

НАУКИ О ЗЕМЛЕ

УДК 553.98+550.4.02+551.24.031

О ВОЗРАСТЕ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЦЕНТРАЛЬНОЙ СИБИРИ

DOI: 10.31618/ESU.2413-9335.2021.7.93.1585

Битнер Александр Карлович

кандидат геол.-мин. наук,

доцент кафедры геологии нефти и газа,

Прокатень Елена Вячеславовна

кандидат геол.-мин. наук,

доцент кафедры геологии нефти и газа,

Сибирский федеральный университет,

Институт нефти и газа, Красноярск

ABOUT THE AGE OF OIL AND GAS CONDENSATE OF DEPOSITS OF THE CENTRAL SIBERIA

Bitner A.K.

candidate of geol.-mineralog. Sc., Associate Professor,

Prokaten E.V.

candidate of geol.-mineralog. Sc., Associate Professor,

Siberian Federal University,

Institute of Oil and Gas, Krasnoyarsk

SUMMARY

This article offers for the first time calculations and estimates of the age of oil and gas deposits located in ancient rocks-reservoirs of the Precambrian of Central Siberia based on geochemical data. The multi-stage nature of the formation and destruction of hydrocarbon deposits in this territory and their connection with the tectonic-magmatic cycles of Bertrand and meteorite bombardments of the Earth in the Phanerozoic are substantiated.

The problem of understanding the age of hydrocarbon accumulations and the time of their accumulation in traps is considered, and it is shown that the age of primary oils and condensates and the time of their accumulation in traps are not always coincide. Most oil and gas condensate fields are epigenetic in relation to their host rocks-collectors.

АННОТАЦИЯ

Эта статья предлагает впервые выполненные на основе геохимических данных расчеты и оценки возраста залежей нефти и газа, локализованных в древних породах-коллекторах докембрия Центральной Сибири. Обосновывается многоэтапный характер формирования и разрушения месторождений углеводородов на этой территории и их связь с тектоно-магматическими циклами Бертрана, и метеоритными бомбардировками Земли в фанерозое. Рассмотрена проблема понимания возраста углеводородных скоплений и времени их накопления в ловушках, и показано, что возраст первичных нефтей и конденсатов, и время их накопления в ловушках не всегда тождественны. Большая часть залежей нефти и газового конденсата эпигенетичны вмещающим их породам-коллекторам.

Keywords: oil, gas condensate, Central Siberia, age of deposits, chemical composition, hydrocarbons.

Ключевые слова: нефть, газовый конденсат, Центральная Сибирь, возраст залежей, химический состав, углеводороды.

Введение. Оценка возраста залежей нефти и газа задача нетривиальная и сложная, так как от момента зарождения первичной микронепти и газа до момента их поступления в ловушки может проходить длительный этап геологического времени и на путях миграции геолого-гидродинамические, структурно-тектонические и литолого-фациальные условия могут быть крайне неоднородными и изменчивыми, как по латерали, так и по вертикальному разрезу. По этим причинам термин «возраст нефти и газа» не имеет общепризнанного толкования.

Поэтому целью исследования стала необходимость проанализировать наиболее распространенные методы определения возраста

углеводородных систем, выбрать оптимальные и опробовать их с использованием доступных геологических и аналитических данных на примере месторождений углеводородов открытых в древних породах-коллекторах Центральной Сибири, так как аналогичные работы для данной территории в литературе отсутствуют или имеются лишь отрывочные сведения.

Постановка проблемы. Под возрастом залежей нефти и газа часто понимается продолжительность существования залежей пластовой нефти или газа во вмещающей их ловушке, при этом состав пластовой нефти и газов, их запасы в залежах не меняются. В такой ситуации для определения возраста залежей углеводородов

приемлем палеоструктурный метод. На территории Байкитской антеклизы в Юрубчено-Тохомской зоне нефтегазонакопления (ЗНГН) залежи находятся под стратиграфическим несогласием и большей частью ограничены тектоническими экранами [1]. По всей территории Байкитской антеклизы, Бахтинского мегавыступа, Катангской седловины широко развит базитовый магматизм, существенно изменивший толщины осадочных пород [2, 3], поэтому использование палеоструктурного метода в целях определения возраста ловушек для этих территорий мало эффективно. Кроме того, палеоструктурный метод может указывать только на нижний предел возраста углеводородного скопления, соответствующий возрасту ловушки.

Вряд ли можно допустить, что в течение очень длительного геологического времени пластовое давление ($P_{пл}$) и давление насыщения ($P_{нас}$) нефти газом были стабильными. При условии $P_{пл} = P_{нас}$ применяется метод, основанный на оценке давления насыщения. У. К. Гассоу (1955) считает этот метод одним из наиболее точных для определения геологического времени завершающей стадии образования нефти в конечной ловушке. А. И. Чисковский (1969), М. Е. Хошива (Hochiw, 1970) считают возможным применение этого метода лишь при соблюдении большого количества условий.

Для гидродинамической системы залежей, локализованных в древних докембрийских толщах Центральной Сибири, важны в первую очередь три главных неизменных условия – это отсутствие размывов толщ, накопившихся до аккумуляции; миграция нефти при давлении насыщения нефти ($P_{нас}$), равном пластовому ($P_{пл}$); литостатическое (P_l) и гидродинамическое (P_f) давления не влияли на процесс аккумуляции углеводородов в ловушках.

Начиная с рифея – 1650 млн. лет и заканчивая неогеном – 23 – 2,6 млн. лет гидродинамические условия, тектонический режим неоднократно менялись и не были стабильными, поэтому приведенные выше ограничения невыполнимы.

Анализ предыдущих исследований. Возраст залежей нефти и газа, по мнению Д. К. Нургалиева, И. Ю. Черновой, может быть оценен [4]: «радиологическим и минералогическим» методами. На исследуемой территории фактические данные для оценки этими методами отсутствуют.

К достаточно надежным можно отнести метод времени разрушения залежи на основе оценок скорости диффузии углеводородов через покрывку [5, 6].

Использованные Д. К. Нургалиевым [4], для месторождений Татарстана коэффициенты диффузии через покрывку от CH_4 ($2 \times 10^{-6} \text{ см}^2/\text{с}$) до $n\text{-}C_{10}H_{22}$ ($6,8 \times 10^{-9} \text{ см}^2/\text{с}$) дали верхние оценки разрушения половины залежей углеводородов в диапазоне от 4,5 до 70 млн. лет. Выполненные нами ранее оценки для Собинского газоконденсатного месторождения с нефтяной оторочкой показали,

что разрушение половины ($63,7 \text{ млрд. м}^3$) запасов углеводородных газов этого месторождения потребует около 170,5 млн. лет.

Нефтяные системы в процессе геологического времени подвергаются главным образом микробиологическим и термокаталитическим процессам. По данным М. О. Луи (1970), А. А. Карцева (1978), Б. Тиссо и Р. Пелет (Tissot B. et Pelet R.), Б. Тиссо и Дж. Эспитали (Tissot B. et Espitalie J.) [7–9] и других, в условиях близких к природным, продуктами термокаталитических превращений ароматических углеводородов являются парафины и низшие ароматические углеводороды (бензол, толуол, ксилолы), накапливающиеся преимущественно в бензиновых фракциях нефтей и конденсатов.

Метод, позволяющий решать задачи определения возраста нефти и газа по углеводородному составу индивидуальных компонентов бензиновых фракций и уровня катагенетической превращенности нефти, предложили А. Ф. Добрянский (1948 г.), А. Н. Резников (1967 г.), А. Янг и др. (1977 г.). После анализа доступных материалов для определения возраста нефтегазоконденсатных систем был использован метод оценки степени превращенности групп индивидуальных углеводородов (ароматические, нафтеновые, метановые).

Геохимический метод определения возраста нефтегазоконденсатных систем А. Н. Резникова, основан «на оценке степени превращенности нефтей в период их нахождения в зоне катагенеза, которая фиксируется по изменению относительного содержания нафтеновых, парафиновых (метановых) и ароматических углеводородов в бензиновой фракции» с началом кипения $150\text{--}200 \text{ }^\circ\text{C}$.

Точность определения возраста нефтяных залежей оценивается ± 3 млн. лет, газовых – ± 2 млн. лет.

Следует учитывать, что точность полученных данных зависит от состава и качества первичного материала, порой очень неоднородного и противоречивого. Поэтому все первичные данные подвергались экспертным оценкам и фильтровались. Кроме этого, учитывался генетический тип рассеянного органического вещества (РОВ), на основе которого расчеты проводились только для нефтей фациально-генетического типа А (источник морское сапропелевое ОВ) и Б (источник гумусово-сапропелевое ОВ) по Ал. А. Петрову.

При оценке возраста жидких углеводородных флюидов и термодинамических расчетах газоконденсатных систем требуются значения пластовых температур, которые большей частью отсутствуют, так как для площадей, где давно уже не ведутся геологоразведочные работы, данные каротажа просто утеряны, в актах на испытание этот параметр не указан. Поэтому использовались графики изменения температуры от глубины для продуктивной части разреза с учетом

принадлежности пробы к конкретным литолого-фациальным зонам (ЛФЗ).

Цель статьи. По материалам геохимических исследований нефти и конденсатов из залежей, локализованных в древних (рифей-кембрий) толщах Центральной Сибири, оценить возраст выявленных залежей углеводородов, и сопоставить его с тектономагматическими циклами развития территории.

Изложение основного материала. По представленной методике оценен возраст некоторых нефтяных и газоконденсатных залежей Моктаконского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ), Таначинского и Собинского газоконденсатных (ГК) месторождений, Юрубчено-Тохомского и Куюмбинского НГКМ Центральной Сибири (табл. 1). Все месторождения оценить по данной методике не представляется возможным из-за отсутствия кондиционного аналитического материала, так как часто анализировались пробы, взятые из буровых амбаров, т. е. окисленные. Последнее касается

главным образом проб Турухано-Норильского самостоятельного нефтегазоносного района (СНГР).

Оценки, выполненные на основании данных табл. 1, показывают, что геохимический возраст нефти в юрубченой залежи пласта Р-I-2д среднего рифея (RF₂) Юрубчено-Тохомского нефтегазоконденсатного месторождения самый древний (рис. 1), и он составляет 1089 ± 46 млн. лет.

Возраст залежей нефти в терригенных отложениях пластов Вн III-IV венда Собинского газоконденсатного месторождения существенно моложе и оценивается в 962 ± 22 млн. лет, что соответствует верхнему рифею (RF₃). Возраст нефтяной залежи больше возраста вмещающих ее пород. В данной ситуации при более древнем возрасте нефти, чем вмещающие породы, можно предположить, что нефть попала во вмещающие вендские породы, возраст которых 542 – 630 млн. лет, в результате вертикальной миграции из подстилающих рифейских нефтематеринских отложений.

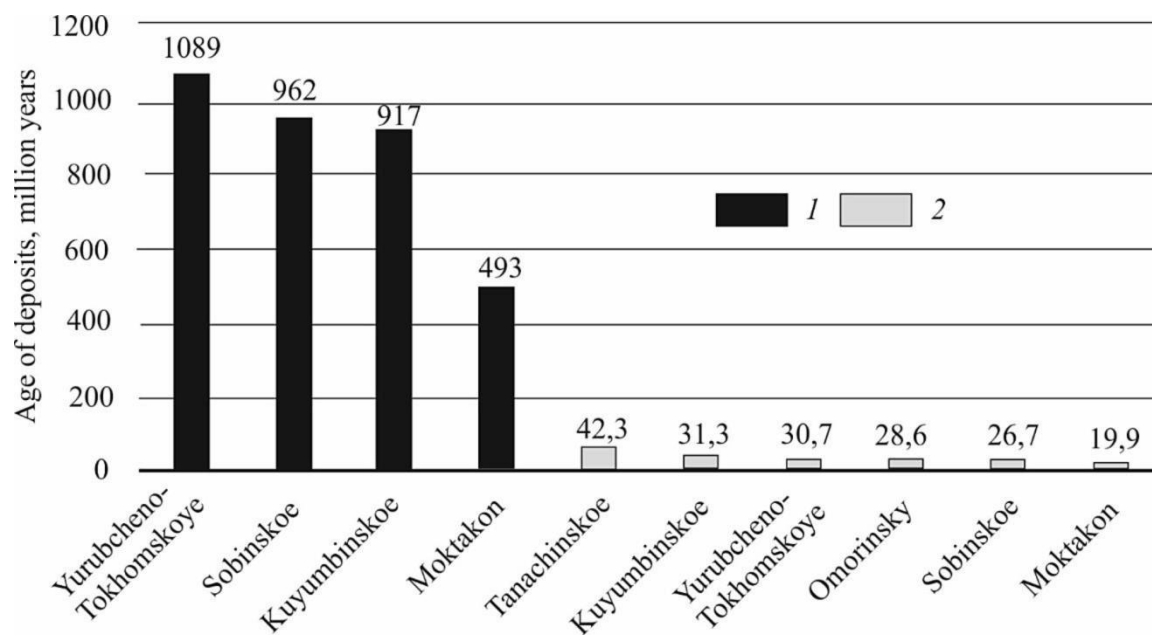
Таблица 1

Групповой углеводородный состав бензиновых углеводородов фракции 150-200 °С

Месторождение, скважины (Field, well)	Пласт Plast	Тип флюида Fluid type	Углеводороды, % Hydrocarbons, %		
			метановые methane hydrocarbons	нафтеновы е naphthenic	ароматически е aromatic
Куюмбинское нефтегазоконденсатное месторождение Kuyumbinskoye oil and gas condensate field					
Северо-Куюмбинская Severo-Kuyumbinskaya	Р I-2а- д Р I-2а- d	нефть oil	87,53	11,08	1,39
Камовская Kamovskaya			82,51	15,70	1,79
Терско-Камовская Tersko-Kamovskaya			80,14	16,67	3,14
Куюмбинская Kuyumbinskaya			83,38	13,47	2,12
Южно-Куюмбинская Yuzhno- Kuyumbinskaya			81,59	15,86	2,56
Северо-Куюмбинская Severo-Kuyumbinskaya	Р I-2е	конденсат condensate	77,45	15,55	7,00
	Р I-2ж Р I-2j		70,76	21,49	7,75
Южно-Куюмбинская Yuzhno- Kuyumbinskaya	Р I-2а- д Р I-2а- d		70,76	21,49	7,75
Терская Terskaya	76,51		25,29	12,87	

Продолжение табл. 1

Месторождение, скважина (Field, well)	Пласт Plast	Тип флюида Fluid type	Углеводороды, % Hydrocarbons, %		
			метановы е methane	нафthenовые naphthenic	ароматически е aromatic
Юрубчено-Тохомское нефтегазоконденсатное месторождение Yurubcheno-Tokhomskoye oil and gas condensate field					
Юр-22 (Yr-22)	P I-2д P I-2d P I-2в P I-2v	нефть oil	79,00	12,00	9,00
Юр-25 (Yr-25)			74,00	14,00	12,00
Юр-14 (Yr-14)			77,00	15,00	8,00
Юр-64 (Yr-64)			73,00	18,00	9,00
Юр-50 (Yr-50)			81,00	10,00	9,00
Юр-25 (Yr-25)		конденсат condensate	78,68	13,32	2,11
			71,73	20,83	7,44
Собинское газоконденсатное месторождение с нефтяной оторочкой Sobinskoye gas condensate field with oil fringe					
Сб-32 (Sb-32)	Вн III- V Vн III- V	нефть oil	86,00	10,00	4,00
Сб-7 (Sb-7)			85,00	13,00	2,00
Сб-32 (Sb-32)		конденсат condensate	78,84	16,27	4,89
Таначинское газоконденсатное месторождение Tanachinski gas condensate field					
Тнч-2 (Tnch-2)	А-I	конденсат condensate	36,80	13,90	49,30
Тнч-3 (Tnch-3)			30,54	7,18	62,28
Моктаконское нефтегазоконденсатное месторождение Moktakonskoye oil and gas condensate field					
Мкт-1 (Mkt-1)	А-VI	нефть oil	66,95	23,46	9,59
			50,45	22,69	26,85
Мкт-1 (Mkt-1)	А-V	конденсат condensate	32,31	11,54	56,15
			17,46	13,26	69,10
			15,26	7,73	77,01
Оморинское ГК Omorinskoye gas condensate field	Б-VIII B-VIII	конденсат condensate	46,13	6,59	55,79
Берямбинское ГК Beryambinskoye gas condensate field	А-V- 3,4	конденсат condensate	42,00	32,00	26,00



Oil and gas fields

Рис. 1. Оценки возраста залежей углеводородов в отложениях рифея – кембрия Центральной Сибири: 1 – залежи нефти, 2 – залежи конденсата.

Наличие путей фильтрации нефти подтверждается присутствием прямо в центре Собинского месторождения крупной трубки взрыва [10]. Благодаря наличию трубки взрыва произошло полное разрушение первичной нефтяной залежи. О. В. Ивченко с соавторами [11], В. В. Самсонов, А. И. Ларичев [12], Р. С. Сахибгареев, А. Д. Виноградов [13] на ряде месторождений Непско-Ботуобинской антеклизы и Собинском ГКМ в Катангской седловине выявили древние водо-нефтяные контакты, свидетельствующие о первичном нефтяном насыщении. В дальнейшем при активизации тектонических подвижек произошло вытеснение нефти газом. По данным О. В. Ивченко и др. [11], древние водонефтяные контакты (ВНК) отмечаются и внутри нефтяной залежи, т. е. ловушка заполнялась нефтью как минимум два раза, при этом нефть метаморфизовалась.

Полученные таким образом результаты указывают на эпигенетичность нефтяной и газоконденсатных залежей этого месторождения вмещающим породам и происходящие процессы деградации газоконденсатной системы.

Далее по уменьшению возраста следуют Куюмбинское и Моктаконское нефтегазоконденсатные месторождения. Залежи нефти пластов Р I-2а-е, локализованные в диапазоне отложений от копчерской до вингольдинской толщ верхнего рифея (RF₃) имеют возраст 917 ± 59 млн. лет. Наименьший возрастом 493 ± 29 млн. лет обладают нефтяные залежи пласта А-VI (рис. 2) и они приурочены по данным Н. В.

Мельникова [14], к моктаконской свите усольского горизонта верхнего кембрия (С₃), и расположены в Сурингдаконской и частично Тынепской ЛФЗ.

Обращает на себя внимание существенное различие возраста нефтяных залежей Куюмбинского месторождения (табл. 2).

Причем в большинстве случаев разница в возрасте больше предела погрешностей ± 59 млн. лет. Кроме этого все залежи имеют возраст верхний рифей (600 – 1030 млн. лет), в то время как они локализованы в пластах коллекторах среднего рифея (1030 – 1350 млн. лет), что указывает на их эпигенетический генезис.

Возраст конденсатов всех изученных месторождений (рис. 1) колеблется от $19,9 \pm 2$ до $42,3 \pm 2$ млн. лет, что соответствует интервалу от миоцена (N₁) до эоцена (P₂), т. е. залежи нефти и конденсата значительно моложе вмещающих их пород-коллекторов, возраст которых находится в интервале рифей – верхний кембрий (RF-С₃).

В свете полученных значений параметров, возраст Моктаконской залежи нефти (А-VI) составит 493 млн. лет и соответствует верхнему кембрию (С₃), т. е. времени проявления салаирской фазы складчатости. Возраст конденсата составляет 19,3 – 20,3 млн. лет, что соответствует нижнему миоцену (N₁) и альпийской фазе складчатости (рис.2).

Возраст конденсата пласта А-I Таначинской ГК залежи 42,4 – 43,9 млн. лет, что соответствует эоцену (P₂) палеогеновой системы и также согласуется с альпийским циклом тектогенеза.

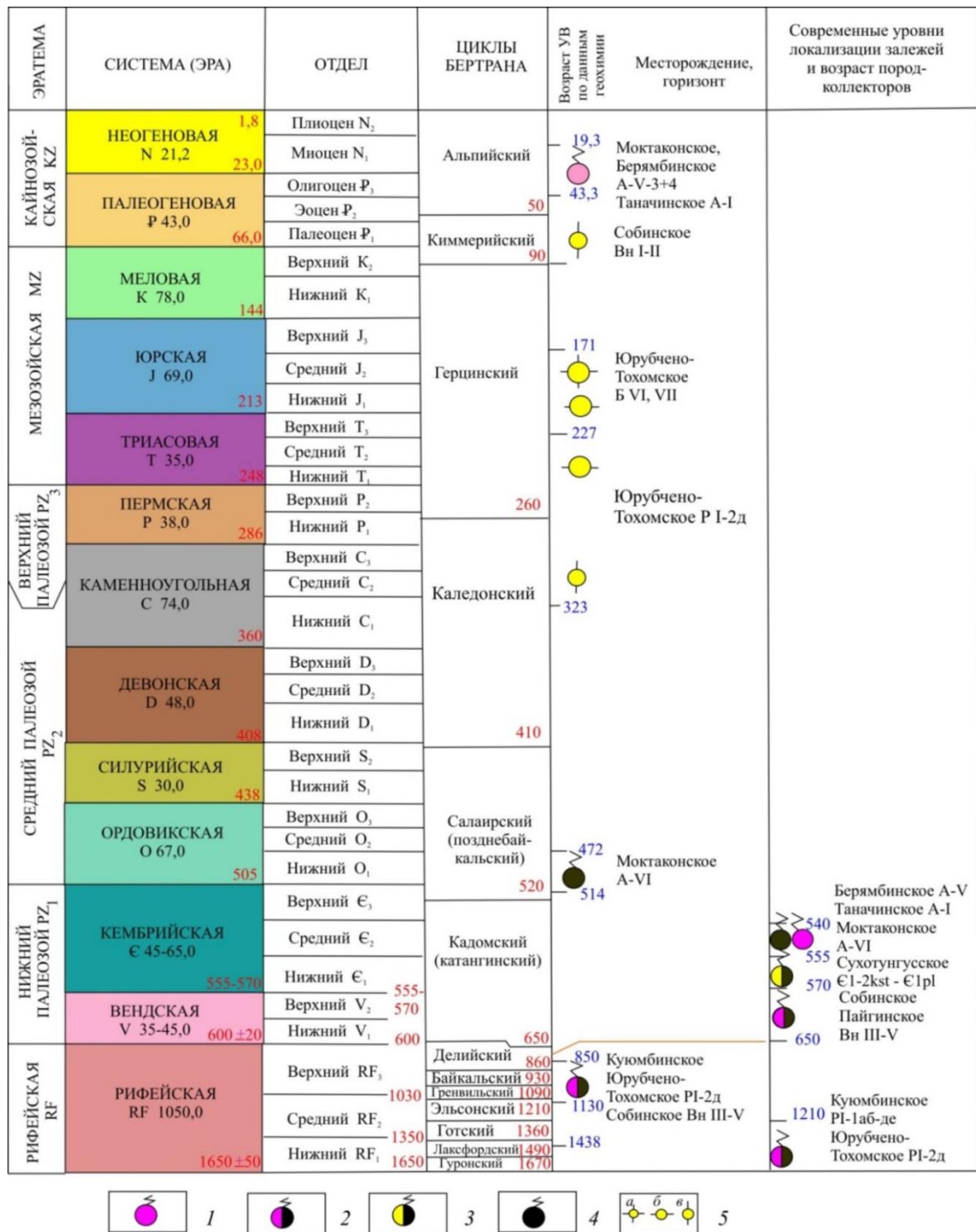


Рис. 2. Упрощенная схема сопоставления геохимического возраста флюидов в залежах углеводородов и возраста вмещающих толщ и циклов Бертрана: 1-3 – залежи углеводородов: 1 - газоконденсатные, 2 – газоконденсатные нефтяные, 3 – газонефтяные, 4 – нефтяные; 5 – тип изученных газов: а – газы, растворенные в нефти, б – спонтанные газы, в – свободный газ

Таблица 2

Вариации возраста залежей нефти Куюмбинского нефтегазоконденсатного месторождения

Залежи нефти Oil deposits	Возраст залежей, млн. лет Age of deposits, million years	Предел погрешности, млн. лет Margin of error, million years
Север-Куюмбинская Severo-Kuyumbinskaya	995	± 59
Камовская Kamovskaya	850	
Терско-Камовская Tersko-Kamovskaya	887	
Куюмбинская Kuyumbinskaya	959	
Южно-Куюмбинская Yuzhno-Kuyumbinskaya	893	
Средний возраст залежей нефти месторождения Average age of oil deposits	917	

То есть нефть и конденсат всех пластов обоих месторождений не сингенетична продуктивным толщам. Возраст нефти и конденсата моложе возраста вмещающей толщи, что в условиях проявления траппового магматизма может указывать на продолжающееся интенсивное разрушение залежей [3] и в посттриасовое время.

Видимо, образование моктаконской залежи нефти произошло в результате проявления байкальского тектогенеза при переформировании древней вендской нефтяной залежи, которая испытывает разрушение до настоящего времени и обязано оно альпийскому циклу тектогенеза и интенсивным метеоритным бомбардировкам на сопредельных территориях в позднем мелу – палеогене. В настоящее время радиологическими методами установлено (Масайтис, 1998), что Попигаийский метеоритный кратер образовался $35,7 \pm 0,2$ млн. лет, кратеры Логанча и Беенчиме-Салаата – 40 ± 20 млн. лет, а кратер Чукча – 75 ± 25 млн. лет.

Кроме этого, данные М. Б. Букаты [15] для Таначи-Моктаконской ЗНГН: «... показывают наличие резкой неравновесности свободных газов с подземными водами (общий коэффициент насыщения 0,18 – 0,26). Причем с учетом индивидуальных соотношений фугитивностей разных газов, ... здесь прогнозируется преобладание обстановки геохимической неустойчивости залежей нефти и газа, диффузионно рассеивающихся в окружающих водах на современном этапе».

Определение возраста залежей свободного сухого газа пластов ванаварской свиты венда (V_{vn}) Собинского газоконденсатного месторождения проведено из измеренных значений ($He - 0,186$; $Ar - 0,068$ %-об.) средний возраст газов составит 68,4 млн. лет (маастрихский век позднего мела K_2m). Здесь аналогично Турухано-Норильскому СНГР разрушение залежей началось, скорее всего, в

результате проявления последней (конец палеозоя - начало кайнозоя) астероидно-метеоритной бомбардировки Земли [16] и соответствует ларамийскому орогенезу (> 60 млн. лет). Утяжеление состава газа и образование жирного конденсатного газа началось гораздо позже – $26,7 \pm 2$ млн. лет (рис. 1) и альпийской фазе складчатости (P_3). Фрагментарные поля отложений конца мезозоя верхнего мела (K_2) на территории месторождения картируются в верховьях р. Пайги.

В примыкающей с юга к Байкитской антеклизе – зоне Ангарских складок открыто Берямбинское газоконденсатное месторождение. Вычисленный возраст газа из газоконденсатной залежи, значительно меньше возраста отложений, в которых она локализована, что свидетельствует о разрушении данной залежи. Возраст газоконденсатной залежи, пласта А-V-3+4 Берямбинского месторождения составляет 28 ± 2 млн. лет и соответствует верхнему отделу палеогена – хаттскому веку верхнего олигоцена (P_3h). Возраст газа в залежи значительно меньше возраста нижнекембрийских отложений, в которых она локализована, что может указывать на формирующуюся залежь, так как давление насыщения равно пластовому ($P_{нас} = P_{пл}$). Косвенным подтверждением тому может служить увеличение наполненности ловушек «снизу-вверх» по пластам, которое составляет 66,2 % (А-V-3+4), 69,9 % (А-V-2) и 73,3 % для пласта А-V-1. Формирование залежей происходит в результате проявления деформаций под влиянием современной сейсмичности. На сегодняшний день она составляет для бассейна р. Ангары 7 баллов по шкале MSK-64 (Медведева-Шпонхойера-Карника) при повторяемости 1 раз в 10 000 лет, что не позволяет высоко оценивать перспективы промышленной газоносности зоны Ангарских складок. Мелкие залежи здесь будут рассредоточены по всему разрезу венда-кембрия,

где есть локальные покрывки, что собственно и подтверждается результатами испытания скважин на Абаканской, Агалеевской и других площадях.

Резюмируя данные о вычисленном возрасте нефтей и конденсатов в карбонатах рифея – кембрия и терригенных отложениях венда Центральной Сибири необходимо обратить внимание на следующие факторы.

Во-первых, геохимический возраст нефтей и конденсатов тяготеет к тектоно-магматическим циклам развития Земли и этапам их активизации, времени заложения рифейского бассейна и довендской активизации рифейского бассейна Сибирской платформы.

По данным Е.М. Хабарова [17], заложение рифейского бассейна на территории древней Курейской синеклизы произошло не позднее 1500 - 1550 млн. лет назад и рассматриваемые отложения на Байкитской антеклизе относятся к нижнему и среднему рифею, что основано на результатах изотопно-геохронологических исследований. Возраст наиболее древних изученных рифейских отложений составляет 1400 – 1450 млн. лет, а карбонатных отложений из самой верхней части додевонского разреза от 1015 ± 40 млн. лет (скважина Юр-110) до 1390 ± 30 млн. лет (скважина Юр-30) [18].

Во-вторых, исходные (материнские) залежи нефти образовались в рифейское время ($1050 - 1206 \pm 50$ млн. лет) в квазигидростатическом режиме недр $P_{пл}/P_{уг}$ было равно $0,9 - 1,0$ и $P_{нас} = P_{пл}$. В конце верхнего рифея и нижнем венде ($620 - 930 \pm 50$ млн. лет) произошел подъем территории и началось разрушение и переформирование нефтяных залежей с образованием газонефтяных ($P_{пл}/P_{уг} = 1,1$) и газоконденсатных залежей с нефтяными оторочками (Собинское, Пайгинское) и в пластах Б-VII, Б-VIII, Б-IX Камовского свода в результате формирования сверхгидростатического режима ($P_{пл}/P_{уг} = 1,1 - 1,25$), который эти залежи сохраняют до настоящего времени. Далее наступил депрессионный режим ($P_{пл}/P_{уг} < 0,9$) в результате чего сформировались современные нефтегазоконденсатные месторождения, такие как Куломбинское и Юрубчено-Тохомское, в которых $P_{нас} \leq P_{пл}$.

На склонах Байкитской антеклизы около 505 ± 20 млн. лет, давления резко возросли, так как закончилось формирование мощной толщи кембрийских эвапоритовых пород. В это время наступил этап салаирской складчатости и начали формироваться зоны аномально-высоких давлений ($P_{пл}/P_{уг} = 1,25 - 1,35$) и газовой-газоконденсатные месторождения в отложениях венда и нижнего кембрия на Бахтинском мегавыступе в пределах Таначинской и Моктаконской площадей, в настоящее время интенсивно разрушающихся.

Выводы. Полученные результаты свидетельствуют о следующем:

• первичные залежи нефти и газа в древних продуктивных комплексах Центральной Сибири были неоднократно переформированы в результате воздействия на них тектоно-магматических

процессов, современных космических бомбардировок и сейсмичности;

• влияние космических бомбардировок отразилось в первую очередь на сохранности залежей и повлияло на тепловые потоки, создавая температурные аномалии и вторичные изменения пород под действием углеводородов;

• уже при получении нефти первой поисковой скважиной на площади следует обязательно выполнять широкий комплекс исследований нефти и определения ее возраста для более обоснованной интерпретации значимости открытий;

• по времени формирования нефтяных залежей видно, что сначала формировались залежи в вершине Камовского свода, только впоследствии сформировались залежи на склонах Байкитской антеклизы и они имеют разное гипсометрическое положение ВНК и флюидный состав;

• самое высокое абсолютное положение ВНК наблюдается у сводовых нефтяных залежей, водонефтяные контакты – 2072 м прослеживаются у Юрубчено-Тохомского и Куломбинского нефтегазоконденсатных месторождений, более низкое положение – 2092 и – 2189 м занимают нефтяные залежи Камовского и Борщевского месторождений;

• активное разрушение залежей в настоящее время позволяет рекомендовать более широкое применение геохимических поисков нефти и газа, в том числе аэрогеохимические методы;

• намечившаяся связь событий современных кометных бомбардировок Земли с возрастом газоконденсатных систем наводит на мысль, что существует современное пополнение газовых залежей из глубинного источника.

Таким образом, изучение возраста нефтегазовых систем геохимическими методами имеет прямое практическое значение с точки зрения выявления и оценки зон нефтегазоаккумуляции, и разработки новых методов геохимических поисков нефти и газа. Важнейшей задачей на перспективу является разработка новых способов оценки возраста углеводородных скоплений на основе геофизических, геохимических и изотопных методов. С целью развития изотопных методов необходимо изучить содержание самария, неодима, рения и осмия в древних нефтях, битумоидах и керогене с перспективой создания рений-осмиевых и самарий-неодимовых нефтяных геотермометров. В связи с возможным пополнением залежей углеводородов, и в первую очередь газовых, из глубинных источников и газов, растворенных в подземных рассолах, целесообразно широкое изучение изотопного состава водорода (δD), кислорода ($\delta^{18}O$), углерода ($\delta^{13}C$) и особенно гелия на основе изотопно-гелиевого отношения ($^3He/^4He$), указывающего на степень геодинамической активности среды.

Список литературы:

1. Битнер А.К., Поздняков В.А. Новые технологии геологической разведки. Месторождения углеводородов Сибирской платформы и прилегающих территорий. Красноярск: Сиб. Федер. ун-т. 2017. 324 с. [Bitner AK, Pozdnyakov VA Novye tehnologii geologicheskoy razvedki. Mestorozhdeniya uglevodorodov Sibirskoj platformy i priliegayushih territorij]. Krasnoyarsk: Sib. Feder. un-t. 2017. 324.
2. Битнер А.К., Кринин В.А., Кузнецов Л.Л. и др. Нефтегазосность древних продуктивных толщ запада Сибирской платформы. Красноярск: КФ СНИИГГиМС. 1990. 114 с. [Bitner AK, Krinin VA, Kuznetsov LL, et al. Neftegazonosnost drevnix produktivnyx tolshh zapada Sibirskoj platformy]. Krasnoyarsk: CF Sniiggims. 1990. 114.
3. Битнер А.К. Особенности геологии и геохимии триады «нефть-конденсат-газ» залежей Южно-Тунгусской нефтегазосной области и перспективы их комплексного использования. Новосибирск: СНИИГГиМС. 2010. 113 с. [Bitner AK Osobennosti geologii i geoximii triady «neft-kondensat-gaz» zalezhej Yuzhno-Tunguskoj neftegazonosnoj oblasti i perspektivy ix kompleksnogo ispolzovaniya]. Novosibirsk: SNIIGGIMS. 2010. 113.
4. Нурғалиев Д.К., Чернова И.Ю. Современные методы технологического прогнозирования и поиска залежей углеводородов (на примере западной части территории Татарстан) // Георесурсы. 2008. №4(27). С.38-41. [Nurgaliev DK, Chernova IYu Sovremennye metody tehnologicheskogo prognozirovaniya i poiska zalezhej uglevodorodov (na primere zapadnoj chasti territorii Tatarstan) // Georesursy. 2008;4(27): 38-41. (In Russ).]
5. Leythaeuser D., Schaefer R., Yukler A. Role of diffusion in primary migration of hydrocarbons. AAPG Bull. 1982; 66(4):408-429.
6. Krooss B., Leythaeuser D., Schaefer R. The quantification of diffusive hydrocarbone losses through cap rocks of natural gas reservoirs - a reevaluation. AAPG Bull. 1992;6(34):403-406.
7. Tissot B. et Pelet R. Nouvelles donnes sur les mecanismes de genese et de migration du petrole // 8 th World Petroleum Congress, Panel Discussion № 1, Norfolk. England. 1971;1-20.
8. Tissot B. et Espitalie J. L'evolution thermique de la matiere organique des sediments. Bevue de l'Inst. Francais du Petrole. 1975; 30(5):743-777.
9. Tissot B. La genese du petrole. La Recherche. 1977; 88 (77):326-334.
10. Ковригина Н.С., Подгорная Е.К. Геологическая карта СССР. Карта дочетвертичных образований. Масштаб 1:1 000 000. Лист Р-48, 49. Ванавара. Ленинград: ВСЕГЕИ, 1989. [Kovrigina NS, Podgornaya EK Geologicheskaya karta SSSR. Karta dochetvertichnyx obrazovanij. Masshtab 1:1 000 000. List R-48, 49. Vanavara]. Leningrad: VSEGEI, 1989.
11. Ивченко О.В., Поляков Е.Е., Ивченко М.В. Влияние разрывной тектоники на нефтегазосность вендско-нижнекембрийских отложений южных районов Сибирской платформы (Непско-Ботуобинская антеклиза и сопредельные территории) // Вести газовой науки. 2016. №1. С.40-61. [Ivchenko OV, Polyakov EE, Ivchenko MV Vliyanie razryvnoj tektoniki na neftegazonosnost vendsko-nizhnekembrijskix otlozhenij yuzhnyx rajonov Sibirskoj platformy (Nepsko-Botuobinskaya antekliza i sopredelnye territorii). Vesti gazovoi nauki. 2016;(1):40-61. (In Russ).]
12. Самсонов В.В., Ларичев А.И. Перспективные нефтегазосные комплексы и зоны южной части Сибирской платформы // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2008. Т. 3. №4. URL: http://www.ngtp.ru/rub/4/43_2008.pdf
13. Сахибгареев Р.С., Виноградов А.Д. Древние водонефтяные контакты как показатели истории формирования разрушенных залежей // Доклады АН СССР. 1981. Т.257. № 2. С.445-448. [Sakhibgareev RS, Vinogradov AD Drevnie vodoneftyanye kontakty kak pokazateli istorii formirovaniya razrushennyx zalezhej // Doklady AN SSSR. 1981;257(2):445-448. (In Russ).]
14. Мельников Н.В. Венд-кембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы. (Стратиграфия, история развития) // Издание 2-е, доп. Новосибирск: СНИИГГиМС, 2018. 177 с. [Melnikov NV Vend-kembrijskij solenosnyj bassejn Sibirskoj platformy. (Stratigrafiya, istoriya razvitiya). Ed. 2nd, add. Novosibirsk: SNIIGGIMS, 2018;177. (In Russ).]
15. Букаты М. Б. Прогнозирование нефтегазосности рифей-нижнекембрийских отложений западной части Сибирской платформы на основе изучения водно-газовых равновесий // Геология нефти и газа. 1997. № 11. URL: <http://geolib.narod.ru/OilGasGeo/1997/11/Stat/stat03.htm>
16. Сиротин В.И. Новое о роли метеоритно-астероидной бомбардировки в истории земли // Вестник Воронежского государственного университета. Сер. «Геология», 2008. №1. С. 158-160. [Sirotnin VI Novoe o roli meteoritno-asteroidnoj bombardirovki v istorii zemli // Vestnik Voronezhskogo gosudarstvennogo universiteta. Ser. «Geologiya», series: Geology. 2008;(1):158-160. (In Russ).]
17. Хабаров Е.М. Обстановки осадконакопления нефтематеринских черносланцевых отложений в тектонически разнотипных рифейских осадочных бассейнах (на примере юга Восточной Сибири) // Сборник докладов на китайско-русском симпозиуме по нефтегазосности палеозоя и протерозоя. Пекин: Китайская Нефтяная Корпорация. 1995. С.158-152. [Khabarov EM Obstanovki osadkonakopleniya neftematerinskix chernoslancevnyx otlozhenij v tektonicheski raznotipnyx rifejskix osadocnyx bassejnax (na primere yuga Vostochnoj Sibiri) // Sbornik dokladov na kitajsko-russkom simpoziume po neftegazonosnosti paleozoya i proterozoya. Pekin: Kitajskaya Neftyanaya Korporaciya. 1995;158-152. (In Russ).]
18. Е.М. Хабаров, И.П. Морозов, В.А. Пономарчук и др. Корреляция и возраст

нефтегазоносных рифейских отложений Байкитской антеклизы Сибирской платформы по изотопно-геохимическим данным // Доклады АН. 1998. Т. 358. № 3. С.378-380. [Khabarov EM, Morozov

IP, Ponomarchuk VA, et al. Korrelyaciya i vozrast neftegazonosnyx rifejskix otlozhenij Bajkitskoj anteklizy Sibirskoj platformy po izotopno-geoximicheskim dannym // Doklady AN. 1998; 358(3):378-380. (In Russ).]