

УДК 553.98.044+551.24.02

DOI 10.31087/0016-7894-2022-5-71-87

Генезис сеноманских залежей газа (Ямало-Ненецкий автономный округ)

© 2022 г. | М.Ю. Зубков

ООО «Западно-Сибирский геологический центр», Тюмень, Россия; zubkovmyu@mail.ru

Поступила 18.02.2022 г.

Доработана 21.02.2022 г.

Принята к печати 28.02.2022 г.

Ключевые слова: сеноманские отложения; органическое и абиогенное происхождение метана; тектоногидротермальные процессы; прогноз залежей газа.

Аннотация: Использование оригинальной методики, основанной на комплексировании результатов пиролитических исследований и материального баланса, позволило оценить нефтегазогенерационные способности органического вещества, входящего в состав нижнемеловых отложений и осадков большехетской серии на образцах керна, отобранных из одной скважины Медвежьего и двух — Уренгойского месторождений. Сопоставлены удельные объемы образовавшихся нафтидов и порового пространства одновозрастных пород-коллекторов. Сделан вывод о недостаточности объемов углеводородов, генерированных нижнемеловыми отложениями для образования залежей нефти и газа в этих осадках, а тем более для формирования месторождений газа в сеноманских отложениях. Полученные результаты оценки нефтегенерационных свойств юрских осадков показали, что именно они являются главными нефтематеринскими толщами, а нижнемеловые представляют собой преимущественно коллекторы. Рассмотрены варианты биогенного и абиогенного механизмов образования метана, заполнившего сеноманские осадки. Для обоснования биогенного генезиса метана использованы результаты исследований зарубежных ученых, показавших возможность генерации метана за счет метоксильных групп, входящих в состав лигнита (бурого угля). Абиогенный механизм возникновения метана основан на результатах исследований ученых-вулканологов, а также данных об изотопном составе углерода, входящего в состав метана сеноманских залежей. Приведены факты, доказывающие возможность присутствия абиогенного (эндогенного) метана в сеноманских песчаниках. На основе тектонофизического моделирования оптико-поляризационным и тектоноседиментационным методами выполнена реконструкция возможного механизма формирования залежей газа в сеноманских отложениях покурской свиты. Выделены прогнозируемые зоны сжатия и разуплотнения в моделируемых отложениях. Рекомендовано использование метода комплексирования данных сейсморазведки и тектонофизического моделирования, выполненного на их основе, для прогноза углеводородных залежей.

Для цитирования: Зубков М.Ю. Генезис сеноманских залежей газа (Ямало-Ненецкий автономный округ) // Геология нефти и газа. – 2022. – № 5. – С. 71–87. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-5-71-87.

Genesis of Cenomanian gas reservoirs (Yamal-Nenets Autonomous District)

© 2022 | M.Yu. Zubkov

West Siberian Geological Center, Tyumen, Russia; zubkovmyu@mail.ru

Received 18.02.2022

Revised 21.02.2022

Accepted for publication 28.02.2022

Key words: Cenomanian deposits; organic and abiotic methane; tectonic and hydrothermal processes; prediction of gas accumulations.

Abstract: The authors used the proprietary methodology based on an integration of pyrolysis results and material balance to evaluate oil and gas generation potential of the Organic Matter making a part of Lower Cretaceous deposits and Bolshekhetsky formation sediments. The studies were conducted on core samples taken from one well in the Medvezhy and two wells in the Urengoi fields. The specific volumes of the naphthides formed and the pore space of time-equivalent reservoirs are compared. The following conclusion was drawn: the amount of hydrocarbons generated by the Lower Cretaceous deposits is insufficient for formation of oil and gas accumulations in these sediments, and especially for gas pools formation in Cenomanian deposits. The obtained results of evaluation of the Jurassic sediments oil and gas generation properties showed that they are the main oil and gas source rocks, while the Lower Cretaceous deposits are predominantly reservoirs. The authors discuss the options of biogenic and abiogenic mechanisms of formation of methane that filled Cenomanian sediments. To substantiate the organic genesis of methane, the results of investigations of foreign scientists showing the possibility of methane generation at the expense of the methoxy groups in lignite (brown coal) were used. Abiogenic mechanism of methane production is based on the results of investigations by volcanologists, as well as data on isotopic signature of carbon, which is a part of methane in Cenomanian pools. Evidence has been presented to prove the possible presence of abiogenic (endogenous) methane in Cenomanian sandstone. Based on tectonophysical modelling using optical-polarization and tectonosedimentation methods, the possible mechanism of gas reservoir formation in Cenomanian sediments of the Pokur Formation is reconstructed. Predicted zones of compression and decompaction in modelled sediments are identified.

The authors recommend that the method of seismic data integration with tectonophysical modelling carried out using them should be applied to predict hydrocarbon reservoirs.

For citation: Zubkov M.Yu. Genesis of Cenomanian gas reservoirs (Yamal-Nenets Autonomous District). *Geologiya nefi i gaza*. 2022;(5):71–87. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-5-71-87. In Russ.

Введение

Несмотря на почти 60-летнюю историю разработки месторождений газа на севере Западной Сибири, до сих пор отсутствует ясное общепринятое представление об их происхождении. Традиционно существует два диаметрально противоположных представления о генезисе месторождений газа в этой части Западной Сибири. Представители первой точки зрения считают, что эти месторождения образовались за счет ОВ, входящего в состав осадочного чехла, а вторая группа исследователей, напротив, придерживается мнения, что газ, заполнивший породы-коллекторы, имеет ювенильное (неорганическое) происхождение.

Особенности фазового (преимущественно газового) состояния УВ-залежей представители первой точки зрения объясняют особенностями мацерального состава ОВ, присутствующего в осадочном чехле рассматриваемой территории, а именно преобладанием гумусовой органики (Н.Б. Вассоевич, А.Э. Конторович, Н.В. Лопатин, С.Г. Неручев, И.И. Нестеров, О.А. Радченко, Е.А. Рогозина, М.Я. Рудкевич, Ф.К. Салманов, А.А. Трофимук, В.А. Успенский, А.Н. Фомин и др.).

Приверженцы второго (абиогенного) представления о генезисе залежей газа в северной части Западной Сибири считают, что именно в таком фазовом состоянии УВ поступали из недр Земли (Р.М. Бембель, Б.М. Валяев, Г.Н. Гогоненков, К.С. Иванов, П.Н. Кропоткин, Н.А. Кудрявцев, А.А. Нежданов, В.Б. Порфирьев, А.И. Тимурзиев и др.).

Существуют и другие точки зрения на механизм формирования газовых залежей, включающие возможность превращения нефти в газ в результате ее биодегградации [1], а также гидротермальных [2] или тектоногидротермальных [3] процессов.

Цель данной статьи — попытаться разобраться в генезисе газовых месторождений северной части Западной Сибири, а также оценить вклады органической и возможной абиогенной составляющих при формировании гигантских месторождений газа на этой территории. Для этого использована оригинальная методика оценки нефтегазогенерационных свойств ОВ, входящего в состав образцов, отобранных из одной скважины Медвежьего и двух скважин Уренгойского месторождений (всего около 100 образцов), на основе комплексирования данных пиролиза и материального баланса [4, 5]. Кроме того, применялись материалы отечественных и зарубежных ученых-вулканологов [6–16], геохимиков [17–20], а также результаты тектонофизического моделирования [21].

Результаты исследований

При обосновании источника УВ, заполнивших неокомские породы-коллекторы на севере Западной Сибири, необходимо оценить нефтегазогенерационные (далее генерационные) и емкостные свойства юрских и неокомских отложений этой части Западной Сибири. Для этого использован способ комплексирования результатов пиролитического исследования образцов и метод материального баланса на примере трех скважин с высоким выносом керна [4, 5] (табл. 1). Анализ полученных результатов показал, что степень термического или катагенетического превращения исходного ОВ в нафтиды закономерно возрастает с увеличением глубины и возраста отложений от 31,6 % (пласт БН₅) до 78,6 % (средняя часть большехетской серии). В этом же направлении отмечается повышение коэффициента эмиграции образовавшихся нафтидов (от 36 до 91 %).

Обращают на себя внимание крайне низкие генерационные свойства глинистых осадков тангаловской свиты (пласты БН₅–БН₁₁), которые в среднем варьируют от 0,016 до 0,04 % (табл. 1), что объясняется очень малым содержанием в них ОВ и преимущественно гумусовым его составом.

Самыми высокими генерационными свойствами характеризуются осадки баженовской свиты (генерировавшие до 10,3 %) и углистые отложения большехетской серии (в среднем от 7,14 до 30,24 %). Столь высокие количества образовавшихся нафтидов в баженовской и особенно в большехетской серии объясняются значительной степенью термического преобразования этих отложений и преимущественно сапропелевым составом исходного ОВ. Иными словами, углистые глины и глинистые угли, входящие в состав большехетской серии, сложены остатками не высшей, а низшей (преимущественно водорослевой) растительности [4].

Ачимовские и подачимовские отложения генерировали почти на порядок больше нафтидов, чем рассмотренные ранее осадки, но их абсолютные значения также невелики и в среднем изменяются от 0,13 до 0,25 % (см. табл. 1).

Зная мощности пород-генераторов и коллекторов в составе рассматриваемых отложений, вскрытых тремя скважинами, несложно рассчитать их удельные (в расчете на 1 м³) генерационные и емкостные свойства (табл. 2).

Из полученных результатов следует, что объем порового пространства в неокомских отложениях (сортымская и тангаловская свиты) во много раз превышает объем нафтидов, образовавшихся в этих же отложениях (в десятки и даже сотни раз). Даже с учетом нафтидов, генерированных баженовской

Табл. 1. Усредненные результаты пиролитических исследований, определения C_{org} и рассчитанных на их основе нефтегенерационных свойств образцов пород юрского и мелового возраста

Tab. 1. Averaged results of pyrolysis studies, C_{org} determination, and oil and gas generation properties calculated based on them for Jurassic and Cretaceous rock samples

Объект	C_{org} , % на исходную породу	УВ, мг/г породы		Н ₁ , мг УВ/ C_{org}	T_{max} , °C	$K_{превр. отн}$	C_r , %	K_g
		S_1	S_2					
Медвежье месторождение, скв. 50								
Пласт БН ₅	$\frac{0,46-1,86}{1,05}$ (9)	$\frac{0,09-0,3}{0,2}$	$\frac{0,18-4,74}{1,23}$	$\frac{29,6-396,5}{105,5}$	$\frac{425-438}{432}$	$\frac{19,25-48,7}{31,63}$	$\frac{0,01-0,12}{0,04}$	$\frac{8-62}{36}$
Пласт БН ₇	$\frac{0,37-0,65}{0,46}$ (5)	$\frac{0,1-0,17}{0,13}$	$\frac{0,12-0,31}{0,19}$	$\frac{31-49}{42}$	$\frac{425-431}{429}$	$\frac{37,14-49,18}{43,4}$	$\frac{0,01-0,02}{0,016}$	$\frac{15-27}{19}$
Пласт БН ₁₀	$\frac{0,48-1,03}{0,67}$ (8)	$\frac{0,16-0,4}{0,23}$	$\frac{0,18-0,98}{0,41}$	$\frac{31-94}{58}$	$\frac{430-439}{434}$	$\frac{31,28-52,65}{40,35}$	$\frac{0,02-0,05}{0,03}$	$\frac{0-39}{21}$
Пласт БН ₁₁	$\frac{0,53-0,69}{0,62}$ (5)	$\frac{0,14-0,19}{0,17}$	$\frac{0,16-0,43}{0,26}$	$\frac{23-68}{42}$	$\frac{429-442}{437}$	$\frac{28,09-48}{40,45}$	$\frac{0,02-0,03}{0,023}$	$\frac{14-36}{22}$
Уренгойское месторождение, скв. 739								
Надachimовская толща	$\frac{0,34-0,81}{0,63}$ (13)	$\frac{0,01-0,04}{0,03}$	$\frac{0,06-0,7}{0,31}$	$\frac{14,6-94,6}{45,2}$	$\frac{445-450}{448}$	$\frac{42,16-60,62}{48,1}$	$\frac{0,03-0,26}{0,13}$	$\frac{74-96}{90}$
Ачимовская и подachimовская толщи	$\frac{0,74-1,8}{1,33}$ (7)	$\frac{0,02-0,7}{0,29}$	$\frac{0,7-3,43}{2,08}$	$\frac{82,9-214,4}{150,3}$	$\frac{446-451}{449}$	$\frac{36-47,51}{43}$	$\frac{0,05-0,29}{0,16}$	$\frac{59-99}{82}$
Баженовская и верхняя часть георгиевской свиты	$\frac{5,5-6,6}{6,1}$ (6)	$\frac{0,9-7}{4,45}$	$\frac{7,81-38,09}{24,66}$	$\frac{134,7-692,5}{409,4}$	$\frac{446-449}{447}$	$\frac{36,71-72,89}{47,03}$	$\frac{0,61-10,3}{3,13}$	$\frac{70-93}{81}$
Уренгойское месторождение, скв. 292								
Надachimовская толща	$\frac{0,47-0,96}{0,65}$ (7)	$\frac{0,07-0,36}{0,14}$	$\frac{0,32-1,55}{0,7}$	$\frac{60-174}{101}$	$\frac{429-440}{435}$	$\frac{18,72-35,06}{27,04}$	$\frac{0,01-0,04}{0,02}$	$\frac{5-58}{42}$
Ачимовская и подachimовская толщи	$\frac{0,51-5,56}{1,91}$ (7)	$\frac{0,08-1,79}{0,64}$	$\frac{0,38-11,1}{3,04}$	$\frac{75-216}{132}$	$\frac{433-452}{442}$	$\frac{20,08-52,47}{33,75}$	$\frac{0,02-1,3}{0,25}$	$\frac{9-86}{47}$
Нижневасюганская подсвита	0,99 (1)	0,13	0,45	46	445	47,38	0,05	72
Верхняя часть большехетской серии	$\frac{1,72-22,47}{8,91}$ (24)	$\frac{0,41-10,1}{3,19}$	$\frac{1,55-63,82}{19,5}$	$\frac{77-351}{180}$	$\frac{449-467}{460}$	$\frac{42,75-89,52}{74,1}$	$\frac{0,13-22,73}{7,14}$	$\frac{53-98}{92}$
Средняя часть большехетской серии	$\frac{4,03-39,3}{18,27}$ (5)	$\frac{1,4-12,68}{6,11}$	$\frac{3,13-93,37}{40,52}$	$\frac{78-239}{191}$	$\frac{456-465}{461}$	$\frac{61,45-93,19}{78,64}$	$\frac{0,54-81,72}{30,24}$	$\frac{74-99}{91}$

Примечание. Числитель — минимальные и максимальные значения параметра, знаменатель — средние, в скобках — число образцов.

Note. Numerator shows min and max values of parameter; denominator — average values; in brackets is a number of samples.

свитой, объем порового пространства пород-коллекторов сортымской свиты превышает их объем в три раза (см. табл. 2).

Лишь углистыми отложениями большехетской серии генерировано почти в два раза больше нефтяных, чем способны вместить однообразные породы-коллекторы и ачимовские осадки, следовательно, «избыточные» их объемы могли накопиться в вышележающих отложениях, например, в песчано-алевритовых тангаловской или даже покурской свит (см. табл. 2).

Из полученных результатов следует однозначный вывод, что генераторами нефтяных являются юрские осадки, а коллекторами — преимущественно нижнемеловые отложения [4]. Причем генерированных юрскими осадками УВ явно недостаточно, чтобы насытить породы-коллекторы сортымской и тангаловской свит, не говоря уже о покурской свите, в кровле которой (сеноман) присутствуют огромные запасы газа.

Не следует также забывать, что между продуктивными пластами тангаловской свиты и газо-

Табл. 2. Удельные (на 1 м²) нефтегенерационные и емкостные свойства юрских и нижнемеловых отложений**Tab. 2.** Specific oil generation and capacity properties of Jurassic and Lower Cretaceous deposits (per 1 m²)

Объект	Объем образовавшихся УВ ($V_{уб}$) · 10 ⁻² , м ³	Суммарная эффективная емкость песчаников ($V_{пор}$), м ³	Отношение генерационных и емкостных свойств пород	
			$V_{уб}/V_{пор}$	$V_{пор}/V_{уб}$
Медвежье месторождение, скв. 50				
Пласт БН ₅	0,9	0,75	–	83,3
Пласт БН ₇	0,45	1,41	–	313,3
Пласт БН ₁₀	0,77	0,36	–	46,8
Пласт БН ₁₁	0,3	0,23	–	76,7
В целом по скважине	2,42	2,75	–	113,6
Уренгойское месторождение, скв. 739				
Надачимовская толща	12	2,14	–	17,8
Ачимовская и подачимовская толщи	4	2,52	–	63
Баженовская и верхняя часть георгиевской свиты	128	0,005*	256	–
В целом по скважине	144	4,67	–	3,2
Уренгойское месторождение, скв. 292				
Надачимовская толща	0,5	1,82	–	364
Ачимовская и подачимовская толщи	4,9	1,9	–	34,8
Нижневасюганская подсвита	–	–	–	–
Верхняя часть тюменской свиты	872,2	1,26*	6,9	–
Средняя часть тюменской свиты				
В целом по скважине	882,58	4,98	1,8	–

* Битуминовые аргиллиты и углистые глины.

* Bituminous claystone and carbonaceous clay.

носными сеноманскими горизонтами находится мощная пачка глинистых флюидоупоров, в которой отдельные прослои глин достигают 20–30 м. Поэтому УВ, генерированным юрскими битуминозными отложениями баженовской свиты и углистыми осадками большехетской серии, очень сложно попасть через этот экран в сеноманские песчаники.

Если придерживаться органогенной (осадочно-миграционной) концепции образования газовых залежей в сеноманских песчаниках, то следует искать источник газа именно в осадках покурской свиты.

Нижняя часть покурской свиты, по мнению большинства исследователей, накапливалась в континентальных условиях и в ее составе присутствуют маломощные углистые отложения (0,2–0,4 м), имеющие в своем составе преимущественно гумусовое ОВ. В настоящее время это ОВ находится на бурогольной стадии катагенеза и, следовательно,

угли относятся к категории бурых, т. е. пока еще не вступивших в нефтяное окно. Судя по данным изотопных исследований углерода, метан, являющийся главным компонентом сеноманских газовых залежей, имеет преимущественно биогенный генезис [17, 19, 20]. Очевидно, что раннедиагенетический биогенный метан, образовавшийся на начальной стадии анаэробного преобразования осадка автотрофными микроорганизмами (метаногенами), был утерян из-за отсутствия надежного флюидоупора. Поэтому остается предположить, что залежи газа сформировались гораздо позднее за счет термофильных метаногенов.

О такой возможности свидетельствует недавнее открытие западных ученых, установивших, что бурый уголь (лигнит) превращается в каменный (они называют его битуминозным) в результате воздействия на лигнит термофильных метаногенов (*Methermicoccus shengliensis*) [22]. По их данным,

основным компонентом при выработке микроорганизмами метана являются метоксильные группы ($\text{O}-\text{CH}_3$), которые они отделяют от молекул лигнина, входящих в состав лигнита. Они считают, что процесс деметилирования — это ключевой этап превращения лигнита (бурого угля) в каменный (битуминозный) уголь.

В настоящее время пластовые температуры в рассматриваемых отложениях составляют $75-90^\circ\text{C}$ и являются критическими для выживания даже термофильных микроорганизмов, поэтому можно предположить, что в настоящее время процесс генерации метана этой группой микроорганизмов преимущественно закончился.

Попробуем оценить количество исходного ОВ гумусовой природы (лигнита), необходимого для формирования современных залежей газа в сеноманских песчаниках. Для расчетов примем, что в буром угле (лигните), из которого путем деметилирования микроорганизмами вырабатывался метан, содержание метильных групп составляло около 10 % [22]. Вычисления проведем в расчете на площадь 1 м^2 . Примем мощность газонасыщенного песчаника равной 100 м, а его эффективную пористость — 30 %. Тогда объем порового пространства в столбе песчаника, имеющего объем 100 м^3 , составит 30 м^3 . Будем считать плотность газа в пластовых условиях равной 70 кг/м^3 . Тогда его масса в этом столбе песчаника с основанием в 1 м^2 составит 2100 кг.

Примем плотность лигнита равной 1300 кг/м^3 , его суммарную мощность в рассеянном и концентрированном (в составе бурых углей) состоянии — 20 м, а содержание метоксильных групп в лигните — 10 %. Тогда их масса на той же площади (1 м^2) составит 2600 кг. Если предположить, что коэффициент эмиграции образовавшегося биогенного метана близок к 100 % и он практически полностью накопился в сеноманском песчанике, то количество генерированного за счет метоксильных групп лигнита метана и его содержание в столбе песчаника с таким же основанием площадью в 1 м^2 имеют близкие значения. Однако на самом деле часть образовавшегося метана неминуемо рассеялась в осадочной толще, а другая оказалась растворенной в пластовых водах. Поэтому принятой для оценочных расчетов суммарной мощности различных типов (рассеянного и концентрированного) лигнита, равной 20 м, скорее всего недостаточно, чтобы сформировать сеноманские залежи газа, высота которых нередко достигает 200 м (например, на Уренгойском месторождении).

Рассмотрим теперь альтернативную (абиогенную) точку зрения на образование сеноманских залежей газа, для чего используем данные ученых-вулканологов. Трудность оценки содержания абиогенного метана в составе вулканических газов заключается в том, что его концентрация варьирует в значительных пределах (от 0,005 до 20,1 %) [6–11]. Причем содержание метана зависит от типа магма-

тического расплава, из которого он выделяется, его температуры, а его концентрация в составе газа изменяется во времени. Более того, даже в пределах одного и того же вулканического аппарата в составе газов, выделяющихся из разных полостей и трещин, содержание метана также варьирует в значительных пределах [8–11]. Поэтому проводимые расчеты имеют лишь очень приблизительный оценочный характер.

В работе [11] приводятся данные о количестве метана, выделяющегося в пределах трех термальных полей знаменитой кальдеры Узон (Камчатка), которое составляет около 560 тыс. $\text{м}^3/\text{год}$. По самым скромным оценкам запасы метана в Ямало-Ненецком автономном округе равны 93 трлн м^3 . Исходя из этих данных, для создания обсуждаемых залежей газа в Ямало-Ненецком автономном округе термальными площадкам кальдеры Узон потребовалось бы 166 млн лет.

Но эти расчеты сделаны лишь для единичной вулканической постройки, имеющей сравнительно небольшую площадь (около 100 км^2), ограниченную размером магматического тела, расположенного под ней. Поэтому известный интерес представляет оценка площади магматических тел, из которых могли бы выделиться объемы метана, необходимые для создания сеноманских залежей газа за определенный период времени.

Время образования залежей газа точно не установлено, однако можно предположить, что они имеют сравнительно молодой, а именно кайнозойский возраст, на что обращается внимание также и в работе [23]. Чтобы приблизительно определить период времени, в течение которого образовались газовые залежи, исходя из предположения об их абиогенном образовании, пересчитаем полученные ранее результаты на определенную площадь. Эти расчеты показывают, что со всех трех площадок кальдеры Узон выделяется около 8,9 тыс. $\text{м}^3/\text{км}^2$ метана в год.

Тогда, если предположить, что суммарная площадь генерирующих площадок, расположенных в фундаменте северной части Западной Сибири, составляет, например, 1000 км^2 (т. е. всего $20 \times 50\text{ км}$), то с их площади выделится около 9 млн м^3 метана в год. Исходя из минимальных оценок запасов метана в Ямало-Ненецком автономном округе (93 трлн м^3), потребуется 10,5 млн лет для того, чтобы накопить такие запасы с выбранной для расчетов площадки, равной всего 1 тыс. км^2 .

А какие существуют факты, свидетельствующие о присутствии ювенильных флюидов в осадочном чехле рассматриваемого района Западной Сибири?

В публикации [2] в качестве доказательства проникновения ювенильных флюидов, представленных высокотемпературными гидротермальными растворами, в неокомские осадки северных районов Западной Сибири приводятся следующие факты:

– нарушение нормальной вертикальной геохимической зональности и формирование инверсионного геохимического разреза, характеризующегося снижением общей минерализации пластовых вод с глубиной, и обнаружение в нижне-неокомских отложениях вод с минерализацией 1–7 г/л, а также одновременное изменение химического состава пластовых вод с Cl–Na–Ca на HCO_3^- –Cl–Na;

– использование отношения V/Br, а также Na–K-геотермометра позволило авторам заключить, что формирование низкоминерализованных гидрокарбонатно-натриевых вод произошло в результате поступления в водоносные породы значительного количества гидротермальных (температура 150–279 °C) ювенильных флюидов, насыщенных CO_2 ;

– повышению температуры растворов соответствует четко выраженное снижение их минерализации (<5 г/л), которое соответствует температуре формирования раствора > 100 °C, а уменьшению минерализации до < 1 г/л соответствует температура до 279 °C;

– полученным авторами значениям отношения V/Br > 2, по их мнению, должна соответствовать температура не менее 200 °C;

– отношения V/Br в нижнемеловых отложениях значительно (на порядок) превышают таковые значения, характерные для седиментогенных пластовых вод, и приближается к значениям, характерным для современных гидротерм.

В работе, посвященной геохимической зональности и типизации подземных вод Западно-Сибирского бассейна [24], действительно отмечается заметный рост концентрации иона HCO_3^- в составе пластовых вод нижнемеловых отложений в северном направлении и смена типа вод с Cl–Na–Ca на HCO_3^- –Cl–Na (рис. 1).

В этом же направлении установлено значительное увеличение геотермического градиента с обычного (3,3 °/100 м) на юге бассейна до 5 °/100 м и даже выше на севере. Кроме того, в северном направлении отмечается снижение напоров (пластовых давлений) с юга на север, что вызывает движение пластовых вод и наклон газодонных контактов ряда залежей на северо-северо-восток [25].

При этом в верхней части осадочной толщи наблюдаются аномально низкие пластовые давления (АНПД), особенно в верхнемеловых отложениях (здесь сформировалась зона разряжения). В нижней (юрской) части осадочного разреза пластовые давления часто характеризуются как аномально высокие пластовые давления (АВПД) [25]. Таким образом, в юрских осадках наблюдается область сжатия.

В публикации [3] приведены факты гидротермального или, вернее, тектоногидротермального воздействия на неокомские отложения северной части Западной Сибири, которые проявились в активном выщелачивании кислыми с низкой мине-

рализацией гидротермами неустойчивых в этих условиях минералов (прежде всего плагноклазов) и, напротив, кристаллизации эпигенетических гидротермальных минералов, представленных кварцем, каолинитом (диккитом), сидеритом, рутилом, баритом, разнообразными сульфидами, редкоземельными карбонатами, фосфатами и силикатами, которые часто ассоциируют с метаморфизованным битумом (рис. 2, 3).

В 1988 г. Н.А. Озерова сообщила, что в газопроводных трубах жилых домов ГДР была обнаружена капельно-жидкая ртуть. Экологи, исследовавшие почву вблизи газовых фонтанов, расположенных на территории Ямало-Ненецкого автономного округа, также обнаружили повышенные концентрации ртути. Выделения ртути вместе с газовыми эманациями и гидротермальными растворами хорошо известны [9, 10, 13, 14]. Поэтому присутствие ртути в составе газа может свидетельствовать о его если не полной, то хотя бы частичной связи с эндогенными процессами, так как растительные и животные организмы не содержат в себе ртуть в силу ее крайней токсичности, а потому биогенный газ также не может ее содержать.

При определении генезиса метана чаще всего используется изотопный состав углерода, входящего в его состав [11, 17–20, 22, 23]. По этому признаку обычно выделяют следующие генетические разновидности метана:

– биогенный, в котором содержание $\delta^{13}\text{C}$ изменяется от –80 до –50 ‰ [11, 17–20, 22, 23];

– термогенный (за счет термического разложения исходного ОВ), в котором концентрация $\delta^{13}\text{C}$ изменяется от –45 до –40 ‰ [23], однако имеются данные и о более высоких значениях $\delta^{13}\text{C}$, изменяющихся от –37,6 до –23 ‰ [20];

– термогенный (за счет термического разложения нефти), в котором содержание $\delta^{13}\text{C}$ колеблется от –38 до –27 ‰ [23];

– эндогенный (присутствующий в изверженных породах, прошедший этап изотопного обмена с CO_2), в котором концентрация $\delta^{13}\text{C}$ изменяется от –27 до –22 ‰ [20, 23];

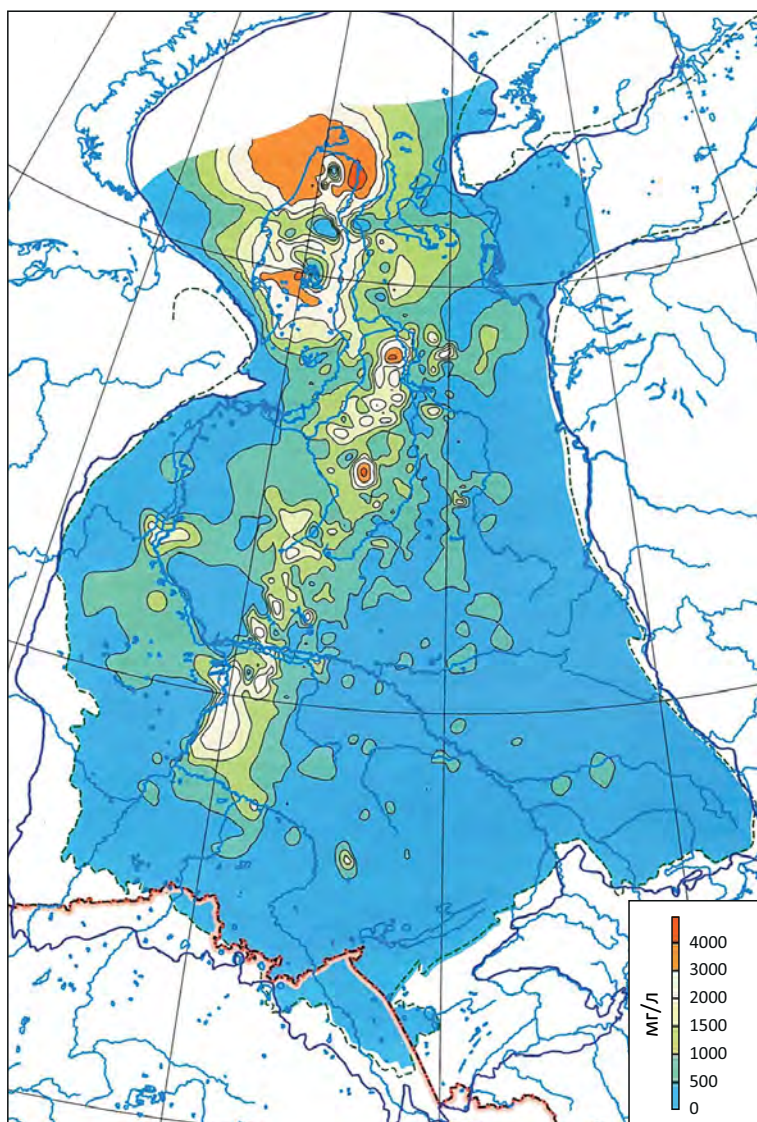
– эндогенный (мантийный, слабозатронутый процессом изотопного обмена с CO_2) имеет самый тяжелый изотопный состав углерода, варьирующий от –19 до –6 ‰ [23].

По данным [19], содержание изотопа $\delta^{13}\text{C}$ в метане, присутствующем в сеноманских залежах газа Медвежьего и Уренгойского месторождений, изменяется от –58 до –44,5 ‰. То есть, в соответствии с приведенными ранее критериями, он относится преимущественно к биогенному типу с примесью термогенного и/или эндогенного.

В работе [20] приводятся интересные и довольно неожиданные результаты пиролиза угля, которые свидетельствуют о том, что изотопный состав углерода изменяется следующим образом:

Рис. 1. Содержание HCO_3^- -иона в пластовых водах нижнемеловых отложений Западной Сибири (по [24])

Fig. 1. HCO_3^- -ion content in Lower Cretaceous formation water of Western Siberia (according to [24])



$\delta^{13}\text{C}_{\text{CO}} < \delta^{13}\text{C}_{\text{CH}_4} < \delta^{13}\text{C}_{\text{уголь}} \ll \delta^{13}\text{C}_{\text{CO}_2}$. То есть самый легкий изотопный состав углерода в продуктах пиролиза имеет не метан, а оксид углерода. Вероятно, это объясняется кинетическим изотопным эффектом. Дело в том, что при температурах около 235°C и выше CO_2 разлагается на оксид углерода и кислород, причем при снижении давления равновесие еще больше сдвигается в сторону образования CO и O_2 [26]. Поскольку связи $^{12}\text{C}-\text{O}$ при термическом разложении молекул CO_2 рвутся быстрее, чем $^{13}\text{C}-\text{O}$, то вследствие этого отщепляющиеся молекулы CO обогащаются легким изотопом, а в остающихся целыми молекулах CO_2 преимущественно накапливается тяжелый изотоп углерода.

Если допустить, что деструкция и процесс декарбоксилирования OB происходят под воздействием эндогенных высокоэнтальпийных флюидов, в которых, помимо воды, углекислоты, метана

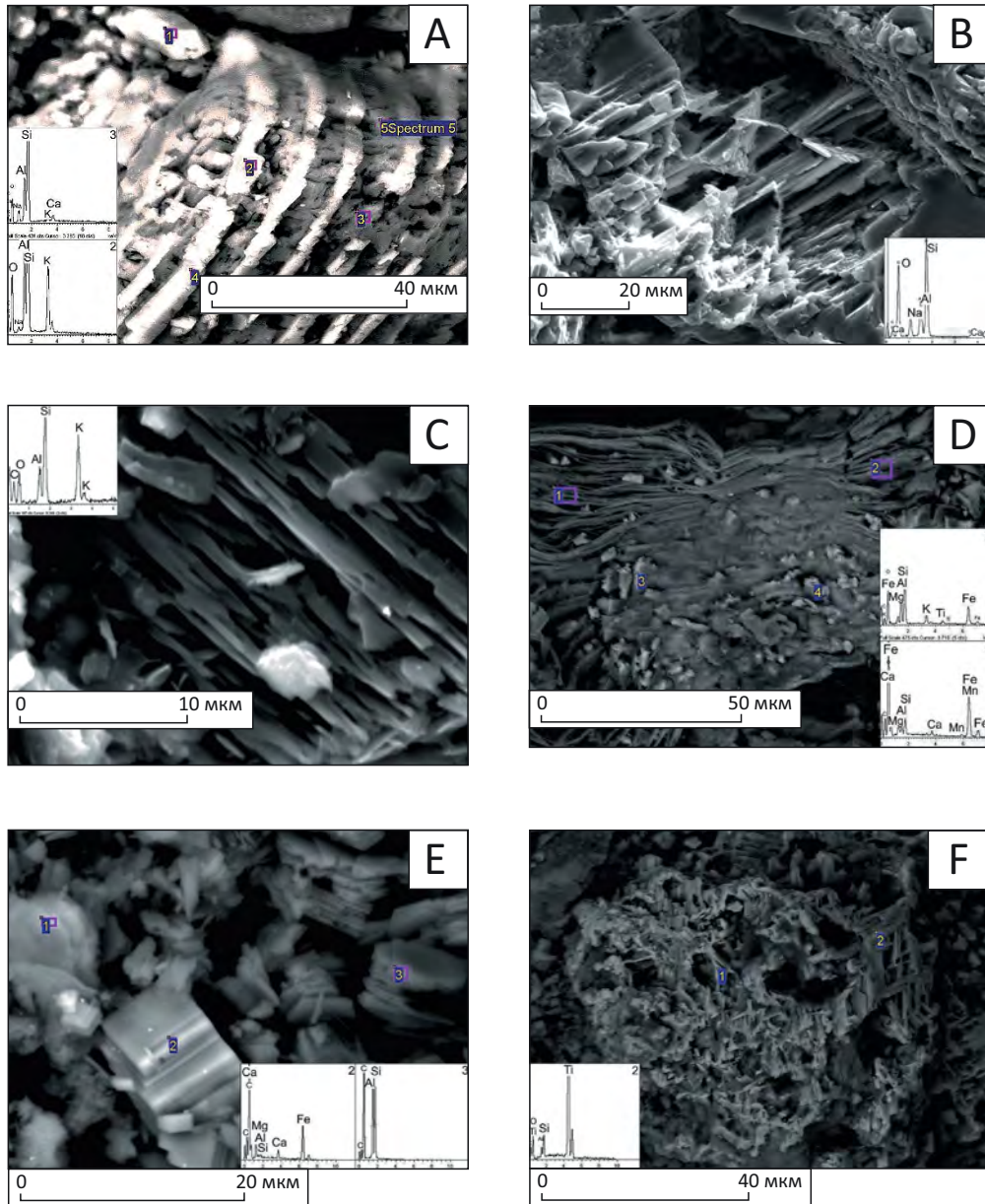
и других летучих компонентов, обязательно присутствует и водород [6–11, 16], то вполне возможно протекание процесса Фишера – Тропша с образованием УВ (включая метан), богатых легким изотопом углерода, унаследованного из участвующего в этой реакции CO [26].

Можно предположить, что из-за того же кинетического изотопного эффекта и эндогенная CO также обогащена легким изотопом углерода. Тогда при ее взаимодействии с водородом будет образовываться метан и другие УВ , содержащие в своем составе углерод, обогащенный легким изотопом.

Как в рассмотренном ранее механизме биогенной генерации метана из метоксильных групп ($\text{O}-\text{CH}_3$) лигнина, так и в абиогенном процессе Фишера – Тропша требуется водород. Но если в биогенной модели генерации метана можно предположить, что водород, необходимый для превращения



Рис. 2. Снимки на растровом электронном микроскопе пород-коллекторов мелового возраста севера Западной Сибири, подвергшихся тектоногидротермальному воздействию
Fig. 2. SEM (Scanning Electron Microscope) images of Cretaceous reservoir rocks subjected to tectonic-hydrothermal impact (northern West Siberia)



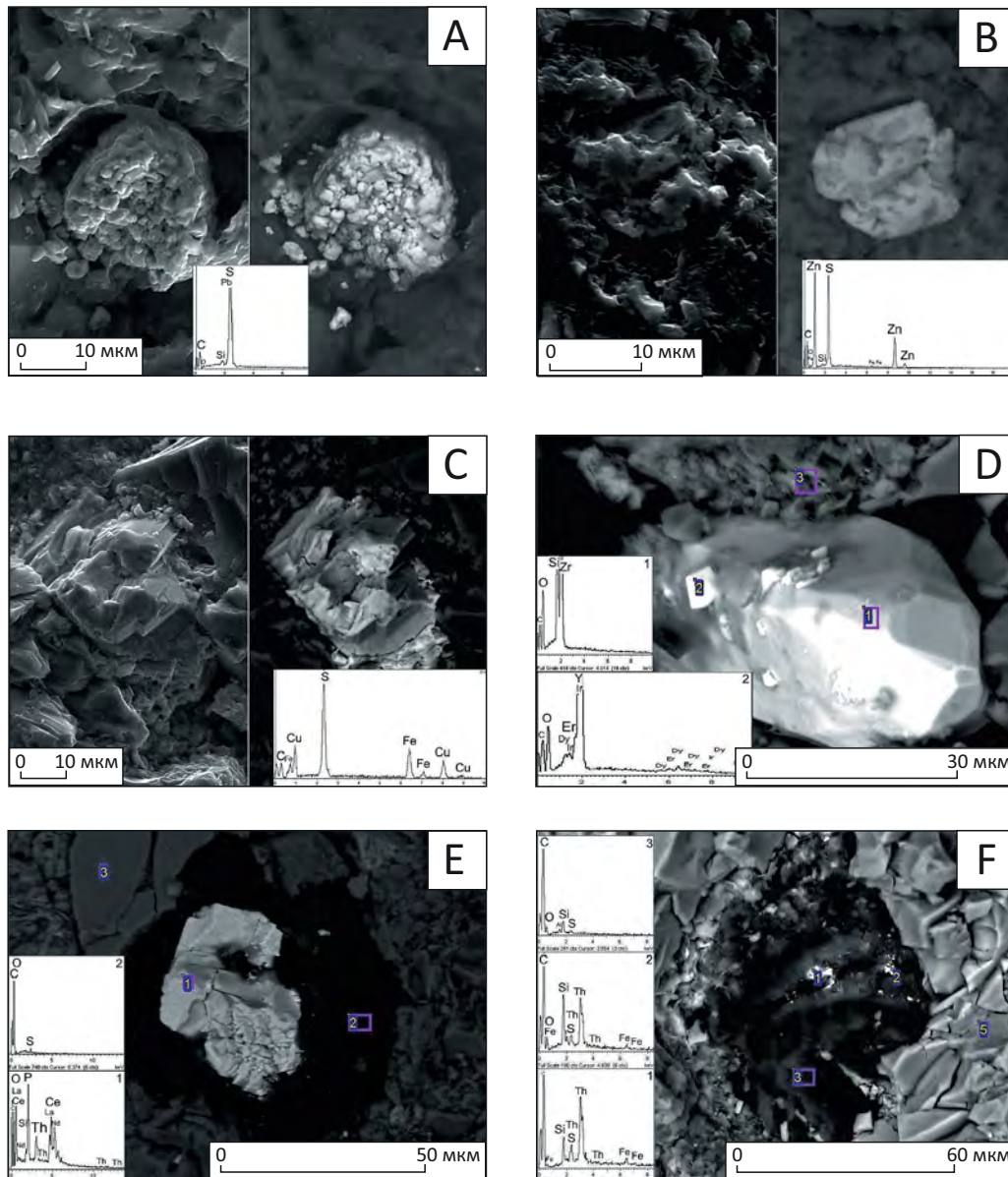
A — зерно щелочного полевого шпата с частично растворенными пертитами кислого плагиоклаза, входящими в его состав, пласт ПК₁, Ямбургская площадь, B — интенсивно выщелоченное зерно плагиоклаза с оставшимися пертитами альбита, пласт ТП₁₂₋₁₃, Северо-Парусовая площадь, C — интенсивно растворенное зерно щелочного полевого шпата с оставшимися пертитам ортоклаза, пласт БУ₈⁰, Южно-Парусовая площадь, D — выщелоченное обломочное зерно биотита, частично замещенное сидеритом, пласт ПК₁, Ямбургская площадь, E — кристаллы сидерита и каолинита, пласт ТП₄, Северо-Парусовая площадь, F — «решеточный» рутил, образовавшийся из зерна титаномагнетита вследствие растворения кислым гидротермальным флюидом магнетитового минала, пласт ТП₄, Северо-Парусовая площадь.

Здесь и далее на врезках приведены элементные спектры, полученные с участков, обозначенных на снимках цифрами (по [3] с изменениями)

A — grain of alkali feldspar with partially dissolved acid plagioclase perthites in its composition, ПК₁ bed, Yamburgsky area, B — highly leached plagioclase grain with the remaining albite perthites, ТП₁₂₋₁₃ bed, North Parusovy field, C — highly dissolved alkali feldspar grain with remaining orthoclase perthites, БУ₈⁰ bed, South Parusovy area, D — leached biotite clast partially substituted by siderite, ПК₁ bed, Yamburgsky area, E — siderite and kaolinite crystals, ТП₄ bed, North Parusovy area, F — «lattice» rutile formed from titanomagnetite grain as a result of magnetite mineral dissolution by acid hydrothermal fluid, ТП₄ bed, North Parusovy area.

Hereinafter, the boxes show elemental spectra obtained from the points marked with numbers in the images (modified from [3])

Рис. 3. Снимки на растровом электронном микроскопе новообразованных минералов гидротермального происхождения: сульфиды (А–С) и редкоземельные силикаты, оксиды и фосфаты (D–F)
Fig. 3. SEM images of newly formed minerals of hydrothermal origin: sulphides (A–C) and rare-earth silicates, oxides, and phosphates (D–F)



А — галенит, В — сфалерит, пласт Ач (БУ₁₄²), Юбилейное месторождение, С — халькопирит, пласт БУ₈⁰, Южно-Парусовая площадь, D — регенерированное зерно циркона с новообразованными кристаллами иттриита (Y₂O₃) на его поверхности, пласт БУ₈⁰ Южно-Парусовая площадь, E — зерно торийсодержащего монацита в тиобитуме, пласт ТП₅₋₆ Северо-Парусовая площадь, F — мелкие зерна торита в тиобитуме, пласт БУ₁₁ Ямбургская площадь (по [3] с изменениями)

A — galenite, B — sphalerite, Ач (БУ₁₄²) bed, Yubileiny firld, C — chalcopyrite, БУ₈⁰ bed, South Parusovy area, D — regenerated zircon grain with newly generated yttrite crystals (Y₂O₃) on its surface, БУ₈⁰ bed, South Parusovy field, E — grain of thorium-bearing monazite in thiobitum, ТП₅₋₆ bed, North Parusovy area, F — fine thorite grains in thiobitum, БУ₁₁ bed, Yamburgsky area (modified from [3])

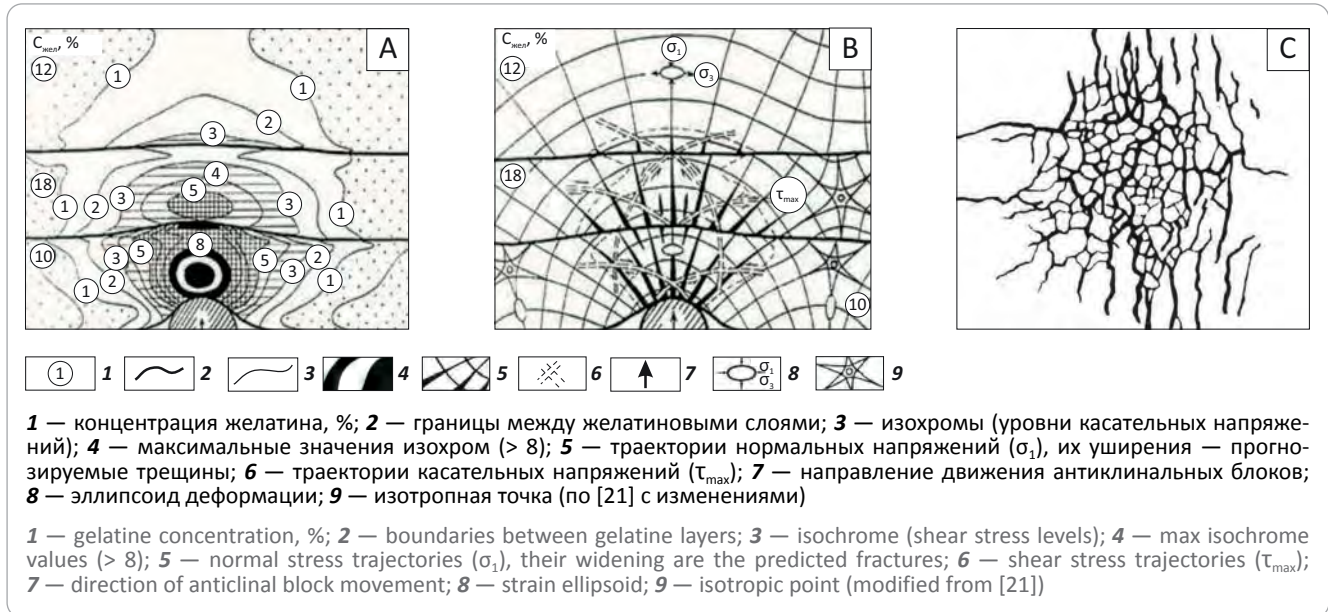
метоксильных групп в метан, извлекается микроорганизмами из молекул лигнина, то в абиогенной модели необходим дополнительный источник водорода. Поэтому следует оценить объем водорода, выделяющегося из магматических тел. Для этого, как и в случае магматогенного (эндогенного) мета-

на, воспользуемся данными вулканологов об объеме водорода, выделяющегося с термальных площадок кальдеры Узон, который в год составляет около 35,6 тыс. м³/км² [8, 11]. Тогда с площади в 1 тыс. км² за год выделится 35,6 млн м³ водорода. Этого количества водорода достаточно для образования почти



Рис. 4. Расшифровка распределения уровней касательных напряжений (А), трещинных дислокаций (В) в оптико-поляризационной модели и зона трещиноватости (вид сверху), образовавшаяся в седиментационной модели (С) в результате роста в обеих моделях симметричного поднятия

Fig. 4. Determination of shear stress levels (A), interstitial dislocations (B) in optical polarization model and fractured zone (plan view), formed in sedimentation model (C) as a result of a symmetric uplift growth in both models



95 млн м³ abiогенного метана в год при условии, что из CO и H₂ образуется только метан без учета других УВ. То есть для возникновения всех залежей газа в Ямало-Ненецком автономном округе описанным способом потребуется всего около 1 млн лет.

Аналогичные расчеты можно выполнить и для оценки объема эндогенного CO₂, они показывают, что со всех трех термических площадок той же кальдеры в год выделяется 6 млн м³/км² углекислого газа [11]. Поэтому с выбранной площади (1 тыс. км²) за год выделится порядка 60 млн м³ CO₂. Эти оценочные расчеты объемов ювенильного CO₂, наряду со слабоминерализованными гидротермальными флюидами, пригодятся для объяснения формирования отмеченной ранее гидрохимической аномалии в нижнемеловых отложениях [2, 24, 27].

Остается понять, каким образом эндогенные высокоэнтальпийные флюиды, отделяющиеся от магматических тел, расположенных в фундаменте, смогли проникнуть в осадочный чехол и принять участие в формировании гидрохимической аномалии в нижнемеловых пластовых водах? Каким образом биогенный метан, образовавшийся преимущественно в нижней части покурской свиты, смог проникнуть через мощный глинистый экран, расположенный в ее средней части, в верхнюю ее часть и заполнить сеноманский песчаный коллектор? Наконец, почему верхняя часть покурской свиты характеризуется АНПД, а в юрских коллекторах отмечается АВПД, и чем объяснить снижение напора (пластового давления) в северном направлении и рост в том же направлении геотермического градиента в сеноманских отложениях?

Известно, что северная часть фундамента Западной Сибири и собственно сам осадочный чехол

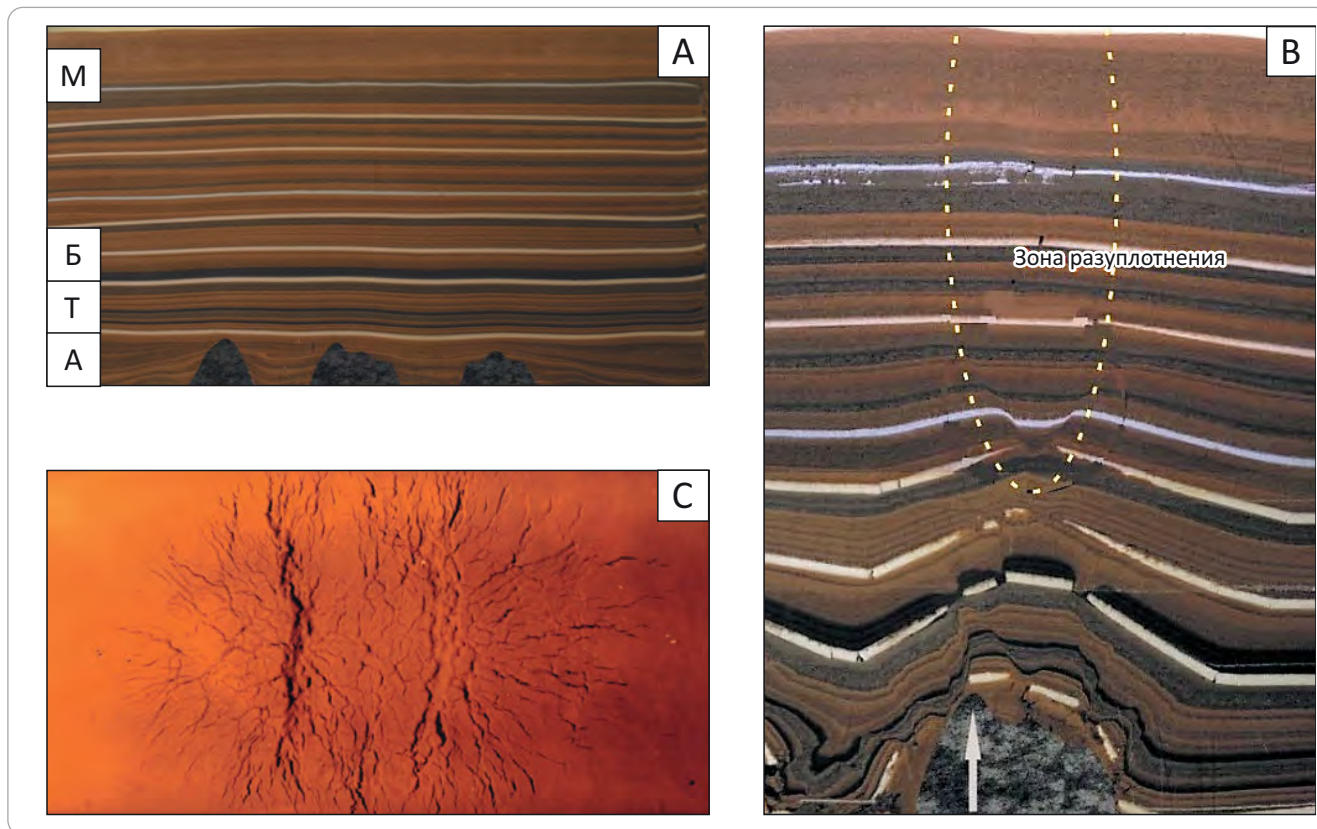
разбиты многочисленными тектоническими нарушениями, амплитуда которых составляет от первых десятков до первых сотен метров. Очевидно, что в возникновении перечисленных выше особенностей состава пластовых флюидов, их свойств и формирования УВ-залежей не обошлось без влияния тектонических сил. Поэтому попробуем ответить на эти вопросы с помощью простейших тектонофизических моделей.

Для анализа распределения напряжений, прогноза направления и плотности трещин, а также формирования зон разуплотнения (просадки) и смещения осадков вследствие роста поднятий использовались два метода тектонофизического моделирования: поляризационно-оптический (далее оптический) и двухмерный тектоноседиментационный (далее седиментационный). С помощью обоих методов рассмотрим закономерности формирования напряжений и ориентации трещин в оптической модели, смещения осадков и образования дислокаций, а также зоны разуплотнения в седиментационной модели.

Начнем рассмотрение с трехслойной оптической модели, в которой моделируется рост симметричного поднятия (рис. 4). Нижний слой имитирует юрские отложения, средний — осадки сортымской и тангаловской свит, а верхний — покурскую свиту и перекрывающие ее осадки. Непосредственно над самым поднятием (в «юрских» отложениях) формируется зона сжатия с высокой концентрацией напряжений — более 8 усл. ед. Она постепенно расширяется вверх до границы с «нижнемеловыми» осадками, в которых также отмечается образование зоны повышенных касательных напряжений (до 5 усл. ед.), однако в отличие от нижней зоны,

Рис. 5. Фотографии двумерной седиментационной модели в исходном состоянии (А), после роста центрального поднятия с образованием над ним зоны разуплотнения или просадки осадков (В) и вид сверху на вышедшую на поверхность модели зону разуплотнения (С) (по [21])

Fig. 5. Images of 2D sedimentation model in the initial state (A), after the growth of central uplift with formation of decompression zone or sediment sagging above it (B) and the plan view of crop out decompression zone (C) (according to [21])



являющейся участком сжатия, эта зона (в «нижне-меловых» осадках) является зоной растяжения или разуплотнения (см. рис. 4 А). Эта зона проникает и в толщу «покурской» свиты, правда значение напряжений в этих отложениях снижается до 2–3 усл. ед.

С использованием направления изоклин в оптической модели осуществлен прогноз ориентации трещинных дислокаций, которые возникают вследствие роста симметричного поднятия. Непосредственно над вершиной поднятия они имеют субвертикальную ориентацию, а по мере смещения по крыльям поднятия к его основанию они начинают «наклоняться», приобретая все более пологую ориентацию (см. рис. 4 В).

Первыми возникают трещины в зоне сжатия, они нарастают вверх по мере роста поднятия. Затем, по мере увеличения напряжений, в перекрывающих отложениях (в зоне разуплотнения) также образуются трещины отрыва, которые начинают «расти» преимущественно вниз. В некоторый момент обе зоны трещиноватости соединяются, образуя единую область дробления. Если поднятие имеет достаточно большую амплитуду, то зона дробления проникает и выше в осадки, имитирующие покурскую свиту (см. рис. 4 В). Субвертикальная зона дробления, сформировавшаяся в кровле седиментационной модели над симметричным поднятием (вид сверху), приведена на рис. 4 С. Следует

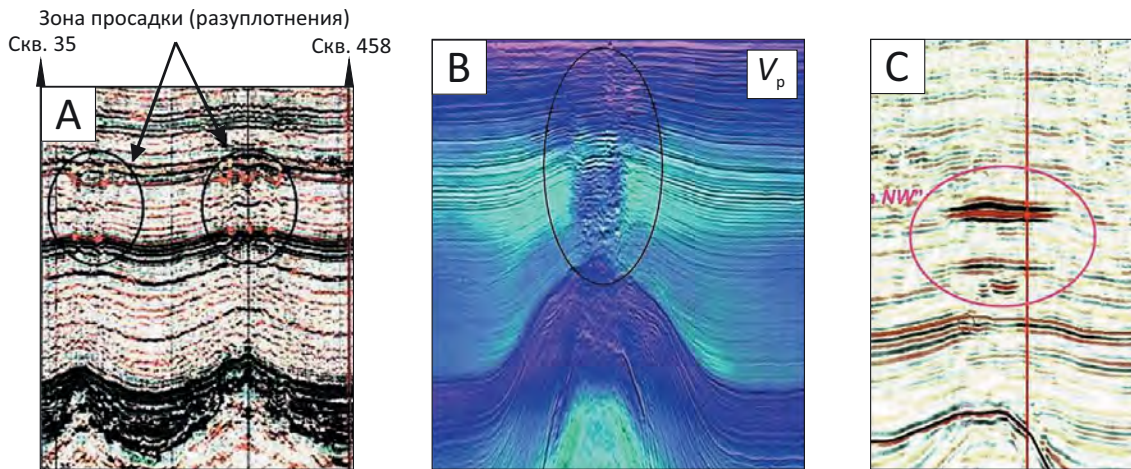
обратить внимание на тот факт, что латеральные размеры образующейся зоны дробления заметно превышают размеры самого поднятия, над которым она образуется, что было показано ранее при интерпретации оптической модели (см. рис. 4 В).

В седиментационной модели (рис. 5 А) рост поднятия привел к возникновению субвертикальных трещин в компетентных слоях (белый цвет), а также формированию предсказанной ранее на оптической модели зоны разуплотнения или просадки (см. рис. 5 В). В рассматриваемой седиментационной модели поднятие имело достаточно большую амплитуду и вытянутую в перпендикулярном к рисунку направлении форму, поэтому зона разуплотнения вышла на поверхность в форме малоамплитудного грабена с многочисленными оперяющимися его трещинными дислокациями (см. рис. 5 С).

Примеры сейсмических разрезов с участками разуплотнения (просадки) приведены на рис. 6, где хорошо видны зоны разуплотнения, образовавшиеся в результате роста симметричных поднятий (см. рис. 6 А) [21]. Помимо зон разуплотнения, прекрасно обозначаются субвертикальные участки «пропаривания» осадков выделившимися из магматического батолита высокоэнталийными флюидами (см. рис. 6 В). Причем эти флюиды мобилизуют поровую воду, в результате чего формируются гидротермальные растворы, активно воздействующие



Рис. 6. Примеры сейсмических разрезов с зонами разуплотнения (просадки осадков) над вершинами антиклинальных структур
Fig. 6. Examples of seismic sections with decompaction zones (sediment sagging) above the crestal part of anticline structure



A — Пальяновская площадь (по [21]), B — переобработанный сейсмический разрез центральной части Северного моря (CGG, 2020), C — шельф Хорватии, «яркие пятна» — залежи газа (по [28])
 A — Palyanovsky area (according to [21]), B — reprocessed seismic section across the central part of the North Sea (CGG, 2020), C — Croatia shelf, «bright spots» — gas pools (according [28])

щие на вмещающие их породы. В зонах разуплотнения выделяются залежи газа в виде «ярких пятен» (см. рис. 6 C) [28].

Обсуждение полученных результатов

Полученные результаты свидетельствуют о том, что в формировании сеноманских залежей газа в северной части Западной Сибири могли участвовать как биогенные источники метана (термофильные метилотрофные метаногенные микроорганизмы), так и эндогенные источники метана. Попробуем оценить соотношение этих двух источников метана. Для этого примем, что биогенный метан характеризуется содержанием изотопа $\delta^{13}\text{C}$, равным -60% , а эндогенный — -23% . Тогда при минимальном содержании в метане Уренгойского месторождения изотопа $\delta^{13}\text{C}$, равного -58% , концентрация биогенного метана составит 95% , а эндогенного — 5% . В метане Медвежьего месторождения, в пробе с максимальным содержанием изотопа $\delta^{13}\text{C}$, равным -45% , концентрация биогенного метана составит 60% , а ювенильного — 40% .

Здесь, однако, следует заметить, что изотопный состав биогенного метана изменяется по мере его генерации метилотрофными анаэробными метаногенами. Первоначально генерируется метан с самым изотопно легким углеродом, а по мере уменьшения его концентрации в составе лигнита образуются молекулы метана с большим содержанием тяжелого изотопа углерода [22], что объясняется в первую очередь «биогенным» кинетическим изотопным эффектом.

Кроме того, если CO , образующийся при термическом разложении CO_2 (например, под воздействием высокоэнтальпийных эндогенных флюидов), имеет более легкий изотопный состав углерода, чем у термогенного и тем более эндогенного метана,

то в результате его взаимодействия с ювенильным водородом возможно образование молекул метана с высоким содержанием легкого изотопа углерода, близким по своим значениям к биогенному метану. Этот способ образования абиогенного метана требует дальнейшего изучения.

На основе полученных данных попытаемся в первом приближении реконструировать последовательность событий, происходивших в фундаменте, юрских и меловых отложениях вплоть до возникновения гигантских залежей газа в сеноманских песчаниках.

Представим себе, что под фундаментом Западно-Сибирской плиты из астеносферы (вероятно, в триасе) поднимался громадный батолит, над которым формировалась региональная зона растяжения (разуплотнения) и, соответственно, просадки, которая представляла собой начинающую развиваться огромную впадину. Эта впадина по образующимся субвертикальным трещинам начала заполняться отделяющимися от этого супербатолита сначала магматическими (включая интрузивные и эффузивные породы), затем вулканогенными, а также вулканогенно-осадочными отложениями. Позднее (ранняя юра) она наполнялась осадками первоначально преимущественно континентального типа (ранняя – средняя юра), а затем, в поздней юре, на опускающейся территории постепенно формировался эпиконтинентальный морской бассейн, в котором начали накапливаться морские осадки.

Поскольку поднимающийся супербатолит смещает перекрывающие его породы не только вверх, но и в субгоризонтальном направлении (из-за чего над ним и образуется зона просадки), то, во-первых, постепенно заполнившийся осадками морской бассейн поднимается выше уровня Мирового океана и начинается цикл континентального накопления

осадков, а во-вторых, на его бортах формируются или сохраняются возвышенности: на западе — это Уральские горы, а на востоке — Среднесибирское плоскогорье (вероятно, ранее представлявшее собой горы), которые являлись одними из главных поставщиков терригенного материала для Западно-Сибирского осадочного бассейна (см. рис. 5 В, С).

Последующие смены субконтинентальных и субморских условий осадконакопления, вероятно, связаны с разнонаправленными тектоническими движениями, вызванными активизацией и затуханием преимущественно вертикальных перемещений супербатолита и отделяющихся от него более мелких магматических тел, называемых рядом исследователей «плюмами». Именно эти более мелко-масштабные магматические тела, отделявшиеся по субвертикальным трещинам от главного супербатолита, в зависимости от их размеров образовывали поднятия различных порядков [21].

Судя по приведенным ранее данным, самая активная и горячая часть рассматриваемого гипотетического батолита в настоящее время находится в северной части Западно-Сибирской плиты, продолжаясь под ложем Северного Ледовитого океана. Действительно, в южной ее части батолит уже давно начал остывать, о чем свидетельствуют сравнительно невысокие геотермические градиенты и пластовые температуры, за исключением нескольких районов, где тектономагматические процессы, вероятно, завершились сравнительно недавно (Салымский, Красноленинский, Шаимский и др.).

Над антиклинальными магматическими телами, присутствующими в фундаменте Западно-Сибирской плиты, включая рассматриваемую северную ее часть, возникают напряжения, которые, при превышении величины прочности перекрывающих их пород, приводят к образованию субвертикальных трещинных дислокаций. Вследствие падения давления по этим трещинам перемещаются высокоэнтальпийные флюиды, состоящие в основном из H_2O и в меньшей мере из CO_2 , CO , H_2 , N_2 , NH_3 , CH_4 , HCl , HF , H_2S , SO_2 , O_2 и др., выделившиеся из этих магматических тел [8–12].

Поскольку юрские отложения находятся в зоне сжатия и обладают низкими фильтрационно-емкостными свойствами, то основная часть отделенных от магматических тел флюидов проходит «транзитом» по возникшим субвертикальным трещинам через эти отложения и попадает в зону растяжения (разуплотнения), формирующуюся в подошве меловых отложений (см. рис. 4 А, В, рис. 5 В). В этой зоне происходит «разгрузка» основной части высокоэнтальпийных флюидов, растворение в поровых водах хорошо растворимых компонентов (NH_3 , H_2S , CO_2 , SO_2). Отмечается вытеснение и разбавление пластовых вод низкоминерализованным (около 1–3 г/л [10, 12]) кислым гидротермальным флюидом, который растворяет неустойчивые в этих условиях обломочные зерна (главным образом плагиоклазы) и часть глинистых минералов, формируя

дополнительную вторичную емкость в этих осадках (см. рис. 2) [3, 26]. Происходит нейтрализация первоначально кислых эндогенных флюидов, резкое снижение минерализации пластовых вод, выделение гидротермальных сульфидов и сульфатов, а в результате растворения CO_2 пластовые воды становятся гидрокарбонатными (см. рис. 1) [2, 24, 27]. Остальные слабо растворимые компоненты, включая CH_4 , H_2 и CO , по зонам дробления проникают в перекрывающие верхнемеловые осадки, включая сеноманские песчаники, разгружаясь в них.

Установленные АНПД в верхнемеловых отложениях обусловлены двумя главными причинами. Во-первых, их находим в зоне разуплотнения и, во-вторых, тем, что проникшие в них высокоэнтальпийные флюиды, превратившиеся в гидротермальные растворы с достаточно высокой температурой (вероятно, около 200–300 °С), начали остывать, что привело к возникновению депрессионной зоны, в которую начали «засасываться» вода и УВ (главным образом метан) из окружающих эту зону участков [26].

Рассматриваемая ситуация представлена на графике $T-P$, построенном по данным [29] при условии $V = \text{const}$ (рис. 7). В результате проникновения в пласт ПК₁, имевший, например, первоначально температуру 80 °С (точка А), гидротермального флюида с температурой 220 °С происходит резкое увеличение порового давления до 250 МПа (точка В), что, в свою очередь, вызовет гидроразрыв пласта и снижение порового давления до литостатического (точка С). Последующее охлаждение пластового флюида до температуры около 190 °С приведет к восстановлению гидростатического давления (точка D), а еще большее снижение пластовой температуры (до 180 °С, точка E) вызовет падение пластового давления до 5–6 МПа и вскипание порового флюида с разделением первоначально гомогенной водной фазы на две, представленные жидкой водой и водяным паром с растворенными в нем газами (см. рис. 7).

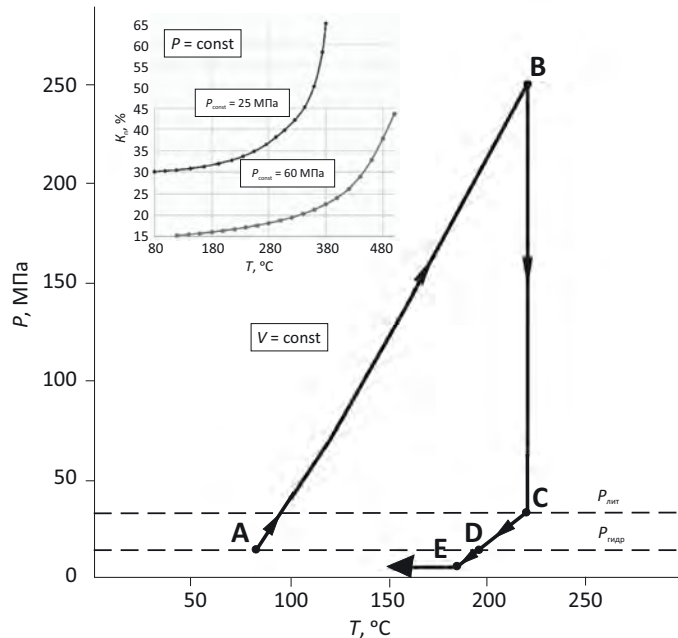
Формируется мощная депрессионная зона, в которой пластовое давление для этих глубин ниже гидростатического на 6–7 МПа. В эту зону по субвертикальным трещинам из нижележащих пластов, благодаря высокой фазовой проницаемости, поступает в первую очередь именно метан, имеющий биогенное (низы покурской свиты) и, возможно, эндогенное происхождение. В силу его высокой подвижности он вместе с водородом на самой ранней стадии уносится вверх по субвертикальным разломам, разгружаясь в наиболее проницаемых и высокоемких сеноманских песчаниках (см. рис. 4).

Чтобы понять, насколько может измениться пористость пород, в которые проникнет высокоэнтальпийный эндогенный флюид, рассмотрим зависимость пористость (K_p) – температура (T) при условии, что объем поровой воды не изменяется, т. е. без учета объема флюида, внедряющегося в поровое пространство осадков (см. рис. 7, врезка).



Рис. 7. P – T -диаграмма, описывающая поведение поровой воды при ее нагреве глубинным высокоэнтальпийным флюидом и последующее ее охлаждение (сеноманские отложения, пласт ПК₁)

Fig. 7. P – T -diagram describing the pore water behaviour when it is heated by deep high-enthalpy fluid and subsequent cooling (Cenomanian deposits, ПК₁ bed)



На врезке — диаграмма K_n – T , которая позволяет оценить, как изменяется пористость гранулярных коллекторов, имевших первоначальную пористость и литостатическое давление соответственно 15 % и 60 МПа (ачимовская толща) и 30 % и 25 МПа (сеноманские отложения)

In the box: K_n – T diagram that allows estimating how porosity of granular reservoirs with an initial porosity of 15 % and geostatic pressure 60 МПа (Achimov sequence) and 30 % and 25 МПа (Cenomanian deposits) changes

В качестве исходных условий для ачимовских отложений примем пористость 15 %, пластовую температуру ($T_{пл}$) — 120 °С, а литостатическое давление ($P_{лит}$) — 60 МПа. Тогда при повышении $T_{пл}$ до 140 °С произойдет гидроразрыв пласта, а пористость увеличится всего в 1,02 раза и составит 15,3 % (см. рис. 7, врезка). Начиная с температуры около 340 °С наблюдается резкое увеличение пористости до 21 %, а при температуре 420 °С пористость пород достигнет 26,5 %. При еще более высокой температуре, например 480 °С, пористость составит уже 37,5 %.

В случае проникновения высокоэнтальпийного флюида в сеноманские отложения (примем для оценочных расчетов: $K_n = 30$ %, $T_{пл} = 80$ °С и $P_{лит} = 25$ МПа) гидроразрыв пласта произойдет уже при $T_{пл} = 90$ °С, при этом пористость увеличится всего до 30,7 % (см. рис. 7, врезка). Резкое увеличение пористости наблюдается при достижении значений $T_{пл}$ 260–280 °С. При этом пористость пород-коллекторов составит около 38 %.

В случае дальнейшего роста температуры, например до 340–360 °С, обломочные зерна полностью перестанут контактировать друг с другом — коллектор превратится в «кипящий слой», а его пористость достигнет 50 % (см. рис. 7, врезка).

Таким образом, при тектоногидротермальном воздействии на осадочные породы, не только породы-коллекторы, но даже и глинистые экраны ста-

новятся проницаемыми, что способствует беспрепятственной миграции флюидов в вертикальном и горизонтальном направлениях и формированию залежей УВ.

Очень низкое содержание водорода в сеноманских газовых залежах, вероятно, объясняется его участием в реакциях с метоксильными группами при образовании молекул органогенного метана и/или с СО также с образованием метана и других УВ неорганического происхождения. Не исключено также, что, благодаря очень маленьким размерам молекул водорода, его «избытки» рассеялись в осадочной толще и/или выделились в атмосферу.

Не следует забывать, что проникновение по зонам дробления высокоэнтальпийных флюидов вызывает активную генерацию нафтидов из ОВ, входящего в состав осадочной толщи, а также формирование многочисленных микротрещин флюидоразрыва вследствие превышения объема образующихся нафтидов объема исходного ОВ, а также гидроразрыва из-за увеличения объема поровой воды в результате ее нагрева (см. рис. 7). Все это способствует резкому увеличению проницаемости пород в зоне тектоногидротермального воздействия, что, в свою очередь, благоприятствует быстрому формированию УВ-залежей.

Надежным экраном для сеноманских залежей газа, наряду с глинистыми толщами кайнозойского возраста, является мощная зона вечномерзлых по-

род, толщина которых на севере Западной Сибири достигает 400 м и более, а также породы, поровое пространство которых заполнено газогидратами. Их уникальные изолирующие свойства обусловлены тем, что при создании в этих отложениях даже очень высоких напряжений, обусловленных, например, ростом поднятий или тектоническими движениями, в них формируются сколово-сдвиговые дислокации, а не трещины отрыва. Первый вид дислокаций образуется в пластичных телах по направлениям касательных напряжений и выражается в скольжении разрушенных фрагментов относительно друг друга (проявляются в виде поверхностей и «зеркал» скольжения) без образования «зияющих» трещин, которые возникают при образовании второго типа дислокаций, формирующихся в направлении нормальных напряжений в компетентных породах (см. рис. 4 В).

Поскольку активность магматического супербабололита повышается в северном направлении, что проявляется в росте геотермического градиента, концентрации CO_2 (в виде гидрокарбонат-иона) в пластовых водах нижнего мела, снижается пластовое давление, наклоняются водонефтяные контакты (вследствие сформировавшихся сравнительно «недавно» зон разуплотнения и термодепрессии), то в случае продолжения сеноманских песчаников в этом направлении можно ожидать открытия самых молодых залежей газа и под ложем Северного Ледовитого океана на значительном удалении от берега.

Выводы

1. Основными генераторами нефтидов в северной части Западной Сибири являются юрские отложения, а коллекторами — неокотские, однако генерированных юрскими осадками нефтидов недостаточно, чтобы заполнить неокотские породы-коллекторы, особенно высокочемкие сеноманские песчаники.

2. Образование биогенного метана в покурской свите вероятнее всего происходило в результате отщепления метоксильных групп, входящих в со-

став лигнита, термофильными метилотрофными анаэробными микроорганизмами.

3. Накопленные к настоящему времени данные свидетельствуют также об обязательном участии в формировании залежей газа в сеноманских осадках тектоногидротермальных процессов, включая также поступление в составе высокоэнтальпийных флюидов эндогенного метана вместе с другими летучими компонентами (CO_2 , CO , H_2 , H_2S , NH_3 и др.). Вопрос заключается лишь в соотношении объемов биогенного и абиогенного метана и других УВ в составе сеноманских залежей газа.

4. Необходимо провести комплекс научно-исследовательских работ для установления изотопного состава CO , возникающего в результате термического разложения CO_2 на CO и O_2 , а также определения количества метана и других УВ, образующихся в гидротермальных условиях при взаимодействии CO и H_2 (природный процесс Фишера – Тропша).

5. Тектоногидротермальные процессы активизировали генерацию нефтидов из ОВ, входящего в состав осадочного чехла, способствовали возникновению путей миграции ювенильных и образовавшихся в осадках (биогенных) нефтидов, а также создавали необходимые условия для формирования залежей газообразных и жидких УВ.

6. Возраст тектоногидротермальной активности недр уменьшается по направлению с юга на север, поэтому, вероятно, под ложем Северного Ледовитого океана находятся самые молодые залежи газа в сеноманских отложениях.

7. Для оптимизации поисково-разведочных работ на нефть и газ в северной части Западной Сибири следует использовать метод комплексирования данных сейсморазведки и результаты тектонофизического моделирования, выполненного на их основе для выделения возможных зон разуплотнения, заполненных УВ.

Литература

1. Гончаров В.И. Геохимия нефтей Западной Сибири. – М. : Недра, 1987. – 184 с.
2. Куреева Т.А., Буданова Д.И. Роль вертикальной миграции высокотемпературных флюидов в формировании пластовых вод нефтегазовых месторождений на севере Западно-Сибирского бассейна // Вестник МГУ. Сер. 4. Геология. – 2013. – № 3. – С. 38–46.
3. Зубков М.Ю. Тектоногидротермальные процессы в меловых отложениях Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 2019. – № 1. – С. 7–26. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-1-7-26.
4. Зубков М.Ю., Маринин В.И., Облеков Г.И. Степень катагенеза, а также соотношение нефтегенерационных и емкостных свойств юрских и неокотских отложений Медвежьего и Уренгойского месторождений // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2005. – № 8. – С. 18–33.
5. Зубков М.Ю. Использование модифицированного метода материального баланса в комплексе с пиролизом для оценки нефтегенерационных свойств баженовской свиты (Западная Сибирь) // Геохимия. – 2021. – Т. 66. – № 2. – С. 161–182. DOI: 10.31857/S0016752521020096.
6. Бескровный Н.С., Набоко С.И., Главатских С.Ф., Лебедев В.А. Углеводороды в кальдере Узон // Вулканизм, гидротермальный процесс и рудообразование. – М. : Наука, 1974. – С. 206–210.
7. Гуцало Л.К. О разгрузке метана в водах термальных источников Камчатки // Геохимия. – 1980. – № 6. – С. 351–358.
8. Дымкина Л.Г. Спонтанные газы кальдеры Узон (Камчатка) // Геология и геофизика. – 1986. – № 12. – С. 22–28.
9. Карпов Г.А. Современные гидротермы и ртутно-сурмяно-мышьяковое орудинение. – М. : Наука, 1988. – 183 с.

10. Луговая И.П., Карпов Г.А., Загнитко В.Н., Березовский Ф.И. Происхождение спонтанных газов и термальных вод современной рудообразующей гидротермальной системы Узон на Камчатке по изотопным данным // Сов. геология. – 1987. – № 10. – С. 99–107.
11. Мархинин Е.К. Вулканизм. – М. : Недра, 1985. – 288 с.
12. Набоко С.И. Формирование современных гидротерм и метаморфизм растворов и пород // Вопросы вулканизма. – М. : Изд-во АН СССР, 1962. – С. 52–62.
13. Озерова Н.А. Ртутная дегазация Земли // Докл. АН СССР. – 1978. – Т. 239. – № 2. – С. 450–453.
14. Уайт Д.Э. Месторождения ртути и цветных металлов, связанных с термальными источниками // Геохимия гидротермальных рудных месторождений. – М. : Мир, 1970. – С. 479–528.
15. Love J.D., Good J.M. Hydrocarbons in thermal areas, Northwestern Wyoming // Geol. Surv. Prof. Pap. – 1970. – № 644-B. – С. 23–121. DOI:10.3133/PP644B.
16. Welhan J.A., Craig H. Methan and hydrogen in East Pacific Rise hydrothermal fluids // Geophys. Res. Lett. – 1979. – Т. 6. – № 11. – С. 829–831.
17. Алексеев Ф.А., Лебедев В.С., Овсянников В.М. Изотопный состав углерода газов биохимического происхождения. – М. : Недра, 1973. – 89 с.
18. Валяев Б.М. Изотопное обоснование глубинного генезиса углеводородов // Дегазация Земли и геотектоника. – М. : Наука, – 1985. – С. 83–88.
19. Зорькин Л.М. Геохимия газов пластовых вод нефтегазоносных бассейнов. – М. : Недра, 1973. – С. 404.
20. Тараник А.А. Геохимические показатели участков долговременной добычи угольного метана как самостоятельного источника энергии на примере месторождений Донбасса // Газовая промышленность. – 2017. – Т. 755. – № 7. – С. 24–27.
21. Зубков М.Ю. Применение методов экспериментальной тектоники в нефтяной геологии на примере месторождений Западной Сибири // Геотектоника. – 2019. – № 3. – С. 92–109. DOI:10.31857/S0016-853X2019392-109.
22. Lloid M.K., Trembath-Reichert E., Dawson R.S., Feakins J., Mastalerz M., Orphan V.J., Sessions L., Eiler M. Methoxyl stable isotopic constraints on the origins and limits of coal-bed methane // Science. – 2021. – Т. 374. – № 6569. – С. 894–897. DOI: 10.1126/science.abg0241.
23. Галимов Э.М. Геохимия стабильных изотопов углерода. – М. : Недра, 1968. – 226 с.
24. Ставицкий Б.П., Курчиков А.Р., Конторович А.Э., Плавник А.Г. Гидрохимическая зональность юрских и меловых отложений Западно-Сибирского бассейна Западно-Сибирского бассейна // Геология и геофизика. – 2004. – Т. 45. – № 7. – С. 826–832.
25. Усачев В.Д. Моделирование водонапорной системы сеноманской залежи по данным разработки и промысловой геофизики (на примере Ямбургского НГКМ) // НТВ Каротажник. – 2016. – № 270. – С. 75–87.
26. Зубков М.Ю. Экспериментальное моделирование процесса взаимодействия гидротермальных флюидов с юрскими отложениями Западно-Сибирского бассейна (система H₂O-CO₂) // Геология нефти и газа. – 2020. – № 5. – С. 95–112. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-5-95-112.
27. Кругликов Н.М., Нелюбин В.В., Яковлев О.Н. Гидрогеология Западно-Сибирского нефтегазоносного мегабассейна и особенности формирования залежей УВ. – Л. : Недра, 1985. – 280 с.
28. Zucconi V., Memmo V., Krpan M., Butorac I., Esetime P., Rodriguez K., Yodgson N. Gas potential evaluation offshore Croatia to trigger renewed exploration // FIRST BREAK. – 2019. – Т. 37. – № 11. – С. 85–91. DOI:10.3997/1365-2397,2019032.
29. Справочник физических констант горных пород / Под ред. С. Кларка мл. – М. : Мир, 1969. – 544 с.

References

1. Goncharov V.I. Geokhimiya neftei Zapadnoi Sibiri [Oil geochemistry in Western Siberia]. Moscow: Nedra; 1987. 180 p. In Russ.
2. Kireeva T.A., Budanova D.I. The role of vertical migration of high-temperature fluids in the genesis of formation waters in oil-gas fields in the north of the Western Siberian basin. *Moscow University geology bulletin*. 2013;68(3):175–184. In Russ.
3. Zubkov M.Yu. Tectonic and hydrothermal process in cretaceous formations of the Western Siberia. *Geologiya nefiti i gaza*. 2019;(1):7–26. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-1-7-26. In Russ.
4. Zubkov M.Yu., Marinin V.I., Obekov G.I. Stepen' katageneza, a takzhe sootnoshenie neftegeneratsionnykh i emkostnykh svoystv yurskikh i neokomskikh otlozhenii Medvezh'ego i Urengoisikogo mestorozhdenii [Degree of catagenesis and relationship between oil generation and capacity parameters: Jurassic and Neocomian deposits of Medvezhy and Urengoi fields]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii*. 2005;(8):18–33. In Russ.
5. Zubkov M.Yu. Application of the modified method of material balance in combination with pyrolysis in estimating the hydrocarbon generation properties of the bazhenov formation, Western Siberia. *Geochemistry International*. 2021;59(2):171–190. DOI: 10.1134/S0016702921020099.
6. Beskrovnyi N.S., Naboko S.I., Glavatskikh S.F., Lebedev V.A. Uglevodorody v kal'dere Uzon [Hydrocarbons in the Uzon caldera]. In: *Vulkanizm, gidrotermal'nyi protsess i rudoobrazovanie*. Moscow: Nauka; 1974. 206–210 pp. In Russ.
7. Gutsalo L.K. O razgruzke metana v vodakh termal'nykh istochnikov Kamchatki [Methane spillage in waters of Kamchatka hot springs]. *Geokhimiya*. 1980(6):351–358. In Russ.
8. Dymkina L.G. Spontannye gazy kal'dery Uzon (Kamchatka) [Unprompted gas spillage in Uzon caldera (Kamchatka)]. *Geologiya i geofizika*. 1986(12):22–28. In Russ.
9. Karпов G.A. Sovremennye gidrotermy i rtutno-surmyano-mysh'yakovoe orudinenie [Present-day thermal springs and mercury-antimony-arsenic metallization]. Moscow: Nauka; 1988. 183 p. In Russ.
10. Lugovaya I.P., Karпов G.A., Zagnitko V.N., Berzovskii F.I. Proiskhozhdenie spontannykh gazov i termal'nykh vod sovremennoi rudoobrazuyushchei gidrotermal'noi sistemy Uzon na Kamchatke po izotopnym dannym [Origin of spontaneous gas and thermal water in modern ore-genetic Uzon hydrothermal system (Kamchatka) according to isotope data]. *Sov. Geologiya*. 1987;(10):99–107. In Russ.

11. *Markhinin E.K.* Vulkanizm [Volcanicity]. Moscow: Nedra; 1985. 288 p. In Russ.
12. *Naboko S.I.* Formirovanie sovremennykh gidroterm i metamorfizm rastvorov i porod [Formation of present-day thermal springs and metamorphism of solutions and rocks]. In: *Voprosy vulkanizma*. Moscow: Izd-vo AN SSSR; 1962. 52–62 pp. In Russ.
13. *Ozerova N.A.* Rtutnaya degazatsiya Zemli [Earth mercury degassing]. *Dokl. AN SSSR*. 1978;239(2):450–453. In Russ.
14. *Wight D.A.* Mestorozhdeniya rtuti i tsvetnykh metallov, svyazannykh s termal'nymi istochnikami [Mercury and base metal occurrences associated with hot springs]. In: *Geokhimiya gidrotermal'nykh rudnykh mestorozhdenii*. Moscow: Mir; 1970. 479–528 pp. In Russ.
15. *Love J.D., Good J.M.* Hydrocarbons in thermal areas, Northwestern Wyoming. *Geol. Surv. Prof. Pap.* 1970;(644-B):23–121. DOI:10.3133/PP644B.
16. *Welhan J.A., Craig H.* Methan and hydrogen in East Pacific Rise hydrothermal fluids. *Geophys. Res. Lett.* 1979;6(11):829–831.
17. *Alekseev F.A., Lebedev V.S., Ovsyannikov V.M.* Izotopnyi sostav ugleroda gazov biokhimicheskogo proiskhozhdeniya [Isotopic signature of carbon in biochemical natural gas]. Moscow: Nedra; 1973. 89 p. In Russ.
18. *Valyaev B.M.* Izotopnoe obosnovanie glubinnogo genezisa uglevodorodov [Isotope-based substantiation of deep hydrocarbon genesis]. In: *Degazatsiya Zemli i geotektonika*. Moscow: Nauka; 1985. 83–88 pp. In Russ.
19. *Zor'kin L.M.* Geokhimiya gazov plastovykh vod neftegazonosnykh basseinov [Geochemistry of gas in formation water of oil and gas bearing basins]. Moscow: Nedra; 1973. 404 p. In Russ.
20. *Taranik A.A.* Geochemical characteristics of fields for the production of coal bed methanes an independent source of energy illustrated by Donbass field. *Gazovaya promyshlennost'*. 2017;755(7):24–27. In Russ.
21. *Zubkov M.Y.* Application of experimental tectonic methods in petroleum geology on the examples of deposits in Western Siberia. *Geotektonics*. 2019;53(3):383–398. DOI: 10.1134/S0016852119030105. In Russ.
22. *Lloid M.K., Trembath-Reichert E., Dawson R.S., Feakins J., Mastalerz M., Orphan V.J., Sessions L., Eiler M.* Methoxyl stable isotopic constraints on the origins and limits of coal-bed methan. *Science*. 2021;374(6569):894–897. DOI: 10.1126/science.abg0241.
23. *Galimov E.M.* Geokhimiya stabil'nykh izotopov ugleroda [Geochemistry of carbon stable isotopes]. Moscow: Nedra; 1968. 226 p. In Russ.
24. *Stavitsky B.P., Kurchikov A.R., Kontorovich A.E., Plavnik A.G.* Hydrochemical zoning of Jurassic and Cretaceous deposits of the West Siberian basin. *Russian Geology and Geophysics*. 2004;(7):779–785.
25. *Usachev V.D.* Simulation of water-pressure system of cenomanian pool from development and production logging data (on example of Yamburg oil and gas condensate FIELD). *NTV Karotazhnik*. 2016;(270):75–87. In Russ.
26. *Zubkov M.Yu.* Experimental simulation of the process of hydrothermal fluids interaction with the jurassic deposits of the West Siberian basin (H₂O-CO₂ system). *Geologiya nefti i gaza*. 2020;(5):95–112. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-5-95-112. In Russ.
27. *Kruglikov N.M., Nelyubin V.V., Yakovlev O.N.* Gidrogeologiya Zapadno-Sibirskogo neftegazonosnogo megabasseina i osobennosti formirovaniya zalezhei UV [Hydrogeology of West Siberian oil and gas bearing megabasin and features of HC pool formation]. Leningrad: Nedra; 1985. 280 p. In Russ.
28. *Zucconi V., Memmo V., Krpan M., Butorac I., Esestima P., Rodriguez K., Yodgson N.* Gas potential evaluation offshore Croatia to trigger renewed exploration. *FIRST BREAK*. 2019;37(11):85–91. DOI:10.3997/1365–2397,2019032.
29. *Spravochnik fizicheskikh konstant gornykh porod* [Physical constants of rocks: reference book]. In: S. Klark J., ed. Moscow: Mir; 1969. 544 p. In Russ.

Информация об авторе

Зубков Михаил Юрьевич

Кандидат геолого-минералогических наук,
старший научный сотрудник, директор

ООО «ЗапСибГЦ»,

625027 Тюмень, ул. Минская, д. 45

e-mail: zubkovMYu@mail.ru

Scopus ID: 7006636487

Information about author

Mikhail Yu. Zubkov

Candidate of Geology-Mineralogical Science,
Chief Researcher, Director

West Siberian Geological Center,

45, ul. Minskaya, Tyumen, 625027, Russia

e-mail: zubkovMYu@mail.ru

Scopus ID: 7006636487