Изотопный состав пластовых вод разрабатываемых нефтяных месторождений Новосибирской области

Новиков Д.А., Черных А.В., Рыжкова С.В., Вакуленко Л.Г., Дульцев Ф.Ф.

*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, Новосибирск, Россия,
E-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru*

Пыряев А.Н.

*Институт геологии и минералогии им. В.С. Соболева СО РАН, Новосибирск, Россия,
E-mail: pyrayev@igm.nsc.ru*

АННОТАЦИЯ: Приводятся первые результаты комплексного изучения изотопного состава пластовых вод разрабатываемых нефтяных месторождений Новосибирской области. Установлено, что пластовые воды нефтяных залежей нейтральные (pH = 6,9-7,4), характеризуются Cl-Na составом с величиной общей минерализации от 21,7 до 71,1 г/дм³ и содержанием кремния 13,0-22,4 мг/дм³. Выявлена широкая вариация изотопных отношений δD (от -77,9 ‰ до -61,7 ‰) и $\delta^{18}O$ (от -9,0 ‰ до -5,1 ‰) вод, которые расположены значительно ниже GMWL. Изотопные отношения $\delta^{13}C_{DIC}$ исследованных вод варьируют в диапазоне от -21,6 ‰ до -1,4 ‰ и позволяют разделить их на две группы. Первые формировались преимущественно в континентальных обстановках ($\delta^{13}C_{DIC}$ = -10,5 – -1,4 ‰). Для второй группы вод с более легкими изотопными отношениями ($\delta^{13}C_{DIC}$ = -21,6 – -11,8 ‰) наиболее вероятным источником изотопов углерода служило ОВ различного происхождения. Отношение Sr^{87}/Sr^{86} всех изученных проб находится значительно ниже современных морских вод и составляет у вод меловых отложений – 0,70539-0,70707, юрских – 0,70609-0,70763 и палеозойских – 0,70613. За счет процессов смешения все воды разрабатываемых залежей схожи по изотопным отношениям $\delta D - \delta^{18}O$, $\delta^{13}C - \delta^{18}O$, $^{87}Rb/^{86}Sr - \delta^{18}O$, $^{87}Sr/^{86}Sr - \delta^{18}O$ и $^{87}Sr^{86}/Sr - ^{87}Rb/^{86}Sr$. Они находятся в одной области с водами апт-альб-сеноманского водоносного комплекса, которые изначально выступали в качестве агента заводнения и поступали в систему поддержания пластового давления.

Isotopic composition of formation waters of the developed oil fields of the Novosibirsk region

Novikov D.A., Chernykh A.V., Ryzhkova S.V., Vakulenko L.G., Dultsev F.F.

*Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk, Russia,
E-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru*

Pyryaev A.N.

Sobolev Institute of Geology and Mineralogy SB RAS, Novosibirsk, Russia, E-mail: pyrayev@igm.nsc.ru

ABSTRACT: A results of a comprehensive study of the isotopic composition of formation waters of the developed oil fields of the Novosibirsk region are presented for the first time. It was established that the formation water is neutral (pH = 6.9-7.4), characterized by a Cl-Na composition with a total mineralization from 21.7 to 71.1 g/dm³. Silicon content ranged from 13.0 to 22.4 mg dm³. It was revealed that the isotopic ratios δD (from -77.9 ‰ to -61.7 ‰) and $\delta^{18}O$ (from -9.0 ‰ to -5.1 ‰) of water vary over a wide range and are located significantly below GMWL. The isotopic ratios $\delta^{13}C_{DIC}$ of the studied waters vary from -21.6 ‰ to -1.4 ‰ and allow to divide them into two groups. The former were formed mainly under continental conditions ($\delta^{13}C_{DIC}$ = -10.5 - -1.4 ‰). For the second group with lighter isotope ratios ($\delta^{13}C_{DIC}$ = -21.6 - -11.8 ‰), the most probable source of carbon isotopes was organic matter of various origins. The Sr^{87}/Sr^{86} ratio of all studied samples of Cretaceous deposits (0.70539-0.70707), Jurassic (0.70609-0.700763) and Paleozoic (0.70613) is significantly lower than in modern sea waters. All the waters of the developed oil fields are similar in the isotopic ratios $\delta D - \delta^{18}O$, $\delta^{13}C - \delta^{18}O$, $^{87}Rb/^{86}Sr - \delta^{18}O$, $^{87}Sr/^{86}Sr - \delta^{18}O$ and $^{87}Sr^{86}/Sr - ^{87}Rb/^{86}Sr$ due to mixing processes. They are located in the same area as the waters of the Apt-Alb-Cenomanian aquifer complex, which initially acted as a source of water flooding and entered the reservoir pressure maintenance system.

ВВЕДЕНИЕ

Использование стабильных изотопов ($\delta^{18}O$, δD , $\delta^{13}C$, $^{87}Sr^{86}/Sr$) завоевало широкую популярность при исследовании динамики природных вод, их генезиса и гидрогеохимических эффектов при взаимодействии в системе вода-порода [10]. В настоящее время на территории Новосибирской области в разработке находится три нефтяных месторождения: Верх-Тарское, Восточно-Тарское и Малоичское (рис. 1). На

Верх-Тарском и Восточно-Тарском месторождениях эксплуатируются залежи горизонта Ю₁ верхнеюрского возраста, а на Малоичском – внутripалеозойская залежь. Также, на Верх-Тарском промысле в разработке находится залежь горизонта НГТЗК (по Е.Е. Даненбергу и А.Э. Конторовичу зона контакта отложений палеозоя и мезозоя или разновозрастный нефтегазоносный горизонт зоны контакта).

Горизонт Ю₁ оксфордского регионального резервуара является основным продуктивным пластом и объектом разработки в исследуемом районе. Залежи разрабатываемых месторождений к настоящему времени практически полностью разбурены эксплуатационным фондом скважин. Так, общий фонд скважин залежи пластов Ю₁¹ и Ю₁² Верх-Тарского нефтяного месторождения по состоянию на январь 2019 года составляет 175 единиц, из них 134 действующих [2]. По состоянию на 01.01.2018 г. ее запасы нефти составляют: по категориям А+В₁ (геологические/извлекаемые) – 39,980/10,898

млн т, по категории В₂ – 1,180 / 0,489 млн т [14]. Последние результаты детальных геотермических, гидродинамических и гидрогеохимических исследований нефтегазоносных отложений изучаемого региона отражены в работах [3-7].

В ноябре 2019 года нами были проведены полевые работы на Верх-Тарском, Восточно-Тарском и Малоичском нефтяных месторождениях. Всего было отобрано 18 проб из разных водоносных горизонтов.

Рис. 1. Местоположение разрабатываемых нефтяных месторождений на севере Новосибирской области: 1 – административные границы, 2 – скважины; месторождения: 3 – нефтяные, 4 – нефтегазоконденсатные, 5 – газоконденсатные и газовые

ИЗОТОПНЫЙ СОСТАВ ПЛАСТОВЫХ ВОД

Пластовые воды разрабатываемых нефтяных залежей относятся к нейтральным с величиной рН изменяющейся в интервале от 6,9 до 7,4; характеризуются Cl-Na составом с величиной общей минерализации от 21,7 до 71,1 г/дм³ и содержанием (мг/дм³): Si (13,0-22,4), NH₄ (29,8-86,0), I (5,7-14,0), Br (53,4-178,0), B (11,3-22,4) и Sr (153,9-396,4).

При интерпретации данных по стабильной изотопии $\delta^{18}\text{O}$ и δD обычно оперируют глобальной линией метеорных вод (GMWL), предложенной Г. Крейгом [11]. На момент исследования, данные по изотопным соотношениям δD и $\delta^{18}\text{O}$ подземных вод нефтегазоносных отложений изучаемого региона отсутствуют. Изотопный анализ отобранных образцов вод показал широкую вариацию изотопных отношений δD (от -77,9 ‰ до -61,7 ‰) и $\delta^{18}\text{O}$ (от -9,0 ‰ до -5,1

‰). Тем не менее, из рис. 2а хорошо видно, что для всех исследованных вод пара изотопных отношений δD - $\delta^{18}\text{O}$ располагается значительно ниже линии метеорных вод. Это позволяет сделать вывод об смешанном происхождении природных вод исследуемого региона. Наблюдается закономерный сдвиг по $\delta^{18}\text{O}$ вправо от вод апт-альб-сеноманского комплекса (-9,0 ‰) к водам ниже-среднеюрского (-5,1 ‰), т.е. от молодых к более древним, что говорит о росте времени взаимодействия подземных вод с вмещающими горными породами. Видно, что подземные воды разрабатываемых залежей Верх-Тарского, Восточно-Тарского и Малоичского месторождений находятся в одной области с водами апт-альб-сеномана, что объясняется процессами их смешения при заводнении залежей.

Рис. 2. Изотопные отношения $\delta D - \delta^{18}O$ (а), $\delta^{13}C - \delta^{18}O$ (б), $^{87}Rb/^{86}Sr - \delta^{18}O$ (в), $^{87}Sr/^{86}Sr - \delta^{18}O$ (г), $^{87}Sr/^{86}Sr - ^{87}Rb/^{86}Sr$ (д) в пластовых водах разрабатываемых нефтяных месторождений Новосибирской области и $\delta^{13}C - \delta^{18}O$ (е) пластовых водах и породах Верх-Тарского нефтяного месторождения.

Пластовые воды водоносных комплексов: 1 – апт-альб-сеноманского; 2 – неокомского (Северо-Кеумское месторождение и ЛУ Юганский № 11); 3 – верхнеюрского; 4 – ниже-среднеюрского (Западно-Герасимовское месторождение) и 5 – палеозойского. Образцы горных пород горизонта Ю₁: кальциты: 6 – I-II генерации, 7 – II генерации, 8 – III генерации, 9 – доломиты. Области проб: 10 – разрабатываемых залежей, 11 – схожих по изотопному составу $\delta^{13}C$ пластовых вод и кальцитов III генерации горизонта Ю₁ Верх-Тарского месторождения

Данные по изотопному составу растворенного неорганического углерода $\delta^{13}C_{DIC}$, позволяют сделать выводы о взаимодействии вод с органическим веществом (ОВ). Изотопные отношения $\delta^{13}C_{DIC}$ исследованных вод варьируют в диапазоне от -21,6 ‰ до -1,4 ‰ (рис. 2б). Очевидно, что в ряде образцов (область I), представленных в настоящей работе, происхождение гидрокарбонат-иона этих вод, по-видимому, связано с их формированием преимущественно в континентальных обстановках. Они более тяжелые по изотопному составу ($\delta^{13}C_{DIC} = -10,5 - -1,4$ ‰) и во многом схожи с значением $\delta^{13}C$ атмосферного CO_2 в широтах Новосибирской области, которое в зависимости от времени года, колеблется от -8,0 до -9,0 ‰

[1]. Между тем, значительная часть представленных вод имеет более легкие изотопные отношения $\delta^{13}C_{DIC} = -21,6 - -11,8$ ‰ (область II), источником которых в них представляется ОВ различного происхождения.

Изотопные отношения стронция ($^{87}Sr/^{86}Sr - ^{87}Rb/^{86}Sr$) применяются для выявления его источников в подземных водах и оценки степени взаимодействия в системе вода-порода [9]. Радиогенный ^{87}Sr является продуктом распада ^{87}Rb с периодом полураспада $4,88 \cdot 10^{10}$ лет, поэтому $^{87}Sr/^{86}Sr$ значительно выше в обогащенной ^{87}Rb континентальной коре, чем в океанической [15]. Начиная с докембрия отношение Sr^{87}/Sr^{86} морской воды колебалось от 0,7070 до 0,7092. В современной морской воде это отно-

шение равно 0,70918 [13], а в речных водах отношение $\text{Sr}^{87}/\text{Sr}^{86} = 0,7119$ [16]. В древних осадочных бассейнах с галогенными формациями как правило $\text{Sr}^{87}/\text{Sr}^{86}$ выше, чем в морской воде или совпадает с ним [10]. Из-за значительного увеличения $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$ в морской воде после юрского периода, некоторые подземные воды в молодых осадочных бассейнах фактически имеют отношения $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$ ниже, чем в современной морской воде из-за поступления стронция при их взаимодействии с вмещающими горными породами [14]. Изотопные отношения $\text{Sr}^{87}/\text{Sr}^{86}$ всех изученных проб находятся значительно ниже современных морских вод (см. рис. 2в-д). Так, отношение $\text{Sr}^{87}/\text{Sr}^{86}$ у вод аптальб-сеноманского комплекса составляет 0,70652, у неокомского – 0,70539-0,70707, верхнеюрского – 0,70609-0,70763, нижне-среднеюрского – 0,70637 и палеозойского – 0,70613. Таким образом, изотопные отношения стронция ($^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr} - ^{87}\text{Rb}/^{86}\text{Sr}$) подтвердили тезис о родстве пластовых вод разрабатываемых залежей УВ северных районов Новосибирской области с водами аптальб-сеноманского комплекса.

ИЗОТОПНЫЙ СОСТАВ ПОРОД

Для оценки роли пластовых вод в процессах аутигенного минералообразования нами были проанализированы геохимические особенности пород-коллекторов горизонта Ю₁ Верх-Тарского месторождения. В алевроито-песчаных породах наиболее широко распространен кальцит (от первых % до 45-50%). Установлено три его генерации. I генерация встречается редко в виде сгустков и пятен тонко-микрористаллической структуры (реликтов седиментационно-раннедиагенетического микрита). II генерация представлена отдельными кристаллами и агрегатами кальцита тонко-, мелко-, редко средне-мелкокристаллической структуры, формирующим поровый, участками базально-поровый цемент. К III генерации отнесен пойкилитовый кальцит мелко-средне-, средне-крупно- и грубокристаллический. Он корродирует обломки (в том числе регенерационные кварцевые каемки), частично или полностью замещает часть из них, формируя порово-базальный, базальный цемент. Наиболее широко проявлен в изученных породах. Большинство исследователей считает пойкилитовый кальцит одним из наиболее поздних катагенетических аутигенных минералов.

При анализе изотопной пары $\delta^{13}\text{C} - \delta^{18}\text{O}$ (см. рис. 2е) довольно четко прослеживается разница характеристик кальцитов I, II и III генераций. Для I генерации характерны наиболее утяжеленный состав изотопов углерода ($\delta^{13}\text{C}$ от

-7,0 до -5,6 ‰) и средние значения (среди полученных) изотопного состава кислорода ($\delta^{18}\text{O}$ от 15,4 до 18,9 ‰). Для микритового известняка с обильными остатками фрагментов растительности изотопный состав отличается: он наиболее облегчен по углероду: $\delta^{13}\text{C} = -17,8$ ‰ и утяжелен по кислороду: $\delta^{18}\text{O} = 22,4$ ‰, что свидетельствует о значительном участии органической углекислоты при его формировании.

Кальцит II генерации облегчен по изотопному составу углерода ($\delta^{13}\text{C}$ – от -13,2 до -9,7 ‰) и характеризуется значительными вариациями значений $\delta^{18}\text{O}$, с противоположным трендом в направленности изменений: по мере утяжеления углерода наблюдается облегчение кислорода – от 26,0 до 10,9 ‰.

Кальциты III генерации средне-, крупно-, иногда грубокристаллической структуры, характеризуются незначительными вариациями изотопного состава: $\delta^{13}\text{C}$ – от -10,7 до -9,1 ‰, $\delta^{18}\text{O}$ – от 10,1 до 10,9 ‰. Наиболее облегченный изотопный состав по кислороду указывает на их формирование при более высокой температуре.

Представляется, что формирование кальцита первой и второй генераций происходило в условиях, близких седиментационным (этап диагенеза), и связано с низкотемпературными поровыми растворами, обогащенными органической углекислотой. Формирование кальцита третьей генерации связано с более высокотемпературными растворами с пониженным содержанием органической углекислоты (этап катагенеза). Результаты изотопных исследований подтверждают этот тезис. Выявлен узкий интервал значений $\delta^{13}\text{C}$ при анализе изотопной пары $\delta^{13}\text{C} - \delta^{18}\text{O}$. В водах он составляет от -10,5 до -9,1 ‰, а в кальцитах третьей генерации от -10,7 до -9,1 ‰ (см. рис. 2е).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Резюмируя вышесказанное можно сделать следующие выводы: 1) Впервые выполнены комплексные исследования изотопного состава ($\delta^{18}\text{O}$, δD , $\delta^{13}\text{C}$, $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$) пластовых вод разрабатываемых нефтяных месторождений Новосибирской области. 2) Выявлена широкая вариация изотопных отношений δD (от -77,9 ‰ до -61,7 ‰) и $\delta^{18}\text{O}$ (от -9,0 ‰ до -5,1 ‰) вод, которые расположены значительно ниже GMWL. Изотопные отношения $\delta^{13}\text{C}_{\text{DIC}}$ исследованных вод варьируют в диапазоне от -21,6 ‰ до -1,4 ‰. Отношение $\text{Sr}^{87}/\text{Sr}^{86}$ изученных проб находится значительно ниже современных морских вод и составляет в среднем у подземных вод меловых отложений – 0,70630, юрских – 0,70645 и палеозойских – 0,70696. 3) За счет процессов смешения все воды разрабатываемых

мых залежей схожи по изотопным отношениям $\delta D - \delta^{18}O$, $\delta^{13}C - \delta^{18}O$, $^{87}Rb/^{86}Sr - \delta^{18}O$, $^{87}Sr/^{86}Sr - \delta^{18}O$ и $^{87}Sr/^{86}Sr - ^{87}Rb/^{86}Sr$. Они находятся в одной области с водами апт-альб-сеноманского водоносного комплекса, которые изначально выступали в качестве агента заводнения и поступали в систему поддержания пластового давления.

Исследование выполнено при финансовой поддержке проекта ФНИ № 0331-2019-0025 и проектов Российского фонда фундаментальных исследований и Правительства Новосибирской области №18-45-540004 и 19-45-540006.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Лаборатория глобальных наблюдений. <http://www.cmdl.noaa.gov/ccgg/iadv/>
2. Новиков Д.А., Павлова С.А., Кузнецов Д.Ю., Дульцев Ф.Ф., Черных А.В. Состояние разработки залежи Ю₁ Верх-Тарского нефтяного месторождения на январь 2019 года // Интерэкспо Гео-Сибирь. – 2019. – Т. 2. – № 1. – С. 109–116.
3. Новиков Д.А., Рыжкова С.В., Дульцев Ф.Ф., Черных А.В. О геотермической зональности нефтегазовых отложений северо-западных районов Новосибирской области // Известия Вузов. Нефть и газ. – 2018. – № 5. – С. 69–76.
4. Новиков Д.А., Рыжкова С.В., Дульцев Ф.Ф., Черных А.В., Сесь К.В., Ефимцев Н.А., Шохин А.Е. Нефтегазовая гидрогеохимия доюрских комплексов южных районов Обь-Иртышского междуречья // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329. – № 12. – С. 39–54.
5. Новиков Д.А., Дульцев Ф.Ф., Черных А.В., Рыжкова С.В. Гидродинамические особенности нефтегазовых отложений южных районов Обь-Иртышского междуречья // Георесурсы. – 2019. – Т. 21. – № 4. – С. 85–94.
6. Новиков Д.А., Шохин А.Е., Черников А.А., Дульцев Ф.Ф., Черных А.В. Геохимия водорастворенных газов нефтегазовых отложений южных

районов Обь-Иртышского междуречья // Известия Вузов. Нефть и газ. – 2019. – С. 70–81.

7. Садыкова Я.В., Фомин М.А., Рыжкова С.В., Новиков Д.А., Дульцев Ф.Ф., Черных А.В. Прогноз нефтегазоносности юрских и палеозойских отложений южных районов Западно-Сибирского бассейна // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330. – № 9. – С. 114–127.
8. Ферронский В.И., Поляков В.А. Изотопия гидросферы. – М.: Научный мир, 2009. – 632 с.
9. Armstrong S.C., Sturchio N.C., Hendry M.J. Strontium isotopic evidence on the chemical evolution of pore waters in the Milk River aquifer, Alberta, Canada // Applied Geochemistry. – 1998. – V. 13. – P. 463–475.
10. Connolly C.A., Walter L.M., Baadsgaard H., Longstaff F. Origin and evolution of formation fluids, Alberta Basin, western Canada sedimentary basin. II: Isotope systematics and fluid mixing // Applied Geochemistry. – 1990. – V. 5. – P. 375–395.
11. Craig H. Isotopic variations in meteoric waters // Science. – 1961. – V. 133. – P. 1702–1703.
12. <https://www.novng.ru/production/deposits/> (дата обращения: 2019.02.20).
13. Lackschewitz K.S., Devey W., Stoffers P., Botz R., Eisenhauer A., Kummert M., Schmidt M., Singer A. Mineralogical, geochemical and isotopic characteristics of hydrothermal alteration processes in the active, submarine, felsic-hosted Pacmanus field, Manus Basin, Papua New Guinea // Geochimica et Cosmochimica Acta. – 2004. – V. 68. – I. 21. – P. 4405–4427.
14. McManus K.M., Hanor J.S. Diagenetic evidence for massive evaporate dissolution, fluid flow, and mass transfer in the Louisiana Gulf Coast // Geology. – 1993. – V. 21. – P. 727–730.
15. McNutt R.H., Frapet S.K., Fritz P., Jones M.G., MacDonald I.M. The $^{87}Sr/^{86}Sr$ values of Canadian Shield brines and fracture minerals with applications to groundwater mixing, fracture history, and geochronology // Geochim. Cosmochim. Acta. – 1990. – V. 54. – P. 205–215.
16. Palmer M.R., Edmond J.M. The strontium isotope budget of the modern ocean // Earth and Planet. Sci. Lett. – 1989. – V. 92. – I. 1. – P. 11–26.