulu O.D. et al. Potential of storing gas with high CO2 content in salt caverns built in ultra-deep water in Brazil // Greenhouse Gases: Science and Technology. – 2019. – Vol. 9. Issue 1. – pp. 79–94. DOI: 10.1002/ghg.1834.

22. Daval D., Sissmann O., Menguy N. et al. Influence of amorphous silica layer formation on the dissolution rate of olivine at 90°C and elevated pCO2 // Chemical Geology. – 2011. – Vol. 284(1–2). – pp. 193–209. DOI: 10.1016/j.chemgeo.2011.02.021.

23. DeVries K.L., Mellegard K.D., Callahan G.D., Goodman W.M. Cavern roof stability for natural gas storage in bedded salt. Final Report. Rapid City: RESPEC, 2005. – 191 p.

24. Donadei S., Schneider G.S. Compressed air energy storage // Storing Energy. – 2022. – pp. 141–156. DOI: 10.1016/ B978-0-12-824510-1.00034-9.

25. Masoud R., Ilyushin P.Y., Baldina T.R. et al. Analysis of the assessment of the prospects for the burial of CO2 in unexplored aquifer complexes on the example of a facility in the Perm Region // Journal of Mining Institute. – 2024. – Vol. 270. – pp. 931–940.

26. Schussler U., Kummel R. Carbon dioxide removal from fossil fuel power plants by refrigeration under pressure // In: Proceedings of the 24th Intersociety Energy Conversion Engineering Conference. Washington: IEEE, – 1989. DOI: 10.1109/IECEC.1989.74714.

27. Siddiqui F., Waqas G.M., Noma M. Application of general material balance on gas condensate reservoirs GIIP estimation // In: SPE/PAPG Annual Technical Conference. Islamabad, Pakistan. 2010. pp. 120–131.

28. Soon W., Baliunas S.L., Robinson A.B., Robinson Z.W. Environmental effects of increased atmospheric carbon dioxide // Energy and Environment. – 1999. – Vol. 13(5). – pp. 149–164. DOI: 10.1260/0958305991499694.

References

1. Anikeev D.P., Anikeeva E.S. Evaluation of various available options in hydrodynamic modeling packages for modeling the underground storage for carbon dioxide in geological structures of various types. Actual Problems of Oil and Gas. 2023. Issue 2(41). pp. 108–123. DOI: 10.29222/ipng.2078-5712.2023-41.art7. (In Russ.)

2. Arkhipov V.N., Yashchenko S.A., Ankudinov A.A., Molchanova A.A., Smirnova E.V. CCS Technologies: from theory to practice. Exposition Oil Gas. 2023. No. 8. pp. 107–110. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-8-107-110. (In Russ.)

3. Vasilyeva D.A. Application of the material balance method to assess the decline of gas reserves. Young Scientist. 2021. No. 24(366). pp. 39–42. (In Russ.)

4. Gasumov R.A., Gasumov E.R. Assessment of the impact of underground disposal of liquid waste on a geological environment (using the example of depleted gas fields). South of Russia: Ecology, Development. 2025. Vol. 20. No. 1. pp. 145–159. DOI: 10.18470/1992-1098-2025-1-13. (In Russ.)

5. Gasumov R.A., Gasumov E.R., Veliyev V.M., Musayeva F. Geological and technical-economic issues of designing underground gas storage facilities in reservoir formations. Geology and Geophysics of Russian South. 2024. Vol. 14. No. 4. pp. 152–165. DOI: 10.46698/VNC.2024.24.13.013. (In Russ.)

6. Dymochkina M.G., Samodurov M.S., Pavlov V.A., Penigin A.V., Ushmaev O.S. Geological potential for carbon dioxide capture and storage of the Russian Federation. Oil Industry. 2022. No. 12. pp. 20–23. DOI: 10.24887/0028-2448-2021-12-20-23. (In Russ.)

7. Kislitsyn A.A., Kuznetsov S.V. Assessment of drainable gas reserves using the material balance method. News of Higher Educational Institutions. Oil and Gas. 2022. No. 6. pp. 56–72. DOI: 10.31660/0445-0108-2022-6-56-72. (In Russ.)

8. Korzun A.V., Stoupakova A.V., Kharitonova N.A., Aseeva A.V., Osipov K.O., Pronina N.V. et al. Applicability of natural geological objects for storage, disposal and utilization of carbon dioxide (review). Georesources. 2023. No. 25(2). pp. 22–35. DOI: 10.18599/grs.2023.2.2. (In Russ.)

9. Lapshin V.I., Volkov A.N., Shafiev I.M. Compressibility coefficient of gases and gas condensate mixtures: experimental determination and calculations. Nauchno-tehnicheskij Sbornik. Vesti Gazovoy Nauki. 2011. No. 1(6). pp. 120–131. (In Russ.)

10. Makasheva K.N. Global climate change and environmental safety: comparative legal analysis of the experience of Russia and Kazakhstan. Actual Problems of Russian Law. 2023. Vol. 18. No. 12. pp. 178–186. DOI: 10.17803/1994-1471.2023.157.12.178-186. (In Russ.)

11. Mosorov V.I., Tamilov M.Yu., Motoshkin P.V. Cryogenic treatment of stainless steels. Education and Science. 2024 pp. 44–52. (In Russ.)

12. Mustafina K.A., Sagidullin A.K. Influence of sodium hydrocarbonate on the formation and growth of carbon dioxide gas hydrate. In: Collection of Scientific Papers. Part 2. Science. Technologies. Innovations. Novosibirsk. NSTU. 2025. pp. 66–69. (In Russ.)

13. Novikov D.A., Fomina Ya.V., Yurchik I.I. et al. Optimal set of criteria for the zonal forecast of the potential for carbon dioxide capture and storage in geological formations. Ecology and Industry of Russia. 2023. Vol. 27. No. 4. pp. 44–49. DOI: 10.18412/1816-0395-2023-4-44-49. (In Russ.)

14. Osipov A.V., Mustaev R.N., Monakova A.S., Bondareva L.I., Dantsova K.I. Mechanisms and options for the utilization and burial of carbon dioxide in the earth interior. Proceedings of Higher Educational Establishments. Geology and Exploration. 2022. No. 4. pp. 40–53. DOI: 10.32454/0016-7762-2022-64-4-40-53. (In Russ.)

15. Pereverzeva S.A., Konosavskiy P.K., Tudvachev A.V., Kharkhordin I.L. Disposal of carbon dioxide industrial emissions in geological structures. Vestnik of Saint Petersburg University Series 7. Geology. Geography. 2014. No. 1. pp. 5–21. (In Russ.)

16. Rakov E.G. Carbon dioxide. The Great Russian Encyclopedia. Moscow. The Great Russian Encyclopedia. 2016. Vol. 32. pp. 662–663. (In Russ.)

17. Rybin I.V. Methane resources in the undermined strata: from hazard to valuable resource. Geology and Geophysics of Russian South. 2025. Vol. 15. No. 2. pp. 196–205. DOI: 10.46698/VNC.2025.99.81.001. (In Russ.)

18. Modern problems and promising directions of innovative development of science. In: Collection of materials of the international scientific and practical conference. Vol. 2. Moscow. International Corporation for Scientific Research and Development. 2020. 84 p. (In Russ.)

19. Khan S.A., Dorokhin V.G., Bondarenko N.P. How carbon dioxide aggregate state aspects serve to partially replace gas storage buffer volume. Gas Industry. 2016. No. 4. pp. 50–54. (In Russ.)

20. Arany D., Kurucz N., Korosi M. Phase behavior of potential drug delivery systems, polycaprolactone nonsteroidal anti-inflammatory drug in a pressurized carbon dioxide medium. ACS Omega. 2025. No. 10(51). pp. 62657–62666.

21. Da Costa A.M., Da Costa P.V.M., Udebhulu O.D. et al. Potential of storing gas with high CO2 content in salt caverns built in ultra-deep water in Brazil. Greenhouse Gases: Science and Technology. 2019. Vol. 9. Issue 1. pp. 79–94. DOI: 10.1002/ghg.1834.

22. Daval D., Sissmann O., Menguy N. et al. Influence of amorphous silica layer formation on the dissolution rate of olivine at 90°C and elevated pCO2. Chemical Geology. 2011. Vol. 284(1–2). pp. 193–209. DOI: 10.1016/j.chemgeo.2011.02.021.

23. DeVries K.L., Mellegard K.D., Callahan G.D., Goodman W.M. Cavern roof stability for natural gas storage in bedded salt. Final Report. Rapid City. RESPEC. 2005. 191 p.

24. Donadei S., Schneider G.S. Compressed air energy storage. Storing Energy. 2022. pp. 141–156. DOI: 10.1016/ B978-0-12-824510-1.00034-9.

25. Masoud R., Ilyushin P.Y., Baldina T.R. et al. Analysis of the assessment of the prospects for the burial of CO2 in unexplored aquifer complexes on the example of a facility in the Perm Region. Journal of Mining Institute. 2024. Vol. 270. pp. 931–940.

26. Schussler U., Kummel R. Carbon dioxide removal from fossil fuel power plants by refrigeration under pressure. In: Proceedings of the 24th Intersociety Energy Conversion Engineering Conference. Washington. IEEE. 1989. DOI: 10.1109/IECEC.1989.74714.

27. Siddiqui F., Waqas G.M., Noma M. Application of general material balance on gas condensate reservoirs GIIP estimation. In: SPE/PAPG Annual Technical Conference. Islamabad, Pakistan. 2010. pp. 120–131.

28. Soon W., Baliunas S.L., Robinson A.B., Robinson Z.W. Environmental effects of increased atmospheric carbon dioxide. Energy and Environment. 1999. Vol. 13(5). pp. 149–164. DOI: 10.1260/0958305991499694.