

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ГЕОСИСТЕМ И ТЕХНОЛОГИЙ»
(СГУГиТ)

ИНТЕРЭКСПО ГЕО-СИБИРЬ

XIV Международный научный конгресс

Международная научная конференция

**«НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ. ГОРНОЕ ДЕЛО. НАПРАВЛЕНИЯ
И ТЕХНОЛОГИИ ПОИСКА, РАЗВЕДКИ И РАЗРАБОТКИ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ.
ЭКОНОМИКА. ГЕОЭКОЛОГИЯ»**

Т. 1

Сборник материалов

Новосибирск
СГУГиТ
2018

Ответственные за выпуск:

Доктор геолого-минералогических наук, академик РАН,
главный научный сотрудник Института нефтегазовой геологии
и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, Новосибирск
А. Э. Конторович

Доктор технических наук, академик РАН,
главный научный сотрудник Института нефтегазовой геологии
и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, Новосибирск
М. И. Эпов

Доктор технических наук, директор Института нефтегазовой геологии
и геофизики СО РАН, Новосибирск
И. Н. Ельцов

Кандидат технических наук, директор Института горного дела
им. Н. А. Чинакала СО РАН, Новосибирск
А. С. Кондратенко

Кандидат геолого-минералогических наук, исполнительный директор
Сибирского научно-исследовательского института геологии, геофизики
и минерального сырья, г. Новосибирск
М. Ю. Смирнов

Начальник департамента по недропользованию по Сибирскому федеральному округу
Федерального агентства по недропользованию «Роснедра», Новосибирск
А. И. Неволько

С26 Интерэкспо ГЕО-Сибирь. XIV Междунар. науч. конгр., 23–27 апреля
2018 г., Новосибирск : Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное
дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторож-
дений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология» : сб. материалов
в 6 т. Т. 1. – Новосибирск : СГУГиТ, 2018. – 249 с.

В сборнике опубликованы материалы XIV Международного научного конгресса
«Интерэкспо ГЕО-Сибирь», представленные на Международной научной конференции
«Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разра-
ботки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология» (секция «На-
правления и перспективы поиска, разведки и разработки месторождений полезных ис-
копаемых Сибири»).

Печатается по решению редакционно-издательского совета СГУГиТ

Материалы публикуются в авторской редакции

ГЕНЕТИЧЕСКИЕ ТИПЫ ПОДЗЕМНЫХ ВОД НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЯМАЛЬСКОЙ НГО

Ксения Валерьевна Сесъ

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, младший научный сотрудник лаборатории гидрогеологии осадочных бассейнов Сибири, тел. (383)363-80-37, e-mail: seskv@ipgg.sbras.ru

Установлено, что в пределах нефтегазоносных отложений Ямальской НГО развиты Cl–Na, Cl–HCO₃–Na, HCO₃–Cl–Na воды с величиной общей минерализации от 2 до 51 г/дм³. Предварительно выделены генетические типы подземных вод: седиментогенные слабые рассолы, седиментогенные, смешанные и конденсатогенные воды. Выявлена схема взаимосвязи химических типов и генетических групп подземных вод и рассолов в пределах нефтегазоносных отложений Ямала.

Ключевые слова: подземные воды, нефтегазоносные отложения, генетические типы, генезис подземных вод, Ямал.

GENETIC TYPES OF GROUNDWATER OF YAMAL PETROLEUM REGION'S OIL-AND-GAS BEARING DEPOSITS

Ksenia V. Ses

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Junior Researcher, Laboratory of Sedimentary Basins Hydrogeology of Siberia, phone: (383)363-80-37, e-mail: seskv@ipgg.sbras.ru

It was established that total mineralization is varied from 2 to 51 g/dm³ within oil-and-gas bearing deposits of Yamal petroleum region. Three chemical types of waters are predominated: Cl–Na, Cl–HCO₃–Na, HCO₃–Cl–Na. Genetic types of groundwater had been identified in advance. There are sedimentagenous weak brines, sedimentagenous, compounded and condensation waters. The scheme of interrelation between chemical types and genetic groups of groundwater and brines is revealed within Yamal oil and gas bearing deposits.

Key words: groundwater, oil-and-gas bearing deposits, genetic type, groundwater genesis, Yamal.

На сегодняшний день одним из сложнейших фундаментальных и ключевых вопросов гидрогеологии является изучение происхождения подземных вод. В разные годы вопрос о происхождении подземных вод изучался В. И. Вернадским, А. П. Виноградовым, Э. Т. Дегенсом, Р. А. Дели, В. А. Ковдой, М. В. Курловым, Г. Н. Каменским, О. К. Ланге, О. Е. Мейнцером, А. М. Овчинниковым, Е. В. Пиннекером, Ф. П. Саваренским, В. А. Сулиным, Н. И. Толстихиным, С. А. Щукаревым, Д. Е. Уйатом, А. Шоллером, С. А. Шварцевым и многими другими учеными [1–3]. На основе их исследований А. А. Карцевым, С. Б. Вагиным, Е. А. Басковым, В. М. Матусевичем и В. П. Шугриным разработана

классификация генетических типов подземных вод, которые встречаются в нефтегазоносных бассейнах [2, 3].

Кратко приведем ключевые термины и определения. Под генетическим типом воды понимают группу природных подземных растворов, характеризующие специфику обстановки их формирования. Выделяют седиментогенные (талассогенные), инфильтрогенные, литогенные, конденсатогенные и глубинные типы вод. Седиментогенные (талассогенные) – как растворитель, так и растворенные вещества имеют морской генезис, формируются в основном за счет вод, увлеченных осадками при седиментогенезе. Инфильтрогенные (атмогенные, метеорные) – обычно пресные, солоноватые воды, имеющие атмосферный генезис. Формируются за счет инфильтрационных вод и вод, проникающих в литосферу при гипергенезе. Литогенные (возрожденные, дегидратационные) – связаны с возрожденным растворителем. Происходят из химически связанных молекул воды, высвобождающихся при дегидратации различных минералов осадочных пород (конституционные, кристаллизационные, цеолитные связи). Поскольку дегидратация происходит в значительной степени за счет отжатия (элизии) при уплотнении пород, их также называют элизионными. Эти воды формируются на стадии катагенеза. Конденсатогенные – маломинерализованные (иногда ультрапресные) растворы, характерные для нефтегазоносных бассейнов. Растворитель в них образуется при выделении из газового (метанового) раствора (паро-водно-газовой смеси), растворенные вещества большей частью талассогенные. Конденсатогенные водные растворы образуют локальные скопления вблизи залежей УВ. Глубинные (гипогенные, метаморфогенные, магматогенные или мантийногенные) – в нефтегазоносных бассейнах могут появляться по глубинным разломам и связаны с подкоровыми источниками. Достоверно существование этого типа не установлено [3].

В процессе диагенеза и особенно катагенеза происходят значительные изменения химического состава (сингенетичных) погребенных вод за счет их взаимодействия с вмещающими породами и рассеянным органическим веществом, и их смешение с термодегидратационными и элизионными водами. Идентифицировать их генетический облик за счет наложенных процессов представляется очень сложной задачей. Только в зонах затрудненного водообмена возможно с помощью косвенных признаков (генетических коэффициентов) попытаться выявить их первоначальный генезис.

Для идентификации генетического типа воды применяются генетические коэффициенты, которые отражают отношения различных макро- и микрокомпонентов в ее составе: rNa/rCl , Cl/Br , $rNa/(rCa + rMg)$, $(rNa + rMg)/rCa$, rCa/rMg и др. [2, 3]. Главными коэффициентами, определяющими генетический облик подземных вод, являются rNa/rCl и Cl/Br . О степени их метаморфизации удобно судить по отношению Ca/Cl , Cl/Br , B/Br . Сводная информация по различным химическим типам подземных вод нефтегазоносных отложений Ямальской нефтегазоносной области (НГО) приведена в таблице.

Типовые анализы подземных вод Ямальной НГО

Площадь	№ скв.	Интервал, м		M, г/л	Na ⁺ +K ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	SO ₄ ²⁻	Cl ⁻	HCO ₃ ⁻	I ⁻	Br ⁻	B ⁺	I ⁻ Na/Cl	Cl/Br	Ca/Cl	B/Br	Химический тип воды	Ген. тип*
		от	до																
Северо-Тамбейская	31	2558	2561	3,5	1006	236		221	1525	464	0,8	1,6	2,3	1,02	941,36	0,15	1,42	Cl-Na	I
Харасавэйская	44	2496	2609	4,0	1122	140	13	715	816	1159	1,7	2,1	5,9	2,12	383,10	0,17	2,76	Cl-HCO ₃ -Na	I
Северо-Тамбейская	21	2814	2822	2,6	814	30	7	149	468	1159		0,54	6,78	2,69	866,67	0,06	12,56	HCO ₃ -Cl-Na	I
Арктическая	10	760	803	5,5	1987	48	11	91	2837	488	3,4	13,0	6,3	1,08	218,23	0,02	0,48	Cl-Na	II
Бованенковская	81	1748	1760	5,8	1746	64	11	20	1312	2599	3,4	4,8	2,9	2,05	274,48	0,05	0,60	HCO ₃ -Cl-Na	II
Ростовцевская	78	2646	2652	6,3	2018	42	6	76	2021	2037	19,3	21,0	6,4	1,54	96,15	0,02	0,30	Cl-HCO ₃ -Na	II
Тасийская	144	2156	2159	6,6	1989	28	12	-	1489	3099	2,6	6,5	5,2	2,06	229,78	0,02	0,80	HCO ₃ -Cl-Na	II
Новопортовская	172	1914	1920	17,9	6724	50	33	10	9397	1562	18,4	44,4	30,3	1,10	211,69	0,01	0,68	Cl-Na	II
Нейтинская	34	1556	1564	18,0	6087	56	27	32	6383	5429	5,9	26,1	0,8	1,47	244,93	0,01	0,03	Cl-HCO ₃ -Na	II
Среднеямальская	13	1545	1550	18,8	6907	720	68	18	10283	708	8,5	42,9	6,0	1,04	239,70	0,07	0,14	Cl-Na	III
Харатская	1040	2550	2558	14,2	4725	532	35	30	7518	1342	20,6	24,0	4,0	0,97	313,25	0,07	0,17	Cl-Na	III
Малыгинская	14	2840	2848	16,7	5445	1106	12	10	9929	122	1,8	2,2	1,3	0,85	4596,76	0,11	0,59	Cl-Na	III
Малыгинская	3	3539	3548	51,1	19410	1224	141	-	29077	732	135,9	214,9	56,6	1,03	135,29	0,04	0,26	Cl-Na	IV
Малыгинская	3	3572	3585	44,9	15787	1116	106	-	26840	671	120,4	162,0	41,2	0,91	165,68	0,04	0,25	Cl-Na	IV

* Генетические типы подземных вод: I – конденсатогенные; II – смешанные; III – седиментогенные; IV – седиментогенные рассолы «Малыгинского типа».

Натрий-хлорный коэффициент – отношение эквивалентных концентраций натрия и хлора является показателем глубинности преобразования вод в недрах. Если rNa/rCl больше 0,87, то воды либо малометаморфизованные инфильтрационные, либо седиментационные из опресненных внутренних водоемов. Если данный коэффициент меньше 0,87 – воды либо седиментационные морского генезиса (талассогенные), подвергшиеся метаморфизации, либо сильно метаморфизованные инфильтрационные [3].

Хлор-бромный коэффициент – отношение весовых концентраций хлора и брома, также характеризует степень преобразования вод. При длительном взаимодействии захороненных морских вод и пород, концентрация в водах брома происходит более быстрыми темпами, чем хлора. За границу раздела взято значение 300 – близкие значения к 300 свидетельствуют о производных водах нормальной морской воды. Для метеогенных (или инфильтрогенных) либо седиментогенных вод опресненных бассейнов значение этого показателя выше 300. Для глубинных вод, метаморфизованных седиментогенных, либо слабометаморфизованных инфильтрогенных значение меньше 300 [3].

Кальций-хлорный коэффициент является показателем метаморфизации вод. Отношение Ca/Cl обычно не превышает 0,20 для вод, находящихся на самой начальной стадии метаморфизации состава, а более высокие значения относятся к водам активного газоводобмена и/или наиболее метаморфизованным водам. Для нормальных морских вод значение Ca/Cl составляет 0,02 (рисунок, 2).

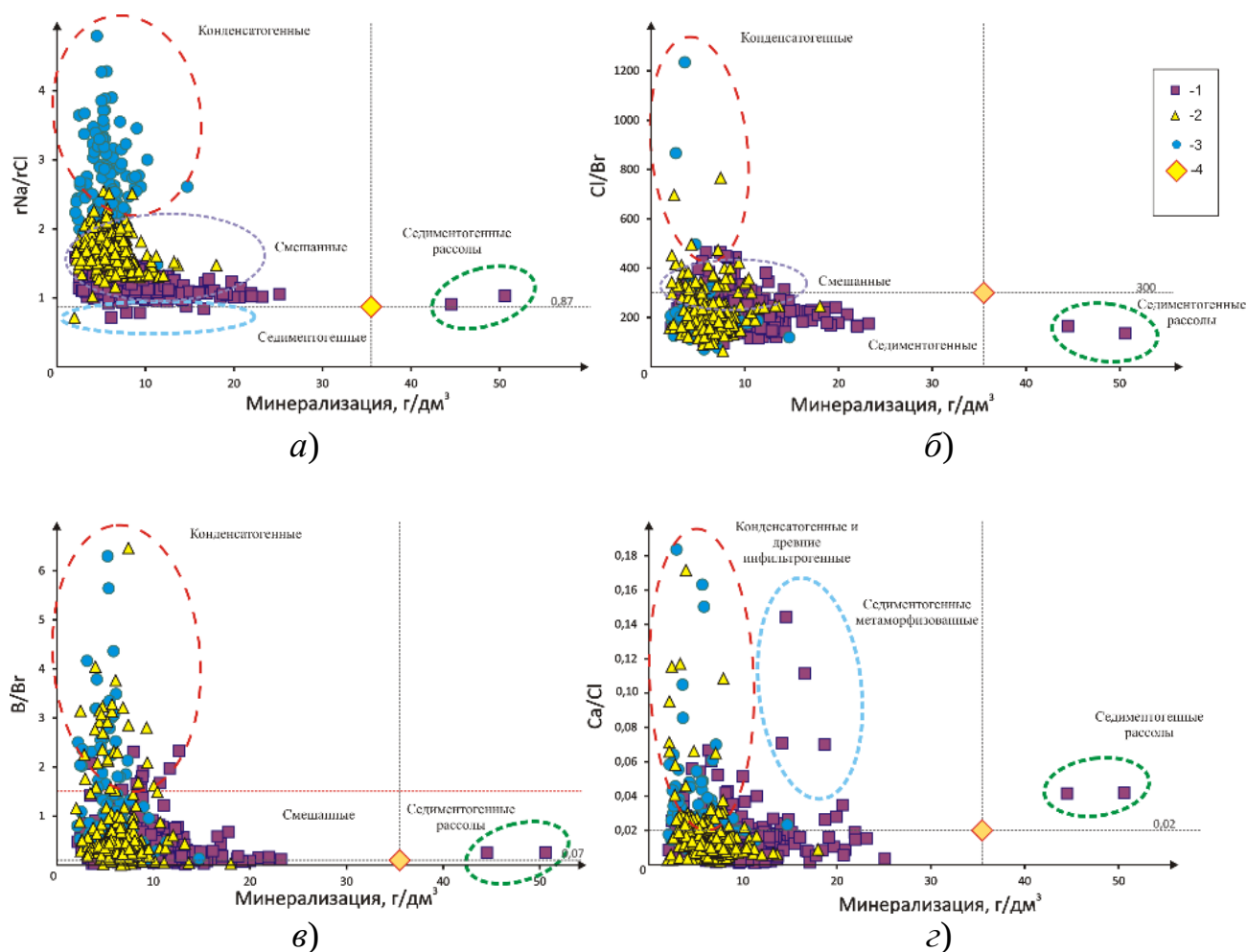
Бор-бромный коэффициент характеризует наличие конденсатогенных вод.

Детальный анализ гидрогеохимических материалов показал, что в разрезе нижнего гидрогеологического этажа Ямальской НГО развиты хлоридные натриевые, хлоридно-гидрокарбонатные натриевые, гидрокарбонатно-хлоридные натриевые (по С. А. Щукареву) воды с величиной общей минерализации от 2 до 51 г/дм³ (фон 7–9 г/дм³). Наблюдается четкая зависимость изменения состава вод с глубиной: при погружении происходит смена химического типа вод от $Cl-Na$ к $Cl-HCO_3-Na$ и $HCO_3-Cl-Na$.

На основе классификации генетических типов подземных вод в пределах нефтегазоносных отложений Ямальской НГО предварительно можно выделить следующие их типы: седиментогенные слабые рассолы, седиментогенные, смешанные и конденсатогенные воды.

При сравнительном анализе изученных подземных вод выделяется несколько гидрогеохимических групп (см. таблицу и рисунок). Первая представлена солоноватыми и солеными водами пестрого состава с величиной общей минерализации до 10 г/дм³ и величиной B/Br коэффициента более 1,5. Эти воды повсеместно распространены в водоносных горизонтах зоны активного газоводобмена (гипергенеза) или выявлены в приконтурных зонах углеводородных залежей (конденсатогенные воды). Помимо пестрого химического состава и невысокой минерализации, конденсатогенные воды также характеризуются высокой газонасыщенностью до 2 л/л и более.

Вторая – наиболее многочисленная группа представлена подземными водами смешанного генезиса хлоридного натриевого, хлоридно-гидрокарбонатного натриевого состава с величиной общей минерализации от 5 до 20 г/дм³ (см. таблицу). В меньшей степени распространены подземные воды третьей и четвертой групп. Соленые подземные воды и слабые рассолы хлоридного натриевого состава с величиной общей минерализации около 50 г/дм³, как показывает детальный анализ результатов гидрогеохимического опробования и палеогидрогеологических реконструкций, относятся по генезису к седиментогенным водам в различной мере смешанным с литогенными (элизионными), высвобождающимися из уплотняющихся глинистых осадков сопровождая процесс их термодегидратации при минералогической перестройке. При этом, их высокая минерализация может говорить о их возможном поступлении из отложений палеозойского фундамента (межпластовые перетоки в зоне отсутствия триасовых отложений) [4].



Генетические типы подземных вод Ямальной НГО. Химические
типы подземных вод:

а) Cl–Na; б) Cl–HCO₃–Na; в) HCO₃–Cl–Na; з) морская вода

Установлено, что с ростом степени метаморфизации подземных вод значительно меняется их состав. Так, в изучаемом регионе наиболее метаморфизованные воды с повышенным содержанием кальция (отношение Ca/Cl составляет до 0,06 и выше) характеризуются величиной общей минерализации 14–20 г/дм³ (см. рисунок, *з*). Подземные же воды более низкой минерализации до 10 г/дм³, у которых отношение Ca/Cl такое же, можно идентифицировать как воды зоны активного газоводообмена, получившие широкое развитие в прибортовых частях бассейна.

Среди всех изученных подземных вод нефтегазоносных отложений, как показал детальный анализ гидрогеохимических материалов, наиболее метаморфизованными являются слабые рассолы «Малыгинского типа», распространенные в пределах ниже-среднеюрских отложений на севере полуострова Ямал, которые характеризуются хлоридным натриевым составом и величиной общей минерализации 45–51 г/дм³ [4]. Анализ распределения основных генетических коэффициентов подтверждает это. Величина Cl/Br у них составляет менее 200, V/Br колеблется около 0,1, а отношение Ca/Cl не превышает 0,05 (см. рисунок, *б-з*). Таким образом, выстраивается четкая схема химических типов и генетических групп подземных вод и рассолов в пределах нефтегазоносных отложений Ямальской НГО. На самой начальной стадии находятся воды пестрого химического состава зоны активного газоводообмена и приконтруные воды углеводородных залежей (конденсатогенные). Затем идут подземные воды смешанного генезиса, которые, в свою очередь, сменяются седиментогенными водами. Заключительным звеном в этой цепи с максимальной степенью метаморфизации являются слабые рассолы «Малыгинского типа».

Несмотря на доминирование морских условий седиментации в юрско-меловое время, сингенетичные воды морского состава в нефтегазоносных отложениях практически не сохранились. Некоторые исследователи считают, что современные водонапорные системы юрских и меловых комплексов опреснены водами элизионного (теромодегидратационного) и конденсационного происхождения [5–7]. Это подтверждается и гидродинамическими данными (широкое проявление АВПД). Со стороны Полярного Урала также поступают инфильтрационные воды, в том числе инфильтрация идет от структур Щучьинского выступа палеозойского фундамента [4, 6]. Таким образом, в пределах Ямальской НГО распространены в основном слабометаморфизованные седиментогенные и инфильтрогенные воды, проникшие с дневной поверхности во время регрессии морского бассейна и в разной степени смешанные в последующие геологические эпохи. Локальным распространением вблизи углеводородных залежей пользуются конденсатогенные воды, а также седиментогенные «Малыгинские» слабые рассолы.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Шварцев С. Л., Пиннекер Е. В., Перельман А. И. Основы гидрогеологии. Гидрогеохимия. – Новосибирск : Наука, 1982. – 287 с.

2. Карцев А. А., Вагин С. Б., Матусевич В. М. Гидрогеология нефтегазоносных бассейнов. – М. : Недра, 1986. – 224 с.
3. Карцев А. А., Вагин С. Б., Шугрин В. П. Нефтегазовая гидрогеология. – М. : Недра, 1992. – 208 с.
4. Новиков Д. А. Перспективы нефтегазоносности среднеюрских отложений полуострова Ямал по гидрогеологическим данным // Геология нефти и газа. – 2013. – № 6. – С. 65–74.
5. Матусевич В. М., Рыльков А. В., Ушатинский И. Н. Геофлюидальные системы и проблемы нефтегазоносности Западно-Сибирского мегабассейна. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2005. – 225 с.
6. Novikov D. A. Hydrogeochemical features of petroleum-bearing deposits of the Yamal peninsula // Oil and Gas Business: Electronic scientific journal. – 2013. – Vol. 1. – P. 114–143.
7. Novikov D. A. Hydrogeochemistry of the Arctic areas of Siberian petroleum basins // Petroleum Exploration and Development. – 2017. – Vol. 44. – № 5. – P. 780–786.

REFERENCES

1. Shvarcev S. L., Pinneker E. V., Perel'man A. I. Osnovy gidrogeologii. Gidrogeohimiya. – Novosibirsk : Nauka, 1982. – 287 s.
2. Karcev A. A., Vagin S. B., Matusevich V. M. Gidrogeologiya neftegazonosnyh bassejnov. – М. : Nedra, 1986. – 224 s.
3. Karcev A. A., Vagin S. B., Shugrin V. P. Neftegazovaya gidrogeologiya. – М. : Nedra, 1992. – 208 s.
4. Novikov D. A. Perspektivy neftegazonosnosti sredneyurskih otlozhenij poluostrova Yamal po gidrogeologicheskim dannym // Geologiya nefti i gaza. – 2013. – № 6. – S. 65–74.
5. Matusevich V. M., Ryl'kov A. V., Ushatinskij I. N. Geoflyuidal'nye sistemy i problemy neftegazonosnosti Zapadno-Sibirskogo megabassejna. – Tyumen' : TyumGNGU, 2005. – 225 s.
6. Novikov D. A. Hydrogeochemical features of petroleum-bearing deposits of the Yamal peninsula // Oil and Gas Business: Electronic scientific journal. – 2013. – Vol. 1. – P. 114–143.
7. Novikov D. A. Hydrogeochemistry of the Arctic areas of Siberian petroleum basins // Petroleum Exploration and Development. – 2017. – Vol. 44. – № 5. – P. 780–786.

© К. В. Сечь, 2018

СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ ГАЗОНОСНОСТИ СЕНОМАНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ НАДЫМ-ПУРСКОГО МЕЖДУРЕЧЬЯ

Екатерина Сергеевна Сурикова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, научный сотрудник, тел. (383)330-21-56, e-mail: SurikovaES@ipgg.sbras.ru

Владимир Алексеевич Конторович

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, доктор геолого-минералогических наук, член-корреспондент РАН, зав. лабораторией сейсмогеологического моделирования природных нефтегазовых систем, тел. (383)330-89-24, e-mail: KontorovichVA@ipgg.sbras.ru

Дарья Владимировна Аюнова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, научный сотрудник, тел. (383)330-21-56, e-mail: Kontorovichdv@ipgg.sbras.ru

В статье рассмотрены сейсмогеологические критерии газонасности сеноманских отложений, а также приведено физическое обоснование всех критериев.

Ключевые слова: Западная Сибирь, Надым-Пурское междуречье, нефтегазонасность, сейсмические профили, апт-турон, сеноман, динамические характеристики сейсмической записи, прямые признаки углеводородов.

SEISMOGEOLOGICAL CRITERIA OF GAS PRESENCE IN SENOMANIAN SEDIMENTS IN THE WATERSHED NADYM AND PUR

Ekaterina S. Surikova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Researcher, phone: (383)330-21-56, e-mail: SurikovaES@ipgg.sbras.ru

Vladimir A. Kontorovich

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, D. Sc., Corresponding Member of RAS, Head of Laboratory of Seismogeological Modelling of Natural Petroleum Systems, phone: (383)330-89-24, e-mail: KontorovichVA@ipgg.sbras.ru

Darya V. Ayunova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Researcher, phone: (383)330-21-56, e-mail: Kontorovichdv@ipgg.sbras.ru

The article describes the main seismogeological criteria of gas presence in Cenomanian deposits and its physical basis.

Key words: Western Siberia, Nadym-Pur interfluvium, oil and gas content, seismic profiles, apt-turon, cenomanian, dynamic characteristics of seismic recording, direct signs of hydrocarbons.

Западная Сибирь является крупнейшей газоносной провинцией мира, территория региональной газоносности охватывает северные районы плиты. Основные запасы газа сконцентрированы в апт-альб-сеноманском комплексе пород и контролируются высокоамплитудными антиклинальными структурами. На исследуемой в настоящей работе территории в период с 1967 по 2009 г. открыто 9 месторождений. Наиболее крупные, Медвежье, Юбилейное и Ямсовейское нефтегазоконденсатные многопластовые месторождения, открытые в 1967–1970 гг., являются уникальными по запасам. Залежи УВ на этих месторождениях сконцентрированы в сеноманском песчаном резервуаре ПК₁ (94,4 % суммарных запасов УВ), апт-альбских горизонтах и шельфовых пластах неокома. На Юбилейном месторождении также продуктивен батский горизонт Ю₂, на Ямсовейской площади промышленные притоки нефти получены из ачимовских песчаников [1, 3].

В разрезе мезозойско-кайнозойского осадочного чехла исследуемой территории выделяется серия реперных отражающих сейсмических горизонтов, приуроченных к кровлям сейсмогеологических комплексов (рис. 1) [2, 4].

Отражающий горизонт А приурочен к подошве осадочного чехла, который в разных частях бассейна залегает либо на базальтах красноселькупской серии триаса, либо на палеозойских породах. На большей части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции доплатформенные отложения претерпели влияние процессов герцинской складчатости и раннетриасового рифтогенеза и представляют собой сильно метаморфизованные дислоцированные толщи. В этих зонах на временных разрезах ниже отражающего горизонта А фиксируется хаотический энергетически невыразительный рисунок сейсмической записи. Именно такая волновая картина имеет место на большей части исследуемой территории, где фундамент характеризуется хаотическими низкоамплитудными волновыми полями.

Отражающий горизонт Б (кровля баженовской свиты, верхняя юра, волжский ярус) формируется на пачке глинисто-кремнисто-известковистых пород баженовской свиты и является наиболее надежным сейсмогеологическим репером на территории Западной Сибири. Горизонт обладает высоким энергетическим уровнем и надежно прослеживается на временных сейсмических разрезах. Высокий энергетический уровень горизонта Б обусловлен аномально низкими скоростями распространения продольных волн и резонансной толщиной баженовской свиты.

Отражающий горизонт М приурочен к нейтинской пачке танопчинской свиты (аналог кошайской пачки алымской свиты, нижний мел, апт), глинистой пачке. Отражающий горизонт М является наименее устойчивым среди мезозойско-кайнозойских сейсмических реперов. Цуг сейсмических колебаний вблизи этой геологической границы однозначно опознается на временных разрезах, однако надежная фазовая корреляция именно этого стратиграфического уровня часто бывает затруднена из-за перераспределения энергии отраженного сигнала между различными фазами волнового пакета.

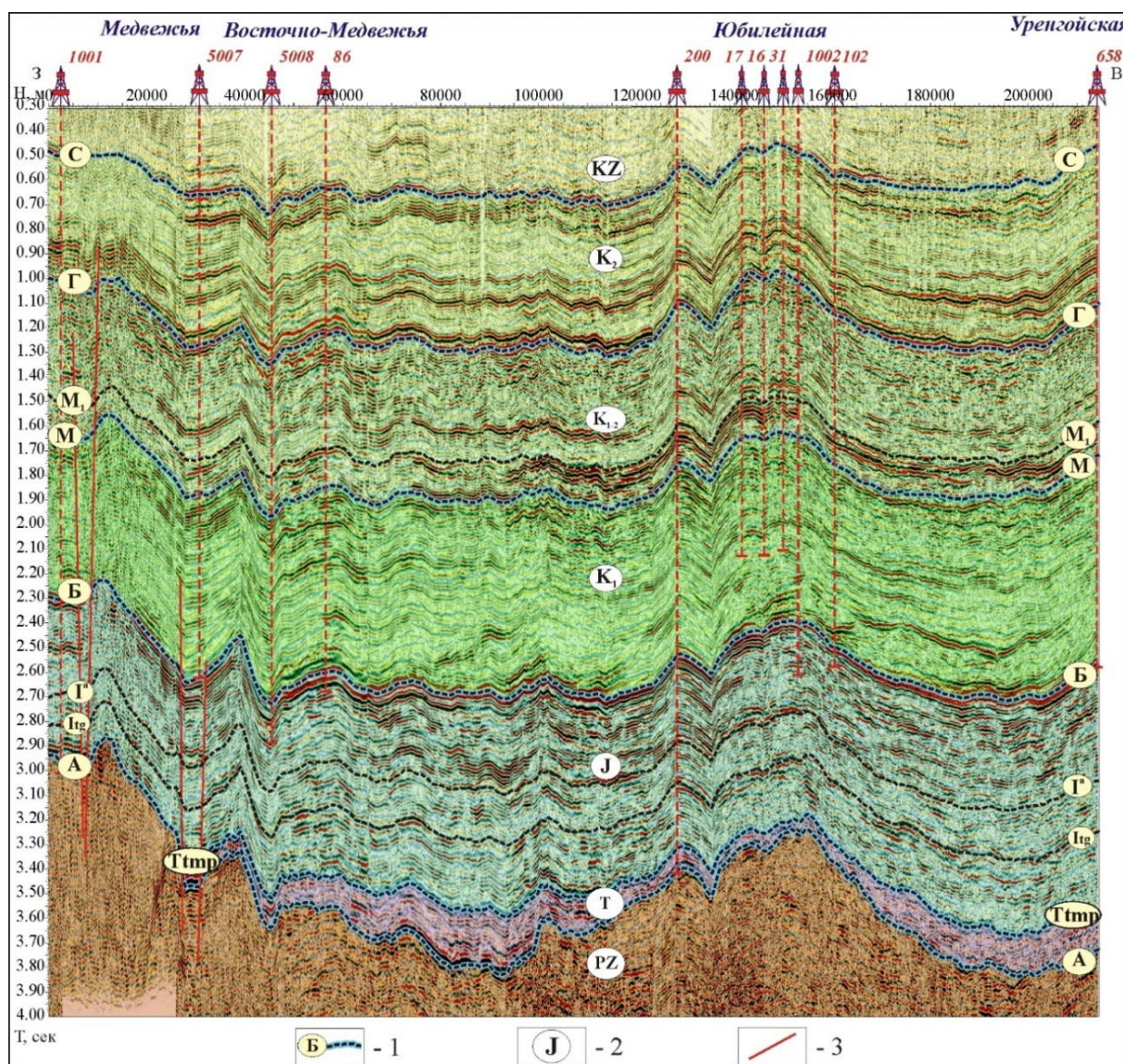


Рис. 1. Сейсмогеологический разрез по композитному профилю II–II
Ямсовейская – Юбилейная – Уренгойская площадь:

1 – отражающие горизонты; 2 – сейсмогеологические мегакомплексы, 3 – разрывные нарушения; отражающие сейсмические горизонты: А – подошва терригенного триаса; Ttmp – кровля тампейской серии; Б – кровля баженовской свиты и ее аналогов; М – кровля тангаловской свиты / нейтинская пачка танопчинской свиты; Г – подошва кузнецовской свиты; С – подошва ганькинской свиты; сейсмогеологические мегакомплексы: PZ – палеозойский; Т – триасовый; J – юрский, K₁ – берриас-нижнеаптский; K₁₋₂ – апт-сеноманский; K₂ – турон-маастрихтский; KZ – кайнозойский

Отражающий горизонт Г (кузнецовская свита, верхний мел, турон) формируется на подошве низкоскоростных туронских глин, обладает высоким энергетическим уровнем, динамической выразительностью и устойчивостью и легко поддается корреляции по сейсмическим материалам. На исследуемой территории приуроченный к подошве кузнецовской свиты горизонт Г одновременно ха-

рактизует глубины залегания и морфологию кровли песчаного горизонта ПК₁, с которым связаны уникальные газовые залежи на севере Западной Сибири.

Отражающий горизонт С (ганькинская свита, кровля мела) в Надым-Пурском междуречье характеризуется высоким энергетическим уровнем, динамической устойчивостью и также надежно прослеживается на временных сейсмических разрезах.

Наличие в разрезе осадочного чехла реперных отражающих горизонтов позволяет разделить мезозойско-кайнозойский осадочный чехол на 5 сейсмогеологических мегакомплексов, которые по объему соответствуют основным нефтегазоперспективным осадочным мегакомплексам: триас-юрский, берриас-нижнеаптский (неокомский), апт-альб-сеноманский, турон-маастрихтский (верхнемеловой) и кайнозойский (см. рис. 1).

В результате проделанной работы были установлены сейсмогеологические критерии наличия газовых залежей в сеномане.

1. Наличие сейсмогоризонта, приуроченного к ГВК, под высокоамплитудной положительной структурой.

2. Наличие зон увеличения значений ΔT между отражающими горизонтами М и Г, которые приурочены к кровле и подошве апт-альб-сеноманского сейсмогеологического мегакомплекса, отвечающим в плане высокоамплитудным структурам, выделенным по горизонту Г.

3. Высокоамплитудным сеноманским залежам углеводородов отвечают зоны пониженных амплитуд отражающего горизонта Г, приуроченного к кровле резервуара.

Обоснование первого критерия

На севере Западной Сибири в пределах крупных антиклинальных структур, с которыми связаны уникальные сеноманские газовые залежи, на временных разрезах часто выделяются газоводяные контакты (ГВК) – на контакте газо- и водонасыщенных песчаников формируется отраженная волна. На таких объектах на временных разрезах под антиклинальной структурой выделяется локально развитый отражающий горизонт, который в направлении склонов структуры сливается с горизонтом Г, который приурочен к подошве кузнецовского флюидоупора. Отражающий горизонт, контролирующий ГВК, как правило, прослеживается квазигоризонтально или имеет выпуклую вниз форму («улыбка»). На исследуемой территории такая волновая картина фиксируется на Юбилейном и Ямсовейском месторождениях.

Отраженные сейсмические волны формируются на границах сред, характеризующихся различными физическими свойствами. Для сейсмики определяющими параметрами являются такие характеристики пород, как плотность и скорость распространения в них продольных сейсмических волн.

Произведение этих параметров определяет акустическую жесткость среды. Чем больше перепады акустических жесткостей на границе раздела, тем больше коэффициенты отражения и, как следствие, больше энергия отраженных волн.

Наличие отражающего горизонта на уровне ГВК свидетельствует о том, что на этой границе происходит перепад акустических жесткостей пород. При этом отражающий горизонт, формирующийся на ГВК, не изохронен и «рассекает» в пределах структуры разновозрастные пласты, входящие в состав горизонта ПК₁.

Анализ данных акустического каротажа позволяет сделать вывод о том, что разрез сеномана акустически дифференцирован слабо – перепады скоростей продольных сейсмических волн на границах между различными литологическими разностями, как правило, не превышают 100–150 м/с.

Учитывая, что литологический состав пород, залегающих выше и ниже ГВК, идентичен, очевидно, что в данном случае перепад акустических жесткостей на ГВК может быть связан только с характером насыщения коллекторов – с сеноманской газовой залежью.

Анализ литолого-акустических разрезов продуктивных скважин Юбилейного и Ямсовейского месторождений позволяет сделать вывод о том, что в газонасыщенной части разреза интервальная скорость составляет 2 200 м/с, в водонасыщенной – 2 800 м/с. Аналогичным образом ведут себя и плотности. Плотность сеноманского газа составляет 0,56 г/см³, сеноманской воды – 1,01–1,03 г/см³; из-за этого плотности водонасыщенных высокочемких песчаников на 10–15 % больше, чем газонасыщенных.

Уменьшение в газонасыщенной части разреза скоростей распространения продольных сейсмических волн на 20 % и плотностей на 10–15 % приводит к тому, что перепад акустических жесткостей на ГВК достигает 30 %, что сопоставимо с перепадом акустических жесткостей на баженовской свите, на которой формируется наиболее энергетически выраженный в Западной Сибири отражающий горизонт Б (II^а).

Таким образом, синхронное уменьшение скоростей и плотностей газонасыщенной части разреза приводит к резкому перепаду акустических жесткостей на ГВК и является причиной формирования на этой границе интенсивной отраженной волны.

На границе между газо- и водонасыщенной частью разреза происходит резкий скачок акустических жесткостей, что предопределяет формирование на ГВК энергетически выраженного отражающего сейсмического горизонта.

Обоснование второго критерия

Поскольку газонасыщенные интервалы сеноманского разреза характеризуется пониженными скоростями распространения продольных сейсмических волн, то при достаточно большой высоте залежей этот фактор будет приводить к увеличению временной мощности (ΔT) апт-альб-сеноманского сейсмогеологического мегакомплекса, включающего залежь. Именно такая ситуация имеет место на исследуемой территории (рис. 2, В).

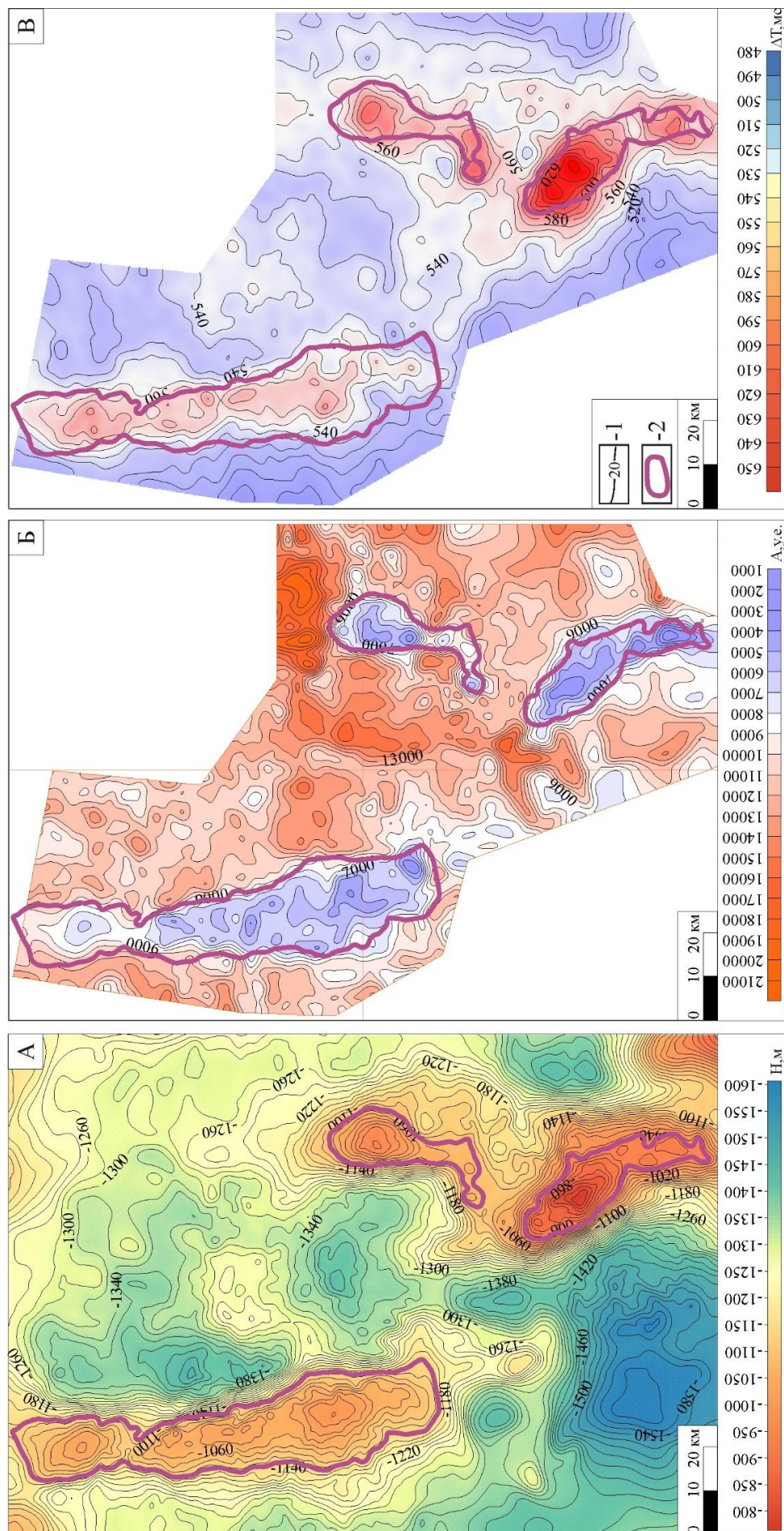


Рис. 2. Структурная карта по кровле сеномана (А), карта средних амплитуд в интервале $-5... +10$ м относительно отражающего горизонта Г (Б) и карта временной мощности апт-альб-сеноманских отложений (В):

1 – изолинии, 2 – контуры сеноманских залежей

При анализе палеореконструкций было замечено, что на временных палеоразрезах, выравненных по горизонту Г, крупным антиклинальным структурам в палеорельефах горизонтов М и Б отвечают локальные депрессии, формирование которых связано не с геологическим строением объектов, а исключительно с падением скоростей распространения продольных сейсмических волн в сеноманских газовых залежах. Аналогичная волновая картина фиксируется на реальном и синтетическом временных разрезах по композитному профилю, пересекающему Юбилейное и Ямсовейское месторождения.

На рис. 3 приведены построенные по скважинам исследуемой территории зависимости значений ΔT от ΔH для турон-кайнозойского и апт-альб-сеноманского мегакомплексов. В турон-кайнозойских отложениях фиксируется нормальное распределение – с увеличением толщины мегакомплекса (глубины залегания кузнецовской свиты) увеличиваются времена наблюдения отражающего горизонта Г. В апт-альб-сеномане имеет место обратная зависимость, обусловленная исключительно падением скоростей в газонасыщенной части разреза.

Анализ карты значений ΔT между отражающими горизонтами М и Г позволяет сделать вывод том, что в плане контурам сеноманских залежей отвечают зоны увеличенных значений $\Delta T(M-G)$, причем зоны увеличенных значений ΔT четко фиксируются как на Ямсовейском и Юбилейном месторождениях, где на временных разрезах надежно отбиваются отражающие горизонты, приуроченные к ГВК, так и на Медвежьем месторождении, где этот горизонт отсутствует.

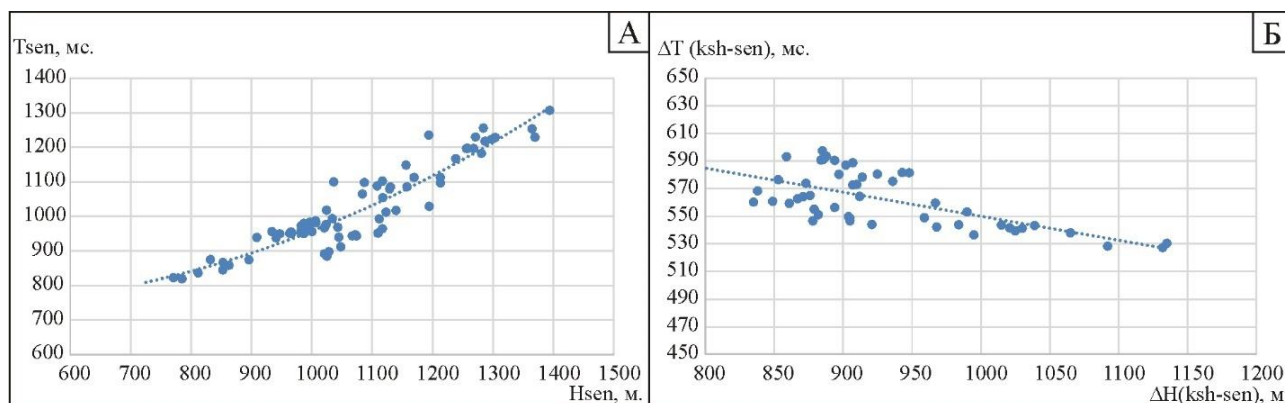


Рис. 3. Зависимости времен наблюдения от абсолютной глубины залегания кровли сеномана (А) и временной мощности от толщины апт-сеноманского комплекса отложений (Б) (Надым-Пурского междуречье)

Обоснование третьего критерия

Уменьшение плотностей и скоростей приводит к понижению акустической жесткости всего газонасыщенного слоя и, как следствие, к изменению коэффициентов отражения не только на его подошве, но и на его кровле – на границе между кузнецовским флюидоупором и сеноманским горизонтом ПК₁.

Отражающий горизонт Г, контролирующий кровлю сеномана, формируется на подошве глин кузнецовской свиты, скорости распространения продольных сейсмических волн в которой составляют порядка 2000 м/с. Поскольку в газонасыщенной толще акустическая жесткость падает, то в зоне развития залежи на границе флюидоупор–резервуар происходит уменьшение коэффициента отражения и, как следствие, энергии отраженной волны. На границе «кузнецовская свита–горизонт ПК₁» над газовой залежью коэффициент отражения составляет 0,19, за ее пределами – 0,25.

На рис. 2, Б приведена карта распределения средних амплитуд сейсмической записи в интервале –5... +10 мс относительно горизонта Г, рассчитанная по сейсмическим данным, на которую вынесены контуры сеноманских залежей Медвежьего, Юбилейного и Ямсовейского месторождений. Приведенные материалы свидетельствуют о том, что зоны пониженных энергий практически полностью повторяют очертания залежей.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 18-35-00492.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Геология нефти и газа Западной Сибири / А. Э. Конторович, Н. И. Нестеров, Ф. К. Салманов и др. – М. : Недра, 1975. – 700 с.
2. Конторович В. А. Мезозойско-кайнозойская тектоника и нефтегазоносность Западной Сибири // Геология и геофизика. – 2009. – Т. 50, № 4. – С. 461–474.
3. Особенности геологического строения и разработки уникальных залежей газа крайнего севера Западной Сибири / О. М. Ермилов, Ю. Н. Карогодин, А. Э. Конторович и др. – Новосибирск : Изд-во СО РАН, 2004. – 140 с.
4. Сейсмостратиграфия, история формирования и газонасность структур Надым-Пурского междуречья (Западная Сибирь) / В. А. Конторович, Д. В. Аюнова, И. А. Губин и др. // Геология и геофизика. – 2016. – Т. 57, № 8. – С. 1583–1595.

REFERENCES

1. Geologija nefti i gaza Zapadnoj Sibiri / A.Je. Kontorovich, N.I. Nesterov, F.K. Salmanov i dr. – M.: Nedra, 1975. – 700 s.
2. Kontorovich V.A. Mezozojsko-kajnozojskaja tektonika i neftegazonosnost' Zapadnoj Sibiri // Geologija i geofizika. – 2009. – T. 50, № 4. – S. 461–474.
3. Osobennosti geologicheskogo stroenija i razrabotki unikal'nyh zalezhej gaza krajnego severa Zapadnoj Sibiri / O.M. Ermilov, Ju.N. Karogodin, A.Je. Kontorovich i dr. – Novosibirsk: Izd-vo SO RAN, 2004. – 140 s.
4. Sejsmostratigrafija, istorija formirovanija i gazonosnost' struktur Nadym-Purskogo mezhdurech'ja (Zapadnaja Sibir') / V.A. Kontorovich, D.V. Ajunova, I.A. Gubin i dr. // Geologija i geofizika. – 2016. – T. 57, № 8. – S. 1583–1595.

© Е. С. Сурикова, В. А. Конторович, Д. В. Аюнова, 2018

МОДЕЛИРОВАНИЕ ИСТОРИИ СОЗРЕВАНИЯ НЕФТЕМАТЕРИНСКИХ ТОЛЩ ТОЛОНСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (САХА ЯКУТИЯ)

Марина Олеговна Федорович

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник, тел. (383)330-89-24, e-mail: zahryaminamo@ipgg.sbras.ru

Наталья Валентиновна Поспеева

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, ведущий инженер, тел. (383)330-89-24, e-mail: pospeevanv@ipgg.sbras.ru

Выполнено компьютерное моделирование генерации углеводородов во время формирования преимущественно терригенного осадочного чехла на территории Толонского газоконденсатного месторождения (Лено-Вилуйская синеклиза). Определены времена вхождения нефтематеринских – куонамская свита и терригенные отложения перми – толщ в главные зоны нефте- и газообразования и интенсивной генерации углеводородов (УВ).

Ключевые слова: Лено-Вилуйская синеклиза, Толонское газоконденсатное месторождение, куонамская свита, нефтематеринская толща, генерация, катагенез, отражательная способность витринита.

MODELING OF THE HISTORY OF MATURITY OF THE SOURCE ROCKS OF THE TOLON GAS-CONDENSATE FIELD (SAKHA YAKUTIA)

Marina O. Fedorovich

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Senior Researcher, phone: (383)330-89-24, e-mail: zahryaminamo@ipgg.sbras.ru

Natalia V. Pospeeva

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Leading Engineer, phone: (383)330-89-24, e-mail: pospeevanv@ipgg.sbras.ru

Computer modeling of hydrocarbon generation during the formation of a predominantly terrigenous sedimentary cover in the territory of the Tolon gas condensate field (Lena-Vilyui syncline) was performed. The times of occurrence of the source rocks – the Cuonam formation and the terrigenous deposits of the Permian – into the main zones of oil and gas generation and intensive generation of hydrocarbons (HC) are determined.

Key words: Lena-Vilyui syncline, Tolon gas-condensate field, Cuonam formation, source rocks, generation, catagenesis, vitrinite reflectance (VR).

В работе представлена 3D-модель нефтегазоносной системы осадочного чехла Толонского месторождения, расположенного в пределах Вилуйской нефтегазоносной области Хатанго-Вилуйской нефтегазоносной провинции: вос-

становление истории погружения и созревания нефтематеринских толщ, определение времени и возможности генерации УВ.

В тектоническом плане Толонское месторождение находится в пределах Хапчагайского мегавала, структуры субширотного простирания I порядка, в центральной части Вилюйской синеклизы. Хапчагайский мегавал изучен бурением и сейсморазведкой по нижнемеловым, юрским, триасовым и пермским отложениям. По данным сейсморазведки ОГТ он уверенно прослеживается как высокоамплитудная положительная структурная форма и проявляется в виде аномалий различной интенсивности по данным других геофизических методов (электроразведка ΔT_3 , гравиразведка, магниторазведка).

Мегавал осложнен рядом крупных локальных положительных структур субширотного простирания, разделенных на три зоны: Западную, Центральную и Восточную. Толонское месторождение приурочено к одноименной антиклинали в пределах Западной зоны.

Основные залежи Толонского газоконденсатного месторождения открыты в восточной переклиальной части крупного Средневилюйско-Толонского куполовидного поднятия на малоамплитудном структурном осложнении. В пределах месторождения и в его окрестностях пробурено 19 скважин, вскрывших терригенный разрез мезозойских отложений.

Толонское месторождение характеризуется значительным стратиграфическим диапазоном газонасыщенности. Продуктивные горизонты, содержащие промышленные запасы газа, залегают на глубинах от 2 500 до 3 250 м. Большинство залежей является газоконденсатными.

На месторождении выявлено 8 промышленных залежей газа в нижнетриасовом (пласты T1-I, T1-Ia, T1-IIa, T1-IIб, T1-III, T1-IVв, T1-x) и в верхнепермском (пласт P2-II) продуктивных комплексах. В пределах месторождения неджелинская свита –покрышка для залежей горизонта P2-II, мономская свита – для горизонтов T1-I, T1-Ia, T1-III. Обе свиты сложены алевроллитами и аргиллитами. Являясь газоводоупорами, эти свиты включают продуктивные песчаники горизонта T1-IVв (неджелинская), и T1-x (мономская).

В осадочном разрезе Лено-Вилюйской гемисинеклизы нефтематеринскими породами, вошедшими в главную фазу нефтегазообразования, являются отложения ииньянской свиты нижнего кембрия (аналог куонамской свиты) и глинисто-углистые отложения перми [1–3].

Битуминозные отложения куонамской формации глинисто-карбонатного и кремнисто-карбонатно-глинистого состава кембрийской части осадочного чехла, мощностью до 30 м, имеют высокий нефтематеринский потенциал [4]. Количество органического вещества (ОВ) в них превышает 10 % и может достигать 30 % и более от массы породы. Комплексное исследование образцов куонамской формации из разрезов р. Молодо показало [5], что ОВ имеет аквагенную природу (кероген II типа) и обладает очень высоким генерационным потенциалом – значения водородного индекса HI составляет от 350 до 600 и более мгУВ/гСорг.

Континентальные глинисто-углистые отложения перми в Вилюйской синеклизе вскрыты глубоким бурением. РОВ верхнепермских отложений отно-

сится к смешанному сапропелево-гумусовому (кероген II-кероген III) типу. Среднее содержание ОВ на Халчагайском поднятии составляет 3–5 %, значения водородного индекса HI достигают 270 мгУВ/гСорг [1, 3].

Моделирование истории созревания нефтематеринских толщ Толонского месторождения проводилось в программном комплексе PetroMod компании Шлюмберже в несколько этапов.

Структурным каркасом для модели месторождения служили структурные карты по горизонтам: U+500 – мел, U – верхняя юра, Т – триас-средняя и нижняя юра, ТР – подошва триаса, ТР -200 – подошва верхней перми, Р2 – подошва нижней-средней перми (кровля нефтематеринской перми), Р1 – подошва нижней перми (нефтематеринской), КУ2 – кровля нефтематеринской куонамской свиты (кембрий), КУ1 – подошва куонамской свиты, F – поверхность кристаллического фундамента.

Литологическое заполнение выполнено с использованием стандартных литотипов PetroMod. Учитывая терригенный тип разреза, были выбраны литологические типы, характеризующие процентное содержание песчаной и глинистой фракции.

Температурное моделирование проводилось на основе принятой структурно-литологической модели. При этом учитывались современные замеры теплового потока на поверхности и пластовых температур по скважинам. Калибровка температурной истории выполнялась с использованием значений отражающей способности витринита (R_o). Для того, чтобы полностью охарактеризовать катагенетические изменения и генерационный потенциал пород по разрезу, была создана эталонная скважина, сборная по Толонской, Средневилуйской, Мاستахской и Неджелинской площадям (рис. 1). По результатам одномерного моделирования в точке эталонной скважины калибровались изменения теплового потока в геологическом времени.

На следующем этапе была построена 3D модель Толонского месторождения, состоящая из 23 слоев, посвитно описывающих все элементы углеводородной системы – нефтематеринские толщ, резервуары и покрышки от кембрия до мела. Граничные условия осадконакопления в различные моменты времени (палеоглубина бассейна, температура воды на поверхности осадка) были заданы в соответствии с исследованиями И. А. Кушмар и др. [6]. Параметры изменения теплового потока определены согласно [7–9] и откалиброваны в соответствии с результатами, полученными при одномерном моделировании.

На рис. 2 показаны результаты калибровки теплового потока во времени с учетом изменения отражающей способности витринита по разрезу для эталонной скважины и 3D-модели. Таким образом, для расчета 3D-модели Толонского месторождения изменения теплового потока во времени были приняты в соответствии с одномерным моделированием.

Рис. 3 иллюстрирует историю созревания нефтематеринских толщ для Толонского месторождения и время формирования залежей углеводородов (УВ) в пермских и триасовых отложениях.

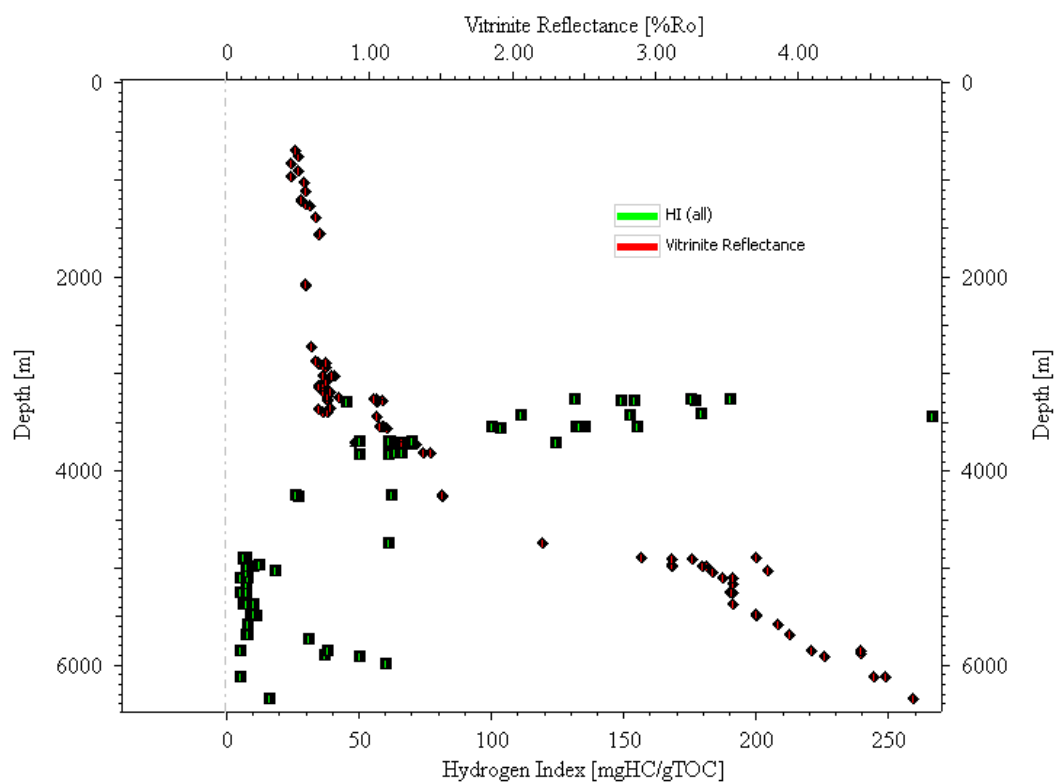


Рис. 1. Эталонная скважина для калибровки тепловой истории

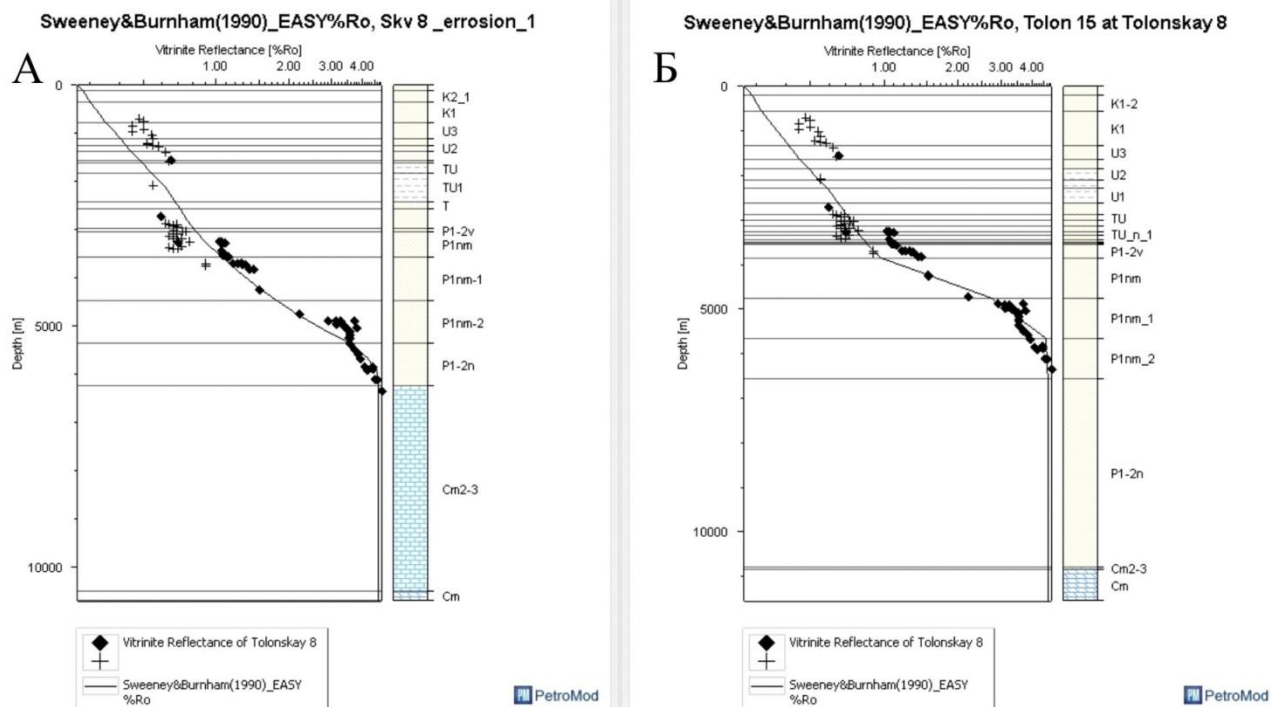


Рис. 2. Результаты калибровки теплового потока по отражающей способности витринита по разрезу для эталонной скважины (А) и 3D-модели (Б)

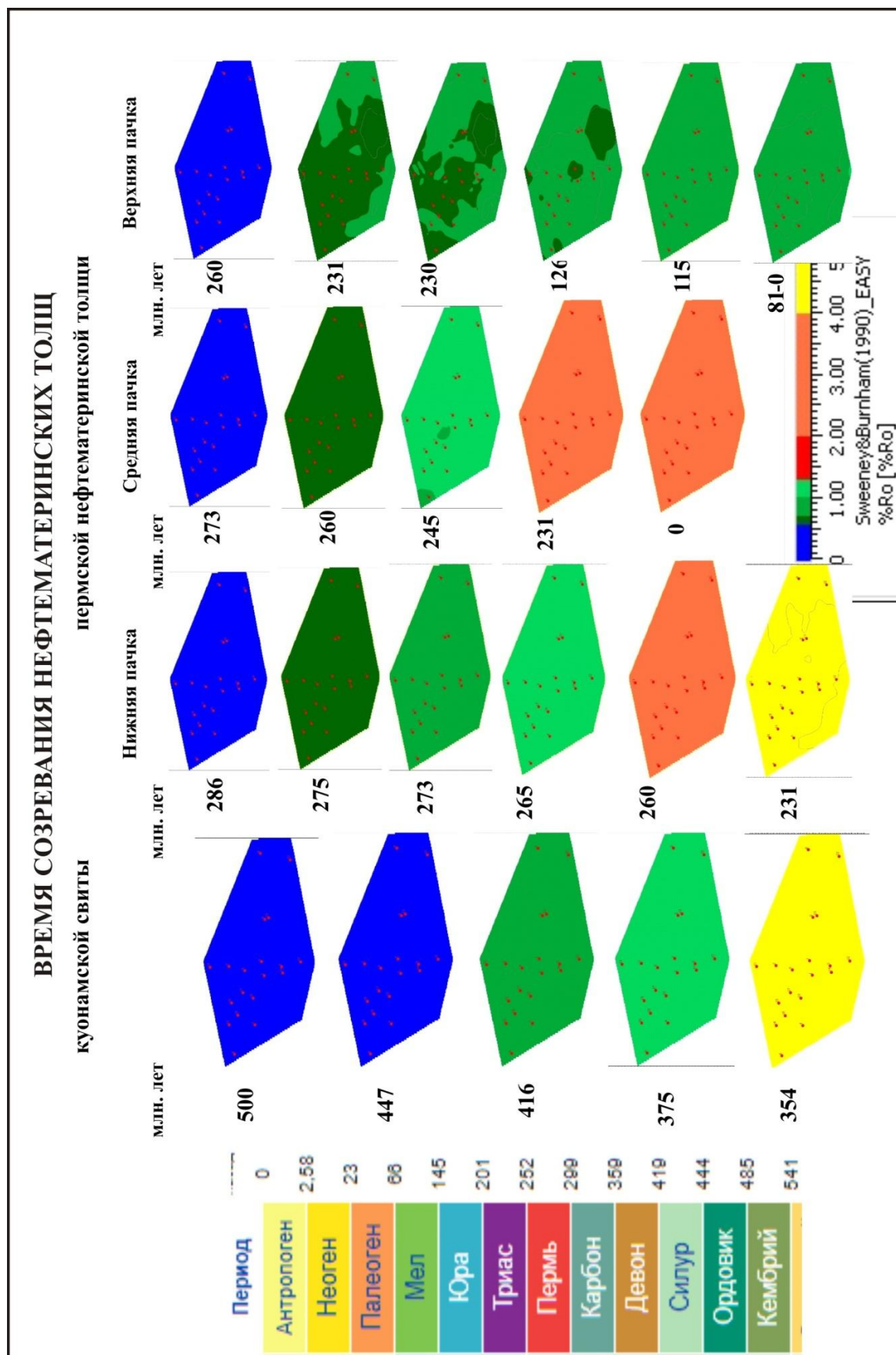


Рис. 3. Время вхождения нефтематеринских толщ в главные зоны нефте- и газообразования

На конец формирования неджелинской свиты (251 млн лет) куонамская формация уже вышла из главной зоны газообразования (ГЗГ), и залежи УВ, генерированными ее аквагенным ОВ, могли бы находиться в девонских отложениях при наличии в них коллекторов и покрышек. Но девонские отложения вышли из ГЗН примерно 300 млн лет назад, и даже если в них и сформировались залежи УВ, то они не сохранились. Нижняя пачка пермской нефтематеринской толщи (НГМТ) находилась у нижней границы ГЗГ, генерировала сухой газ и к 230 млн лет покинула ГЗГ. В это время сформировалась мономская свита (247 млн лет). Поэтому, сухой газ, генерированный нижней пачкой пермских отложений, мог аккумулироваться в резервуарах верхней перми и триаса. Средняя пачка пермских нефтематеринских отложений 260 млн лет назад вошла в главную зону нефтеобразования (ГЗН). Преимущественно террагенное ОВ глинисто-углистых отложений генерировало жирный газ. К 230 млн лет средняя пачка пермской НГМТ вышла из ГЗН и до настоящего времени находится в ГЗГ, генерируя сухой газ. Верхняя пачка пермской НГМТ к 230 млн лет вошла в ГЗН и находится в ней до настоящего времени.

Таким образом, к концу среднего триаса (230 млн лет) все НГМТ вошли в ГЗН, а нижняя пачка уже вышла из ГЗГ. К этому времени глинистые отложения неджелинской и мономской свит нижнего триаса, служащие покрышками для залежей УВ Толонского месторождения были сформированы. Следовательно, созданы все условия для формирования и сохранности залежей в резервуарах перми и триаса Толонского месторождения. Результаты моделирования полностью подтверждаются прогнозом нефтегазоносности Толонского газоконденсатного месторождения.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Фомин А. Н., Долженко К. В., Меленевский В. Н. Прогноз зон генерации жидких и газообразных углеводородов в центральной части Вилуйской синеклизы (на примере сверхглубокой скважины Средневилуйская 27) // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2016. XII Междунар. науч. конгр. : Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Геоэкология» : сб. материалов в 4 т. (Новосибирск, 18–22 апреля 2016 г.). – Новосибирск : СГУГиТ, 2016. Т. 1. – С. 26–30.
2. Парфенова Т. М., Конторович А. Э., Борисова Л. С., Меленевский В. Н. Кероген куонамской свиты кембрия (северо-восток Сибирской платформы) // Геология и геофизика. – Новосибирск : СО РАН, 2010. – Т. 51. – № 3. – С. 353–363.
3. Зуева И. Н., Чалая О. Н., Сафронов А. Ф., Сивцев А. И., Глязнецова Ю. С., Лифшиц С. Х. Нефтегенерационный потенциал рассеянного органического вещества пермских отложений Вилуйского бассейна // Наука и образование, 2017. – № 2. – С. 17–21.
4. Зуева И. Н., Каширцев В. А., Чалая О. Н. Высокоуглеродистые породы куонамской горючесланцевой формации как источник комплексного минерального сырья // Наука и образование, 2012. – № 2. – С. 10–15.
5. Парфенова Т. М., Бахтуров С. Ф., Шабанов Ю. Я. Органическая геохимия нефтепроизводящих пород куонамской свиты кембрия (восток Сибирской платформы) // Геология и геофизика. – Новосибирск: СО РАН, 2004. – Т. 45. – № 7. – С. 911–923.
6. Кушмар И. А. Комплексные геолого-геофизические исследования по региональной сети профилей с целью изучения строения и перспектив нефтегазоносности южной части Вилуйской синеклизы: отчет по Гос. контракту № 4Ф-13 – СПб., 2014. – 680 с.

7. Полянский О. П., Прокопьев А. В., Бабичев А. В., Коробейников С. Н., Ревердатто В. В. Рифтогенная природа формирования Вилуйского бассейна (Восточная Сибирь) на основе реконструкций осадконакопления и механико-математических моделей // Геология и геофизика. – Новосибирск: СО РАН, 2013. – Т. 54. – № 2. – С. 163–183.
8. Дучков А. Д., Соколова Л. С. Тепловой поток Сибири // Геофизические методы исследования земной коры: Материалы Всероссийской конференции, посвященной 100-летию со дня рожд. акад. Н.Н. Пузырева (г. Новосибирск, 8-13 декабря 2014 г.). – 2014. – С. 208–212.
9. Чанышев А. И., Белоусова О. Е., Фролова И. В. Отыскание источника теплового нагрева в массиве пород по данным измерений температуры и ее градиента на поверхности // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2017. XIII Междунар. науч. конгр. : Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология» : сб. материалов в 4 т. (Новосибирск, 17–21 апреля 2017 г.). – Новосибирск : СГУГиТ, 2017. Т. 2. – С. 273–277.

REFERENCES

1. Fomin A. N., Dolzhenko K. V., Melenevskij V. N. Prognoz zon generacii zhidkih i gazoobraznyh uglevodorodov v central'noj chasti Vilyujskoj sineklizy (na primere sverhglubokoj skvazhiny Srednevilyujskaya 27) // Interekspo Geo-Sibir'-2016. Mezhdunar. nauch. konf. «Nedropol'zovanie. gornoe delo. Napravleniya i tekhnologii poiska, razvedki i razrabotki mestorozhdenij»: sb. materialov v 6 t., Novosibirsk, 18-22 apr. 2016 g. – Novosibirsk: SGUGiT, 2016. – Т. 2, № 1. – С. 26–30.
2. Parfenova T. M., Kontorovich A. E., Borisova L. S., Melenevskij V. N. Kerogen kuonamskoj svity kembriya (severo-vostok Sibirskoj platformy) // Geologiya i geofizika. – Novosibirsk: SO RAN, 2010. – Т. 51. – № 3. – С. 353–363.
3. Zueva I. N., Chalaya O. N., Safronov A. F., Sivcev A. I., Glyaznecova Yu. S., Lifshic S. H. Neftegeneracionnyj potencial rasseyannogo organicheskogo veshchestva permskih otlozhenij Vilyujskogo bassejna // Nauka i obrazovanie, 2017. – № 2. – С. 17–21.
4. Zueva I. N., Kashircev V. A., Chalaya O. N. Vysokouglerodistye porody kuonamskoj goryuchelancevoj formacii kak istochnik kompleksnogo mineral'nogo syr'ya // Nauka i obrazovanie, 2012. – № 2. – С. 10–15.
5. Parfenova T. M., Bahturov S. F., Shabanov Yu. Ya. Organicheskaya geohimiya nefteproizvodyashchih porod kuonamskoj svity kembriya (vostok Sibirskoj platformy) // Geologiya i geofizika. – Novosibirsk: SO RAN, 2004. – Т. 45. – № 7. – С. 911–923.
6. Kushmar I. A. Kompleksnye geologo-geofizicheskie issledovaniya po regional'noj seti profilej s cel'yu izucheniya stroeniya i perspektiv neftegazonosnosti yuzhnoj chasti Vilyujskoj sineklizy: otchet po Gos. Kontraktu № 4F-13 – Sankt-Peterburg, 2014. – 680 s.
7. Polyanskij O. P., Prokop'ev A. V., Babichev A. V., Korobejnikov S. N., Reverdatto V. V. Riftogennaya priroda formirovaniya Vilyujskogo bassejna (Vostochnaya Sibir') na osnove rekonstrukcij osadkonakopleniya i mekhaniko-matematicheskikh modelej // Geologiya i geofizika. – Novosibirsk: SO RAN, 2013. – Т. 54. – № 2. – С. 163–183.
8. Duchkov A. D., Sokolova L. S. Teplovoj potok Sibiri // Геофизические методы исследования земной коры: Материалы Всероссийской конференции, посвященной 100-летию со дня рожд. акад. Н.Н. Пузырева (г. Новосибирск, 8-13 декабря 2014 г.). – 2014. – С. 208–212.
9. Chanyshev A. I., Belousova O. E., Frolova I. V. Otyskanie istochnika teplovogo nagreva v massive porod po dannym izmerenij temperatury i ee gradienta na poverhnosti // Interekspo Geo-Sibir'-2017. Mezhdunar. nauch. konf. «Nedropol'zovanie. gornoe delo. Napravleniya i tekhnologii poiska, razvedki i razrabotki mestorozhdenij»: sb. materialov v 6 t., Novosibirsk, 17-21 apr. 2017 g. – Novosibirsk: SGUGiT, 2016. – Т. 2, № 2. – С. 273–277.

© М. О. Федорович, Н. В. Поснеева, 2018

ОБОСНОВАНИЕ ГРАНИЦ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ ПО КАРОТАЖНЫМ ДАННЫМ ДЛЯ РАЗРЕЗОВ САЛЫМСКОГО ТИПА

Никита Евгеньевич Шмелев

Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, студент, e-mail: shmelevne@ipgg.sbras.ru

Предложена методика взвешенного суммирования однотипных каротажных кривых (ГК, КС, ПС) с предварительным совмещением на разрезе их схожих участков на основании парных корреляционных моделей. Объем свиты в каждой скважине определяется интервалом глубин, который стратиграфически эквивалентен ее гипостратотипу. Построены обобщенная скважина для баженовской свиты Салымского района и карты толщин свиты.

Ключевые слова: баженовская свита, Салымский район, планшет Жековского, обобщенная скважина.

RATIONALE FOR BAZHENOV FORMATION BORDERS BY WELL-LOGS FOR SALYM TYPE SECTION

Nikita E. Shmelev

Novosibirsk National Research State University, 2, Pirogova St., Novosibirsk, 630073, Russia, Student, e-mail: shmelevne@ipgg.sbras.ru

A method of weighted summary of monotype well-logs (GR, RS, SP) with previously superpose in section at the same parts in base of pair correlation models is proposed in this article. The volume in each well determines an interval of depth that stratigraphy equivalent to its hypostratotype. Common well is constructed for bazhenov formation of Salym region and formation thickness maps.

Key words: bazhenovskaya formation, Salym region, Gekovskiy pad, common well.

Введение

Баженовская свита является уникальным геологическим объектом, который сгенерировал до 80 % всех углеводородов Западно-Сибирской нефтегазодной провинции (ЗСНП). В настоящее время породы свиты рассматриваются как основной источник восполнения ресурсной базы углеводородов за счет разработки трудно извлекаемых запасов нефти. Среднее содержание органического вещества в виде керогена и битумоидов в них составляет около 10 % и иногда достигает 17–20 %. В Салымском районе нефтематеринская баженовская свита в значительной степени реализовала свой генерационный потенциал при катагенезе, образовав колоссальные объемы нефти и углеводородных газов.

Важными физическими особенностями баженовской свиты являются: высокая радиоактивность (связанная в основном с ураном, содержащимся в ихтиодетрите-фосфатизированных остатках рыб и керогене) [4, 5], высокое электрическое сопротивление (из-за отсутствия свободной минерализованной воды

и большого содержания нефти), аномально низкая акустическая жесткость (медленное распространение упругих волн при низкой плотности среды), благодаря чему свита формирует реперный региональный отражающий горизонт и хорошо опознается на сейсмических разрезах.

Однако при том, что этот объект является по-настоящему уникальным, его точная идентификация в конкретных разрезах, даже в страторегии, встречает существенные затруднения. В практической работе геологи устанавливают границы свиты в отдельных скважинах, ориентируясь на положение аномалий физических свойств. При этом критерии проведения кровли и подошвы не формулируются явным образом. При использовании разных видов каротажа расхождения в положении границ аномалий могут достигать 10 м, что весьма существенно, учитывая небольшую мощность отложений.

В настоящей работе обосновываются критерии проведения границ свиты для Салымского района.

Фактическим материалом послужили следующие данные, содержащиеся в базе данных ИНГГ СО РАН. Прежде всего это экспертно заданные границы баженовской свиты и каротажные записи, относящиеся к интервалу, включающему баженовскую свиту и толщу пород на 50 м выше и ниже ее кровли и подошвы.

Анализ качества каротажных данных показал, что для большей части скважин имеются три вида каротажа: самопроизвольная поляризация (ПС), кажущееся сопротивление (КС) и гамма-картаж (ГК). Полученные модели учитывают информацию по 67 глубоким скважинам района.

Принимаются следующие положения, в рамках которых будет происходить уточнение границ баженовской свиты и вычисление значения ее свойств.

1. Согласно стратиграфическому кодексу, свита характеризуется определенным стратиграфическим объемом, который должен оцениваться по ее наиболее полному разрезу. Верхняя и нижняя границы свиты понимаются как множество точек в разных скважинах, каждая из которых стратиграфически эквивалентна соответствующей границе в ее стратотипе (гипостратотипе) [6].

2. Стратиграфическая эквивалентность устанавливается путем корреляции отдельных разрезов. На это прямо указывает цитата: «Стратиграфическая корреляция показывает эквивалентность стратиграфических подразделений. Коррелировать можно толщи пород, биостратиграфические и геохронологические серии. Поэтому эквивалентность может быть выражена в литологическом или биологическом составе или же в шкале геологического времени» [7].

3. На Салымской площади находится гипостратотип баженовской свиты – скважина Салымская-170, интервал глубин – 2 844–2 881 м [1]; соответственно, чтобы установить границу свиты в остальных скважинах, необходимо найти стратиграфические аналоги этого интервала в каждой из этих скважин, используя каротажные данные для построения корреляционной модели.

4. Положение пороговых значений каротажных кривых и/или особенности их формы, положение точек перегибов не являются маркерами границ свиты. На основании этих критериев могут быть выделены аномальные тела с характерными физическими свойствами. Границы этих тел не совпадают как друг

с другом, так и с баженовской свитой, которая понимается нами как стратиграфический объект со стратиграфическими границами.

Метод

Используемый подход впервые был реализован Б. Жековским в 1963 г. Им для точек прямоугольной области, одной стороне которой соответствовал коррелируемый интервал глубины первой скважины, а другой – второй скважины, вычислялась мера различия по микропалеонтологическому комплексу. По области минимальных значений двумерного поля различия (топографическое трактовка – тальвег) строилась монотонная линия, точки на которой интерпретируются как стратиграфически эквивалентные глубины в сопоставляемых скважинах. Это оптимизационная задача, которая естественным образом переносится и для корреляционных построений по каротажным данным [2, 3]. Корреляция пары скважин рассматривается как построение оптимальной линии, на которой минимизируется заданная интегральная мера различия (обычно это интеграл от функции различия).

Важная проблема в области корреляции разрезов скважин – построение непротиворечивых моделей для большого числа скважин, расположенных на площади. В настоящей работе опробован подход, использующий многократную парную корреляцию с итерационным сокращением размерности решаемой задачи. При этом принимаются следующие положения.

1. Экспертно (априорно) заданное положение границ свиты, занесенное в базу данных (БД) ИНГГ СО РАН, рассматривается как начальное приближение корреляционной модели, нуждающееся в уточнении.

2. Корреляция скважин выполняется в дискретном пространстве, для чего область построения модели каждой скважины разбивается на 150 формальных слоев: по 50 слоев выше и ниже априорно заданного тела свиты мощностью по 1 м и 50 слоев в теле свиты, где для любой скважины все слои имеют мощность, равную $1/50$ от ее общей априорной мощности.

Основу решения составляет парная корреляция двух скважин. На рис. 1 показан планшет Жековского, построенный для двух скважин Салымской площади. На планшете по оси X отложены номера слоев скважины Салымская-104, а по оси Y – номера слоев скважины Салымская-130. Градациями цвета на карте показана мера различия пары слоев этих скважин по комплексу каротажных данных (ПС, КС, ГК). Песочные и красные тона означают, что соответствующие области двух скважин сильно различаются.

Отметим, что сравниваются не строго два слоя (скажем, с номерами 117 и 108), а два интервала, включающие нечетное количество слоев, в центре которых находятся соответственно 117-й и 108-й слои. Мера различия построена на основании вычисления коэффициента корреляции каротажных данных в соответствующем интервале глубин. Общая мера различия по нескольким видам каротажа получается суммированием с весами значений, полученным по отдельным каротажным кривым.

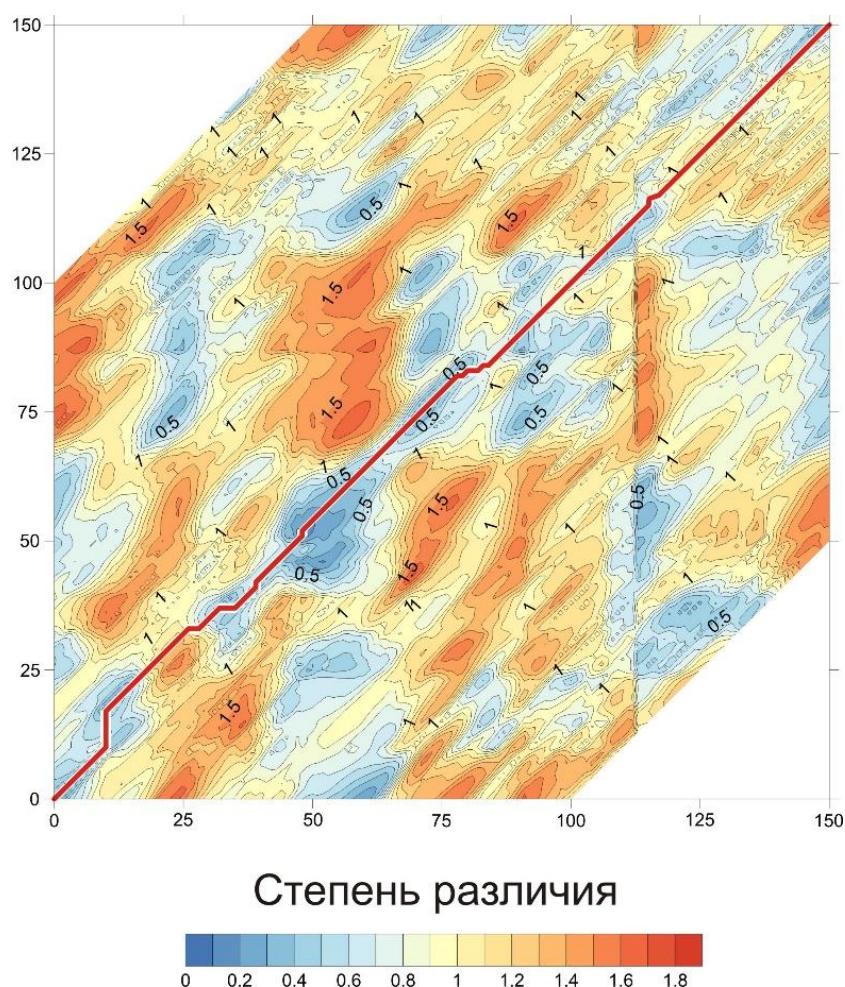


Рис. 1. Планшет Жековского по скважинам Салымская-104 и Салымская-130 (цветом показаны значения функции различия сравниваемых фрагментов двух скважин)

На планшете Жековского с помощью волнового алгоритма Ли строилась неубывающая линия L , соединяющая точки с индексами $(0,0)$ и $(150,150)$, минимизирующая

$$\left(\frac{\alpha}{P(L)} + 1 - \alpha \right) \int_L f(x, y) dL \rightarrow \min_L, \quad (1)$$

где α – параметр от 0 до 1, а $P(L)$ – длина линии L . Эта линия показана на рис. 1 красным цветом. Корреляционную линию можно также представить и как таблицу оптимального с точки зрения критерия (1) взаимного соответствия формальных слоев.

С учетом найденного лучшего соответствия слоев можно сконструировать одну усредненную скважину. Для этого из таблицы оптимального соответствия берутся пары слоев, которые рассматриваются как стратиграфические аналоги, и с учетом весов объединяемых скважин вычисляются средние значения всех

каротажных кривых этой усредненной скважины. В результате объединения всех каротажных кривых двух скважин мы получаем новую синтетическую (обобщенную) скважину, которую помещаем в контейнер с другими скважинами взамен двух исходных. Изначально в контейнере содержатся все исходные скважины, которые предполагается обобщить, но каждый раз, выполнив описанную операцию, число скважин в нем уменьшается на одну. Процесс итерационно повторяется до тех пор, пока в контейнере не остается единственная обобщенная скважина. Получаемый результат зависит от порядка, в котором выбираются пары скважин. Один из результатов этого процесса показан на рис. 2. Поскольку сам процесс стохастический, то можно получать множество его реализаций и оценивать их статистику.

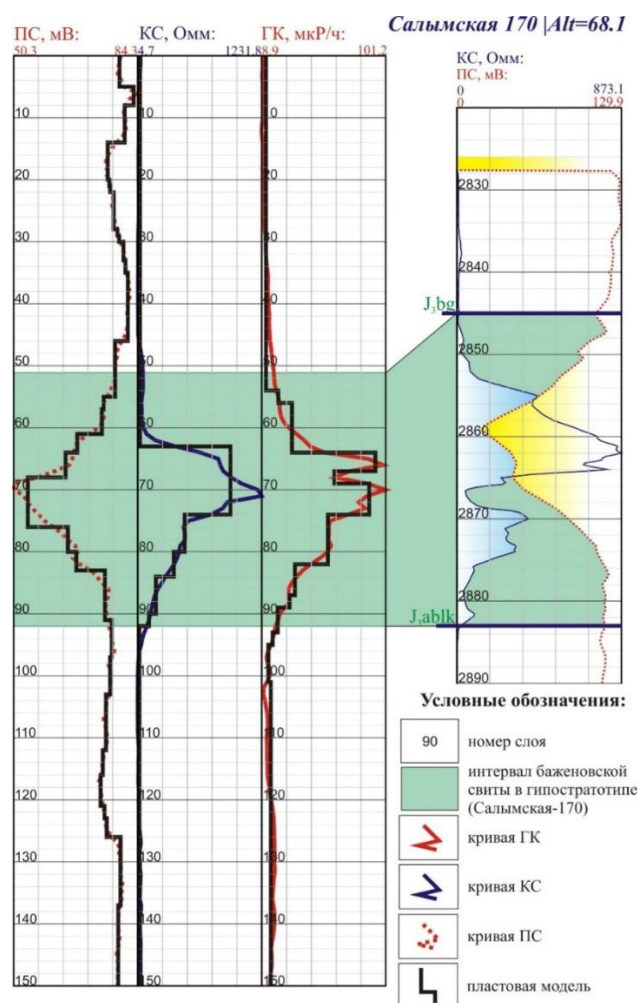


Рис. 2. «Обобщенная» скважина (слева) и ее соответствие разрезу гипостратотипа баженовской скиты (справа)

Набор парных корреляционных решений позволяет для каждой исходной скважины определить стратиграфический аналог любого заданного фрагмента обобщенной скважины. Практическое использование этой процедуры заключается в том, что на основании пластовой модели выделяется область аномальных значе-

ний каротажа ГК или КС в обобщенной скважине, а затем определяются стратиграфические аналоги этой области во всех исходных скважинах, что позволяет анализировать особенности этих тел и оценивать их свойства (толщина, средние, максимальные и минимальные значения соответствующего вида каротажа).

Обсуждение результатов

Вычисленную обобщенную скважину (см. рис. 2) можно рассматривать как типичное проявление физических свойств и каротажных кривых для разреза баженовской свиты на Салымской и Приразломной площадях. Существенные отклонения каротажных данных конкретных скважин от нее показывают индивидуальную изменчивость.

Для кривой ПС интервал баженовской свиты характеризуется выраженной отрицательной аномалией. Аномалия КС имеет очень резкую, верхнюю границу. Аномалия ГК имеет плавные верхнюю и нижнюю границы. Выделяемая по пластовой модели верхняя граница аномалии ГК начинается существенно выше верхней границы аномалии КС.

Для оценки вариативности получаемых результатов была вычислена 21 случайная толщина баженовской свиты в скважинах района. Карта медианных значений толщины и карта их стандартных отклонений показаны на рис. 3.

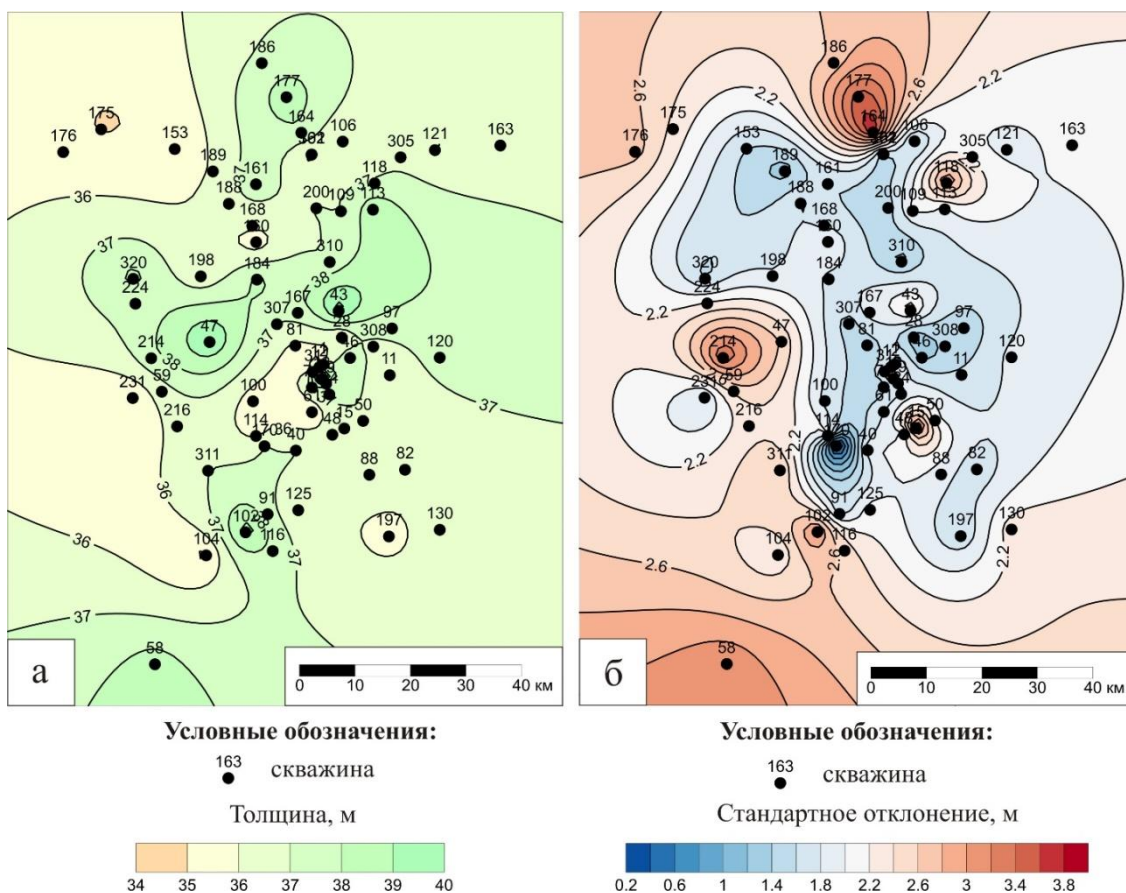


Рис. 3. Карты медианных значений толщины (а) и стандартных отклонений толщин (б) баженовской свиты по 21-й реализации

Минимальное значение толщины баженовской свиты составляет 35 м, максимальное – 41 м, а среднее по площади – 36,7 м.

Среднеквадратическое отклонение толщин свиты, полученное при расчете по 21 реализации, меняется от 1,28 до 3,84 при среднем значении 2,02 м. В целом для центральных областей района исследования, где имеется густая сеть скважин, среднеквадратическое отклонение редко превышает 2 м.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Баженовский горизонт Западной Сибири (стратиграфия, палеогеография, экосистема, нефтеносность) / Ю. В. Брадучан, Ф. Г. Гурари, В. А. Захаров и др. – Новосибирск : Наука, 1986. – 217 с.
2. Гришкевич В. Ф. Изложение задачи корреляции большого числа скважин в терминах теории расчлененных алгоритмов // Методы математического моделирования при решении прикладных задач нефтяной геологии. Тр. ЗапСибНИГНИ. – 1984. – Вып. 192. – С. 15–19.
3. Губерман Ш. А., Овчинникова М. И. О машинной корреляции пластов в разрезе скважин по геофизическим данным // Известия Академии наук СССР, сер. Физика Земли. – 1972. – № 3. – С. 87–94.
4. Зубков М. Ю. Особенности распределения урана в битуминозных отложениях баженовской свиты (Западная Сибирь) // Каротажник. – 2015. – № 5. – С. 3–32.
5. Плуман И. И. Распространение урана, тория и калия в отложениях Западно-Сибирской плиты // Геохимия. – 1975. – № 5. – С. 756–766.
6. Стратиграфический кодекс России. Издание третье. – СПб. : Изд-во ВСЕГЕИ, 2006. – 96 с.
7. Стратиграфия и математика. – Хабаровск: Хабаровское книжное изд-во, 1974. – 208 с.

REFERENCES

1. Bazhenovskij gorizont Zapadnoj Sibiri (stratigrafija, paleogeografija, jekosistema, neftenosnost') / Ju.V. Braduchan, F.G. Gurari, V.A. Zaharov i dr. – Novosibirsk: Nauka, 1986. – 217 s.
2. Grishkevich V.F. Izlozhenie zadachi korreljacji bol'shogo chisla skvazhin v terminah teorii raschlenennyh algoritmov // Metody matematicheskogo modelirovanija pri reshenii prikladnyh zadach neftjanoy geologii. Tr. ZapSibNIGNI. – 1984. – Vyp. 192. – S. 15–19.
3. Guberman Sh.A., Ovchinnikova M.I. O mashinnoj korreljácii plastov v razreze skvazhin po geofizicheskim dannym // Izvestija Akademii nauk SSSR, ser. Fizika Zemli. – 1972. – № 3. – S. 87–94
4. Zubkov M.Ju. Osobennosti raspredelenija urana v bituminoznyh otlozhenijah bazhenovskoj svity (Zapadnaja Sibir') // Karotazhnik. – 2015. – № 5. – S. 3–32.
5. Pluman I.I. Rasprostranenie urana, torija i kalija v otlozhenijah Zapadno-Sibirskoj plity // Geohimija. – 1975. – № 5. – S. 756–766.
6. Stratigraficheskij kodeks Rossii. Izdanie tret'e. – SPb: Izdatel'stvo VSEGEI, 2006. – 96 s.
7. Stratigrafija i matematika. – Habarovsk: Habarovskoe knizhnoe izd-vo, 1974. – 208 s.

© Н. Е. Шмелев, 2018

ГЕОКРИОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ТРАССЫ ТРУБОПРОВОДА «СИЛА СИБИРИ» (КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ, ИРКУТСКАЯ ОБЛАСТЬ, РЕСПУБЛИКА САХА)

Анна Федоровна Сухорукова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, доцент, научный сотрудник лаборатории гидрогеологии осадочных бассейнов Сибири, тел. (383)363-80-36, e-mail: SukhorukovaAF@ipgg.sbras.ru

Представлены особенности распространения, мощности, строения криогенной толщи, температуры криолитозоны трассы трубопровода «Сила Сибири» в пределах Красноярского края, Иркутской области и Республики Саха. Освоение этой территории в связи с геологическими и гидрогеологическими изысканиями, связанными с поисками и разработкой рудных и нефтегазовых залежей, решением вопросов водоснабжения и строительства, другими задачами хозяйственного освоения этой огромной территории, показывает, что длительное существование и эволюция криолитозоны во многом определили современное состояние условий строительства и эксплуатации любых сооружений.

Ключевые слова: геокриологические условия, мощность, строение, температура криолитозоны, трубопровод «Сила Сибири».

GEOCRYOLOGICAL CONDITIONS OF THE ROUTE OF THE PIPELINE "POWER OF SIBERIA" (KRASNOYARSK TERRITORY, IRKUTSK REGION, REPUBLIC OF SAKHA)

Anna F. Sukhorukova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Associate Professor, Researcher, Laboratory of Hydrogeology of Sedimentary Basins of Siberia, phone: (383)363-80-36, e-mail: SukhorukovaAF@ipgg.sbras.ru

Features of the distribution, capacity, structure, temperature of the cryolithozone of the route "Siberia Power" in the boundaries of the Krasnoyarsk Territory, the Irkutsk Region and the Republic of Sakha are presented. The development of this territory in connection with geological and hydrogeological surveys related to the search and development of ore and oil and gas deposits, the solution of water supply and construction, other tasks of economic development of this vast territory, shows that the long-term existence and evolution of the cryolithozone largely determined the current state of construction and operation of any facilities.

Key words: permafrost conditions, capacity, structure, temperature, permafrost, the pipeline "Power of Siberia".

Одной из наиболее важных особенностей, отличающих Сибирскую платформу от других платформенных регионов мира, является наличие криолитозоны, уникальной как по мощности, так и по площади распространения [1–6]. В результате проведения здесь разнообразных геологических и гидрогеологических изысканий, связанных с поисками рудных и нефтяных залежей, решением вопросов водоснабжения и строительства, разработкой месторождений по-

лезных ископаемых и другими задачами хозяйственного освоения этой огромной территории, становится все более очевидным, что 0,5–1,5 млн лет существования и эволюции криолитозоны во многом определили современное состояние условий строительства и эксплуатации любых сооружений.

Район исследования, согласно схеме геокриологического районирования Средней Сибири [5], практически полностью, за исключением северо-западной части, находится в южной геокриологической зоне (рис. 1).

Зона расположена в средних широтах 60–52° с.ш. и характеризуется неоднократно изменявшимся уровнем теплообмена на протяжении четвертичного периода. Этим изменениям соответствовало чередование периодов многолетнего промерзания и протаивания горных пород, существенное изменение геокриологических условий. В самаровскую, зырянскую и сартанскую эпохи похолоданий южная граница распространения криогенной толщи проходила южнее границы региона. В каргинскую эпоху и особенно в период термического максимума голоцена южная граница области криолитозоны значительно смещалась к северу. В позднем голоцене в результате нового похолодания породы промерзли вновь, подчиняясь широтно-зональным, относительно несуровым континентальным климатическим условиям. Промерзание пород в южных районах происходило не повсеместно.

В северной части этой зоны наряду с новообразованием верхнеголоценовых многолетнемерзлых пород могла сохраниться реликтовая криогенная толща. В южных районах многолетнемерзлые породы залегают в виде изолированных островов, количество и размеры которых увеличиваются в северном и северо-восточном направлениях. Только вдоль северной окраины зоны в наиболее суровых современных климатических условиях криогенная толща имеет сплошное распространение. Рыхлые четвертичные отложения промерзали в основном эпигенетически [3]. В южных районах криогенная толща имеет одноярусное строение и залегает непосредственно ниже или на некоторой глубине от подошвы сезонно-талого слоя. В пределах северной части зоны так же, как и на территории Западной Сибири, криогенная толща имеет двухъярусное строение. Здесь существуют реликтовые толщи охлажденных пород.

Выделение умеренно континентальной подзоны определяется историей развития криогенной толщи. Подзона располагается непосредственно к югу от границы распространения мерзлых пород. В северной части подзоны, на глубинах 100–300 м, сохранились остатки яруса охлажденных пород, насыщенных водами с отрицательными температурами. В подзоне отчетливо прослеживаются ее признаки перехода от островного распространения криогенной толщи (южно-континентальная подзона) к сплошному распространению (северо-континентальная подзона). Отмечается резкое уступообразное увеличение мощности при ее переходе от древней криогенной толщи к верхнеголоценовой, где существенно снижается интенсивность многих криогенных процессов. В отличие от Западной Сибири, эта подзона значительно уже, что объясняется существенным различием геологических и климатических условий. Сохранение реликтового яруса охлаждения оказалось возможным только благодаря суро-

вым климатическим условиям и слабой подвижности или застойности рассолов, явившихся аккумулятором холода [5].

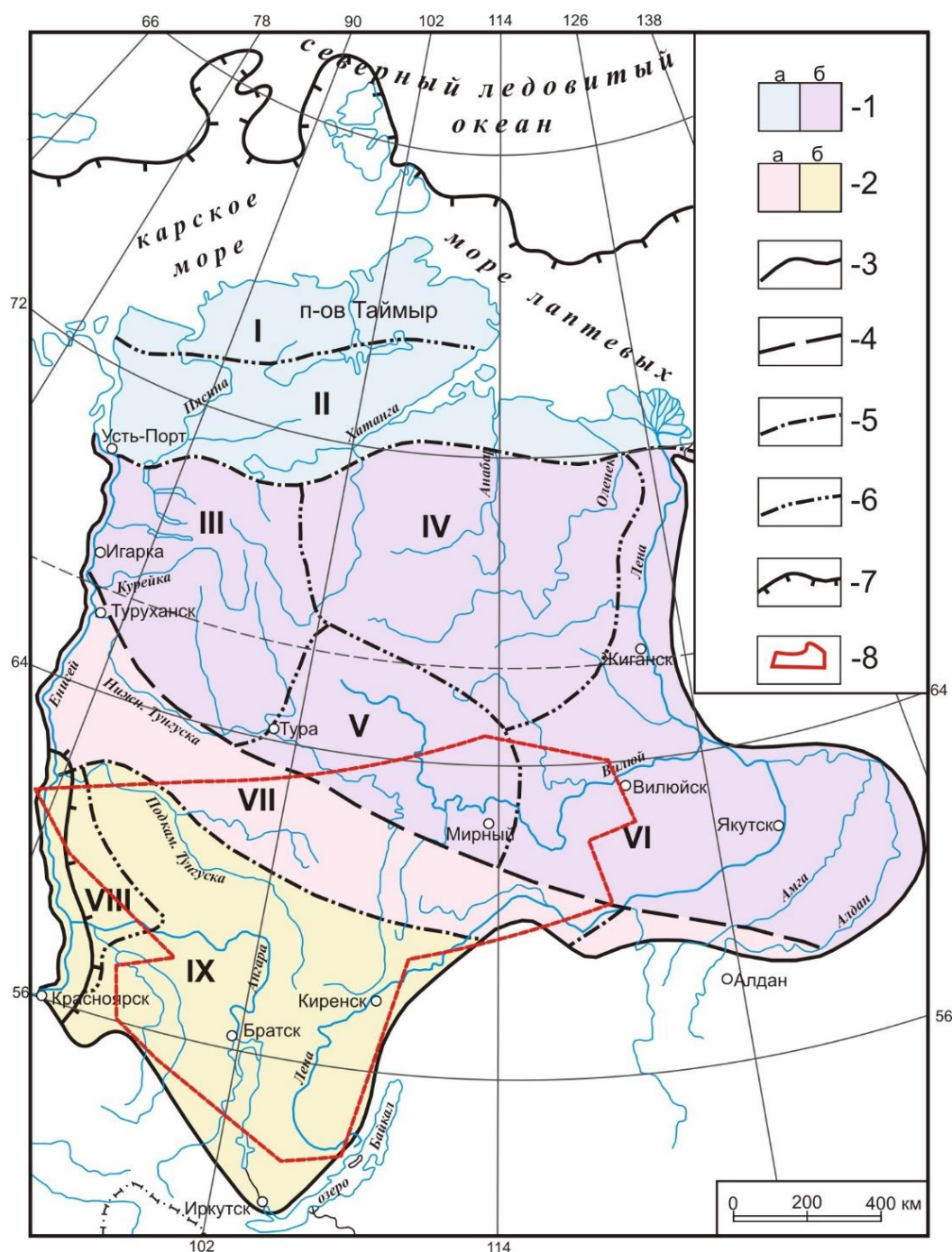


Рис. 1. Схема геокриологического районирования Средней Сибири [5]

1 – Северная геокриологическая зона: а) аркто-океаническая подзона; б) северо-континентальная подзона; 2 – Южная геокриологическая зона: а) умеренно континентальная подзона; б) южно-континентальная подзона; границы: 3 – геокриологических регионов; 4 – зон; 5 – подзон; 6 – провинций; 7 – южная и северная границы распространения криогенных толщ; 8 – район исследования; провинции: I – Таймырская, II – Северо-Сибирская, III – Путоранская, IV – Анабаро-Оленекская, V – Вилуйская, VI – Якутская, VII – Тунгусская, VIII – Енисейская, IX – Ангара-Ленская

Область прерывистого распространения ММП протягивается вдоль юго-западных окраин Тунгусского и южных окраин Якутского артезианских бассейнов в виде полосы шириной до 100–300 км. Остальная территория платформы, включая большую часть Ангара-Ленского артезианского бассейна, может быть отнесена к области островного, реже редкоостровного, развития криолитозоны.

По данным бурения скважин в юго-западной части района исследования мощность многолетней мерзлоты увеличивается в северо-восточном направлении, составляя на междуречье Ангары и Подкаменной Тунгуски от 3 до 50 м и достигая на отдельных участках в бассейне р. Нижней Тунгуски 300 м. В южных и западных районах исследуемой территории положение в разрезе поверхности пород с нулевой температурой в основном совпадает с подошвой многолетней мерзлоты [2].

На большей части рассматриваемой территории мощность многолетней мерзлоты слабо зависит от абсолютных отметок поверхности, что позволяет предполагать для южных районов условия перехода от океанического к континентальному типу высотной геокриологической поясности. На юге приенисейской части Тунгусского бассейна обычная мощность мерзлой зоны составляет 5–10 м, а в устье р. Сарчихи и в с. Нижне-Имбатском она превышает 117 и 284 м соответственно. Такое же резкое изменение мощности многолетней мерзлоты наблюдается и в среднем течении р. Тайги и р. Сухой Пит, где, по данным Н. Г. Шубенина, она возрастает до 50–170 м. Это дает основание предполагать на отдельных участках сохранение реликтовой криогенной толщи, широко развитой в Западной Сибири [4].

Большая юго-западная часть исследуемого района находится в зоне островного и редкоостровного развития криогенной толщи, которая занимает здесь менее 50 % площади и имеет максимальную мощность от первых до 50 м [4, 5].

В лаборатории гидрогеологии осадочных бассейнов ИНГГ СО РАН составлена карта масштаба 1 : 2 500 000 мощности криогенной толщи территории Красноярского края, Республики Саха и Иркутской области, на которой отмечена трасса трубопровода «Сила Сибири» (рис. 2). Карта построена на основе имеющейся базы данных о «0» и отрицательных температурах 322 скважин (более 500 замеров) и с учетом опубликованных материалов о мощности криолитозоны.

Севернее широты Ярактинско-Аянского и Дулисьминского месторождений островная мерзлота переходит в прерывистую. При этом быстро возрастает ее мощность, достигающая в районе Верхнечонского месторождения уже 150–250 м. К северо-востоку и востоку от него мощность криогенной толщи несколько снижается, до 50–80 м в районах Центрально-Талаканской и Озерной площадей, но далее к северу и северо-востоку возрастает, составляя до 200–340 м на Среднеботуобинском, до 200–250 м на Иктехском, Верхневилучанском и Иреляхском (Мирнинском) и до 350 м на Вилуйско-Джербинском месторождениях.

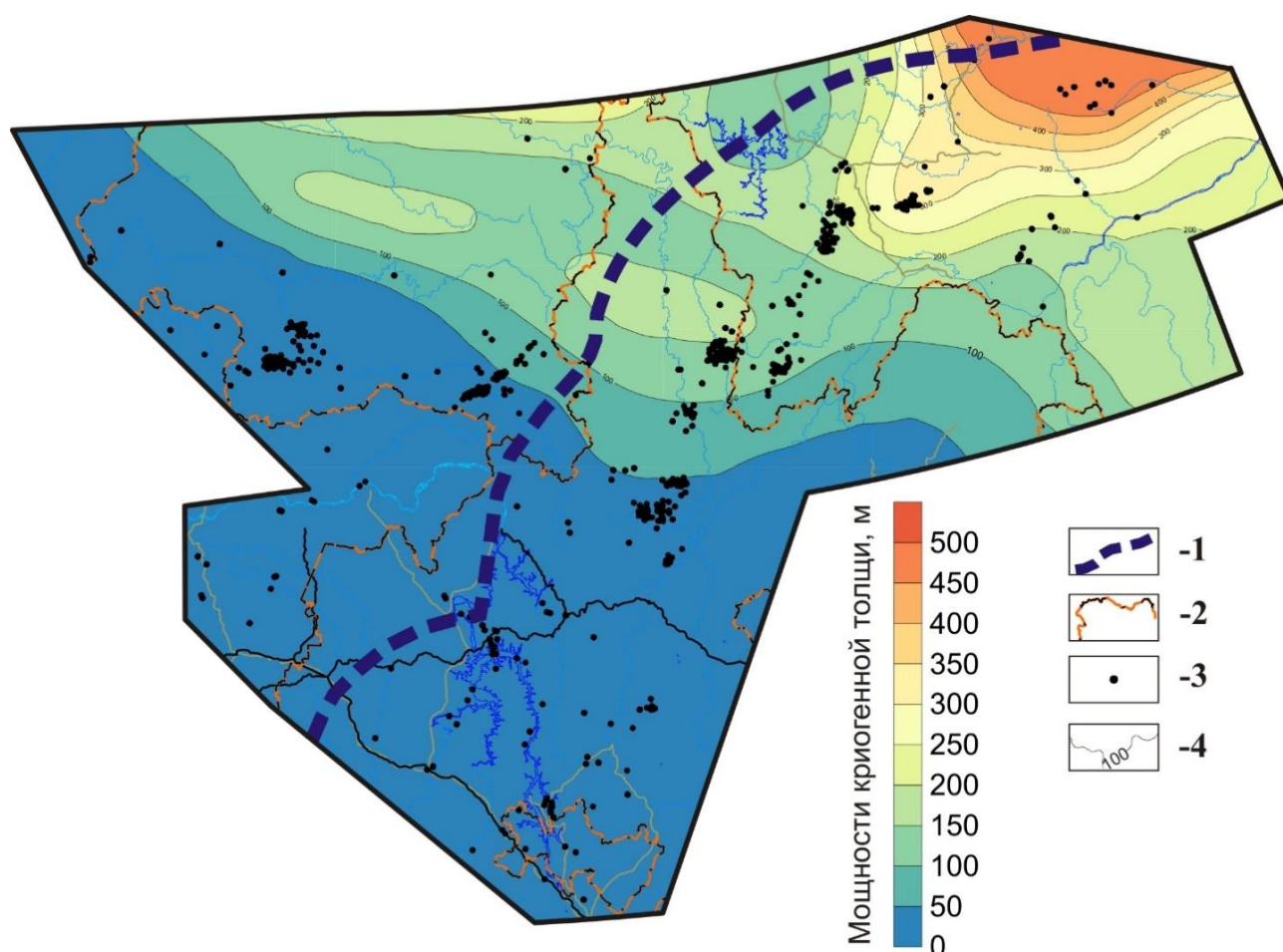


Рис. 2. Схематическая карта мощности криогенной толщи:

- 1 – трассы трубопровода «Сила Сибири»; 2 – административные границы;
 3 – скважины в которых проводились исследования многолетнемерзлых пород;
 4 – изогипсы

Глубина нулевой изотермы в этой области также в большинстве случаев определяется уже не столько обычными причинами, формирующими геотемпературное поле в районах распространения криолитозоны, сколько интенсивностью и глубиной проникновения естественной конвекции криогалинных рассолов в области отрицательных температур, возникающей вследствие отсутствия у таких рассолов максимума плотности ($4\text{ }^{\circ}\text{C}$ у пресной воды). Из-за этого рассолы, охлаждаясь в верхней части разреза, становятся более тяжелыми и стремятся опуститься в более глубокие горизонты, из которых более теплые рассолы поднимаются вверх, охлаждаются, и весь процесс повторяется снова и снова. Таким образом, распространение рассолов в криолитозоне обуславливает возникновение в ней как бы огромного природного «холодильника», в котором сами они играют роль хладагента [5].

Преимущественно сплошным распространением криолитозона пользуется севернее р. Подкаменной Тунгуски. В то же время на этой территории известно довольно много источников подземных вод, состав и повышенная минерализа-

ция которых свидетельствуют об их связи с подмерзлотными водоносными горизонтами. Южнее р. Подкаменной Тунгуски предполагается преимущественно прерывистое распространение мерзлоты, а в бассейне р. Ангары – островное. На самой р. Подкаменной Тунгуске прямыми температурными измерениями нулевая температура зафиксирована на глубине 46 м на Лиственичной и 37 м на Куюмбинской площадях. В бассейне р. Ангары «острова» многолетнемерзлых пород приурочены к средним и верхним частям притоков р. Ангары и к ее долине. Площадная доля мерзлоты не превышает здесь 30–40 %, а ее мощность – 10, реже – 20 м.

Наиболее благоприятными местами для реализации масштабной разгрузки подземных рассолов на поверхности в центральных районах Тунгусского бассейна служат многочисленные зоны интрузивных и тектонических нарушений сильно литифицированного осадочного чехла, преимущественно в отрицательных наименее промороженных формах рельефа. В этой связи наличие сквозных таликов под озерно-речными долинами является не только условием для реализации восходящей разгрузки в криолитозоне, но и следствием криогидродинамического режима недр и эндотермического воздействия подмерзлотных вод на криогенную толщу в очагах разгрузки. Узкие таликовые зоны в области преимущественно сплошного распространения мерзлоты на западе Сибирской платформы имеют протяженность до 100 км и более.

Довольно значительная прерывистость многолетней мерзлоты даже в бассейне р. Нижней Тунгуски, в том числе и на ее северных притоках, подтверждаемая распространением в наиболее глубоко врезаемых долинах очагов разгрузки подмерзлотных хлоридных вод повышенной минерализации и резко повышенными температурами в колонковых скважинах профиля, пробуренного вдоль р. Нижней Тунгуски, на Верхненимдинской и Бахтинской площадях, вскрывших рассолы в отложениях верхнего палеозоя и триаса (5–24 °С на глубинах до 200–670 м), не позволяет преувеличивать значение мерзлоты в качестве регионального водоупора, под которым могли скапливаться значительные, как иногда предполагают, количества углеводородов. Как раз там, где идет разгрузка теплых глубинных рассолов, которые могли бы формировать залежи нефти и газа, сплошность криогенной покрышки нарушается, а наиболее выдержана она в разрезах, промытых пресными инфильтрационными водами, где нет восходящего подтока флюидов. Относительно формирования газогидратных залежей под многолетней мерзлотой, предполагаемого некоторыми исследователями, следует заметить, что для образования гидратов требуется выполнение таких условий, как предельное насыщение подземных вод газом и дисперсное смешивание свободного газа с водой сверх его растворимости в соотношениях, когда объемы газа значительно превышают объемы воды в породе, а также низкая минерализация холодных подмерзлотных вод. Причем оба эти условия должны выполняться на значительных площадях, а залежи образовываться в очень короткий в геологическом смысле период времени (не более 1,5 млн лет). Низкие температуры за время существования гидратов не должны прерываться теплыми периодами, а поступление газов с составом, удовлетво-

ряющим возможности образования гидратов, должно быть одновременно струйным, чтобы обеспечить требуемые соотношения их с водой, и массовым для широкого диспергирования водно-газовой смеси. Для накопления газов под гидратной крышкой последняя должна иметь форму, обеспечивающую возможность их накопления. Следовательно, гидратные залежи могут образовываться только при разрушении уже существующих месторождений, причем улавливаться в форме гидратов, видимо, будет только ничтожная доля первоначальных запасов. Очевидно, что все перечисленное оставляет мало надежд на обнаружение газогидратных залежей, экранированных мерзлотой и гидратами промышленного значения, хотя на севере Тунгусского бассейна незначительные гидратные скопления, видимо, могут быть обнаружены [1, 3, 5].

По малочисленным имеющимся данным, минимальные температуры наблюдаются в самой верхней части зоны отрицательных температур. В бассейне р. Подкаменной Тунгуски градиенты в мерзлой толще меняются по глубине в целом незакономерно, но наиболее высокие их значения приурочены к интервалу глубин 20–30 м, т. е. примерно к «нейтральному слою» (слою постоянных годовых температур).

Ниже мерзлоты располагается зона неустойчивых температур, где геотемпературные градиенты в карбонатно-терригенных отложениях ордовика и эвенкийской свиты несколько снижаются и характеризуются значениями 1,9–4,5 °C/100 м, которые постепенно уменьшаются на расстоянии 80–100 м ниже мерзлоты до обычных в этих породах значений. И только глубже этой зоны распределение температур и геотермических градиентов определяется преимущественно величинами глубинного теплового потока и теплопроводностью слагающих разрез пород. Такое распределение температур в верхней части разреза свидетельствует о прогрессирующем в настоящее время охлаждении осадочного чехла Тунгусского бассейна под действием современных климатических условий и об увеличении глубины промерзания пород [7–10]. Косвенным подтверждением последнего являются высокие напоры подземных вод в подмерзлотном водоносном горизонте, обычно проявляющие себя при вскрытии скважинами-самоизливами. Напротив, в центральной Якутии, например, где предполагают деградацию мерзлоты [5], напоры подмерзлотных вод аномально низки.

В изучаемом регионе наибольшее значение имеют влияние низких температур и широкое распространение мерзлых пород в верхней части разреза, что необходимо учитывать при планировании геологоразведочных работ. Районы широкого распространения криогенной толщи, кроме того, наиболее уязвимы с точки зрения влияния производственных геологоразведочных процессов на экологическую обстановку.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Геокриология СССР. Средняя Сибирь / под ред. Э. Д. Эршова. – М. : Недра, 1989. – 414 с.
2. Геокриологические условия Западной Сибири, Якутии и Чукотки. – М. : Изд-во АН СССР, 1964. – 139 с.

3. Баулин В. В. Многолетнемерзлые породы нефтегазоносных районов СССР. – М. : Наука, 1985. – 176 с.
4. Мерзлотно-гидрогеологические условия Восточной Сибири / под ред. П. И. Мельникова. – Новосибирск : Наука, Сиб. отд-ние, 1984. – 192 с.
5. Фотиев С. М., Данилова Н. С., Шевелёва Н. С. Геокриологические условия Средней Сибири. – М. : Наука, 1974. – 138 с.
6. Кудрявцев В. А. Принципы геокриологического районирования. Сер. геология. – 1978. – № 3. – С. 11–23.
7. Девяткин В. Н. Тепловой поток криолитозоны Сибири. – Новосибирск: Наука, Сиб. отд-ние, 1993. – 165 с.
8. Тепловой поток и геотемпературное поле Сибири / А. Д. Дучков, Л. С. Соколова, В. Т. Балобаев и др. // Геология и геофизика. – 1997. – Т. 38, № 11. – С. 1716–1729.
9. Железняк М. Н. Геотемпературное поле и криолитозона юго-востока Сибирской платформы. – Новосибирск : Наука, 2005. – 227 с.
10. Балобаев В. Т. Геотермия мерзлой зоны литосферы севера Азии. – Новосибирск : Наука, 1991. – 192 с.

REFERENCES

1. Geokriologija SSSR. Srednjaja Sibir' / Pod red. Je.D. Jershova. – M.: Nedra, 1989. – 414 s.
2. Geokriologicheskie uslovija Zapadnoj Sibiri, Jakutii i Chukotki. – M.: Izd-vo AN SSSR, 1964. – 139 s.
3. Baulin V.V. Mnogoletnemerzlye porody neftegazonosnyh rajonov SSSR. – M.: Nauka, 1985. – 176 s.
4. Merzlotno-gidrogeologicheskie uslovija Vostochnoj Sibiri / Pod red. P.I. Mel'nikova. – Novosibirsk: Nauka, Sib. otd-nie, 1984. – 192 s.
5. Fotiev S.M., Danilova N.S., Sheveljova N.S. Geokriologicheskie uslovija Srednej Sibiri. – M.: Nauka, 1974. – 138 s.
6. Kudrjavcev V.A. Principy geokriologicheskogo rajonirovanija. Ser. geologija. – 1978. – № 3. – S. 11–23.
7. Devjatkin V.N. Teplovoj potok kriolitozony Sibiri. – Novosibirsk: Nauka, Sib. otd-nie, 1993. – 165 s.
8. Teplovoj potok i geotemperaturnoe pole Sibiri / A.D. Duchkov, L.S. Sokolova, V.T. Balobaev i dr. // Geologija i geofizika. – 1997. – T. 38, № 11. – S. 1716–1729.
9. Zheleznjak M.N. Geotemperaturnoe pole i kriolitozona jugo-vostoka Sibirskoj platformy. – Novosibirsk: Nauka, 2005. – 227 s.
10. Balobaev V.T. Geotermija merzloj zony litosfery severa Azii. – Novosibirsk: Nauka, 1991. – 192 s.

© А. Ф. Сухорукова, 2018

СТРУКТУРА ГЕОТЕРМИЧЕСКОГО ПОЛЯ АНАБАРО-ХАТАНГСКОГО БАСЕЙНА

Анатолий Витальевич Черных

Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, аспирант; Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, инженер, тел. (961)226-33-76, e-mail: tolyachernykh@gmail.com

В статье приведены результаты исследований структуры геотермического режима недр Анабаро-Хатангского бассейна. Регион характеризуется несколькими особенностями: наличием криолитозоны, соляно-купольных структур, высокоминерализованными рассолами и криопэгами. Установлено, что территория характеризуется фоновыми геотермическими градиентами около 1,9 °C/100 м. Максимальные значения пластовых температур до 220 °C в подошве палеозойских отложений приурочены к отрицательным структурам с максимальной мощностью осадочного чехла.

Ключевые слова: геотермия, геотермический градиент, геотермическая ступень, пластовая температура, Анабаро-Хатангский бассейн.

THE GEOTHERMAL FIELD STRUCTURE OF THE ANABAR-KHATANGA BASIN

Anatoliy V. Chernykh

Novosibirsk National Research State University, 2, Pirogova St., Novosibirsk, 630073, Russia, Ph. D. Student; Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Engineer, phone: (961)226-33-76, e-mail: tolyachernykh@gmail.com

The article presents the results of studies of the structure of the geothermal field structure of the Anabar-Khatanga basin. Several features characterize the region: the presence of cryolithozone, salt-dome structures, highly mineralized brines and cryopags. It is established that the territory is characterized by background geothermal gradients about 1.9 °C/100 m. The maximum values of formation temperatures up to 220 °C in the basement of Paleozoic deposits are confined to a negative structure with a maximum thickness of the sedimentary cover.

Key words: geothermal, geothermal gradient, geothermal stage, formation temperature, Anabar-Khatanga basin.

Анабаро-Хатангский бассейн (АХБ) расположен в арктических районах республики Саха (Якутия) и Красноярского края (рис. 1). Гидрогеологические работы на его территории начались еще в 1920-х годах, а в период с 1942 по 1980 г. были проведены широкомасштабные исследования гидрогеологических условий, гидрогеохимии и криогенной толщи коллективами Института мерзлотоведения, Института геологии Арктики и Красноярского геологического управления, которые приведены в работах П. Д. Сиденко, М. К. Калинко, И. П. Зайцева, В. И. Гуревича, Г. Д. Гинсбурга и др. Исследуемый район является одним из перспективных для прироста запасов нефти и газа в пределах

арктических районов Восточной Сибири, в том числе шельфа моря Лаптевых, где при бурении поисковой скважины Центрально-Ольгинская № 1 в июне 2017 г. на шельфе Хатангского залива ПАО «Роснефть» открыла новое месторождение. Стоит отметить, что на исследуемой территории присутствует два типа вертикальной гидрогеохимической зональности, а подземные воды и рассолы крайне разнообразны по химизму и степени их метаморфизованности. Однако в настоящее время регион слабо изучен бурением, вследствие чего остаются открытыми множество вопросов, от процессов формирования состава подземных вод и рассолов до разработки гидрогеологических критериев нефтегазоносности.

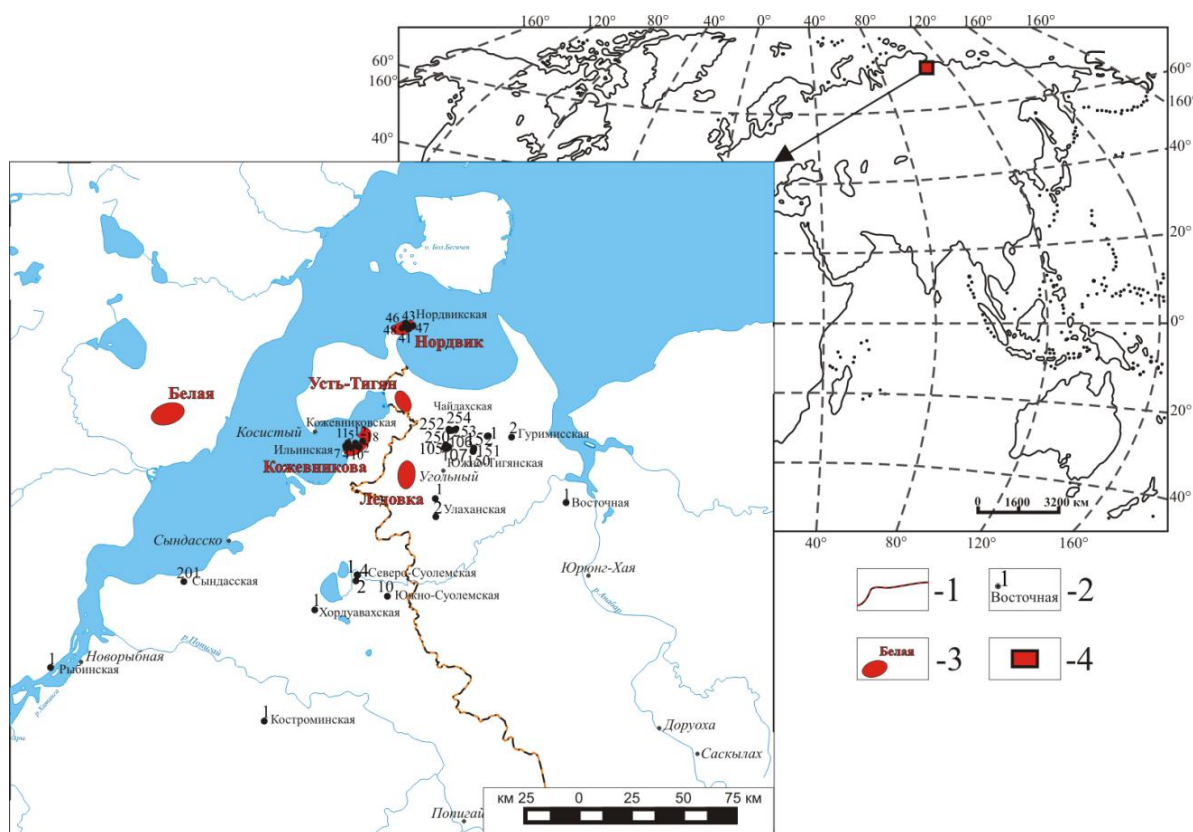


Рис. 1. Обзорная карта Анабаро-Хатангского бассейна:

1 – административные границы; 2 – изученные скважины; 3 – местоположение основных солянокупольных структур; 4 – район исследования

Одним из критериев перспектив нефтегазоносности АХБ являются геотермические показатели. Геотермические условия недр помогают выявить течение процессов преобразования ОВ, газо- и нефтеобразования, формирования и сохранения залежей УВ, контролирующих растворимость УВ в воде, фазовые переходы в углеводородных системах и т. д. [9, 10]. Изучению геотермических условий Восточной Сибири уже на протяжении более 50 лет посвящены многие работы А. С. Анциферова, С. В. Алексеева, В. Т. Балобаева, Е. А. Баскова, Г. В. Богомолова, М. Б. Букааты, А. П. Булмасова, В. И. Вождова, В. А. Голубева, В. Н. Девяткина, А. А. Дзюбы, А. Д. Дучкова, И. К. Зайцева, Ю. А. Зорина,

Е. В. Ильиной, И. С. Ломоносова, Б. Н. Любомирова, С. В. Лысак, Ф. А. Макаренко, В. В. Павленко, Е. В. Пиннекера, Л. С. Соколовой, И. А. Сурнина, В. Г. Ткачук, Н. И. Толстихина, Н. Я. Тычино и многих других [1–5].

К сожалению, общий объем геотермических исследований скважин не удовлетворяет современным требованиям. На нефтяных и газовых промыслах геотермические исследования проводятся эпизодически, лишь в отдельных случаях, причем часто методически неправильно и без соблюдения простейших условий, обеспечивающих правильность измерений. Между тем, знание температуры недр необходимо для правильной постановки буровых, эксплуатационных и промыслово-геофизических работ и особенно для определения термических условий разработки нефтяных и газовых месторождений [6].

При формировании базы данных геотермических параметров была проведена работа по разбраковке имеющихся фактических материалов, изучены термометрии (ГИС) разного качества по 14 поисковым площадям и 122 точечных замера температур, проведена их интерпретация с разбивкой по стратиграфическим уровням и рассчитаны геотермические параметры.

При составлении карт пластовых температур была принята методика, основы которой были заложены А. Э. Конторовичем, А. Р. Курчиковым, И. И. Нестеровым, Б. П. Ставицким в 1960–1970-е гг. Был создан банк всех имеющихся геотермических материалов и была выполнена их разбраковка по степени достоверности. На основе составленной базы данных были рассчитаны геотермические параметры (геотермический градиент и ступень) геологического разреза, которые легли в основу геотермического районирования территории по величине геотермического градиента. Далее с использованием новейших структурных карт по подошве мезозойских и палеозойских отложений, а также регрессионных зависимостей геотермических параметров с глубиной были созданы сеточные модели (Grid) с использованием программных пакетов GridBuilder, GridMaster и SURFER.

Говоря о температурном режиме АХБ, нельзя забывать о мощной и неоднородной криогенной толще, являющейся региональным водоупором, который оказывает сильное воздействие на геофлюидодинамическую систему и геотермический режим недр [4]. Ее мощности изменяются от 0 до 500 м и более (в районе Южного Тигяна – 610 м). Многолетнемерзлые породы развиты практически на всей территории бассейна и оказывают существенное влияние на температурный режим осадочных пород и залежей УВ. Еще одной важной отличительной чертой АХБ являются криопэги: отрицательно-температурные соленые воды и рассолы с температурой от 0 до -12°C [8]. Они характерны не только для северной геокриологической зоны, но и для древних артезианских бассейнов платформенного типа, а также и для различных гидрогеологических структур, ограниченных с севера арктическим морским бассейном и в недавнем геологическом прошлом погружавшихся под уровень моря [7].

Анализ опубликованных и фондовых материалов позволил выделить три латеральные зоны, различные по геотермическому градиенту (таблица).

Геотермическая характеристика Анабаро-Хатангского бассейна

Тип	Скважины	Средний геотермический градиент (°C/100 м)	Средняя геотермиче- ская ступень (м/1 °C)
1	Восточная 1	2,57	38,91
	Гуримисская 2	2,27	44,05
	Улаханская 1	2,2	45,45
	Улаханская 2	2,17	46,08
	Южно-Тигянская 1	2,07	48,31
2	Гуримисская 1	1,79	55,87
	Северо-Суолемская 2	1,63	61,35
	Хорудалахская 1	1,33	62,5
	Южно-Суолемская 10	1,6	75,19
3	Костроминская 1	0,86	116,28

Положительные аномалии с величиной геотермического градиента больше 2 °C/100 м (1) обусловлены конвективным тепломассопереносом по раздробленным и трещиноватым зонам разрывных нарушений осадочного чехла и фундамента. На остальной территории геотермический градиент колеблется от 1,6 до 1,8 °C/100 м (2), за исключением южной части, где он составляет около 0,9 °C/100 м (3). Низкие значения геотермического градиента связаны в основном с наличием мощной толщи многолетнемерзлых пород и малой мощности осадочного чехла на данной территории.

На основе анализа комплекса ГИС (термометрия), результатов испытания скважин была установлена вертикальная геотермическая зональность АХБ (рис. 2).

В разрезе соляно-гипсовых и терригенных отложений пластовая температура с глубиной растет монотонно, выделено три геотермических зоны. В первой круглогодично происходят сезонные колебания температур с положительных на отрицательные, что приводит к изменению фазового состояния свободной воды. Она включает в себя деятельный слой (до 1 м) и криогенную толщу (до 20 м) – граница годовой нулевой амплитуды с температурой до 12 °C ниже нуля. Ниже по разрезу выделяется вторая зона – развития мерзлых и охлажденных пород. Она представляет собой породы, монолитно сцементированные льдом, с жилами, клиньями, линзами, гнездами, прослоями и пластами ископаемого льда. Часто встречаются пласты и целые пачки песчаников, насыщенных высокоминерализованными водами (криопэгами), не замерзающими при температуре до 12 °C ниже нуля. Эти пласты сильно охлажденных, но все же талых пород представляют псевдоталики. Они наблюдаются под котловинами крупных озер и под руслами крупных рек. Во второй зоне можно выделить верхнюю (глубина залегания до 200 м) и нижнюю подзоны (примерно до 570 м).

Верхняя подзона охарактеризована средним геотермическим градиентом, равным 1,5 °C/100 м, и геотермической ступенью – 66,7 м/1 °C. Именно здесь развиты крепкие рассолы юрских и триасовых отложений с общей минерализацией от 145 до 300 г/дм³.

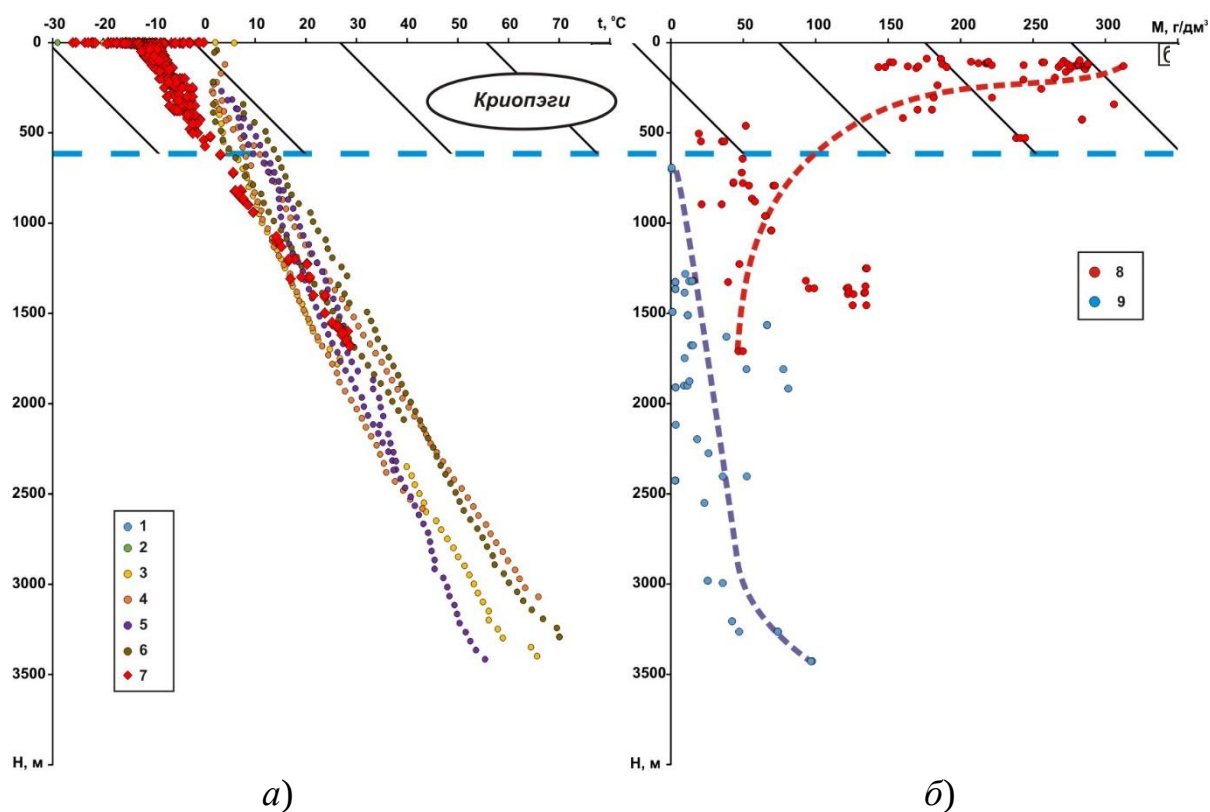


Рис. 2. Характер вертикальной геотермической (а) и гидрогеохимической (б) зональности в пределах Анабаро-Хатангского бассейна:

термометрия скважин: 1 – Ильинская № 111, № 38, Кожевниковская № 3, № 4, № 11; 2 – Нордвикская № 401, № 38, № 1; 3 – Чайдахская № 250, Южно-Тигянская № 1; 4 – Гуримисская № 2; 5 – Северо-Суолемская № 2; 6 – Улаханская № 2; 7 – точечные замеры пластовых температур; величина общей минерализации подземных вод и рассолов в пределах зон: 8 – распространения солянокупольных структур, 9 – отсутствия солей

Нижняя подзона залегает на глубине нулевой температуры от 540 м, скв. К-402, п-ов Юрюнг-Тумус до 570 м, скв. Р-1, мыс Илья-Кожевниково. Геотермический градиент и ступень равны $2,16\text{ }^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$ и $46,3\text{ м}/1\text{ }^{\circ}\text{C}$ соответственно. Подошва монолитно сцементированных льдом пород залегает значительно выше нулевой изотермы. В некоторых скважинах льдистость пород в керне фиксировалась только до глубины 300 м, а на п-ве Юрюнг-Тумус вблизи соляного штока только до 80 м. В третьей геотермической зоне величины геотермического градиента могут достигать до $2,55\text{ }^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$.

Интервал изменения пластовых температур в подошве палеозойских отложений составляет от $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ в южных районах до $220\text{ }^{\circ}\text{C}$ (рис. 3, а). Выявлено, что максимальные значения температур приурочены к отрицательным структурам с максимальной мощностью осадочного чехла. Повышенные значения температур отмечены в Нордвикской синеклизе и структуре второго порядка – Усть-Анабарскому мезопрогнбу. В южном направлении к Анабарскому щиту палеозойские отложения постепенно выклиниваются и пластовые температуры закономерно приближаются к нулевой отметке. Также низкие температуры отме-

чаются на Белогорско-Сопочном мезовале. Пластовая температура в подошве мезозойских отложений (рис. 3, б) достигает 80 °С в восточных частях Пясино-Енисейского жёлоба и 40 °С в Нордвикской синеклизе. В целом на остальной территории пластовые температуры не превышают 20 °С.

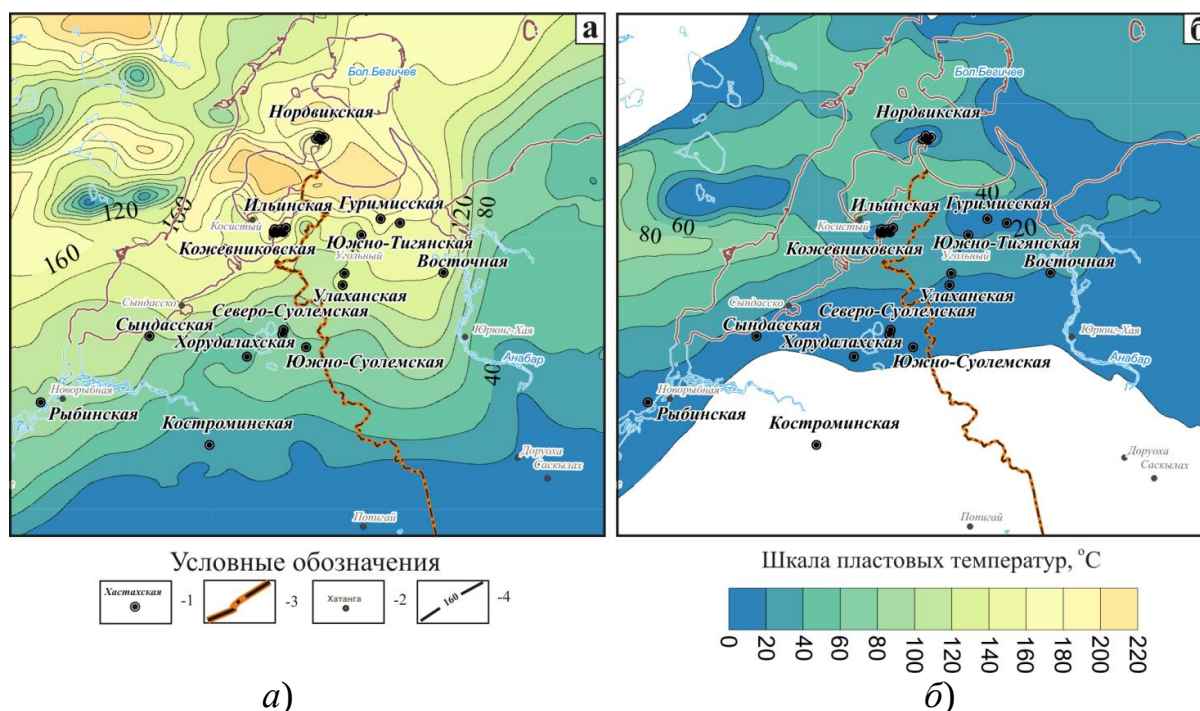


Рис. 3. Карта пластовых температур в подошве палеозойских (а) и мезозойских (б) отложений Анабаро-Хатангского бассейна.

1 – скважины; 2 – населенные пункты; 3 – административные границы; 4 – изотермы

Таким образом, изучение особенностей геотермических условий нефтегазоносных отложений Анабаро-Хатангского бассейна показало, что его территория характеризуется невысокими значениями геотермических градиентов, варьирующихся от 0,9 до 2,8 °С/100 м. Наименьшие градиенты характеризуют южные районы исследуемого региона (Хорудалахская и Костроминская площади). Пластовые температуры монотонно растут с глубиной. В геотермическом разрезе установлено три зоны: первая мощностью до 20 м, в которой круглогодично происходят сезонные колебания температур с положительных на отрицательные; вторая мощностью до 570, в которой развиты криогенная толща и насыщенные высокоминерализованные воды; третья с величиной геотермического градиента до 2,55 °С/100 м. В подошве палеозойских и триасовых отложений максимальные значения температур (до 220 и 40 °С соответственно) отмечаются на Нордвикском полуострове.

На характерных для подземных рассолов и одновременно перспективных для поисков нефти и газа глубинах 1,5–3 км температуры составляют обычно 20–50 °С. Эти значения достаточно высоки, чтобы не оказать заметного влияния на геохимию и физические свойства рассолов, а также возможность извле-

чения нефти и газоконденсата из продуктивных горизонтов и условия их миграции, так как нефти обладают в этих условиях достаточно низкой вязкостью.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Анциферов А. С. Гидрогеология древнейших толщ Сибирской платформы. – М. : Недра, 1989. – 176 с.
2. Букаты М. Б. Прогнозирование нефтегазоносности рифей-нижнекембрийских отложений западной части сибирской платформы на основе изучения водно-газовых равновесий // Геология нефти и газа. – 1997. – № 7. – С. 18–24.
3. Вожов В. И. Гидрогеологические условия месторождений нефти и газа Сибирской платформы. – М. : Недра, 1987. – 204 с.
4. Гидрогеология, гидрохимия, геотермия геологических структур / Г. В. Богомолов, А. И. Силин-Бечкурин, В. И. Духанина др. – Минск : Наука и техника, 1971. – 336 с.
5. Дучков А. Д., Соколова Л. С. Геотермические исследования в Сибири. – Новосибирск : Наука. Сибирское отделение, 1974. – 280 с.
6. Дьяконов Д. И. Геотермия в нефтяной геологии. – М. : Гостоптехиздат, 1958. – 277 с.
7. Калинин М. К. Геологическое строение и нефтеносность Анабаро-Хатангской седловины. – Л. : НИИГА, 1955. – 185 с.
8. Кононова Р. С. Криогенная метаморфизация подмерзлотных вод Восточно-Сибирской артезианской области // Советская геология. – 1974. – № 3. – С. 106–115.
9. Кругликов Н. М., Нелюбин В. В., Яковлев О. Н. Гидрогеология Западно-Сибирского нефтегазоносного мегабассейна и особенности формирования залежей углеводородов. – Л. : Недра, 1985. – 279 с.
10. Курчиков А. Р., Ставицкий Б. П. Геотермия нефтегазоносных областей Западной Сибири. – М. : Недра, 1987. – 136 с.

REFERENCES

1. Anciferov A.S. Gidrogeologija drevnejshih tolshh Sibirskoj platformy. – M.: Nedra, 1989. – 176 s.
2. Bukaty M.B. Prognozirovanie neftegazonosnosti rifej-nizhekembrijskih otlozhenij zapadnoj chasti sibirskoj platformy na osnove izuchenija vodno-gazovyh ravnesij // Geologija nefti i gaza. – 1997. – № 7. – S. 18–24.
3. Vozhov V.I. Gidrogeologicheskie uslovija mestorozhdenij nefti i gaza Sibirskoj platformy. – M.: Nedra, 1987. – 204 s.
4. Gidrogeologija, gidrohimija, geotermija geologicheskikh struktur / G.V. Bogomolov, A.I. Silin-Bechkurin, V.I. Duhanina dr. – Minsk: Nauka i tehnika, 1971. – 336 s.
5. Duchkov A.D., Sokolova L.S. Geotermicheskie issledovaniya v Sibiri. – Novosibirsk: Nauka. Sibirskoe otdelenie, 1974. – 280 s.
6. D'jakonov D.I. Geotermija v neftjanoy geologii. – M: «Gostoptehizdat», 1958. – 277 s.
7. Kalinko M.K. Geologicheskoe stroenie i neftenosnost' Anabaro-Hatangskoj sedloviny. – L.: NIIGA, 1955. – 185 s.
8. Kononova R.S. Kriogennaja metamorfizacija podmerzlotnyh vod Vostochno-Sibirskoj artezianskoj oblasti // Sovetskaja geologija. – 1974. – № 3. – С. 106–115.
9. Kruglikov N.M., Neljubin V.V., Jakovlev O.N. Gidrogeologija Zapadno-Sibirskogo neftegazonosnogo megabassejna i osobennosti formirovanija zalezhej uglevodorodov. – L.: Nedra, 1985. – 279 s.
10. Kurchikov A.R., Stavickij B.P. Geotermija neftegazonosnyh oblastej Zapadnoj Sibiri. – M.: Nedra, 1987. – 136 s.

© А. В. Черных, 2018

ХАРАКТЕРИСТИКА РИФОВЫХ КОМПЛЕКСОВ В ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

Сергей Сергеевич Сухов

Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья, 630091, Россия, г. Новосибирск, Красный пр., 67, кандидат геолого-минералогических наук, зав. лабораторией стратиграфии кембрия Сибири, тел. (383)218-87-21, e-mail: sukhov@sniiggims.ru

Андрей Михайлович Фомин

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории геологии нефти и газа Сибирской платформы, тел. (383)306-63-70, e-mail: fominam@ipgg.sbras.ru

Сергей Александрович Моисеев

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, зав. лабораторией геологии нефти и газа Сибирской платформы, тел. (383)306-63-70, e-mail: MoiseevSA@ipgg.sbras.ru

В последние годы на территории центральной части Сибирской платформы выполнен значительный объем геолого-геофизических работ, позволивших существенно уточнить местоположение рифовых комплексов кембрия. В работе дается характеристика рифовых образований Западно-Якутского рифового комплекса. Делается заключение, что этот объект безусловно представляет значительный интерес для поисково-оценочных работ в плане нефтегазоносности, в то же время он нуждается в дальнейших детальных сейсмических исследованиях и бурении скважин, без которых невозможен прогресс и локализация перспективных объектов.

Ключевые слова: кембрий, рифы, Сибирская платформа, перспективы нефтегазоносности.

CHARACTERISTIC OF REEF COMPLEXES IN THE CENTRAL SIBERIAN PLATFORM

Sergey S. Sukhov

Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources, 67, Krasny Prospect St., Novosibirsk, 630091, Russia, Ph. D., Head of Laboratory Siberian Cambrian Stratigraphy, phone: (383)218-87-21, e-mail: sukhov@sniiggims.ru

Andrey M. Fomin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptyug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Senior Researcher, Laboratory of Geology of Oil and Gas of the Siberian Platform, phone: (383)306-63-70, e-mail: FominAM@ipgg.sbras.ru

Sergey A. Moiseev

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptyug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Head of Laboratory of Geology of Oil and Gas of the Siberian Platform, phone: (383)306-63-70, e-mail: MoiseevSA@ipgg.sbras.ru

In recent years, a significant amount of geological and geophysical work has been carried out in the Central part of the Siberian platform, which allowed to significantly clarify the location of the reef complexes of the Cambrian. The paper gives a characterization of pristine reef West reef of the Yakut complex. It is concluded that this object is certainly of great interest for prospecting and evaluation work in terms of oil and gas potential, at the same time it needs further detailed seismic research and drilling wells, without which it is impossible to progress and localization of promising facilities.

Key words: cambrian, reef array, Siberian platform, oil and gas prospects.

Проблема выделения рифовых комплексов кембрия как самостоятельного и одного из приоритетных направлений поисков месторождений нефти и газа на Сибирской платформе была поставлена в начале 1970-х гг. В. Е. Савицким.

Изучением кембрийских рифовых комплексов Сибирской платформы последние полвека занимались исследователи СНИИГГИМС, ИГиГ СО АН СССР (в настоящее время ИНГГ СО РАН), ВНИГРИ, ВСЕГЕИ, НИИГА, ГИН АН СССР, ПИН АН СССР, РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, ГПП «Ленанефтегазгеология», АО «Якутскгеофизика», АК «АЛРОСА», ВАГТа и других организаций.

Основные результаты были опубликованы в ряде статей и монографий [1–4, 7–9 и др.]. Рифогенные образования кембрия западной части Сибирской платформы изучали Н. В. Мельников, Л. И. Килина и др. [5, 6].

К настоящему времени установлены многие закономерности и специфические особенности строения кембрийских рифов. Однако в целом слабая изученность их бурением и сейсмикой, чрезвычайно резко выраженная изменчивость различных их характеристик в пространстве позволяют строить лишь самые общие прогнозы в поисках залежей УВ.

За прошедшие почти пять десятилетий целенаправленных исследований доказано, что локализация и рост органогенных сооружений, рифов и накопление генетически связанных с ними органогенно-обломочных и оолитовых доломито-известняковых отложений обусловлены развитием всей кембрийской осадочной системы, характеризующейся преобладанием карбонатной седиментации и типичным для нее различием темпов и типа осадконакопления, с одной стороны, на шельфовом мелководье и, с другой – в смежных депрессиях. Такая дифференциация предопределена прежде всего биогенной природой карбонатного материала и одновременно проявляющимися чуткой реакцией экосистем на изменения окружающей среды и активным воздействием их на эту среду, или осадочную обстановку. Как следствие, постепенно формируются морфологически выраженные карбонатные платформы и банки, обрамленные бордюром органогенных построек, и сопряженные с ними недокомпенсированные бассейны. Кембрийские рифовые образования в виде узкого, в несколько десятков километров, пояса окружали с востока и севера гигантскую область мелководной эвапоритовой седиментации, отделяя ее от столь же огромной открыто-морской области, в которой обособлялись два бассейна – Юдомо-Оленекский на востоке и Хантайско-Оленекский на севере. В них на протяжении ботомского, тойон-

ского, амгинского и начала майского веков в условиях резко выраженной недокомпенсации погружения ложа и нарастающей глубины накапливались мало-мощные доманикоидные отложения. Последовательное заполнение осадкоемкого пространства недокомпенсированных бассейнов со стороны шельфов приводило к неравномерному, но систематическому смещению и рифов, и склонов в направлении глубоководья. Именно этим обусловлено широкое распространение клиноформного залегания отложений бассейнового комплекса.

Исследования последних двух десятилетий, основанные на анализе материалов по естественным обнажениям, сейсмическому профилированию, а также глубокому и колонковому бурению [7–9], показывают, что принятая в начальный период изучения рифовых образований Западной Якутии схема их ранжирования [2] нуждается в некоторой корректировке. Формирование тех или иных рифовых массивов должно рассматриваться не автономно, а в единой системе эволюции всего кембрийского осадконакопления и развития взаимосвязанных бассейнов и карбонатных платформ. К сожалению, узкая первичная пространственная локализация рифовых сооружений, их неравномерный пульсационный рост, смещение со временем, высокое их гипсометрическое положение в период формирования и, соответственно, в последующем приведшее к глубокой предпермской и предъюрской эрозии, а также малое количество керн, редкость сети параметрических и колонковых скважин, в том числе отсутствие целенаправленного колонкового бурения для изучения рифовых образований, – все это крайне ограничивает возможности их изучения, не позволяет выявить и в необходимой для прогнозных построений мере детализировать специфику развития разных карбонатных платформ и их склонов или различных бортов бассейнов. Тем не менее имеющиеся данные позволяют сделать определенные заключения.

Выделяются три тесно взаимосвязанные основные фазы рифообразования, характеризующиеся разного типа и масштабов органогенными сооружениями: начальная рамповая – томмот-атдабан-раннеботомская, собственно барьерно-рифовая – ботомско-тойонско-амгинско-раннемайская и поздняя рамповая, или барово-рифовая, – майско-аюсокканско-позднекембрийская [8]. Следует заметить, что многим исследователям не только представляется неочевидным наличие такой эволюции рифообразования, но и его существование в кембрийской истории кажется сомнительным. Одними из причин этого являются указанные разрозненность данных и пространственное смещение рифов, затушевывающие общую картину. На склонах Алданской антеклизы ограниченно обнажаются лишь самые «корни» рифовой системы и фрагментарно ее среднекембрийская часть. Прежде существовавшая, обнаруживаемая лишь по косвенным признакам барьерно-рифовая часть здесь практически полностью уничтожена эрозией. Аналогично почти полностью сэродированы нижне- и раннесреднекембрийские рифовые образования и на Анабарской антеклизе. Локально на южном и юго-западном ее склонах обнажаются только средне- и верхнекембрийские отложения [10]. В полном объеме кембрийский рифовый комплекс сохраняется лишь на смежных территориях западного борта Вилуйской синеклизы и сочленения

восточного борта Курейской синеклизы с Анабарской антеклизой (на сопряженных бортах Юдомо-Оленекского и Хантайско-Оленекского кембрийских бассейнов). Но степень их изученности все еще остается невысокой. В этой связи несомненный интерес и значимость для дальнейшей разработки модели рифообразования представляют сейсмические материалы на Вилуйско-Мархинской и прилежащих к ней площадях, полученные ОАО «Енисейгеофизика». При интерпретации этих материалов и планировании поисков залежей УВ в рифовых и связанных с ними карбонатных отложениях необходимо в полной мере учитывать целый ряд уже установленных закономерностей их строения.

Традиционно в состав наиболее масштабной Западно-Якутской барьерно-рифовой системы, датируемой ботомско-амгинским интервалом (в настоящее время в связи с изменением уровня подошвы майского яруса ее возрастной объем расширился до раннемайского), неслучайно включались и рифовые образования атдабанского возраста [2]. Те и другие тесно генетически взаимосвязаны и территориально «привязаны» к шельфовой бровке на борту Юдомо-Оленекского, или Куонамского, бассейна. На сейсмических профилях они практически неразделимы. Совершенно по-другому долгое время представлялось развитие майских и позднекембрийских рифовых образований (танхайской, усть-мильской, баппагайской, чукукской и др. свит). Помимо того, что их локализацию связывали с автономными тектоническими структурами в палеобассейне, их относили и к разновозрастным, генетически разнотипным комплексам, разделенным региональным перерывом – Танхайско-Устьмильскому (майскому) и Чукукскому (позднекембрийскому). Детальный анализ разнообразных материалов, в том числе биостратиграфических, сейсмических, промыслово-геофизических, колонкового бурения, убедительно показал, что рифообразование и бортовая загрузка некомпенсированных бассейнов происходили как в фазу их преимущественного углубления, так и в фазу интенсивного заполнения и обмеления – в майском веке и в позднем кембрии. Но темпы заполнения осадкостойкого пространства и проградации склонов, их крутизна, состав и структура формировавшихся отложений существенно различались. До начала майского века происходило преимущественное наращивание окраин карбонатных платформ известняковыми, в том числе рифогенными, отложениями, их крутизна возрастала до 20–30°, а продвижение склонов немногим превысило 50 км. Столь крутые склоны и относительно однообразный карбонатный состав отложений бортовой части бассейна являются, видимо, основной причиной плохой проявленности этой структуры на сейсмических разрезах. С начала майского века, как следствие относительного понижения уровня моря и частого осушения карбонатных платформ, резко усилилось бортовое, или клиноформное, заполнение бассейнов, проградация склонов к началу позднего кембрия достигала первых сотен километров. При прогнозировании ловушек УВ следует учитывать, что основная масса материала, заполняющего бассейн в эту фазу развития, – тонкий алевроит и карбонатно-силикатный ил, чередование тонкозернистых известняков и мергелей, которые хорошо отрисовываются на сейс-

мических разрезах. Более грубый органогенный и оолитовый материал концентрируется лишь в относительно узкой зоне верхнего склона и вблизи бровки шельфа. Эти фации на сейсмических профилях характеризуются хаотичными отражениями, проявляются очень неотчетливо.

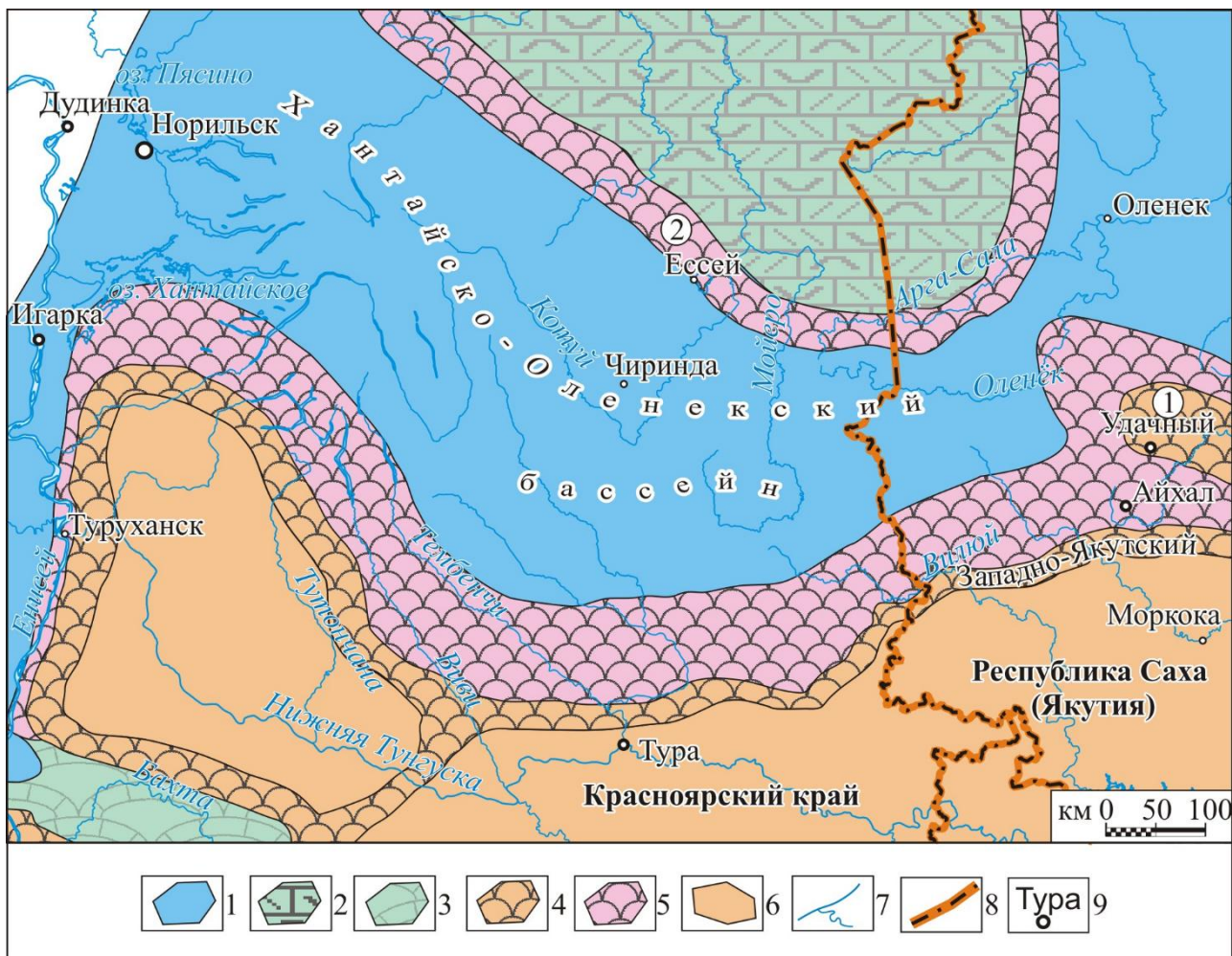
Первостепенное значение в распределении рифовых образований и связанных с ними отложений несомненно имели палеогеографические факторы: направления ветров и течений, степень удаленности от источников силикатного материала и пр. В этом отношении представляется, что для поисков залежей УВ весьма перспективным должен быть северный борт Хантайско-Оленекского бассейна, отчлененный обширной акваторией от путей поступления силикатного материала, благоприятный для формирования аградационной окраины Анабарской карбонатной платформы, видимо, сходной по строению с Далдыно-Мархинской банкой.

Зона развития рифовых образований ранне-среднекембрийского комплекса разделяет на территории Сибирской платформы области эвапоритовой и нормально-морской седиментации, протягиваясь в виде полосы длиной более 2 300 км от северного склона Алданской антеклизы к Анабарской, далее проходит по южным склонам Анабарской антеклизы, пересекает Курейскую синеклизу и уходит на юг вдоль правого берега Енисея к Енисейскому кряжу (рис. 1). На территории Республики Саха (Якутия) она выделяется как Западно-Якутский барьерный рифовый комплекс [2]. Он характеризуется смешанным доломито-известняковым составом отложений и широким распространением органогенных, обломочных и оолитовых карбонатных пород. Западнее на территории Красноярского края эта зона погружается под более молодые толщи. На дневную поверхность аналоги этого комплекса, принадлежащие окраине Анабарской карбонатной платформы, фрагментарно выходят только по р. Арга-Сала. Скважинами они вскрываются в районе пос. Удачный, слагая рифовый бордюр Далдыно-Мархинской карбонатной банки [8].

Далдыно-Мархинская банка имеет в поперечнике около 80–90 км. Северо-восточный край банки обычно выделяется как Мархинский вал, а юго-западный – как Далдынская флексура (рисунок). Окраина банки сложена рифогенной удачининской свитой, толщиной до 700 м и наклоном слоев до 20–30°. Коэффициент открытой пористости карбонатных пород составляет 3–9 %, а проницаемость – от 0,7 до 3 мД. В узкой зоне, на окраине банки, резко возрастает доломитизация верхней части свиты, и в ней выявлена зона кавернозных полостей (до 18 м в вертикальном сечении), прослеживающаяся на глубину более 100 м. Коэффициент проницаемости достигает здесь 176 мД.

Отложения чукукской свиты представлены пористо-кавернозными оолитопизолитовыми обломочными доломитами и известняками толщиной до 300 м. Свита протягивается в виде пояса шириной до 5 км в северо-западном направлении, непосредственно над бровкой Далдыно-Мархинской банки и облекает последнюю в виде песчаного карбонатного бара, расположенного в тылу по отношению к рифовым постройкам майского возраста. Коэффициент открытой пористости отложений чукукской свиты варьирует в широких пределах – от

долей процента до 10–11 % и достигает 26–31 %, а проницаемость доходит до 473 мД, в отдельных случаях – 9 129 мД [9].



Палеогеографическая схема на майский век центральной части Сибирской платформы:

1 – преимущественно известняковые илы и силикатно-карбонатные турбидиты (проградирующий подводный склон открытого моря); 2 – хемогенно-биогенные карбонатные илы, подвергшиеся доломитизации (пересыхающие отмели, бары); 3 – соленосные глинистые доломиты, известняки, пестроцветные доломитовые мергели (закрытые мелкие депрессии и прибрежные отмели); 4 – область развития ботомско-амгинских барьерных рифов, погребенных под майскими отложениями; 5 – Чукукский рифовый комплекс и его аналоги (проградирующие рифово-баровые карбонатные отложения, ограничивающие прибрежную равнину); 6 – пестроцветные доломитовые мергели соле- и сульфатосодержащие, глинистые доломиты, известняки (засолоненная равнина, периодически заливаемая морем); 7 – гидросеть; 8 – границы субъектов РФ; 9 – населенные пункты; *цифрами в кружках показаны: 1 – Далдыно-Мархинская карбонатная банка, 2 – Дирингдинский рифовый массив*

До настоящего времени целенаправленного изучения Чукукского рифового комплекса в зоне сочленения Курейской синеклизы и Анабарской антеклизы не проводилось. Однако на одиночных сейсмических профилях хорошего качества, расположенных на севере Вилуйско-Мархинской площади, «скв. Хошонская-256 – р. Мойеро» и на расщелке «п. Тура – скв. Чириндинская-271», в интервале разреза, отвечающему мощной (до 1,5 км) клиноформной толще заполнения майского века, определяются рифовые образования, которые условно можно отнести к этому комплексу. Они омолаживаются с юга на север и перекрыты шельфовыми отложениями майско-позднекембрийского возраста, представленными карбонатно-глинистыми разностями.

Выходы Чукукского рифового комплекса на дневную поверхность в районах Южного Прианабарья описаны в работе [2]. Наиболее представительны для рассматриваемого уровня Дирингдинский рифовый массив, изученный ранее в среднем течении р. Котуй.

Эти образования имеют субширотное простирание, в пересечении с юга на север достигают 3 км. В пределах массива выделяются самостоятельные постройки с крутыми склонами, облеканием и замещением, преимущественно в южном направлении слоистыми карбонатно-глинистыми породами эйринской свиты. В северном направлении рифовый комплекс замещается биостромными и обломочно-оолитовыми доломитами [2].

Таким образом, на шельфовых окраинах бассейнов в майское время в проксимальных частях клиноформ преобладал карбонатный органогенно-обломочный материал, который вместе с рифовыми постройками мог слагать разнообразные по строению и генезису ловушки углеводородов.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Асташкин В. А., Савицкий В. Е. Рифовые системы кембрия Западной Якутии // Сов. геология. – 1978. – № 6. – С. 27–37.
2. Геология и перспективы нефтегазоносности рифовых систем кембрия Сибирской платформы. – М. : Недра, 1984. – 181 с.
3. Геология рифовых систем кембрия Западной Якутии. – Новосибирск : СНИИГГиМС, 1979. – 155 с.
4. Конторович А. Э., Савицкий В. Е. К палеографии Сибирской платформы в раннюю и среднюю кембрийские эпохи // Вопросы литологии и палеографии Сибири. Тр. СНИИГГиМСа. – 1970. – Вып. 106. – С. 95–108.
5. Нефтегазоносность кембрийских рифов Сурунгадонского свода / Н. В. Мельников, Л. И. Килина, В. А. Кринин, А. В. Хоменко // Теоретические и региональные проблемы геологии нефти и газа. – Новосибирск, 1991. – С. 180–189.
6. Нижне-среднекембрийский рифогенный барьер на севере Сибирской платформы объект первоочередных нефтегазопроисловых работ / Ю. А. Филиппов, Н. В. Мельников, А. С. Ефимов и др. // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2014. – № 2 (18). – С. 25–35.
7. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Кембрий Сибирской платформы / Сухов С. С., Шабанов Ю. Я., Пегель Т. В. и др. / Т. 1. Стратиграфия. – Новосибирск : ИНГГ СО РАН, 2016. – 497 с.
8. Сухов С. С. Кембрийское рифообразование и эволюция морфоструктуры карбонатных бассейнов Сибирской платформы // Биота как фактор геоморфологии и геохимии: рифо-

генные формации и рифы в эволюции биосферы: матер. к конф. – М. : ПИН РАН, 2010. – С. 83–87.

9. Сухов С. С., Варламов А. И. Кембрийские рифовые образования Якутии (к истории исследований и перспективам их нефтегазоносности) // Актуальные вопросы геологии нефти и газа Сибирской платформы. – Якутск : ЯФ Изд-ва СО РАН, 2004. – С. 63–78.

10. Шишкин Б. Б., Пегель Т. В., Федоров А. Б. Строение средне-верхнекембрийского рифогенно-аккумулятивного комплекса Юго-Западного Прианабарья // Актуальные вопросы региональной геологии Сибири. – Новосибирск : СНИИГГиМС, 1978. – С. 34–44.

REFERENCES

1. Astashkin V.A., Savickij V.E. Rifovye sistemy kembrija Zapadnoj Jakutii // Sov. Geologija. – 1978. – № 6. – S. 27–37.

2. Geologija i perspektivy neftegazonosnosti rifovyh sistem kembrija Sibirskoj platformy. / Pod red. V.A. Astashkina. – M.: Nedra, 1984. – 181 s.

3. Geologija rifovyh sistem kembrija Zapadnoj Jakutii / Pod red. V.E. Savickogo. – Novosibirsk: SNIIGGiMS, 1979. – 155 s.

4. Kontorovich A.Je., Savickij V.E. K paleografii Sibirskoj platformy v rannjuju i srednjuju kembrijskie jepohi // Voprosy litologii i paleografii Sibiri. Tr. SNIIGGiMSa. – 1970. – Vyp. 106. – S. 95–108.

5. Neftegazonosnost' kembrijskih rifov Suringdakonskogo svoda / N.V. Mel'nikov, L.I. Kilina, V.A. Krinin, A.V. Homenko // Teoreticheskie i regional'nye problemy geologii нефти i gaza. – Novosibirsk, 1991. – S. 180–189.

6. Nizhne-srednekembrijskij rifogennyj bar'er na severe Sibirskoj platformy ob#ekt pervoocherednyh neftegazoposkovykh rabot / Ju.A. Filipcov, N.V. Mel'nikov, A.S. Efimov i dr. // Geologija i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri. – 2014. – № 2 (18). – S. 25–35.

7. Stratigrafija neftegazonosnyh bassejnov Sibiri. Kembrij Sibirskoj platformy / Suhov S.S., Shabanov Ju.Ja., Pegel' T.V. i dr. / T. 1. Stratigrafija. – Novosibirsk: INGG SO RAN, 2016. – 497 s.

8. Suhov S.S. Kembrijskoe rifoobrazovanie i jevoljucija morfostruktury karbonatnyh bassejnov Sibirskoj platformy // Biota kak faktor geomorfologii i geohimii: rifogennye formacii i rify v jevoljucii biosfery: mater. k konf. – M.: PIN RAN, 2010. – S. 83–87.

9. Suhov S.S., Varlamov A.I. Kembrijskie rifovye obrazovanija Jakutii (k istorii issledovanij i perspektivam ih neftegazonosnosti) // Aktual'nye voprosy geologii нефти i gaza Sibirskoj platformy. – Jakutsk: JaF Izd-va SO RAN, 2004. – S. 63–78.

10. Shishkin B.B., Pegel' T.V., Fedorov A.B. Stroenie sredne-verhnekembrijskogo rifogennno-akkumuljativnogo kompleksa Jugo-Zapadnogo Prianabar'ja // Aktual'nye voprosy regional'noj geologii Sibiri. – Novosibirsk: SNIIGGiMS, 1978. – S. 34–44.

© С. С. Сухов, А. М. Фомин, С. А. Мусеев, 2018

РОЛЬ СИСТЕМЫ «ВОДА – ПОРОДА» В ПРОЦЕССАХ ФОРМИРОВАНИЯ СОСТАВА ТЕРМАЛЬНЫХ ВОД МЕСТОРОЖДЕНИЯ БАНГ (ЦЕНТРАЛЬНЫЙ ВЬЕТНАМ)

Дмитрий Анатольевич Новиков

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, зав. лабораторией гидрогеологии осадочных бассейнов Сибири, тел. (383)363-80-36, e-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru

Фан Ти Ким Ван

Институт геологических наук Вьетнамской академии наук и технологий, 84 Чуа Ланг, Донг Да, г. Ханой, Вьетнам, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник, тел. (084)4-775-17-92, e-mail: ptkvan2009@gmail.com

Доан Ван Туен

Институт геологических наук Вьетнамской академии наук и технологий, 84 Чуа Ланг, Донг Да, г. Ханой, Вьетнам, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник, тел. (084)4-775-17-92, e-mail: doanvantuyen53@yahoo.com.vn

Ирина Ивановна Юрчик

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, ведущий инженер лаборатории гидрогеологии осадочных бассейнов Сибири, тел. (383)306-63-70, e-mail: YurchikII@ipgg.sbras.ru

Николай Андреевич Ефимцев

Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, бакалавр кафедры геологии месторождений нефти и газа, тел. (383)363-80-36, e-mail: EfimtsevNA@ipgg.sbras.ru

Впервые приводятся результаты изучения взаимодействия в системе «вода – горная порода» на примере месторождения термальных вод Банг в провинции Куанг Бинь (Центральный Вьетнам). Установлено, что термы (62,1–97,1 °С) с величиной общей минерализации 255–659 мг/дм³ HCO₃-Na состава пересыщены относительно карбонатных минералов (кальцит, магнезит и доломит) и насыщены относительно альбита, микроклина, ломонтита и глаукофана. Воды с температурой на выходе источника 24,3–34,5 °С минерализации 44–87 мг/дм³ HCO₃-Cl-Na-Mg состава не насыщены к карбонатам и находятся в полях устойчивости глинистых минералов: каолинита, иллита и Na-, Са-, и Mg-монтмориллонита. Выявленные факты хорошо согласуются с результатами изучения изотопного состава гидротерм (δD , $\delta^{18}O$ и 3H), согласно которым время циркуляции первой группы вод может достигать более 1 000 лет, тогда как второй не превышает 50 лет.

Ключевые слова: «вода – порода», термальные воды, процессы формирования, гидрогеохимия, месторождение Банг, Вьетнам.

ROLE OF "WATER – ROCK" INTERACTIONS IN THE FORMATION OF THE COMPOSITION OF THERMAL WATER IN THE BANG DEPOSIT (CENTRAL VIETNAM)

Dmitry A. Novikov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Head of Laboratory of Hydrogeology of Sedimentary Basins of Siberia, phone: (383)363-80-36, e-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru

Phan Thi Kim Van

Institute of Geological sciences, Vietnam Academy of Science and Technology, 84 Chua Lang, Dong Da, Hanoi, Vietnam, Ph. D., Senior Researcher, phone: (084)4-775-17-92, e-mail: ptkvan2009@gmail.com

Doan Van Tuyen

Institute of Geological sciences, Vietnam Academy of Science and Technology, 84 Chua Lang, Dong Da, Hanoi, Vietnam, Ph. D., Senior Researcher, phone: (084)4-775-17-92, e-mail: doanvantuyen53@yahoo.com.vn

Irina I. Yurchik

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Leading Engineer, Laboratory of Hydrogeology of Sedimentary Basins of Siberia, phone: (383)306-63-70, e-mail: YurchikII@ipgg.sbras.ru

Nikolay A. Efimtsev

Novosibirsk National Research State University, 2, Pirogova St., Novosibirsk, 630073, Russia, BSc of Department Geological and Geophysical, phone: (383)363-80-36, e-mail: EfimtsevNA@ipgg.sbras.ru

The results of the studies of «water – rock» interactions for the Bang deposit of thermal water in Kuang Bin province (Central Vietnam) are presented for the first time. It was established that the terms (62,1–97,1 °C) with total mineralization 255–659 mg/dm³ of HCO₃-Na composition are supersaturated with respect to carbonate minerals (calcite, magnesite, and dolomite) and saturated with respect to albite, microcline, laumontite, and glaucophane. Water with the temperature of 24,3–34,5 °C at the outlet from the source, with mineralization 44–87 mg/dm³ and composition HCO₃-Cl-Na-Mg are unsaturated with respect to carbonates and are in the fields of stability of clay minerals: kaolinite, illite, Na-, Ca-, and Mg-montmorillonite. The revealed facts are in good agreement with the results of the investigation of the isotope composition of hydroterms (δD , $\delta^{18}O$ and 3H), according to which the time of circulation for the first-group water may reach more than 1 000 years, while for the second-group water it does not exceed 50 years.

Key words: "water – rock», thermal water, formation processes, hydrogeochemistry, the Bang deposit, Vietnam.

Термальные воды Вьетнама изучаются на протяжении нескольких десятилетий, выполнены многочисленные исследования, направленные на выявление тектонического режима, геологического и гидрогеологического строения, гидрогеохимии и т. д. основных геотермальных областей [1–10]. При этом остаются нерешенными многие вопросы формирования их химического и изотопного состава. Решение этой проблемы невозможно без детального изучения состояния термодинамического равновесия гидротерм с ведущими минералами вмещающих пород. В предыдущих работах [1–2, 4] мы подробно рассмотрели гид-

рогеохимию и изотопный состав термальных вод центрального Вьетнама и гидротерм месторождения Банг в частности [3]. Поэтому основной целью данной работы является выявление основных особенностей равновесия в системе термы – горная порода.

Месторождение термальных вод Банг приурочено к зоне тектонических нарушений, связанной с пересечением крупных разломов Кьень Жань и Банг (рис. 1). Первый имеет простирание с севера на юг и трассируется одноименной рекой, а второй с северо-запада на юго-восток. Наблюдается разгрузка гидротерм и интенсивная фумарольная деятельность. Суммарный дебит высокотермальных вод с температурой 75–97 °С составляет более 40 л/с. На выходе источников отлагаются травертины (диаметр новообразований составляет до 1,0–1,5 м).

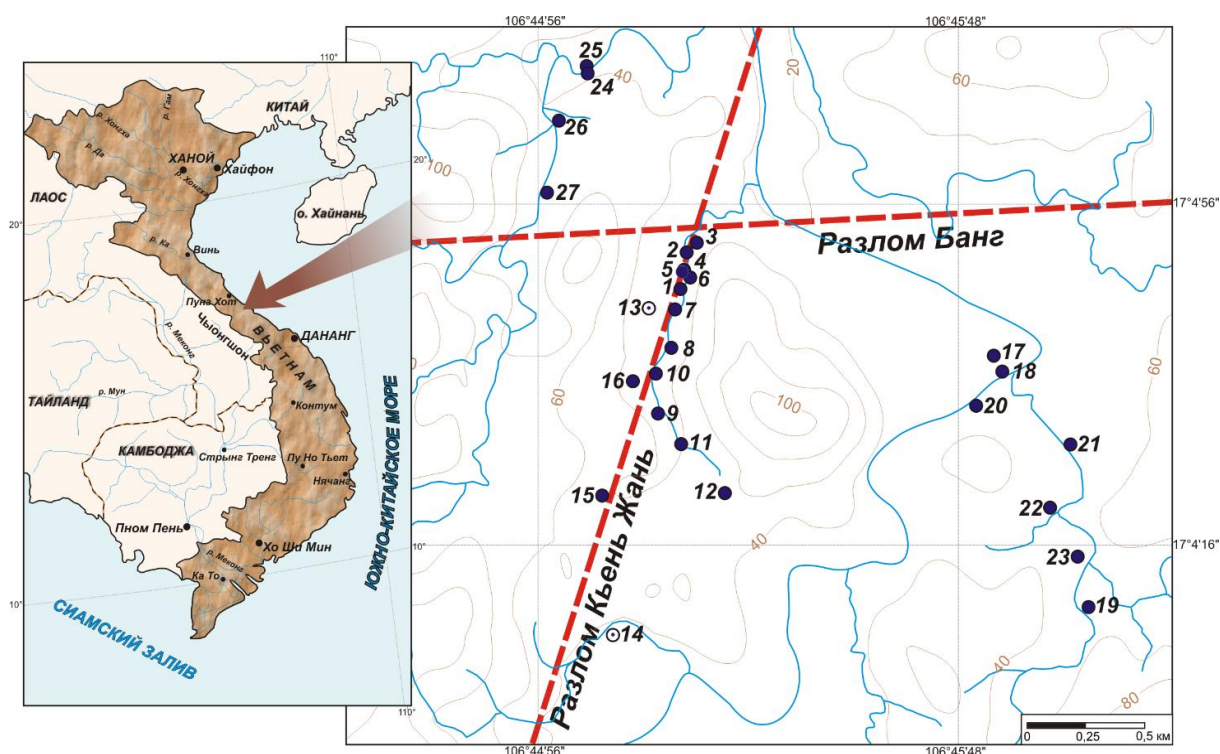


Рис. 1. Местоположение района исследований и схема проявлений термальных вод месторождения Банг

На месторождении Банг развиты термальные воды с величиной общей минерализации от 44 до 659 мг/дм³ преимущественно гидрокарбонатного натриевого, гидрокарбонатно-хлоридного натриево-магниевого состава (по С. А. Щукареву) (рис. 2, а). Изученные воды значительно отличаются по своему составу и содержанию основных макро- и микрокомпонентов в зависимости от температуры источника. Установлено две гидрогеохимические группы вод. Первая характеризуется температурой на выходе источника 24,3–34,5 °С, гидрокарбонатно-хлоридным натриево-магниевым составом с величиной общей минерализации 44-87 мг/дм³. Вторая соответствует интервалу температур 62,1–97,1 °С с гидрокарбонатным натриевым составом и величиной минерализации

255–659 мг/дм³. Изученные термальные воды отличаются соленостью, не превышающей 1 г/дм³, что может быть связано с тем, что их состав формируется в пределах нестратифицируемых подразделений гидрогеологических массивов в области широкого развития интрузивных пород, устойчивых к процессам выветривания. Циркуляция вод происходит по водоносным зонам экзогенной трещиноватости и тектоническим разломам.

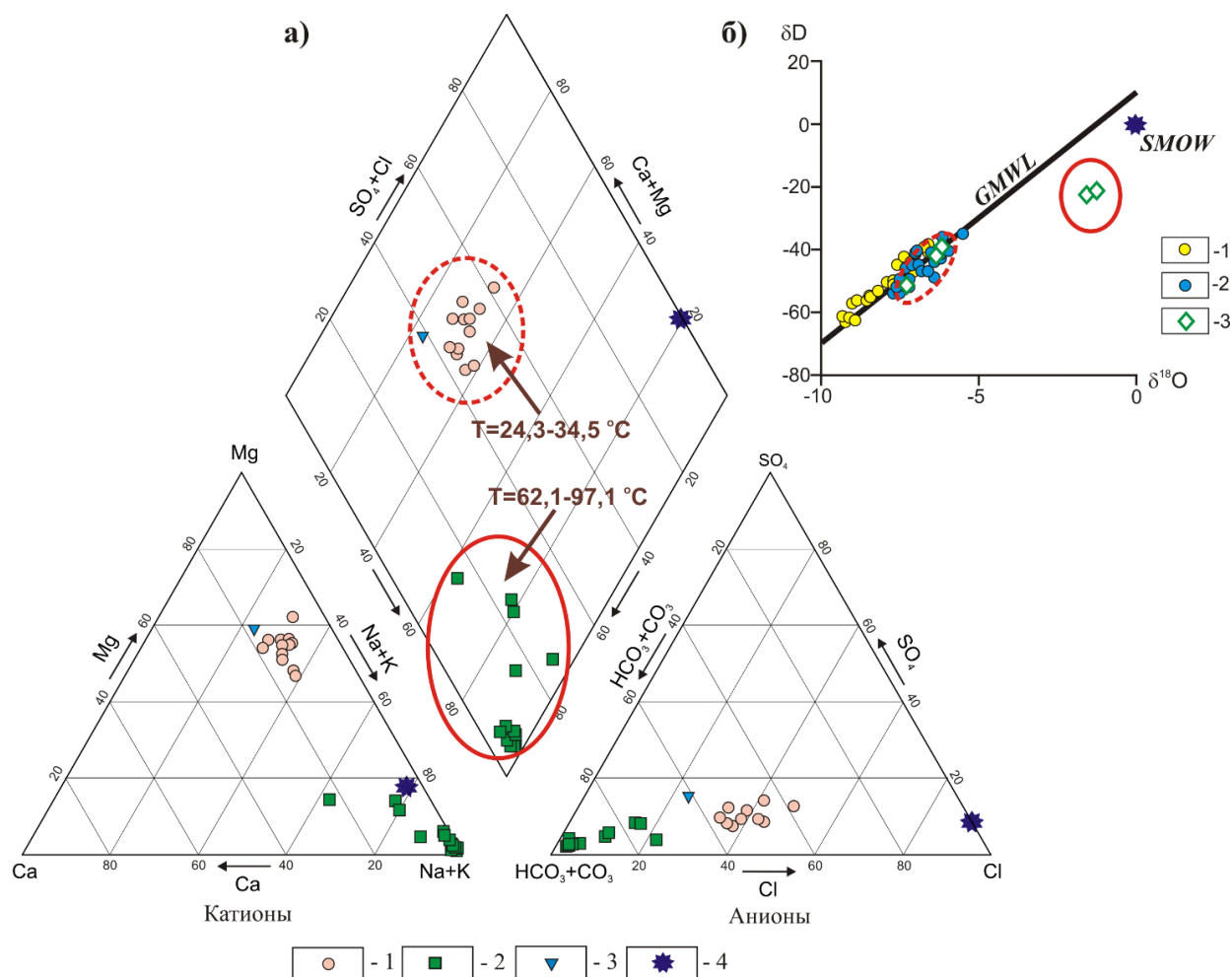


Рис. 2. Диаграмма Пайпера (а) и изотопного состава (б) термальных вод месторождения Банг:

а) химические типы вод по С. А. Щукареву: 1 – $\text{HCO}_3\text{-Cl-Na-Mg}$; 2 – $\text{HCO}_3\text{-Na}$; 3 – $\text{HCO}_3\text{-Mg-Na}$; 4 – морская вода; б) термальные воды: 1 – материк, 2 – прибрежные районы, 3 – гидротермы месторождения Банг

Анализ распределения положения точек гидротерм разного химического состава от величины $\delta^{18}\text{O}$ и δD свидетельствует о двух возможных генетических типах вод. В основе водной компоненты первого лежит метеорная вода и в незначительной степени морская (талассогенная), а у группы содовых вод с максимальными значениями $\delta^{18}\text{O}$ и δD , связанными с фумаролами, более глубокий источник (рис. 2, б) [3]. Данные по тритию (^3H) также указывают на разное

время циркуляции этих вод. В первом он не превышает 50 лет ($^3\text{H} = 4,3\text{--}11,1$ ТЕ), тогда как во втором может достигать более 1 000 лет ($^3\text{H} = 0,5$ ТЕ).

Взаимодействие термальных вод с карбонатными минералами (кальцитом, магнезитом и доломитом) происходит на основе реакции конгруэнтного растворения, а механизм инконгруэнтного растворения алюмосиликатных минералов связан главным образом с явлением гидролиза.

Изучение равновесий карбонатных минералов с термами помимо информации о преобразовании состава вод имеет важное значение при оценке степени их насыщения к алюмосиликатным минералам, поскольку на пути их насыщения всегда находится карбонатный барьер. Анализ диаграмм степени насыщения вод относительно кальцита, магнезита и доломита показал, что все изученные термы можно разделить на две группы (рис. 3).

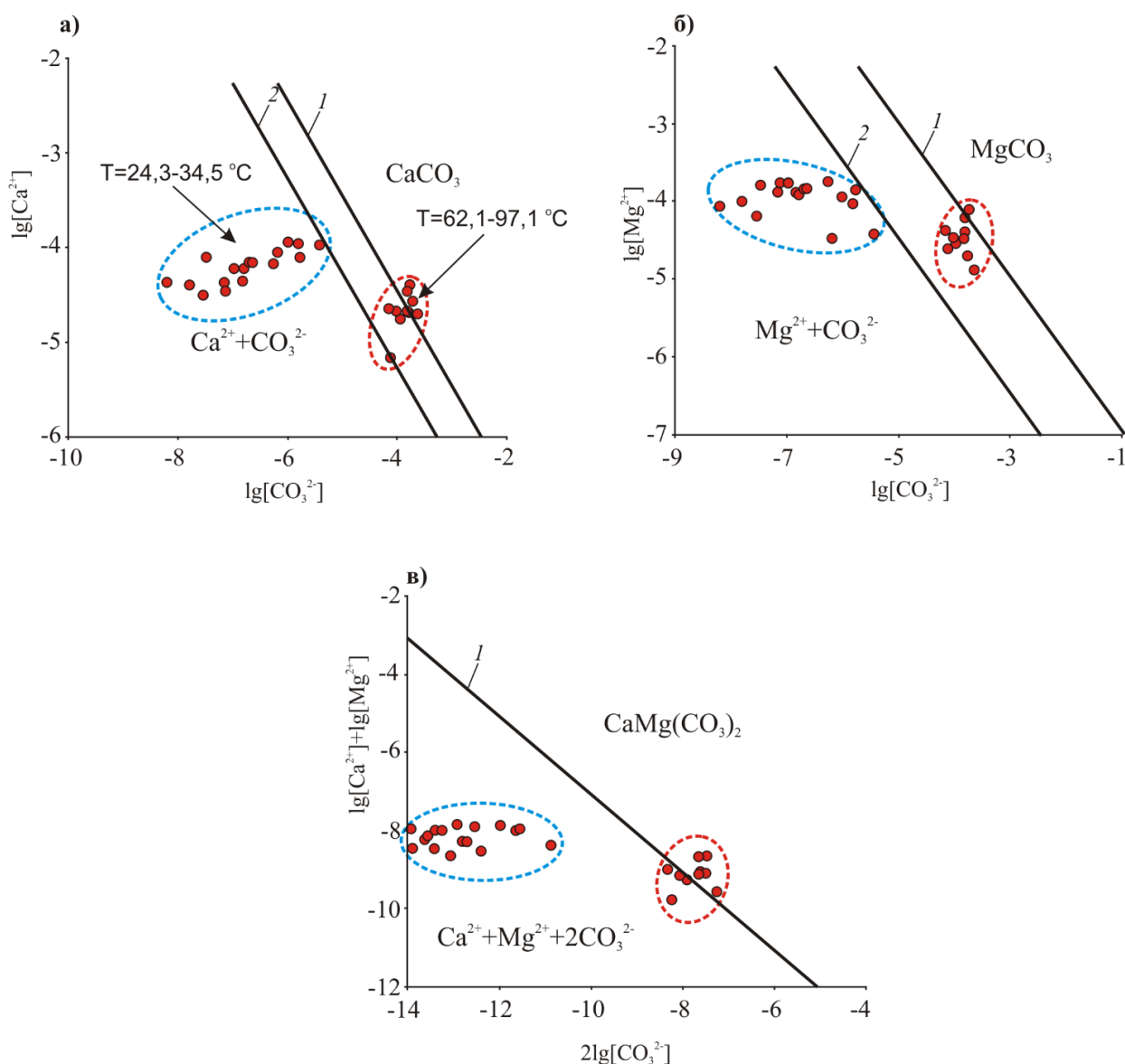


Рис. 3. Диаграммы степени насыщения термальных вод месторождения Банг кальцитом (а), магнезитом (б) и доломитом (в) при 25°C (линия 1) и 100°C (линия 2)

Первая группа характеризует воды с температурой 62,1–97,1 °С. Практически все они пересыщены относительно кальцита и магнезита, в меньшей степени относительно доломита, и способны высаживать их в виде вторичной минеральной фазы. Вторая группа вод с температурой 24,3–34,5 °С характеризуют условия нахождения компонентов в растворе и не насыщена относительно карбонатных минералов.

Расчет равновесий термальных вод относительно основных алюмосиликатных минералов показал более интересную картину. Выделено уже 4 группы точек, обозначенных римскими цифрами: I, II, III и IV. I и IV соответствуют выделенным ранее на диаграммах с карбонатными минералами, а II и III объединяют в себе источники № 8 и 9 с температурой 68,4–69,1 °С, приуроченные к разлому Кьень Жань и скважины № 13 и 14 расположенные также в зоне его влияния (см. рис. 1).

Анализ полученного при построениях материала (рис. 4) говорит о том, что все изученные высокотемпературные воды насыщены к альбиту, микроклину, ломонтиту, глаукофану и не насыщены по отношению к анортиту и форстериту, воды с температурой 24,3–34,5 °С находятся в полях устойчивости глинистых минералов: каолинита, иллита и Na-, Ca-, и Mg-монтмориллонита. Так, в системе $\text{HCl-H}_2\text{O-Al}_2\text{O}_3\text{-Na}_2\text{O-SiO}_2$ (рис. 4, а) точки расположены в полях устойчивости альбита, каолинита и в меньшей степени Na-монтмориллонита. В системе $\text{HCl-H}_2\text{O-Al}_2\text{O}_3\text{-CaO-SiO}_2$ (рис. 4, б) все изученные воды расположены в полях устойчивости каолинита, Ca-монтмориллонита и ломонтита ($\text{CaAl}_2\text{Si}_4\text{O}_{12}\cdot 4\text{H}_2\text{O}$), с которыми достигается равновесие. Следует отметить, что растворение первичных алюмосиликатов, в данном случае анортита, сопровождается осаждением глинистых минералов. В системе $\text{SiO}_2\text{-Al}_2\text{O}_3\text{-K}_2\text{O-CO}_2\text{-H}_2\text{O}$ (рис. 4, в) видно, что точки расположены в полях устойчивости микроклина, каолинита, иллита и монтмориллонита. Решающее влияние на результат гидролиза силикатов оказывает содержание в термальных водах соединений кремния. Более низкие концентрации H_4SiO_4 приводят к образованию каолинита и иллита, а более высокие приводят к насыщению вод по отношению к микроклину. Изучение равновесия пластовых вод с магниевыми минералами (рис. 4, г) показало, что термальные воды равновесны к глаукофану ($\text{Na}_2(\text{Mg}, \text{Fe}^{2+})_3\text{Al}_2\text{Si}_8\text{O}_{22}(\text{OH})_2$), каолиниту и Mg-монтмориллониту.

Таким образом, в пределах месторождения Банг выявлено два типа термальных вод. Термы (62,1–97,1 °С) с величиной общей минерализацией 255–659 мг/дм³ $\text{HCO}_3\text{-Na}$ состава пересыщены относительно карбонатных минералов (кальцит, магнезит и доломит) и насыщены относительно альбита, микроклина, ломонтита и глаукофана. Воды с температурой на выходе источника 24,3–34,5 °С минерализации 44–87 мг/дм³ $\text{HCO}_3\text{-Cl-Na-Mg}$ состава не насыщены к карбонатам и находятся в полях устойчивости глинистых минералов: каолинита, иллита и Na-, Ca-, и Mg-монтмориллонита. Выявленные факты хорошо согласуются с результатами изучения изотопного состава гидротерм (δD , $\delta^{18}\text{O}$ и ^3H), согласно которым время циркуляции первой группы вод может достигать более 1 000 лет, тогда как второй не превышает 50 лет.

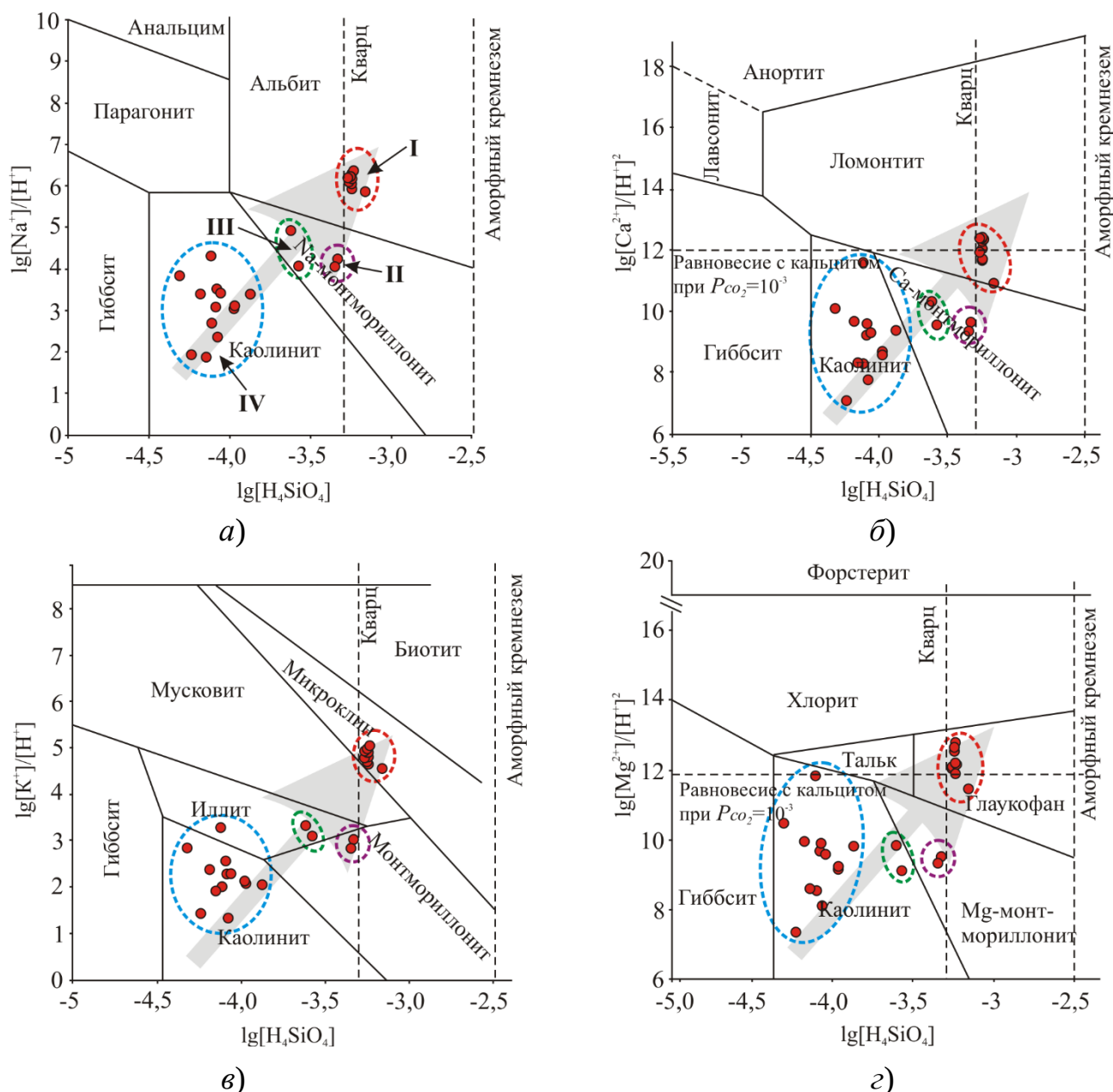


Рис. 4. Диаграммы стабильности минералов в системах:

а) $\text{HCl-H}_2\text{O-Al}_2\text{O}_3\text{-Na}_2\text{O-SiO}_2$; б) $\text{HCl-H}_2\text{O-Al}_2\text{O}_3\text{-CaO-SiO}_2$; в) $\text{SiO}_2\text{-Al}_2\text{O}_3\text{-K}_2\text{O-CO}_2\text{-H}_2\text{O}$; з) $\text{HCl-H}_2\text{O-Al}_2\text{O}_3\text{-MgO-SiO}_2$ при 100°C с нанесением данных по составу термальных вод месторождения Банг

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- Новиков Д. А., Доан В. Т. Термальные воды центрального Вьетнама // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2016. XII Междунар. науч. конгр. : Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Геоэкология» : сб. материалов в 4 т. (Новосибирск, 18–22 апреля 2016 г.). – Новосибирск : СГУГиТ, 2016. Т. 1. – С. 94–98.
- Новиков Д. А., Доан В. Т., Фан Т. К. В., Харитоновна Н. А. Гидрогеохимические особенности термальных вод Южного Трангбо (Центральный Вьетнам) // Тихоокеанская геология. – 2018. – Т. 37. – № 1. – С. 77–93.

3. Фан Т. К. В., Новиков Д. А., Доан В. Т. Гидрогеохимия месторождения термальных вод Банг (провинция Куанг Бинь, Центральный Вьетнам) // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2017. XIII Междунар. науч. конгр. : Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология» : сб. материалов в 4 т. (Новосибирск, 17–21 апреля 2017 г.). – Новосибирск : СГУГиТ, 2017. Т. 1. – С. 36–40.

4. Doan V. T., Phan T. K. V., Tran F. V., Novikov D. A. Features of hydrogeology of Central Vietnam // Материалы II Всероссийской конференции с участием иностранных ученых «Геологическая эволюция взаимодействия воды с горными породами». – Владивосток : Дальнаука, 2015. – С. 234–237.

5. Nghiep V. C. List of mineral and hot water sources in Vietnam. – Vietnam Department of Geology and Mineral Resources. – Hanoi. 1998. – 300 p. (in Vietnamese).

6. Nguyen T. V., Nguyen K. C., Long H., Nguyen D. M., Phan T. T. Preliminary geochemical and isotopic study of the south Trungbo geothermal area in central Vietnam. // In Proceedings of the international conference: Isotope and geochemical techniques applied to geothermal investigations. IAEA, Vienna, Austria. 1995. – PP. 249–269.

7. Phan C. V. Geology of Cambodia, Laos and Vietnam. Geological survey of Vietnam, 2-nd edition. – Hanoi, 1991. – 158 p.

8. Quy H. H. 1998. Overview of the Geothermal potential of Vietnam. // Geothermics, V.27. – № 1 – 1998. – P. 109–115.

9. Tong-Dzuy T., Vu K. Stratigraphic units of Vietnam. – Vietnam National University Publisher, 2nd edition. – Hanoi, 2011. – 554 p.

10. Tran A. V., Doan V. T., Tran T. A., Dinh V. T. The identification of geothermal reservoir from exploration data in Bang hot spring, Central Vietnam // Proceedings, 42nd workshop on geothermal reservoir engineering Stanford University, Stanford, USA. 2017. – P. 1–8.

REFERENCES

1. Novikov D. A., Doan V. T. Termal'nye vody central'nogo V'etnama // Sbornik materialov III mezhdunarodnogo nauchnogo kongressa «GEO-Sibir'-2016», Sb. materialov v 3 t., T. 1. – Novosibirsk : SGUGiT, 2016. – S. 94–98.

2. Novikov D. A., Doan V. T., Fan T. K. V., Haritonova N. A. Gidrogeohimicheskie osobennosti termal'nyh vod Yuzhnogo Trangbo (Central'nyj V'etnam) // Tihookeanskaya geologiya. – 2018. – Tom 37. – № 1. – S. 77–93.

3. Fan T. K. V., Novikov D. A., Doan V. T. Gidrogeohimiya mestorozhdeniya termal'nyh vod Bang (provinciya Kuang Bin', Central'nyj V'etnam) // Sbornik materialov IIII mezhdunarodnogo nauchnogo kongressa «GEO-Sibir'-2017», Sb. materialov v 4 t. – Novosibirsk : SGUGiT, 2017. – T. 1. – S. 36–40.

4. Doan V. T., Phan T. K. V., Tran F. V., Novikov D. A. Features of hydrogeology of Central Vietnam // Materialy II Vserossijskoj konferencii s uchastiem inostrannyh uchenyh «Geologicheskaya evolyuciya vzaimodejstviya vody s gornymi porodami». Vladivostok: Dal'nauka, 2015. – S. 234–237.

5. Nghiep V. C. List of mineral and hot water sources in Vietnam. – Vietnam Department of Geology and Mineral Resources. – Hanoi. 1998. – 300 p. (in Vietnamese).

6. Nguyen T. V., Nguyen K. C., Long H., Nguyen D. M., Phan T. T. Preliminary geochemical and isotopic study of the south Trungbo geothermal area in central Vietnam. // In Proceedings of the international conference: Isotope and geochemical techniques applied to geothermal investigations. IAEA, Vienna, Austria. 1995. – P. 249–269.

7. Phan C. V. Geology of Cambodia, Laos and Vietnam. Geological survey of Vietnam, 2-nd edition. – Hanoi, 1991. – 158 p.

8. Quy H. H. 1998. Overview of the Geothermal potential of Vietnam. // Geothermics, V.27. – № 1 – 1998. – P. 109–115.
9. Tong-Dzuy T., Vu K. Stratigraphic units of Vietnam. – Vietnam National University Publisher, 2nd edition. – Hanoi, 2011. – 554 p.
10. Tran A. V., Doan V. T., Tran T. A., Dinh V. T. The identification of geothermal reservoir from exploration data in Bang hot spring, Central Vietnam // Proceedings, 42nd workshop on geothermal reservoir engineering Stanford University, Stanford, USA. 2017. – P. 1–8.

© Д. А. Новиков, Фан Ти Ким Ван, Доан Ван Туен, И. И. Юрчик, Н. А. Ефимцев, 2018

НОВЫЕ ДАННЫЕ ПО ТЕРМИНАЛЬНОМУ ТРИАСУ СЕВЕРА СРЕДНЕЙ СИБИРИ (БАССЕЙН Р. ЭЕКИТ)

Алексей Юрьевич Попов

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории седиментологии, тел. (383)330-85-57, e-mail: PopovAY@ipgg.sbras.ru

Евгений Сергеевич Соболев

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории палеонтологии и стратиграфии мезозоя и кайнозоя, e-mail: SobolevES@ipgg.sbras.ru

Андрей Витальевич Ядренкин

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории микропалеонтологии, e-mail: YadrenkinAV@ipgg.sbras.ru

Махмутьян Гумарович Мухамедьяров

ОАО «Алмазы Анабара», 677018, Россия, г. Якутск, ул. Кирова, 18, начальник отдела поисковой геологии, e-mail: MuhamedyarovMG@alanab.ru

В результате изучения керна скважин и естественного выхода в бассейне р. Эекит были получены новые, лито- и биостратиграфические данные по рэтскому ярусу внутренней части Предверхоанского прогиба. На основании собранной обширной коллекции двустворчатых моллюсков и последующего ее определения дано обоснование выделения рэтского яруса, литолого-фациальными методами изучены его строение и условия формирования. Показано, что рэтская булунканская пачка имеет двучленное строение и характеризуется общим регрессивным трендом. Отложения формировались в обстановках нижней и верхней частей предфронтальной зоны пляжа.

Ключевые слова: триас, рэт, двустворчатые моллюски, стратиграфия, литология, фации, Средняя Сибирь.

NEW DATA ON THE TERMINAL TRIASSIC OF NORTH OF MIDDLE SIBERIA (EEKIT RIVER BASIN)

Aleksey Yu. Popov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Senior Researcher, Laboratory of Sedimentology, phone: (383)330-85-57, e-mail: PopovAY@ipgg.sbras.ru

Evgeny S. Sobolev

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Senior Researcher, Laboratory of Paleontology and Stratigraphy of Mesozoic and Cenozoic, e-mail: SobolevES@ipgg.sbras.ru

Andrey V. Yadrenkin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptyug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Senior Researcher, Laboratory of Micropaleontology, e-mail: YadrenkinAV@ipgg.sbras.ru

Mahmut'jan G. Muhamed'jarov

OJSC «Almazy Anabara», 18, Kirova St., Yakutsk, 677018, Russia, Head of Department of Search Geology, e-mail: MuhamedyarovMG@alanab.ru

As a result of the study of wells and the outcrop in the basin of the Eekit River new litho – and biostratigraphic data of Rhaetian of inner part of the Priverhoyanskiy trough have been received. Rationale for the allocation of the Rhaetian was based on the identification of collected Bivalve. The structure and conditions of sediments are studied by lithological and facies methods. It is shown that the Bulunkan Member has a double structure and is characterized by a regressive trend. Deposits in the lower and upper parts of the prefrontal zone of the beach was formed.

Key words: Triassic, Rhaetian, Bivalve, stratigraphy, lithology, facies, Middle Siberia.

Мезозойские отложения Средней Сибири, в особенности триаса, привлекают внимание геологов в связи с их алмазоносностью. Одним из коллекторов россыпных алмазов являются отложения рэтского возраста [7]. Однако этот стратиграфический интервал остается наименее изученным в регионе, что связано с фрагментарным распространением данных отложений, их малой мощностью и часто невыразительным комплексом макрофауны, не позволяющим проводить четкие датировки. Для детального стратиграфического расчленения норрийского и рэтского ярусов на севере Сибири используются двустворчатые моллюски, являющиеся доминирующими в верхнетриасовых комплексах беспозвоночных региона.

Существует несколько точек зрения на геологическое строение терминального триаса Сибири. Многие исследователи севера Средней Сибири выделяли познетриасовый ритм с регрессивной направленностью [3 и др.], который иногда расчленяли еще на две составляющие [2 и др.], соотнесенные с сиквенсами второго порядка [10]. Фиксируется раннерэтская (позденорийская?) эрозийная граница, разделяющая сиквенсы второго порядка, выделенными для всего циркумарктического региона [10]. Показательно, что триасово-юрская граница на севере Сибири рассматривается этими авторами как разделяющая сиквенсы третьего порядка, хотя в других бореальных регионах она разделяет сиквенсы второго порядка [10]. Основная структурная перестройка, связанная с завершением геократического и началом талассократического режима развития территории, отмечается в рэтском веке. В разрезах региона часто фиксируется крупный региональный перерыв, сменяющийся накоплением трансгрессивной рэт-геттангской толщи. Анализ цикличности и последовательности биостратонов позволили В. С. Гриненко с соавторами [4, 9] выделить рэт-плинсбахскую серию как раннюю стадию развития рэт-юрского осадочного бассейна.

Предьюрский размыв, затрудняющий изучение верхнетриасовых отложений, наиболее проявлен в разрезах приплатформенных участков. Одним из сла-

бо исследованных районов остается внутренняя часть Предверхоанского прогиба вблизи восточного склона Оленекского свода. Объектом настоящих исследований являются рэтские отложения в районе бассейна р. Эекит.

Стратиграфическое расчленение и структурно-фациальное районирование триаса севера Средней Сибири было предложено в работе [8]. Рэтские отложения были отнесены к верхней части тумулской свиты, а территория настоящих исследований приурочена к восточному подрайону Буур-Оленекского фациального района. Однако литостратиграфическое положение рэтских толщ оставило ряд вопросов. Так, некоторые специалисты предлагали выделить их в самостоятельную булунканскую свиту [5, 6].

Впоследствии на основе полученных новых данных была уточнена стратиграфия пограничных верхнетриасово-юрских толщ восточных районов Средней Сибири [1]. Согласно новейшей схеме структурно-фациального районирования верхнетриасово-юрских отложений район настоящих исследований располагается в пределах Тикян-Эекитского района Предверхоанской структурно-фациальной зоны. Рэтские отложения здесь выделены в базальную булунканскую пачку в рамках кыбыттыгасской свиты (рэт-синмюр), которая иногда рассматривается как нижняя подсвита кыринской свиты (рэт-плинсбах) [4].

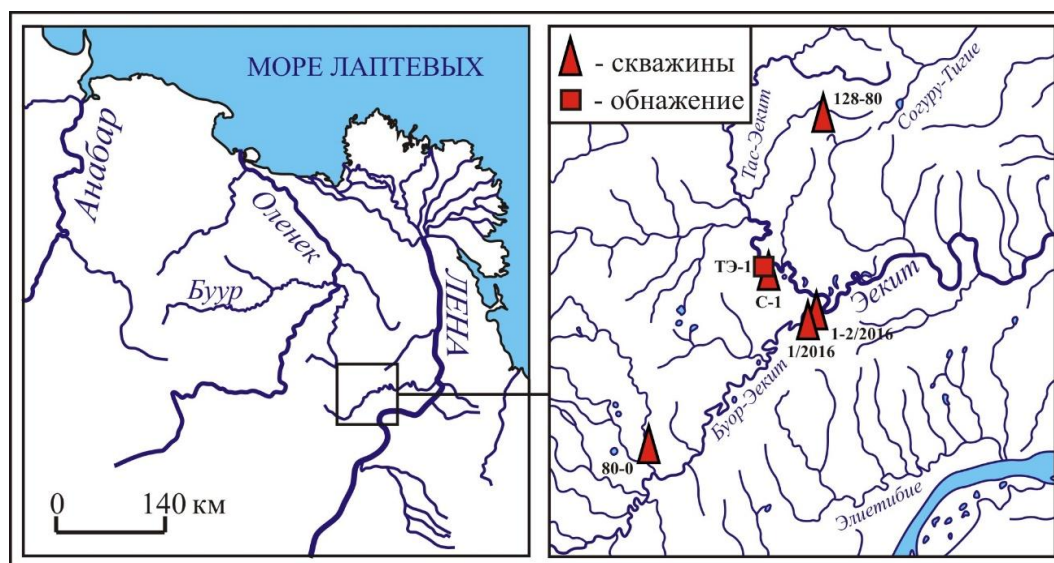


Рис. 1. Расположение изученных разрезов

В результате полевых работ 2017 г. авторами был изучен ряд новых разрезов, вскрытых скважинами и представленных в естественных выходах в бассейне р. Эекит (рис. 1). Особое внимание было уделено пограничным триасово-юрским отложениям. На основе лито- и биостратиграфических данных в разрезах была выделена булунканская пачка. В изученных толщах (рис. 2) она имеет мощность 8–12 м и с размывом залегает на серых алевролитах нерасчлененных ыстанахской и пастахской свит. Установлено, что в юго-западном направлении фиксируется снижение мощности ыстанахской-пастахской толщи за счет раз-

мыва ее верхней части. В основании булунканской пачки присутствует линзовидный гравийно-конгломератовый прослой с разноразмерной галькой хорошей и средней степени окатанности. Галька представлена преимущественно эффузивными и терригенными породами. Во всех разрезах наблюдается хорошо выраженное двучленное строение пачки.

Рис. 2. Седиментационные разрезы пограничных триас-юрских отложений бассейна р. Эекит:

Нижняя ее часть, имеющая, как правило, большую мощность, представлена алевролитами серыми, слабо-зеленоватыми крупно- и мелко-крупнозернистыми в разной степени глинистыми. Присутствуют частые тонкие алевритоглинистые прослои и флазеры, линзовидные алевропесчаные прослои, обуславливающие слабоволнистую, до линзовидной слоистость. Текстуры нарушены биотурбацией (разнонаправленные следы жизнедеятельности), вплоть до мелкокомковатого облика породы. Постоянно отмечаются рассеянные и в виде

линзовидных скоплений галька, гравий, разноразмерные растительные остатки. Встречены раковины двустворчатых моллюсков (*Tosapecten efimovae* Polubotko, *Paleopharus buriji* Kiparisova, *Oxytoma* cf. *mojsisovicsi* Teller, *Tancredia* cf. *tuchkovi* Kiparisova, *Lima transversa* Polubotko, *Arctomytiloides* aff. *rassochaensis* (Polubotko), *Malletia lunaris* (Böhm)), которые позволяют обосновать рэтский возраст вмещающих отложений. Фиксируется некоторое снижение доли алевроито-глинистого материала вверх по разрезу, увеличивается доля алевроито-песчаных прослоев. По набору характерных признаков отложения проинтерпретированы как сформировавшиеся в обстановках нижней части предфронтальной зоны пляжа.

Выше с внутриформационным размывом и гравийно-конгломератовым линзовидным прослоем в основании залегает верхняя часть булунканской пачки с достаточно выдержанной мощностью (2,6–3,7 м). Она представлена алевролитом крупнозернистым, до алевропесчаника, светло-серым массивным и с пологокосой разнонаправленной слоистостью. Присутствуют тонкие глинистые прослои и флазеры. Биотурбация проявлена в меньшей степени, преобладают вертикальные следы жизнедеятельности. Для породы характерно наличие глинистых интракластов и разноразмерных растительных фрагментов, отмечаются знаки волновой ряби. Галька и гравий редки. Порода уровнями кальцитизирована и сидеритизирована. По набору характерных признаков отложения проинтерпретированы как сформировавшиеся в обстановках верхней части предфронтальной зоны пляжа.

Выше наблюдается быстрый переход в темно-серые алевроито-глинистые послойно алевротитые отложения с фауной, отнесенной к геттангу-синемюру. Данная пачка является наиболее мористой в исследованных разрезах и отражает, по всей видимости, период раннегеттангской трансгрессии, хорошо фиксируемой во многих разрезах региона.

Литолого-фациальные исследования булунканской пачки в рассматриваемых разрезах показали, что в ее формировании прослеживается регрессивный тренд с выраженным двучленным строением. Отмечено постепенное обмеление бассейна, увеличение воздействия волнового фактора, снижение биотурбационной активности организмов.

Полученные новые данные о строении и условиях формирования рэтских отложений в восточных районах севера Средней Сибири подтверждают идею о непрерывности рэт-раннеюрского седиментационного цикла, с некоторым обособлением рэтской части, и правомочность их выделения в качестве базальной булунканской пачки в рамках кыбыттыгасской (кыринской) свиты.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Гриненко В. С., Князев В. Г. Проблемы стратиграфии верхнего триаса–юры Предверхоянской структурно–фациальной зоны (Восточная Сибирь) // Отечественная геология. – 2013. – № 5. – С. 41–45.
2. Егоров А. Ю. Этапность в формировании триасовых отложений на севере Средней Сибири // Известия вузов. Геология и разведка. – 1983. – № 10. – С. 25–31.

3. Казаков А. М., Дагис А. С., Карагодин Ю. Н. Литостратиграфические подразделения триаса севера Средней Сибири // Био- и литостратиграфия триаса Сибири. – М. : Наука, 1982. – С. 5–36.
4. Новые данные о стратиграфии верхнетриасовых – юрских отложений перспективных на алмазы восточных районов Сибирской платформы / В. С. Гриненко, В. Г. Князев, В. П. Девятков и др. // Наука и образование. – 2009. – № 4. – С. 21–30.
5. Пограничные триасово-юрские отложения восточной части Лено-Анабарского прогиба / Р. О. Галабала, В. Г. Данилов, И. В. Полуботко, Ю. С. Репин // Изв. АН СССР. Сер. геол. – 1989. – № 6. – С. 128–132.
6. Полуботко И. В. К вопросу о норийских и рэтских отложениях на севере Сибирской Платформы // Новости палеонтологии и стратиграфии. – 2010. – Вып. 14. – С. 51–60.
7. Рэтские россыпи алмазов Сибири / С. А. Граханов, Ю. А. Маланин, В. И. Павлов и др. // Геология и геофизика. – 2010. – Т. 51, № 1. – С. 160–170.
8. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Триасовая система / А. М. Казаков, А. Г. Константинов, Н. И. Курушин и др. – Новосибирск : Изд-во СО РАН, 2002. – 322 с.
9. Этапы формирования и палеогеография Лаптевского подкомплекса Восточно-Сибирского осадочного бассейна (поздний триас-юра) / В. С. Гриненко, В. Г. Князев, В. П. Девятков и др. // Вестник госкомгеологии РС(Я). – 2011. – № 1. – С. 63–70.
10. Egorov A. Y. Mørk A. The East Siberian and Svalbard Triassic succession and their sequence stratigraphical relationships // Zbl. Geol. Palaont. Teil 1. – 1998. – Heft 11–12. – Stuttgart, 2000. – P. 1377–1430.

REFERENCES

1. Grinenko V.S., Knjazev V.G. Problemy stratigrafii verhnego triasa–jury Predverhojanskoj strukturno–facial'noj zony (Vostochnaja Sibir') // Otechestvennaja geologija. – 2013. – № 5. – S. 41–45.
2. Egorov A.Ju. Jetapnost' v formirovanii triasovyh otlozhenij na severe Srednej Sibiri // Izvestija vysshih uchebnyh zavedenij. Geologija i razvedka. – 1983. – № 10. – S. 25–31.
3. Kazakov A.M., Dagis A.S., Karagodin Ju.N. Litostratigraficheskie podrazdelenija triasa severa Srednej Sibiri // Bio- i litostratigrafija triasa Sibiri. – M.: Nauka, 1982. – S. 5–36.
4. Novye dannye o stratigrafii verhnetriasovyh – jurskih otlozhenij perspektivnyh na almazy vostochnyh rajonov Sibirskoj platformy / V.S. Grinenko, V.G. Knjazev, V.P. Devjatov i dr. // Nauka i obrazovanie. – 2009. – № 4. – S. 21–30.
5. Pogranichnye triasovo-jurskie otlozhenija vostochnoj chasti Leno–Anabarskogo progiba / R.O. Galabala, V.G. Danilov, I.V. Polubotko, Ju.S. Repin // Izv. AN SSSR. Ser. geol. – 1989. – № 6. – S. 128–132.
6. Polubotko I.V. K voprosu o norijskih i rjetskih otlozhenijah na severe Sibirskoj Platformy // Novosti paleontologii i stratigrafii. – 2010. – Vyp. 14. – S. 51–60.
7. Rjetskie rossypi almazov Sibiri / S.A. Grahano, Ju.A. Malanin, V.I. Pavlov i dr. // Geologija i geofizika. – 2010. – T. 51, № 1. – S. 160–170.
8. Stratigrafija neftegazonosnyh bassejnov Sibiri. Triasovaja sistema / A.M. Kazakov, A.G. Konstantinov, N.I. Kurushin i dr. – Novosibirsk: Izd-vo SO RAN, 2002. – 322 s.
9. Jetapy formirovanija i paleogeografija Laptevskogo podkompleksa Vostochno–Sibirskogo osadochnogo bassejna (pozdnij trias–jura) / V.S. Grinenko, V.G. Knjazev, V.P. Devjatov i dr. // Vestnik goskomgeologii RS(Ja). – 2011. – № 1. – S. 63–70.
10. Egorov A.Y. Mørk A. The East Siberian and Svalbard Triassic succession and their sequence stratigraphical relationships // Zbl. Geol. Palaont. Teil 1. – 1998. – Heft 11–12. – Stuttgart, 2000. – P. 1377–1430.

ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ СТРАТИФИКАЦИЯ РАЗРЕЗА МЕЖОВСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО РАЙОНА (НОВОСИБИРСКАЯ И ТОМСКАЯ ОБЛАСТИ)

Яна Владиславовна Садыкова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник, тел. (383)363-80-44, e-mail: SadykovaYV@ipgg.sbras.ru

На основе комплексной интерпретации материалов ГИС глубоких скважин, результатов описания керна, гидрогеохимии, данных по стратиграфии, литологии, седиментологии Межовского нефтегазоносного района построена схема детальной гидрогеологической стратификации. Выделены водоносные этажи, комплексы, водоносные и водоупорные горизонты. Прослежено их распространение по площади, установлено пять типов гидрогеологических разрезов.

Ключевые слова: гидрогеологическая стратификация, водоносные этажи, комплексы, горизонты, юго-восточная часть Западно-Сибирского бассейна, Межовский нефтегазоносный район.

HYDROGEOLOGICAL STRATIFICATION OF SECTION OF MEGOVKA OIL AND GAS REGION (NOVOSIBIRSK AND TOMSK REGION)

Yana V. Sadykova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Senior Researcher, phone: (383)363-80-44, e-mail: SadykovaYV@ipgg.sbras.ru

A scheme of detailed hydrogeological stratification of Megovka oil and gas region was constructed on the basis of complex interpretation of well logging data, results of core description and hydrogeochemical analysis of ground waters and the data of stratigraphy, lithology, sedimentology, geology and hydrogeology. The waterbearing stages, complexes, aquifers and seals were allocated. There are five types of hydrogeological section.

Key words: hydrogeological stratification, waterbearing stages, complexes, aquifers and seals, southeastern part of West Siberian basin, Megovka oil and gas region.

В пределах южных районов Западно-Сибирского бассейна осадконакопление в нижне-среднеюрскую эпоху отличалось фрагментарностью. Осадки заполняли наиболее погруженные части рельефа, выклиниваясь на бортах положительных структур. Отсутствие надежных флюидоупоров и литологическая неоднородность водоносных горизонтов приводит к смешению подземных вод различных комплексов. Вследствие этого выделение и прослеживание водоносных и водоупорных горизонтов затруднено. Построение унифицированной схемы детальной гидрогеологической стратификации разреза Межовского нефтегазоносного района, составленной с учетом методических рекомендаций Министерства природных ресурсов Российской Федерации [3], облегчит проведение региональных гидрогеологических работ и мониторинга подземных вод.

В гидрогеологической стратификации при расчленении разрезов выделяются следующие основные подразделения: водоносные и водоупорные горизонты, водоносные комплексы, ярусы и этажи [2, 3]. В результате детального анализа имеющейся информации по стратиграфии, литологии, седиментологии, гидрогеологии, учитывая данные интерпретации ГИС глубоких скважин, была составлена схема детальной гидрогеологической стратификации разреза Межовского нефтегазоносного района (табл. 1).

Водоносные этажи были выделены согласно общепринятой гидрогеологической стратификации Западно-Сибирского мегабассейна [1]. Названия ярусов давались в соответствии с названиями эратем, а комплексов – систем. Наименования водоносных и водоупорных горизонтов давались согласно их приуроченности к стратиграфическим ярусам, утвержденным Межведомственным стратиграфическим комитетом (МСК). Выделение водоносных горизонтов базировалось на определении фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и состава слагающих их пород по результатам интерпретации диаграмм каротажа скважин, описания и результатов лабораторного анализа фильтрационно-емкостных свойств керна.

На территории Межовского нефтегазоносного района выделяются два водоносных этажа – верхний, который является зоной активного водообмена, и нижний – затрудненного или застойного водообмена. В пределах нижнего этажа обособляются пять водоносных комплексов, надежно изолированных от зоны активного водообмена туронско-датским региональным водоупором (сверху вниз): апт-альб-сеноманский, неокомский, верхнеюрский, нижне-среднеюрский и триасово-палеозойский (нерасчлененный).

В пределах нижне-среднеюрского комплекса прослеживаются четыре водоносных горизонта – геттангско-синемюрский, верхнеплинсбахский, верхнетоарский, байосско-батский. Горизонты представлены чередованием песчаников и алевролитов, с редкими маломощными пластами аргиллитов. Между собой горизонты разделены глинистыми водоупорными горизонтами: нижнеплинсбахским, нижнетоарским и ааленским. Водоупорные толщи состоят из глинистых и глинисто-алевритовых пород. Нижне-среднеюрский водоносный комплекс отделен от вышележащего верхнеюрского комплекса глинистой нижневасюганской свитой, и соответственно, келловейским водоупором. В местах развития более песчанистой наунакской свиты келловейский водоупорный горизонт отсутствует и выделяется единый байосско-оксфордский водоносный горизонт.

Нижне-среднеюрские отложения в пределах Межовского района распространены крайне фрагментарно. Осадочный чехол имеет сокращенную толщину – нижнеюрские отложения (урманская, тогурская и салатская/пешковская свиты) заполняли отрицательные тектонические элементы в пределах кровли палеозойского фундамента, полностью выклиниваясь на бортах крупных положительных структур. Среднеюрские отложения распространены более широко, к концу бата оставалось всего несколько выступов кристаллического фундамента, не заполненных осадками, в пределах Межовской, Веселовской, Горбу-

новской, Кулайской и Ягыл-Яхской площадей. Анализ диаграмм каротажа скважин и геологической информации позволил выделить пять типов гидрогеологических разрезов, характеризующихся различной полнотой нижне-среднеюрских отложений (табл. 2).

Таблица 1

Гидрогеологические подразделения Межовского нефтегазоносного района

Водо-носный этаж	Индекс	Водо-носный ярус	Водоносный комплекс	Индекс	Горизонт		Индекс	
Верх-ний	1(K ₃ -Q)	кайно-зойский (Kz)	палеоген-четвертичный	8(Pg-Q)	полигенетический водоносный горизонт		5(Pg ₁ -Q)	
			верхнемеловой	8(K ₂)	туронско-датский водоупорный		4(K ₂ t-Pg ₁ d)	
		коньякско-сантонский водоносный			5(K ₂ k-K ₂ st)			
		туронско-датский водоупорный			4(K ₂ t-Pg ₁ d)			
Нижний	9(PZ-MZ)	мезо-зойский (MZ)	апт-альб-сеноманский	8(K _{1a} -K _{2s})	сеноманский водоносный		5(K ₂ s)	
					альбский водоупорный		4(K ₁ al)	
					аптский водоносный		5(K _{1a2})	
			неокомский	8(K _{1b2} -K _{1br})	верхневаланжинско-аптский водоупорный		4(K _{1v2} -K _{1a1})	
					валанжинский водоносный		5(K _{1v})	
					кимериджско-валанжинский водоупорный		4(J ₃ km-K _{1v})	
			верхнеюрский	8(J)	оксфордский водоносный		5(J _{3o})	
					келловейский водоупорный		4(J _{2c})	
					байосско-батский водо-носный		5(J _{2b} -J _{2bt})	
			нижне-среднеюрский	8(J ₁₋₂)	ааленский водоупорный		4(J _{2a})	
					верхнетоарский водоносный		5(J _{1t2})	
					нижнетоарский водоупорный		4(J _{1t1})	
					верхнеплинсбахский водоносный		5(J _{1p2})	
					нижнеплинсбахский водоупорный		4(J _{1p1})	
					геттангско-синемюрский водоносный		5 (J _{1g} -J _{1s})	
триасово-палеозойский нерасчлененный 8(T-Pz)								

Типы гидрогеологических разрезов Межовского НГР

Водоносные/ водоупорные горизонты	Тип разреза				
	I	II	III	IV	V
5(Pg ₁ -Q)					
4(K ₂ t- Pg ₁ d)					
5(K ₂ k-K ₂ st)					
4(K ₂ t- Pg ₁ d)					
5(K ₂ s)					
4(K ₁ al)					
5(K ₁ a ₂)					
4(K _{1v2} -K ₁ a ₁)					
5(K ₁ v)					
4(J ₃ km-K ₁ v)					
5(J ₃ o)					
4(J ₂ c)					-
5(J ₂ b-J ₂ bt)					-
4(J ₂ a)				-	-
5(J ₁ t ₂)				-	-
4(J ₁ t ₁)			-	-	-
5(J ₁ p ₂)		-	-	-	-
4(J ₁ p ₁)		-	-	-	-
5 (J ₁ g-J ₁ s)		-	-	-	-

Первый тип разреза характеризуется развитием всех выделенных водоупорных и водоносных горизонтов, он распространен в северной и северо-восточной частях региона, вскрыт на Рифтовой, Игольской, Крыловской, Кенской и других площадях (рисунок). Во втором типе разреза отсутствуют геттангско-синемюрский и верхнеплинсбахский водоносные и нижнеплинсбахский водоупорный горизонты. Этот тип разреза распространен более широко, встречен на Айсказской, Елейской, Широтной и других площадях. Третий тип разреза начинается с верхнетоярского водоносного горизонта, отложения, залегающие ниже – отсутствуют. Данный тип разреза распространен наиболее широко, охватывает всю центральную часть региона, зафиксирован на Пахомовской, Заречной, Мурашовской и других площадях. Четвертый тип разреза характеризуется отсутствием добайосских отложений, установлен в центральной и южной частях региона, распространен локально, установлен на Буйновской, Пустоваловской, Братской и других площадях. Пятый тип разреза выделяется в пределах отдельных скважин Межовской, Веселовской, Горбуновской, Кулайской и Ягыл-Яхской площадей, он характеризуется залеганием верхнеюрских отложений на породах фундамента, гидрогеологический разрез начинается с оксфордского водоносного горизонта.

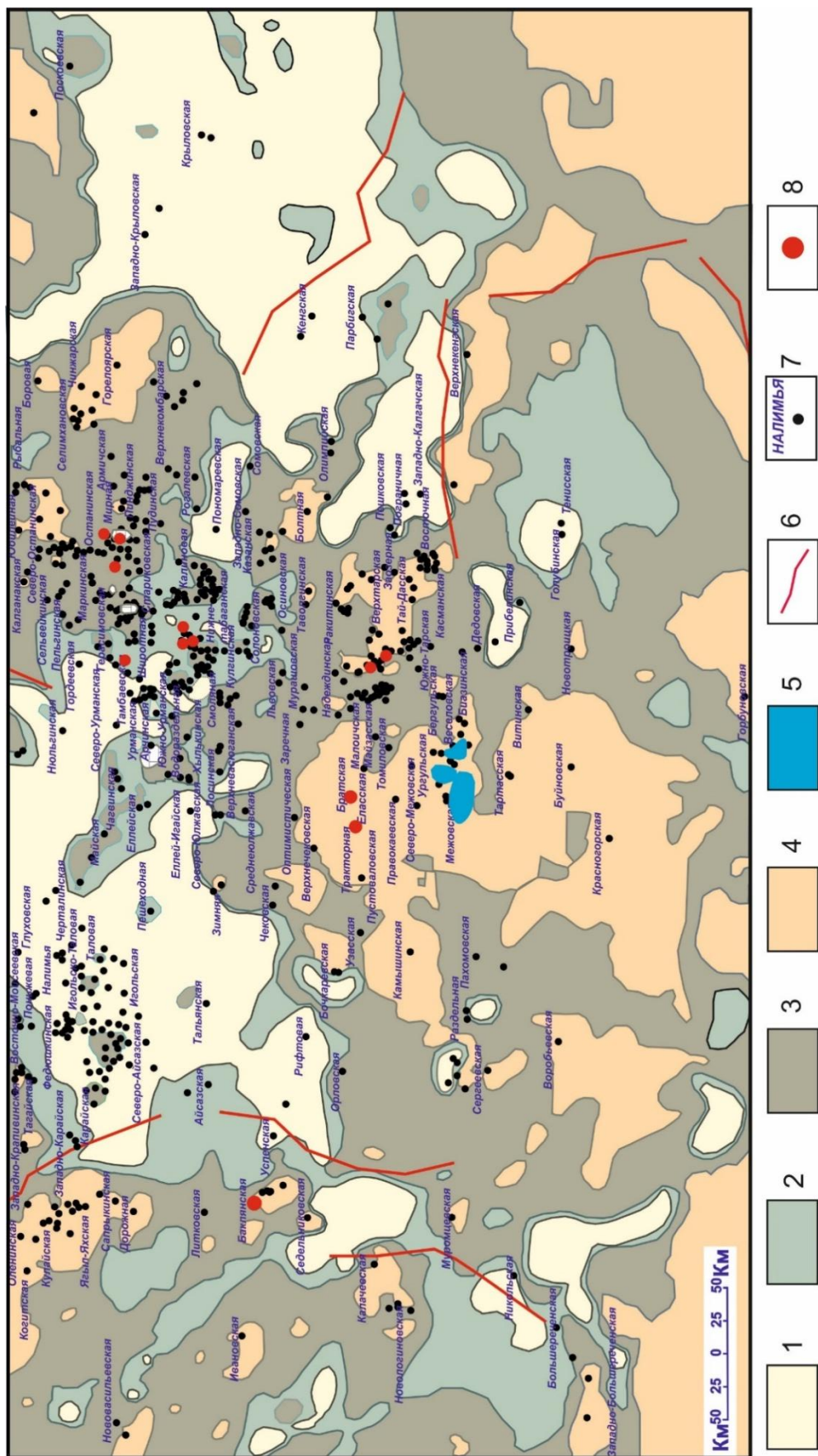


Схема районирования Межевского нефтегазоносного района и граничных территорий
по полноте гидрогеологического разреза

типы гидрогеологических разрезов: 1 – I тип; 2 – II тип; 3 – III тип; 4 – IV тип; 5 – V тип; 6 – региональные разломы, секущие осадочный чехол; 7 – скважины, площади; 8 – скважины с установленными межпластовыми перетоками

Верхнеюрский водоносный комплекс представлен оксфордским водоносным горизонтом, надежно изолированным от неокомского комплекса совокупностью глинистых георгиевской, баженовской, и куломзинской свит, образующих мощный кимериджско-нижневаланжинский водоупор. Оксфордский водоносный горизонт является одним из основных нефтегазопромысловых объектов региона.

В неокомском комплексе выделяется единый валанжинский водоносный горизонт, который отделен от апт-альб-сеноманского комплекса верхневаланжинско-аптским водоупором. Апт-альб-сеноманский комплекс состоит из аптского и сеноманского водоносных горизонтов, разделенных между собой глинами альбского водоупора.

В пределах верхнего гидрогеологического этажа выделяется палеоген-четвертичный полигенетический водоносный комплекс. В нем выделяются шесть водоносных горизонтов (снизу вверх) – зеландско-танетский, приабонско-рюпельский, бурдигальско-серравалийский, пьяченцско-гелазский и два водоносных горизонта голоценового возраста. Горизонты представлены чередованием песков и алевроитов, с редкими маломощными прослоями глин. Между собой горизонты разделены глинистыми ипрско-бартономским, хаттско-бурдигальским, серравалийско-заклским водоупорами. Поскольку породы верхнемелового и кайнозойского возраста слабо сцементированы, относятся к зоне активного водообмена, то выделение водоупорных и водоносных толщ носит условный характер и их включение в схему не целесообразно.

Таким образом, составление схемы детальной гидрогеологической стратификации позволило выделить семь гидрогеологических комплексов в пределах мезо-кайнозойской части разреза Межовского нефтегазопромыслового района. Водоносные комплексы были подразделены на водоносные и водоупорные горизонты, распространение которых было прослежено по площади. Следствием особенностей осадконакопления в нижне-среднеюрскую эпоху стало выделение пяти различных типов гидрогеологических разрезов, отражающих степень их полноты.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ и Правительства Новосибирской области в рамках научного проекта № 17-45-543249 р_мол_а.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Гидрогеология СССР. Том 16, Западно-Сибирская равнина (Тюменская, Омская, Новосибирская и Томская области). – М. : Недра, 1970. – 368 с.
2. Методическое письмо по подготовке схем гидрогеологической стратификации. – М. : Министерство природных ресурсов Российской Федерации, 1999. – 17 с.
3. Методические рекомендации по составлению карт гидрогеологического районирования масштаба 1 : 2 500 000, схем гидрогеологической стратификации и классификаторов объектов гидрогеологического районирования и стратификации. – М. : Министерство природных ресурсов Российской Федерации, 2004. – 29 с.

REFERENCES

1. Hidrogeologiya SSSR. Tom 16, Zapadno-Sibirskaya ravnina (Tyumenskaya, Omskaya, Novosibirskaya i Tomskaya oblasti). – M. : Nedra, 1970. – 368 s.
2. Metodicheskoe pis'mo po podgotovke skhem gidrogeologicheskoy stratifikacii. – M. : Ministerstvo prirodnih resursov Rossijskoj Federacii, 1999. – 17 s.
3. Metodicheskie rekomendacii po sostavleniyu kart gidrogeologicheskogo rajonirovaniya masshtaba 1:2500000, skhem gidrogeologicheskoy stratifikacii i klassifikatorov ob"ektov gidrogeologicheskogo rajonirovaniya i stratifikacii. – M. : Ministerstvo prirodnih resursov Rossijskoj Federacii, 2004. – 29 s.

© Я. В. Садыкова, 2018

РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ ВОДНО-ГАЗОВЫХ РАВНОВЕСИЙ В ПРЕДЕЛАХ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ОБЬ-ИРТЫШСКОГО МЕЖДУРЕЧЬЯ

Дмитрий Анатольевич Новиков

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, зав. лабораторией гидрогеологии осадочных бассейнов Сибири, тел. (383)363-80-36, e-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru

Светлана Владимировна Рыжкова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории геологии нефти и газа Западной Сибири, тел. (383)306-63-71, e-mail: RizhkovaSV@ipgg.sbras.ru

Андрей Евгеньевич Шохин

Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, бакалавр кафедры геологии месторождений нефти и газа, тел. (383)363-80-36, e-mail: ShokhinAE@ipgg.sbras.ru

Сергей Валерьевич Юдин

Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, магистрант кафедры геологии месторождений нефти и газа, тел. (383)363-80-36, e-mail: YudinSV@ipgg.sbras.ru

Николай Андреевич Ефимцев

Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, бакалавр кафедры геологии месторождений нефти и газа, тел. (383)363-80-36, e-mail: EfimtsevNA@ipgg.sbras.ru

Анатолий Витальевич Черных

Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, аспирант геолого-геофизического факультета, тел. (961)226-33-76, e-mail: tolyachernykh@gmail.com

Федор Федорович Дульцев

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, аспирант лаборатории гидрогеологии осадочных бассейнов Сибири, тел. (383)363-80-36, e-mail: DultsevFF@ipgg.sbras.ru

Установлено, что система «вода – газ» в пределах юрско-меловых и палеозойских отложений северных районов Новосибирской области носит сложный и неодинаковый характер. Залежи выступают «реликтами» предыдущих гидрогеологических эпох, а вода является наиболее мобильным компонентом этой системы. Вследствие этого состав залежей претерпевает медленное направленное изменение по пути установления равновесия, отвечающего наступившему качественно новому состоянию геохимической системы.

Ключевые слова: система «вода – газ», равновесие, моделирование, залежь углеводородов, Обь-Иртышское междуречье, Западная Сибирь.

RESULTS OF MODELLING THE WATER-GAS EQUILIBRIA IN OIL AND GAS DEPOSITS OF THE OB-IRTYSH INTERFLUVE

Dmitry A. Novikov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Head of Laboratory of Hydrogeology of Sedimentary Basins of Siberia, phone: (383)363-80-36, e-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru

Svetlana V. Ryzhkova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Senior Researcher, Laboratory of Petroleum Geology of Western Siberia, phone: (383)306-63-71, e-mail: RizhkovaSV@ipgg.sbras.ru

Andrey E. Shokhin

Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, BSc, Geological and Geophysical Department, phone: (383)363-80-36, e-mail: ShokhinAE@ipgg.sbras.ru

Sergey V. Yudin

Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, Graduate, Geological and Geophysical Department, phone: (383)363-80-36, e-mail: YudinSV@ipgg.sbras.ru

Nikolay A. Efimtsev

Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, BSc, Geological and Geophysical Department, phone: (383)363-80-36, e-mail: EfimtsevNA@ipgg.sbras.ru

Anatoliy V. Chernykh

Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, post-graduate student of Geological and Geophysical Department, phone: (961)226-33-76, e-mail: tolyachernykh@gmail.com

Fedor F. Dultsev

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D. Student, Laboratory of Hydrogeology of Sedimentary Basins of Siberia, phone: (383)363-80-36, e-mail DultsevFF@ipgg.sbras.ru

It is established that the "water – gas" system within the Jurassic-Cretaceous and Paleozoic deposits of the northern regions of the Novosibirsk region is complex and unequal. The gas and oil deposits are the "relics" of previous eras hydrogeological, and water is the most mobile component of this system. As a consequence, the composition of the deposits undergoes a slow directed change towards the equilibrium corresponding to the current qualitatively new state of the geochemical system.

Key words: "water – gas" system, equilibrium, modeling, hydrocarbon deposits, Ob-Irtysh interfluve, Western Siberia.

Фундаментальная задача изучения геохимических процессов и физико-химических равновесий в системе «вода – газ», которая тесно связана с общегеологической проблемой формирования и разрушения залежей нефти и газа, составляет в настоящее время весьма актуальное направление исследований. В пределах осадочных бассейнов газы ввиду своей исключительной подвижности дают наибольшие ореолы рассеяния при диффузионных процессах между углеводородными залежами и окружающими их пластовыми водами и являются в этой связи одними из наиболее достоверных поисковых критериев [1, 4, 10].

Вместе с тем условия физико-химических равновесий газов остаются малоизученными, хотя эта проблема представляет большой научный и практический интерес, так как позволяет более целенаправленно решать многие генетические вопросы газо- и нефтеобразования [8] и раскрыть ранее неизвестные закономерности формирования подземных вод. Равновесия позволяют выявить направленность геохимических процессов в системе «вода – газ» как на настоящем этапе развития нефтегазоносной системы, так и в ее геологическом прошлом, а также помогают решать вопросы сохранности залежей и задачи прогнозирования их фазового типа. В рамках рассматриваемой проблемы существует два основных решаемых вопроса: 1) оценка степени насыщения подземных вод газами (K_2) и 2) взаимодействие в системе «вода – газ» (пластовые воды – углеводородная залежь).

Система «вода – газ» является весьма сложной, что объясняется ее многокомпонентностью и разнонаправленностью протекающих в ней процессов. Это обстоятельство делает проблематичным использование ранее применявшихся упрощенных методов расчета степени насыщения пластовых вод газами, индивидуальных фугитивностей газов и т. д. В связи с этим для расчетов в настоящей работе используется программный комплекс HG-32 (Hydrogeo), разработанный М. Б. Букаты в ИНГГ СО РАН, не имеющий в настоящее время аналогов в мире, позволяющий учитывать при моделировании все параметры изучаемой системы (плотность, общую минерализацию и состав пластовых вод, газонасыщенность, состав ВРГ, термобарические условия и другие показатели) [2, 3, 5].

Оценка процесса перераспределения газов между залежами и пластовыми водами проводилась по отношениям величин индивидуальных фугитивностей газов, рассчитанных в системах «залежь – пластовые воды» и «пластовые воды – залежь». В первом случае по составу свободной газовой фазы рассчитывался гипотетический равновесный состав ВРГ, а во втором – по ВРГ рассчитывался состав гипотетической газовой залежи. Расчеты индивидуальных степеней насыщения пластовых вод газами и индивидуальных фугитивностей газов, прогнозных характеристик и т. д. проведены для 63 объектов в пределах меловых, юрских и палеозойских отложений, локализованных в пределах северных районов Новосибирской области (рис. 1).

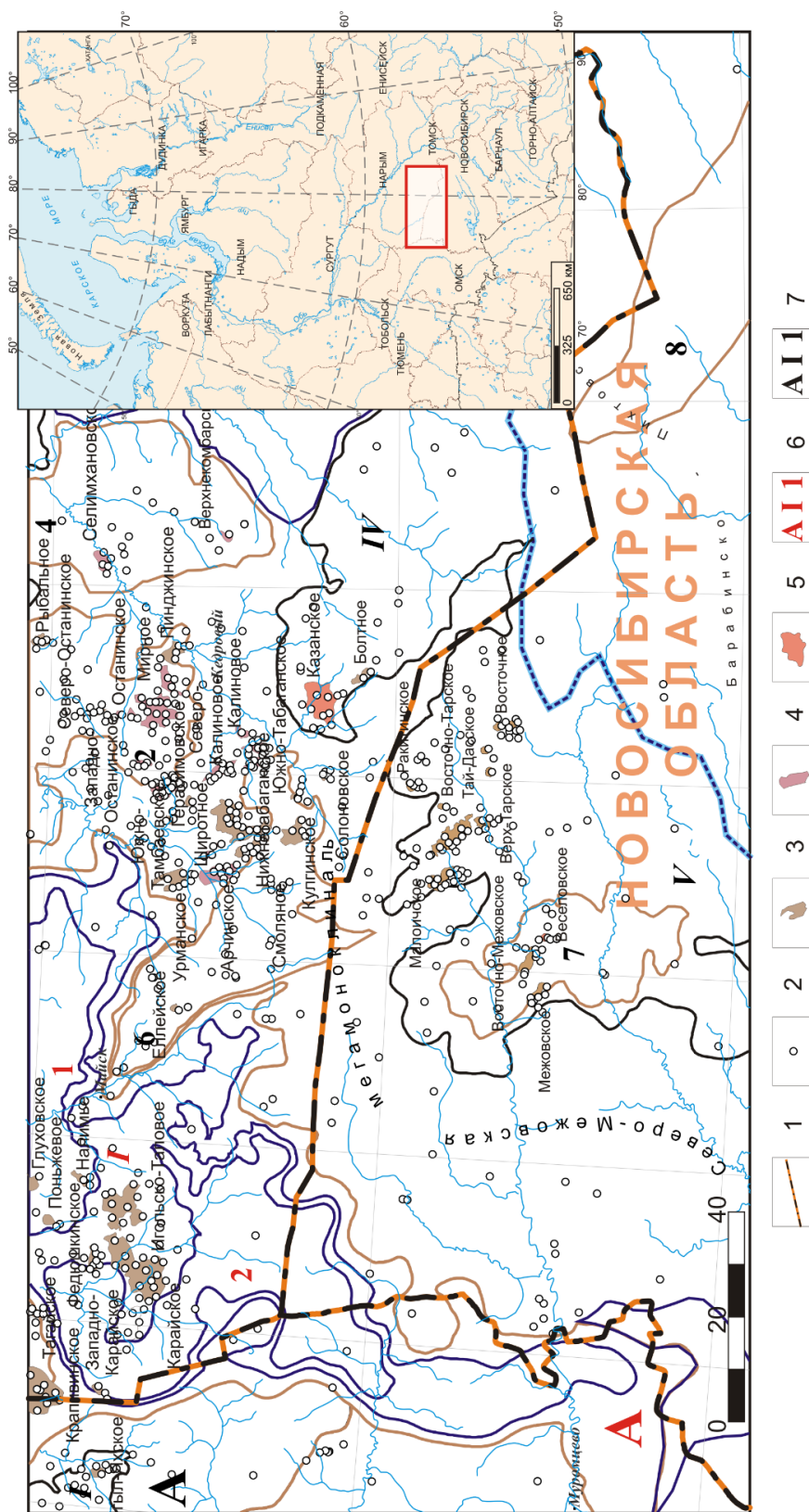


Рис. 1. Обзорная карта района исследований:

1 – административные границы; 2 – скважины; 3 – нефтяные, 4 – нефтегазоконденсатные, 5 – газоконденсатные и газовые; тектонические элементы [9]: 6 – Отрицательные: А – Колтогорско-Нюрольский желоб, I – Нюрольская мезовпадина, 1 – Центральнонюрольская мезовпадина, 2 – Южно-Нюрольская мезовпадина, 3 – Бакчарская мезовпадина, 5 – Кыштовский наклонный мезопрогиб; 7 – положительные: А – Верхневасюганская антеклиза, I – Верхнедемьянский мегавал, II – Парабельский наклонный мегавал, IV – Калгачский наклонный мегавал V – Межевский структурный мегавал, 1 – Колпашевский мезовал, 2 – Пудинское куполовидное мезоподнятие, 4 – Горелоярское куполовидное мезоподнятие, 6 – Лавровский наклонный мезовал, 7 – Западно-Межевское куполовидное мезоподнятие, 8 – Верхнешегарский мезовыступ

Проведенные детальные расчеты показали, что насыщение подземных вод газами носит сложный и неодинаковый характер. По величине K_2 в пределах всех изученных гидрогеологических комплексов установлены горизонты с водами от низко (менее 0,2) до предельно насыщенных (0,8–1,0) газами (рис. 1). Выявлены пластовые воды от ненасыщенных до предельно насыщенных газами (по значениям K_2). Установлены рост степени насыщения пластовых вод газами по мере погружения продуктивных пластов и зависимость степени насыщения пластовых вод газами от величины их общей газонасыщенности. Все воды при величине общей газонасыщенности более 1,8 л/л становятся насыщенными газами ($K_2 = 1,0$), т. е. возникает теоретическая предпосылка для формирования углеводородных залежей [6]. Ненасыщенные же газами пластовые воды, наоборот, способны растворять в себе сформированные ранее залежи нефти и газа. Установлена прямая зависимость между степенью насыщения пластовых вод газами (K_2) и фазовым составом залежей. К зоне развития значений K_2 от 0,8 до 1,0 приурочены основные газоконденсатные залежи, а к менее насыщенным водам – нефтяные залежи. Довольно сложный характер выявленных зависимостей говорит о разнообразии химического и газового состава подземных вод, а также присутствию в горизонтах нефтегазоносной части разреза различных генетических типов вод.

Оценка процесса перераспределения газов между залежами и пластовыми водами по отношениям величин индивидуальных фугитивностей газов показала, что залежи находятся преимущественно в нестабильном положении по отношению к вмещающим их водам (рис. 2). Практически из всех изученных залежей происходит рассеяние метана и углекислого газа, что компенсируется привнесом в залежи азота и в разной степени гомологов метана. На многочисленном ряде залежей идет процесс их фазового переформирования в направлении утяжеления состава [6].

Можно говорить о некоторой специфике процессов перераспределения газов между залежами и окружающими их пластовыми водами в зависимости от фазового состава залежи. Наиболее интенсивно процессы обмена и переформирования протекают в пределах нефтегазоконденсатных и газоконденсатных залежей, а наименее интенсивно – в нефтяных. Анализ изменения отношений индивидуальных фугитивностей газов в пластовых водах и углеводородных залежах выявил некоторые закономерности. Так, с глубиной отмечается рост отношения у метана, этана, пропана, диоксида углерода и других газов (см. рис. 2), что подтверждает ранее выполненные исследования Б. Н. Рыженко и В. П. Волкова по росту летучести газов в широком диапазоне температур и давлений [7].

Результаты моделирования взаимодействий в системе «вода – газ» выявили зональность прогнозного-гипотетического состава свободной газовой фазы с глубиной (рис. 3). Установлено закономерное снижение с глубиной содержания метана и азота, что компенсируется возрастающей ролью в со-

ставе залежей гомологов метана, водорода и диоксида углерода. Наиболее тяжелый состав гипотетических прогнозных залежей характеризует юрские нефтегазоносные комплексы, особенно верхнеюрский, ниже в отложениях палеозойского фундамента в интервале глубин 2 800–3 700 м роль гомологов метана снижается.

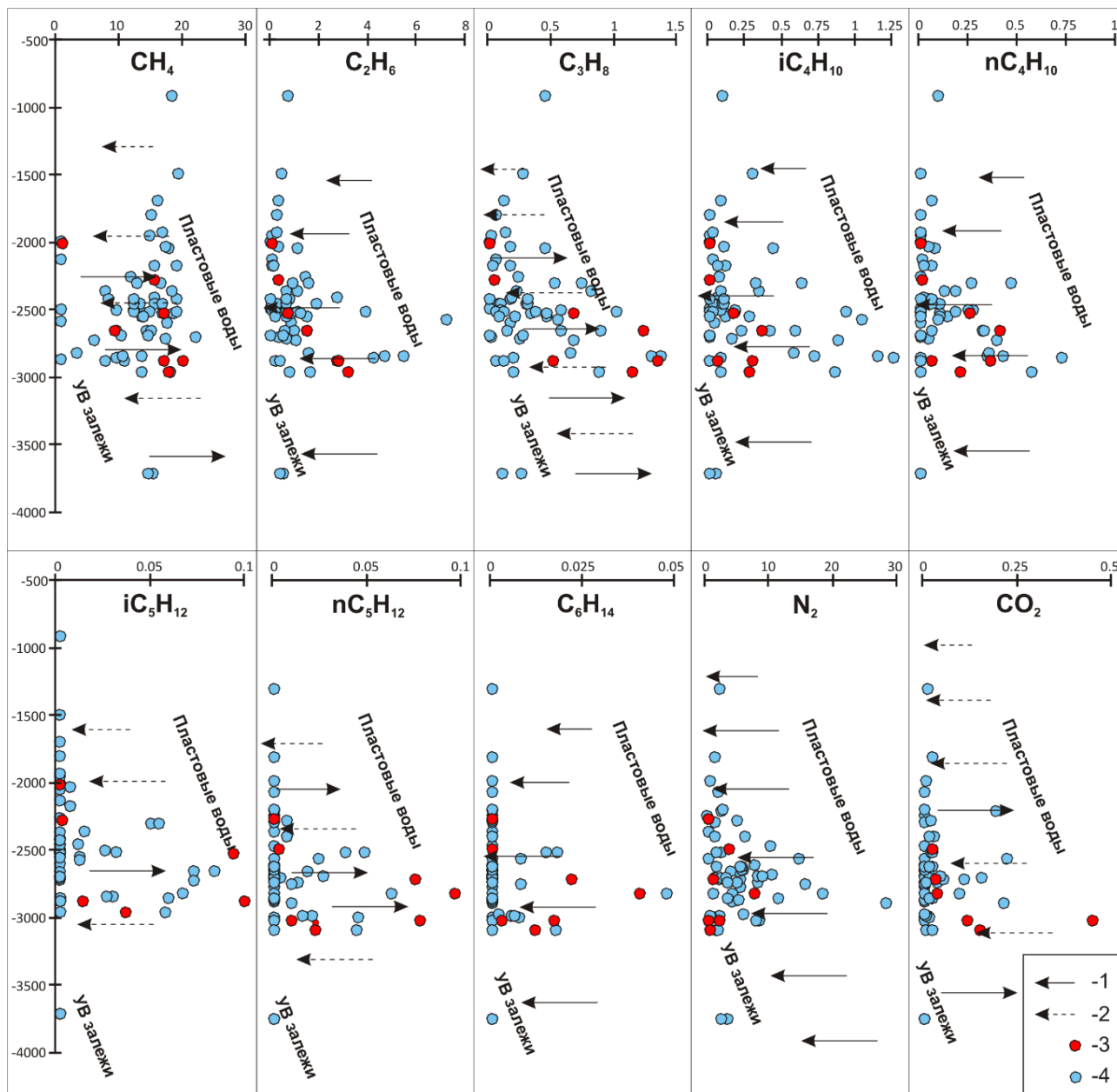


Рис. 2. Зависимость фугитивности газов в пластовых водах и углеводородных залежах с глубиной их залегания:

направление диффузионного потока: 1 – из пластовых вод в УВ залежь, 2 – из УВ залежи в пластовые воды; фугитивность газа: 3 – в УВ залежи, 4 – в пластовых водах

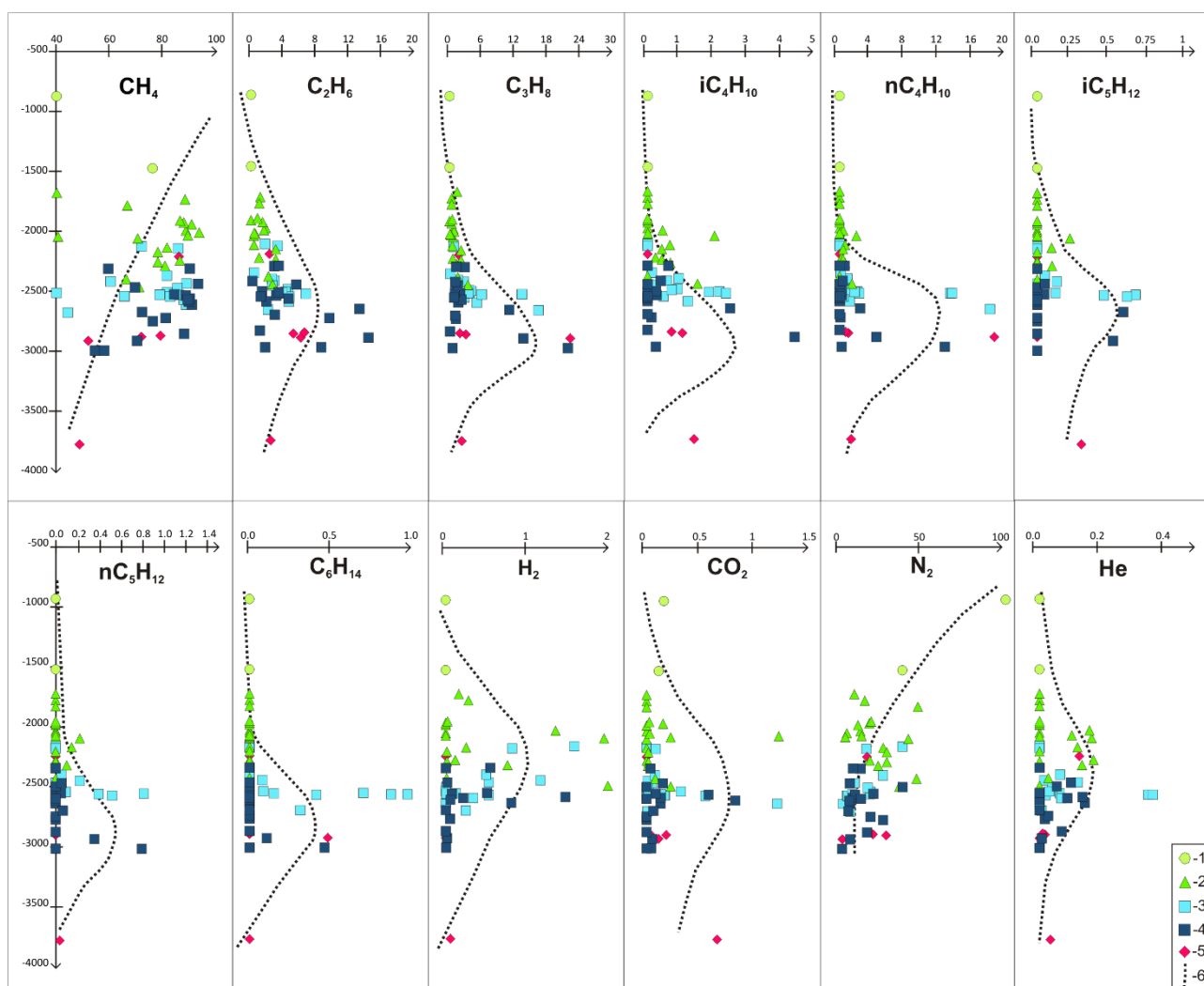


Рис. 3. Изменение состава газа гипотетических – прогнозных залежей с глубиной:

водоносные комплексы: 1 – апт-альб-сеноманский, 2 – неокомский, 3 – верхнеюрский, 4 – ниже-среднеюрский, 5 – доюрские; 6 – тренд

Таким образом, по установленному характеру равновесий можно утверждать, что имеющиеся в мезозойских и палеозойских отложениях северных районов Новосибирской области залежи нефти и газа выступают в качестве консервативного элемента литосферы. Окружающие подземные воды и рассолы являются более активной составляющей системы и заметно опережают их в своем геохимическом развитии. Вследствие этого состав последних претерпевает медленное направленное изменение по пути установления равновесия, отвечающего наступившему качественно новому состоянию геохимической системы «вода – газ».

Исследования проводились при финансовой поддержке РФФИ и Министерства образования, науки и инновационной политики Новосибирской области в рамках научного проекта № 17-45-540086-р а.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Антонов П. Л. Дальность и продолжительность диффузии газов из залежей в законтурные воды // Газовая промышленность. – 1963. – № 9. – С. 1–6.
2. Букаты М. Б. Методика моделирования водно-газовых равновесий в связи прогнозом нефтегазоносности // Геология нефти и газа – 1992. – № 1. – С. 7–9.
3. Букаты М. Б. Рекламно-техническое описание программного комплекса HydrGeo. – М. : ВНТИЦ, 1999. – 5 с. – Номер гос. регистрации алгоритмов и программ во Всероссийском научно-техническом информационном центре (ВНТИЦ) № 50980000051 ПК.
4. Намиот А. Ю. Фазовые равновесия в системах пластовая вода – природный газ // Газовая промышленность – 1958. – № 12. – С. 1–10.
5. Новиков Д. А. Применение методики поисков залежей углеводородов на основе изучения водно-газовых равновесий // Газовая промышленность. – 2015. – № 3. – С. 12–17.
6. Новиков Д. А. Оценка современного состояния нефтегазоносной системы по результатам изучения водно-газовых равновесий (на примере палеозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири) // Отечественная геология. – 2015. – № 3. – С. 7–15.
7. Рыженко Б. Н., Волков В. П. Коэффициенты летучести индивидуальных газов в широком диапазоне температур и давлений // Геохимия. – 1971. – № 7. – С. 760–773.
8. Соколов В. А. Геохимия природных газов. – М. : Недра, 1971. – 336 с.
9. Тектоническое строение и история развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое / В. А. Конторович, С. Ю. Беляев, А. Э. Конторович и др. // Геология и геофизика. – 2001. – № 11–12, Т. 42. – С. 1832–1845.
10. Теоретические основы нефтегазовой гидрогеологии / А. А. Карцев, Ю. П. Гаттенбергер, Л. М. Зорькин и др. – М. : Недра, 1992. – 208 с.

REFERENCES

1. Antonov P.L. Dal'nost' i prodolzhitel'nost' diffuzii gazov iz zalezhej v zakonturnye vody // Gazovaja promyshlennost'. – 1963. – № 9. – S. 1–6.
2. Bukaty M.B. Metodika modelirovanija vodno-gazovyh ravnovesij v svjazi prognozom neftegazonosnosti // Geologija nefti i gaza – 1992. – № 1. – S. 7–9.
3. Bukaty M.B. Reklamno-tehnicheskoe opisanie programmogo kompleksa HydrGeo. – M.: VNTIC, 1999. – 5 s. – Nomer gos. registracii algoritmov i programm vo Vserossijskom nauchno-tehnicheskome informacionnom centre (VNTIC) № 50980000051 PK.
4. Namiot A.Ju. Fazovyje ravnovesija v sistemah plastovaja voda – prirodnyj gaz // Gazovaja promyshlennost' – 1958. – № 12. – S. 1–10.
5. Novikov D.A. Primenenie metodiki poiskov zalezhej uglevodorodov na osnove izuchenija vodno-gazovyh ravnovesij // Gazovaja promyshlennost'. – 2015. – № 3. – S. 12–17.
6. Novikov D.A. Ocenka sovremennogo sostojanija neftegazonosnoj sistemy po rezul'tatam izuchenija vodno-gazovyh ravnovesij (na primere paleozojskih otlozhenij jugo-vostochnyh rajonov Zapadnoj Sibiri) // Otechestvennaja geologija. – 2015. – № 3. – S. 7–15.
7. Ryzhenko B.N., Volkov V.P. Kojefficienty letuchesti individual'nyh gazov v shirokom diapazone temperatur i davlenij // Geohimija. – 1971. – № 7. – S. 760–773.
8. Sokolov V.A. Geohimija prirodnyh gazov. – M.: Nedra, 1971. – 336 s.
9. Tektonicheskoe stroenie i istorija razvitija Zapadno-Sibirskoj geosineklizy v mezozoe i kajnozoe / V.A. Kontorovich, S.Ju. Beljaev, A.Je. Kontorovich i dr. // Geologija i geofizika. – 2001. – № 11–12, T. 42. – S. 1832 – 1845.
10. Teoreticheskie osnovy neftegazovoj gidrogeologii / A.A. Karcev, Ju.P. Gattenberger, L.M. Zor'kin i dr. – M.: Nedra, 1992. – 208 s.

© Д. А. Новиков, С. В. Рыжкова, А. Е. Шохин, С. В. Юдин,
Н. А. Ефимцев, А. В. Черных, Ф. Ф. Дульцев, 2018

ПАЛЕОТЕКТОНИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ФОРМИРОВАНИЯ КОВЫКТИНСКОГО ВЫСТУПА ПО ДАННЫМ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ 3D

Лариса Анатольевна Задоевко

ООО «ИНГЕОСЕРВИС», 625019, Россия, г. Тюмень, ул. Республики, 211, начальник геологического отдела, тел. (345)221-52-95, доп. 126, e-mail: lzadoen@ingeos.info

Сергей Александрович Моисеев

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, зав. лабораторией, тел. (383)306-63-70, e-mail: MoiseevSA@ipgg.sbras.ru

В статье на основании сейсморазведочных работ 3D приведено описание тектонической карты в районе Ковыктинского газового месторождения. Был построен изопахический треугольник. Ковыктинский выступ, как положительная структура, практически на всех стратиграфических уровнях себя не проявил. Больше того, на этом месте на протяжении всего венд-кембрийского этапа осадконакопления отмечаются области повышенных толщин отложений, что может быть связано с проявлением здесь областей пригибания (Ковыктинская палеодепрессия). Это обстоятельство позволяет сделать весьма важный вывод, что Ковыктинский выступ сформировался в посткембрийское время.

Ключевые слова: нефтегазоносность, сибирская платформа, палеотектоника, венд-кембрий.

PALEOTECTONIC ANALYSIS OF THE FORMATION OF THE KOVYKTA PROJECTION OF 3D EXPLORATION SEISMIC DATA

Larisa A. Zadoenko

LLC "INGEOSERVIS", 211, Republic St., Tyumen, 625019, Russia, Head of Geological Department, phone: (345)221-52-95, extension 126, e-mail: lzadoen@ingeos.info

Sergey A. Moiseev

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Head of Laboratory, phone: (383)306-63-70, e-mail: MoiseevSA@ipgg.sbras.ru

In the article, based on the 3D seismic survey, a description of the tectonic map in the area of the Kovykta gas field is given. An isopachian triangle was built. The Kovykta protrusion, as a positive structure, did not show itself at practically all stratigraphic levels. Moreover, in this place throughout the entire Vendian-Cambrian sedimentation stage, areas of increased deposition thicknesses are noted, which may be due to the manifestation here of the areas of bending (Kovykta paleodepression). This circumstance allows us to draw a very important conclusion that the Kovykta protrusion was formed in the post-Cambrian time.

Key words: Oil and gas potential, Siberian platform, paleotectonics, Vendian-Cambrian.

На территории Ковыктинского месторождения в Иркутской области в 2016–2017 гг. по материалам сейсморазведочных работ МОГТ 3D выполнены структурные построения по следующим отражающим горизонтам: Ф (кровля

поверхности кристаллического фундамента), M_2 (кровля чорской свиты), Б (кровля тэтэрской свиты), А (кровля осинского горизонта), Y_0 (кровля усольской свиты), K_1 (кровля верхнебельской подсвиты), H_2 (кровля келорского горизонта), H_1 (кровля литвинцевской свиты).

Структурная карта по отражающему горизонту Б в наибольшей степени соответствует кровле венд-рифейского структурного яруса.

Анализ структурной карты по отражающему горизонту Б позволил авторам настоящей работы построить тектоническую карту по кровле венд-рифейского структурного яруса и выделить несколько структурных элементов (рис. 1).

В центральной части района работ отчетливо выделяется Ковыктинский выступ. Северная и западная его граница проходит по изогипсе минус 1 940, минус 1 950 м, а юго-западная граница минус 1 870 м. В пределах выступа выделены многочисленные локальные структуры. Среди положительных картируются как замкнутые, так и незамкнутые структуры. Положительные структуры преимущественно изометричные. Размеры структур 8–12*3–8 км. Максимальная амплитуда составляет 30–32 м. Размеры незамкнутых структур несколько больше и в ряде случаев достигают 15*10 км при максимальной амплитуде 20–25 м. Ориентированы эти структуры в северо-западном направлении. Отрицательные структуры характеризуются примерно теми же характеристиками, что положительные.

К северо-западу от Ковыктинского выступа выделена структура II порядка – Западно-Ковыктинская моноклиналь. Северо-западная граница моноклинали проведена по изолинии минус 1 970, а юго-восточная по изолинии минус 1 940 м. В пределах моноклинали, в отличие от Ковыктинского выступа, выделяются только единичные, как положительные, так и отрицательные структуры.

К северу от Ковыктинского выступа выделен Оолингский структурный залив (структура II порядка). Южная и западная граница залива проведена по изогипсе минус 1 940, минус 1 950 м. Кроме уже упомянутой положительной горстообразной структуры, в пределах структурного залива выделено еще несколько положительных структур преимущественно изометричной формы.

К юго-востоку от Ковыктинского выступа закартировано Купское валообразное поднятие, которое по своим размерам может рассматриваться как структура III порядка. Ширина поднятия составляет 10–20 км. В его пределах выделен ряд локальных структур преимущественно изометричной формы с размерами 10–15 * 7–10 км и амплитудой до 25–30 м.

Южнее Купского валообразного поднятия выделяется Кытымская депрессия. Ориентация депрессии та же, что и у Купского валообразного поднятия. В пределах депрессии выделено несколько отрицательных структур.

В основу изучения истории тектонического развития объекта исследований был положен анализ современных структурных поверхностей основных отражающих горизонтов, карт изопахит (толщин) основных сейсмогеологических комплексов (рис. 2).

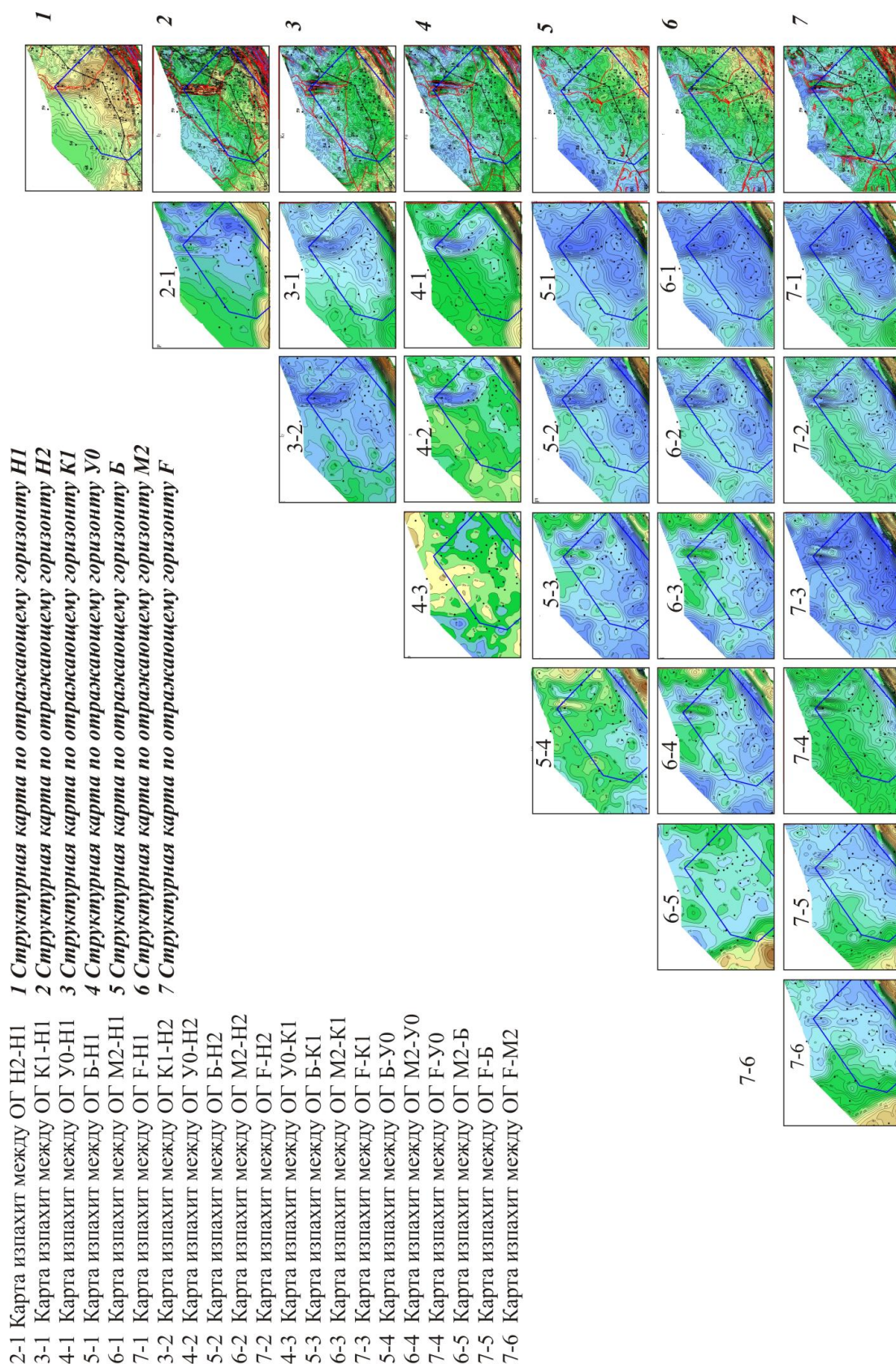


Рис. 2. Изопахический треугольник

Анализ изопахического треугольника, в целом, дает представление об особенностях изменения толщин, что позволяет выделить области относительного прогибания и воздымания на каждом из этапов развития рельефа, связанные как с тектоническими колебаниями, так и с количеством поступающего осадочного материала.

Схема изопахит $\Delta H \Phi - M_2$ характеризует особенности осадконакопления в этот период. Отложения рифея, непского и тирского горизонтов венда залегают на эрозионной поверхности фундамента, включают в себя осадки базального, боханского и парфеновского горизонтов. Согласно палеогеографическим исследованиям, к началу непского седиментационного цикла южная оконечность Сибирской платформы представляла собой пенепленизированную сушу, на которой происходили процессы химического выветривания. Южная часть платформы в непское время представляла собой прибрежную равнину, временами заливавшуюся морем. Эти выводы основаны, главным образом, на изменении гранулометрического состава обломочного материала [1]. На основании проведенных в ИНГГ СО РАН исследований Хабаровым Е. М. и др. был сделан вывод о том, что плохо сортированные, пологокослоистые литито-кварцевые песчаники базального горизонта сформировались в условиях русел, переработанных приливно-отливными течениями, а также в начальную фазу морской трансгрессии. Породы, залегающие выше по разрезу, накапливались в условиях постепенного углубления бассейна. Боханский горизонт представлен преимущественно отложениями баров, зачастую переработанных приливно-отливными процессами, и мелкого, реже – средней глубины шельфа. Во время формирования боханского горизонта исследуемая территория представляла собой прибрежную равнину, временами заливавшуюся морем, с достаточно сложной конфигурацией береговой линии.

В тирское время на территории Ангара-Ленской и Левобережной площадях осадки формировались в аллювиальных обстановках. В районе Ковыктинской площади по данным Ахиярова [2] – в прибрежно-морских обстановках осадконакопления, где формировались дельты и конуса выноса.

Снос обломочного материала в отложениях чорской свиты в южные районы бассейна в тирское время происходил с запада и юга.

На картах изопахит между отражающими горизонтами (ОГ) $\Phi - M_2$, $\Phi - B$ и $\Phi - A$ можно видеть две области минимальных толщин. Первая расположена в районе Грузновской площади, вторая в районе Купского валообразного поднятия.

В первом случае уменьшение толщин, вероятнее всего, связано с седиментацией. В тирское время на этой территории преобладали прибрежно-морские обстановки осадконакопления с формированием преимущественно глистных отложений. Во втором случае сокращение мощностей отложений, скорее всего, связано с постседиментационными процессами при формировании Купского валообразного поднятия и Жигаловского вала.

В это время зарождается Оолингский структурный залив с горстообразной структурой в средней части залива и двумя депрессиями по краям. Такая картина наблюдается и на картах изопахит между ОГ Φ - $У_0$, Φ - $К_1$, Φ - $Н_1$, Φ - $Н_2$, Φ - $Н_1$.

Следует обратить внимание, что на месте Ковыктинского выступа накапливалось наибольшее количество осадков, т. е. здесь отмечалась некая прогнутая зона (Ковыктинская палеодепрессия). Особенности осадконакопления в венд-нижнекембрийский период отражает схема ΔH M_2 – Б (кровли чорской и тэтэрской свит). В подошве интервала залегает массивный пласт доломитов преображенского горизонта, верхняя часть представлена сульфатно-карбонатными осадками: доломитами с прослоями доломито-ангидритов и ангидритов. К началу даниловского времени вся территория становится областью морского осадконакопления в условиях мелкого шельфа, который в значительной степени повлиял на рельеф, сгладив его очертания на начало кембрийских отложений, на территории Ковыктинского ЛУ происходило нивелирование поверхности. В основном, толщина накапливаемых осадков составила 240–260 м. Наименьшие толщины (140–190 м) зафиксированы на юго-западе района работ, в то время как на картах изопахит между ОГ M_2 -Б в этом месте можно видеть область повышенных толщин. В районе Купского валообразного поднятия в обоих случаях каких-либо аномалий толщин не наблюдается. Карты толщин между ОГ M_2 - $У_0$, M_2 - $К_1$, M_2 - $Н_1$, M_2 - $Н_2$, M_2 - $Н_1$ практически идентичны. Отчетливо проявляет себя Оолингский структурный залив, Купское валообразное поднятие. На месте современной Западно-Ковыктинской моноклинали проявляется система палеоподнятий (Западно-Ковыктинская валообразное поднятие). На месте современного Ковыктинского выступа выделяются области повышенных толщин, что в целом можно связывать с депрессионными зонами.

По карте изопахит между ОГ Б – А, которая по сути отражает толщину осинского горизонта, выделены две области пониженных толщин сейсмокомплекса на западе и в центре района работ.

На картах толщин Б- $У_0$, Б- $К_1$, Б- $Н_1$, Б- $Н_2$, Б- $Н_1$ прослеживаются те же особенности изменения толщин, которые наблюдались для сейсмокомплексов M_2 - $У_0$, M_2 - $К_1$, M_2 - $Н_1$, M_2 - $Н_2$, M_2 - $Н_1$. То же самое можно сказать и про толщины сейсмокомплексов А- $У_0$, А- $К_1$, А- $Н_1$, А- $Н_2$, А- $Н_1$. По этим картам Ковыктинский выступ не выделяется, а на его месте отмечены зоны повышенных толщин или области средних значений. Здесь, правда, следует сказать, что увеличение толщин сейсмокомплексов в солеродной части разреза может быть связано с соленой тектоникой. Но сравнение карт толщин сейсмокомплексов в соленой и безсоленой части разрезов позволяет сделать заключение, что, по крайней мере в центральной части района работ, влияние соленой тектоники было незначительной. На юго-востоке района работ можно наблюдать, что Купское валообразное поднятие, как правило, граничит с зоной повышенных толщин сейсмокомплексов. Такая картина может быть определена процессами соленой тектоники. Несколько обособленной выглядит карта толщин сейсмокомплекса $У_0$ - $К_1$. На этой карте не выделено уже привычного Купского валообразного

поднятия. Так же не вполне привычной выглядит распределение толщин сейсмокомплекса в районе Оолингского структурного залива. В бельское время (ΔH ОГ U_0-K_1) формировались доломитовые разности, включающие христофорофский и атовский горизонты с прослоями солей. В это время происходит нивелирование поверхности, и толщины палеосадков составляют, в основном, 430–450 м. Территория находится в спокойном тектоническом режиме. Локально развиты малоамплитудные прогибы, где толщина осадков достигала максимальных значений 480 м.

В средне-нижнекембрийский период (ΔH ОГ U_0-H_2) толщина осадков достигает 1 250 м. Максимально приподнята зона линейного характера, ориентированная, в основном, с юго-запада на северо-восток (720–1 120 м). Западная и центральная части имеют относительно ровную палеоповерхность, где накапливались осадки толщиной 1 140–1 160 м. Карта ΔH ОГ K_1-H_2 (кровли верхнебельской и нижнелитвинцевской подсвет) отражает палеорельеф средне-нижнекембрийских отложений, включающих биркинский, бильчирский и келорский горизонты, представленные доломито-известковистыми разностями с прослоями каменных солей.

В булайско-литвинцевское время осадконакопления (ΔH ОГ K_1-H_1) особых изменений в палеорельефе не происходит, за исключением юго-западной части, где происходит формирование единой приподнятой зоны с юго-восточной частью. В северной части формируется локальное палеоподнятие.

Карта ΔH ОГ H_2-H_1 характеризует палеорельеф на момент образования верхнелитвинцевской подсветы. В этот период времени на площади работ откладывались каменные солей с прослоями доломитов. Ориентация депрессионных зон центральной части участка работ сохраняется, достигая максимальных отметок 200–230 м, площадь их увеличивается.

Таким образом, выполненный анализ карт толщин сейсмокомплексов позволяет сделать следующие выводы:

1. Ковыктинский выступ, как положительная структура, практически на всех картах себя не проявил. Больше того, на этом месте на протяжении всего венд-кембрийского этапа осадконакопления отмечаются области повышенных толщин отложений, что может быть связано с проявлением здесь областей прогибания (Ковыктинская палеодепрессия). Это обстоятельство позволяет сделать весьма важный вывод, что Ковыктинский выступ является постседиментационной структурой, которая сформировалась в посткембрийское время;

2. Оолингский структурный залив был заложен еще в чорское время, и как отрицательная структура развивался на протяжении всего венда и кембрия;

3. Западно-Ковыктинская моноклираль на протяжении всего венда и кембрия проявляла себя как положительная структура 3 порядка (валообразное поднятие), разделяющая две палеодепрессии. Собственно, как моноклираль эта структура сформировалась в посткембрийское время;

4. Купское валообразное поднятие является постседиментационной структурой, формирование которой проходило во время тектонической активизации.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Писарчик Я. К. Литология и фации кембрийских отложений Иркутского амфитеатра в связи с нефтегазоносностью и соленосностью. – Л. : Гостоптехиздат. 1963. – 347 с.
2. Ахияров А. В., Орлов В. И., Бондарев А. Н. Зависимость продуктивных терригенных коллекторов от их фациальной принадлежности на примере парфеновского горизонта Ковыктинского газоконденсатного месторождения // Геофизика. – 2007. – № 6. – С. 60–67.

REFERENCES

1. Pisarchik Ya. K. Litologiya i facii kembrijskih otlozhenij Irkutskogo amfiteatra v svyazi s neftegazonosnost'yu i solenosnost'yu. L. : Gostoptekhizdat. 1963. – 347 s.
2. Ahiyarov A. V., Orlov V. I., Bondarev A. N. Zavisimost' produktivnyh terrigennykh kollektorov ot ih facial'noj prinadlezhnosti na primere parfenovskogo gorizonta Kovyktinskogo gazokondensatnogo mestorozhdeniya // Geofizika. – 2007. – № 6. – S. 60–67.

© Л. А. Задоев, С. А. Мусеев, 2018

КАРБОНАТНЫЕ ПОРОДЫ ЧЕРНОСЛАНЦЕВОЙ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ РАЙОНА ХАНТЕЙСКОЙ ГЕМИАНТЕКЛИЗЫ, ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ

Вика Георгиевна Эдер

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории седиментологии, тел. (383)323-33-03, e-mail: edervg@ipgg.sbras.ru

Анна Юрьевна Юрченко

Московский государственный университет им. М. В. Ломоносова, 119991, Россия, г. Москва, ГСП-1, Ленинские горы, 1, кандидат геолого-минералогических наук, e-mail: annette1988@inbox.ru

Наталья Сергеевна Балущкина

Московский государственный университет им. М. В. Ломоносова, 119991, Россия, г. Москва, ГСП-1, Ленинские горы, 1, кандидат геолого-минералогических наук, научный сотрудник кафедры геологии горючих полезных ископаемых, e-mail: natalybal@gmail.com

Елена Анатольевна Костырева

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории геохимии нефти и газа, тел. (383)323-33-03, e-mail: kostyrevaea@ipgg.sbras.ru

Елена Владимировна Козлова

Сколковский институт науки и технологий, 143026, Россия, г. Москва, ул. Нобеля, 3, кандидат геолого-минералогических наук, ведущий научный сотрудник Центра добычи углеводородов, e-mail: e.kozlova@skoltech.ru

Альвина Григорьевна Замирайлова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории седиментологии, тел. (383)323-33-03, e-mail: zamirailovaag@ipgg.sbras.ru

В настоящей работе приводятся данные о распространении и генезисе карбонатного материала в баженовской свите в пределах Хантейской гемиянтеклизы. Проанализированы механизмы формирования карбонатных пород рассматриваемой толщи при помощи литолого-геохимического изучения, включая анализ изотопного состава и изучение пород в сканирующем электронном микроскопе. Получены новые данные об особенностях образования карбонатных пород на разных стадиях формирования изучаемых отложений.

Ключевые слова: баженовская свита, карбонатные породы, изотопный анализ, черные сланцы.

CARBONATE ROCKS OF THE BLACK SHALE BAZHENOV FORMATION OF THE KHANTEISKAYA HEMIANTECLEISE, WESTERN SIBERIA

Vika G. Eder

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Senior Researcher, Laboratory of Sedimentology, phone: (383)333-23-03, e-mail edervg@ipgg.sbras.ru

Anna Yu. Yurchenko

Lomonosov Moscow State University, 1, Leninskiye Gory, GSP-1, 119991, Moscow, Russia, Ph. D., Research Associate of Department of Petroleum Geology and Geochemistry, e-mail: annette1988@inbox.ru

Natalya S. Balushkina

Lomonosov Moscow State University, 1, Leninskiye Gory, GSP-1, 119991, Moscow, Russia, Ph. D., Leading Researcher? Department of Petroleum Geology and Geochemistry, e-mail: natalybal@gmail.com

Elena A. Kostyreva

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Senior Researcher, Laboratory of Oil and Gas Geochemistry, e-mail: kostyrevaea@ipgg.sbras.ru

Elena V. Kozlova

Skolkovo Institute of Science and Technology, 3, Nobel St., 143026, Moscow, Russia, Ph. D., Leading Researcher, Skoltech Center for Hydrocarbon Recovery, e-mail: e.kozlova@skoltech.ru

Alvina G. Zamirailova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Senior Researcher? Laboratory of Sedimentology, e-mail: zamirailovaag@ipgg.sbras.ru

This paper presents data on the distribution and genesis of carbonate material in the Bazhenov Formation within Khanteiskaya hemiantecleise. The mechanisms of carbonate rocks formation of the considered deposits are analyzed by means of lithological and geochemical studies, including isotopic analysis and research of rocks in scanning electron microscope. The new data were obtained about the peculiarities of formation of carbonate rocks during various stages of formation of the studied sediments.

Key words: Bazhenov Formation, carbonate rocks, isotope analysis, black shales.

Со времени получения первых притоков нефти из черносланцевой баженовской свиты высказывались мнения о приуроченности коллекторов к присутствующим в ее разрезах карбонатным породам (И. И. Нестеров, В. В. Мормышев, В. П. Сонич, М. Ю. Зубков, В. Д. Немова и др.). В ряде скважин карбонатные коллекторы известкового и/или доломитового состава выявлены в баженовской свите на Салымском месторождении, на ряде месторождений западного склона Сургутского свода, на Краснотенинском своде, об этом факте упоминали в своих работах В. И. Белкин, М. Ю. Зубков, В. П. Ефремов, Ю. Э. Хали-

мов, Е. Е. Карнюшина, И. Ш. Усманов и др. В баженовской свите (БС) выделяются первичные биогенные, конкреционные, разнообразные эпигенетические карбонатные разности, однако единого представления о процессах их формирования не существует. Доказанная нефтепродуктивность на многих месторождениях и неустановленный генезис указывают на необходимость отдельного и детального изучения карбонатных пород БС. В настоящей работе приводятся данные о распространении и генезисе карбонатного материала БС в пределах Хантейской гемиантеклизы (Южно-Ягунская, Дружная, Новоортьягунская и Повховская площади). Для литологического изучения был использован комплекс методов, включая макроизучение образцов керна, шлифов – в поляризационном микроскопе, образцов в сканирующем электронном микроскопе (СЭМ), комплекс химических анализов (РФА, «мокрая химия» и др.). Для уточнения генезиса пород использовался изотопный анализ ($\delta^{13}\text{C}$, $\delta^{18}\text{O}$). Вариации $\delta^{13}\text{C}$ в карбонате кальция отражают вариации изотопного состава суммарной углекислоты, растворенной в воде [3]. $\delta^{18}\text{O}$ отражает температуру, при которой происходила кристаллизация карбонатных минералов. Для кальцита используется формула пересчета палеотемператур [7]. Геохимические исследования органического вещества включают пиролитические исследования по методу Rock Eval. Измерение пористости и проницаемости образцов БС проводилось по методу нестационарной газифiltrации.

Основным карбонатным минералом в БС изучаемой территории является кальцит, существенно в меньшей степени доломит. Карбонатность пород в исследуемых разрезах убывает сверху вниз: от 30–80 % в верхней пачке до 2–3 % (редко до 10 %) в средней и нижней пачках (в разрезах, где отсутствует нижняя карбонатная пачка). По результатам литологического изучения БС района исследования установлено, что для ее верхней («кокколитовой») пачки характерны известковые микститы с остатками кокколит, конкреции и линзы-прослои. В средней части свиты линзы и прослои, представленные кальцитом, встречаются реже. Для этого интервала характерны многочисленные микропрослои ракушняковые. В подошве некоторых разрезов БС присутствуют карбонатизированные радиоляриты, в других разрезах наблюдается карбонатный слой, сложенный в верхней части апорадиоляритами, в нижней – микритовыми известняками с остатками кокколит, с брекчированными прослоями и трещинами, залеченными кальцитом. Ниже дается более подробная характеристика этих пород.

«Кокколитовая пачка»

Верхняя пачка БС в районе исследования представлена микститамы кремнисто-карбонатными и характеризуется наиболее высокими содержаниями $\text{C}_{\text{орг}}$ по разрезу БС (13–20 %). Основным источником известкового материала верхней пачки БС является главным образом известковый наннопланктон, получивший широкое развитие в центральной части ЗСБ в этот период [5 и др.]. Подтверждением этого заключения служат находки реликтов кокколитофоридовых водорослей практически во всех образцах верхней пачки БС, полученные

при исследовании в СЭМ. Остатки кокколита имеют кольцевидную форму, диаметр их меняется от 5–10 мкм. Мощность «кокколитовой» пачки в этом районе варьирует от 2,5–6 м. $\delta^{13}\text{C}$ в кокколитовых прослоях изменяется от –12,6 до –1,9 ‰VPDB, $\delta^{18}\text{O}$ – от –14 до –2,2 ‰VPDB. Изотопные данные указывают, что карбонатный материал кокколита претерпел перекристаллизацию в диа- и катагенезе.

Карбонатные конкреции

Отличительной чертой рассматриваемых разрезов БС, по сравнению с Салымским, Красноленинским типом разреза и БС южных и юго-восточных районов ЗСБ [1, 2, 4 и др.] является широкое распространение карбонатных конкреций диаметром 7–12 см и линз-прослоев толщиной 0,5–1,5 см в верхней и средней пачках свиты. В основном конкреции имеют четкие резкие границы с вмещающей породой, в единичных случаях наблюдается переходная сантиметровая зона между конкрецией и породой. По наблюдениям в сканирующем микроскопе установлено, что материал конкреции представлен микрокристаллическим кальцитом, переходная зона таким же материалом, но с реликтами кокколитофорид, вмещающая порода содержит значительное количество реликтов нанофоссилий, упомянутых выше. В ряде случаев в изучаемых разрезах наблюдаются конкреции, одна сторона которых окаймлена реликтом раковины двустворки. Подобное соседство указывает на выщелачивание и перераспределение известкового материала. Таким образом, по результатам изучения образцов в керне и в СЭМ получены подтверждения, что источником известковых конкреций в БС служили в верхней части свиты, главным образом кокколитофоридовые водоросли, в средней – раковины двустворок. По данным изотопного анализа, в конкрециях карбонатного состава БС $\delta^{13}\text{C}$ изменяется от –23,7 до –16,6 ‰VPDB. $\delta^{18}\text{O}$ варьирует в широких пределах от –9,4 до –0,6 ‰VPDB, что указывает на кристаллизацию карбонатного материала в различных условиях: в придонной части осадков (температуры 12–21 °С) и на более поздних стадиях диагенеза, с возможной перекристаллизацией в катагенезе (температуры 28–39 °С, до 58 °С). Карбонатные линзы в составе средней пачки характеризуются свечением в ультрафиолете, указывающим на наличие в них углеводородных соединений. Доказательством служит относительное повышение значений параметра индекса продуктивности PI до 0,15–0,17 при средних значениях 0,11, а также отношение параметров $S_1/C_{\text{орг}}$. Несмотря на наличие миграционной компоненты в составе ОВ, все породы этой части разреза характеризуются низкой пористостью ($K_p < 2\%$) и не являются коллекторами.

Карбонатизированные радиоляриты

На Повховской площади в подошве БС присутствует пачка мощностью около 3 м известняка тонко- и микрокристаллического с реликтовой радиоляриевой структурой. В ряде случаев радиоляриты в процессе литификации вме-

шающих отложений могут быть подвергнуты кальцитизации. Попадая в щелочную среду карбонатного субстрата, опал радиолярий начинает растворяться с постепенной кальцитизацией. В некоторых случаях отложения этого типа подвергаются доломитизации. В нижней части разреза баженовской свиты Повховской площади отмечается прослой (2,2 м) биоморфного известняка-радиолярита, включающий прослой биоморфного доломита-радиолярита мощностью 0,1 м, содержание керогена в этом прослое относительно низкое (1–2 %). Эти породы сильно отличаются от вышележащих свечением в ультрафиолетовом освещении и по пиролитическим характеристикам. Количество $S_{орг}$ здесь относительно низкое – 1,02–1,75 % (в среднем – 1,3 %), что характерно для карбонатных разностей баженовской свиты. Высокий индекс продуктивности (0,2–0,35), значительные вариации водородного индекса и колебания в пределах 6 градусов в параметре T_{max} (436–442 °C) могут являться свидетельством низкого содержания керогена и неравномерного распределения в отложениях миграционного битумоида. Коллекторские свойства пород этого интервала низкие, пористость не превышает 2,5 %, в большинстве образцов менее 1 %. Ранее [2] было установлено, что карбонатизированные радиоляриты БС имеют катагенетическую природу.

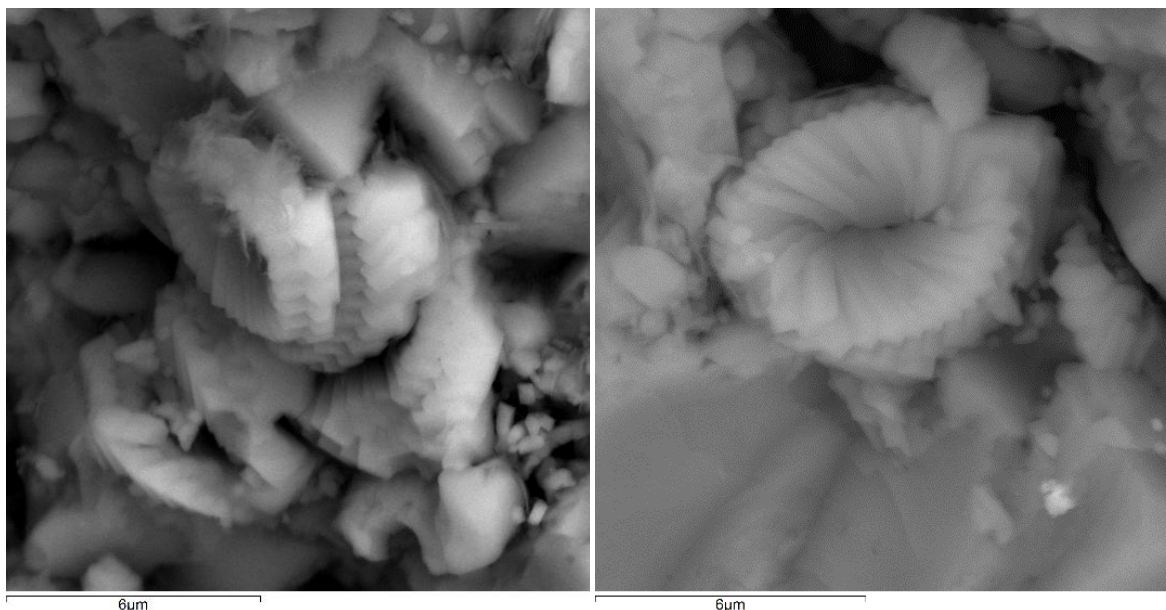
Карбонатный пласт с реликтами радиолярий и кокколит

В разрезе одной из скважин Южно-Ягунской площади на границе баженовской и абалакской свит выделяется карбонатный пласт мощностью 2 м, сложенный известняками микритовыми черными или светло-бурыми на сколе и светло-бурыми и серыми на поверхности выветривания, трещиноватыми, иногда брекчированными. Микротекстура от однородной до косослоистой, обусловленной наличием светлых карбонатных прослоев с относительно пониженным содержанием пирита и керогена толщиной 2–5 см, угол наклона прослоев 30–45°, границы между прослоями резкие, некоторые из них выклиниваются. Основная масса породы представлена микрокристаллическим известковым материалом. В этом прослое также наблюдается яснокристаллический кальцит, развитый по трещинам и жилам, в большом количестве пронизывающих породы, и выполняет роль заполнителя в брекчированных участках. В основной массе распространены реликты радиолярий (0,05–0,2 мм) субокруглой или овальной формы с более темным ядром, представленные тонко- и микрокристаллическим кальцитом, и единичные остатки раковин двустворок. Породы характеризуются неравномерным нефтенасыщением. В кровле карбонатного пласта наблюдается брекчированный, нефтенасыщенный прослой толщиной 0,3 м. Порода пахнет нефтью, характеризуется неравномерным свечением в желтых и бурых тонах в ультрафиолетовом освещении. Характеристики свечения указывают на приуроченность нефтенасыщения пород не к трещинам, а к основной карбонатной массе. Нефтенасыщение подтверждается данными пиролиза – повышенными значениями параметров S_1 (до 8,43 мг УВ/г породы), S_2 (до 37,34 мг УВ/г породы), сравнительно небольшим количеством

$C_{\text{орг}}$ – 1,08–4,94 %, повышенными значениями индекса продуктивности PI – до 0,18. При этом породы характеризуются низкими значениями фильтрационно-емкостных свойств и не являются коллекторами. Вероятно, уменьшение объема порового пространства вызвано интенсивными процессами вторичной кальцитизации межформенного пространства и перекристаллизации с образованием микритовых разностей ($<0,05$ мм). Другим фактором, отрицательно сказавшимся на емкостях пород, явилось заполнение порового пространства остаточным битуминозным веществом. К нефтенасыщенному коллектору был отнесен только маломощный прослой известняков в верхней части пласта, характеризующихся не только наличием миграционных битумоидов, но также обладающих повышенными значениями фильтрационно-емкостных свойств: $K_{\text{п}}$ 6,69–7,96 %, $K_{\text{пр}}$ 0,011–0,056 мД. По результатам изучения изотопного состава $\delta^{13}\text{C}$ и $\delta^{18}\text{O}$ известняков пробы их основной массы разделились на две группы по соотношению стабильных изотопов. Известняки первой группы значительно обогащены легким изотопом углерода ($\delta^{13}\text{C}$ до -21 ‰ VPDB) при значениях $\delta^{18}\text{O}$, схожих с неизмененными раковинами морских организмов (0 ± 4 ‰). Такое распределение стабильных изотопов указывает на осаждение карбонатного материала на поверхности или в придонной части осадков (рассчитанные температуры 15 – 17 °C) в результате микробиальной переработки метана, за счет чего в осаждающихся карбонатах происходит выборочное накопление легкого изотопа углерода [6]. Вторая группа характеризуется меньшим обогащением легким изотопом углерода ($\delta^{13}\text{C}$ от $-12,5$ до $-7,6$ ‰ VPDB), обогащением легким изотопом кислорода ($\delta^{18}\text{O}$ от $-14,2$ до -9 ‰ VPDB), что свидетельствует о том, что известковый материал имеет вторичную природу, кристаллизовался при повышенной температуре в катагенезе (рассчитанные температуры кристаллизации – от 56 до 91 °C) [3]. Жильный кальцит по изотопным характеристикам близок к вторичным карбонатам матрицы ($\delta^{13}\text{C}$ от -11 до $-14,3$ ‰ VPDB), характеризуется большим обогащением легким изотопом кислорода ($\delta^{18}\text{O}$ от $-20,4$ до $-11,7$ ‰ VPDB), что указывает на его кристаллизацию в условиях повышенных температур в катагенезе или из гидротермальных растворов (температура от 118 до 210 °C).

Впервые в образцах карбонатных пород подошвенной части баженовской свиты Южно-Ягунской площади (в интервале глубин $2\,815,8$ – $2\,817,0$ м) обнаружены остатки кокколитофоридовых водорослей по результатам изучения в сканирующем микроскопе (рисунок). Диаметр реликтов кокколит составляет около 8 мкм, форма индивидов – овальная, строение – мелкосегментное. В рассматриваемый период на территории Тетиса наблюдается масштабное распространение кокколитофоридовых водорослей [8 и др.].

Наличие в основной известковой массе пород слоя косых текстур с углами наклона до 60 °C, зон оползания с чередованием известняковых оползневых серий с различной глинистостью, а также изменение направлений наклона слоев слева направо указывают на то, что породы слоя имеют следы переотложения материала с более мелководных участков.



Остатки кокколитофоридовых водорослей в подошвенной части баженовской свиты. Глубина 2 816,6 м. Южно-Ягунская площадь

Вероятно, в бореальном бассейне в период начальной стадии седиментации БС существовали лишь локальные площади, на которых физико-химические условия благоприятствовали развитию известкового наннопланктона. Брекчированность пород, наличие многочисленных трещин и жил, выполненных яснокристаллическим высокотемпературным кальцитом, указывает на сходство в строении пласта с основными нефтеотдающими трещинными и кавернозными коллекторами Салымского, Красноленинского и других месторождений. Необходимо дальнейшее изучение карбонатных пород этого типа на других участках для уточнения временного и пространственного распределения известкового наннопланктона в рассматриваемый промежуток времени, для уточнения условий формирования этих толщ. Отдельной задачей стоит детальное изучение вторичных процессов в подобных толщах, приводящих к формированию коллекторской емкости или утрате породами фильтрационно-емкостных свойств, для повышения качества прогноза нефтеносности.

Результаты исследований

1. В изучаемых отложениях баженовской свиты Хантейской гемиантеклизы выделяются следующие известковые образования: а) первичные биогенные – прослои ракушняков и остатки кокколит; б) диа- и катагенетические – в различной степени перекристаллизованные породы с кокколитами, конкреции и апорадиоляриты; в) катагенетические – трещины, залеченные кальцитом в известняках подошвы БС.

2. Впервые в составе пород баженовской свиты в ее приподошвенной части сделаны находки реликтов кокколитофоридовых водорослей (Южно-Ягунская площадь).

3. Характерной чертой БС Хантейской гемиантеклизы является присутствие многочисленных известковых конкреций в верхней, в меньшей степени средней частях свиты. Основным источником этих образований в первом случае служили кокколиты, во втором – раковины двустворок. Кристаллизация карбонатного материала конкреций происходила в различных условиях: в придонной части осадков (температуры 12–21 °С) и на более поздних стадиях диагенеза, с возможной перекристаллизацией в катагенезе (температуры 28–39 °С, до 58 °С).

4. В районе исследования характер распределения и генезис карбонатного материала в подошве БС на различных площадях отличается. Так, на Повховской площади в подошве БС присутствует пласт нефтенасыщенного карбонатизированного радиоларита с низкими фильтрационно-емкостными свойствами. На Южно-Ягунской площади известковые, в меньшей степени доломитовые, скрыто- и микрокристаллические породы в подошве баженовской свиты являются нефтенасыщенными и обладают повышенными фильтрационно-емкостными свойствами в верхней части. На Дружной и Новоортъягунской площадях карбонатные пласты в подошве БС отсутствуют.

5. Карбонатные породы подошвенной части баженовской свиты на Южно-Ягунской площади схожи по строению с основными нефтеотдающими коллекторами Салымского и Красноленинского месторождений.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Особенности формирования баженовской свиты на границе юры и мела в центральной части Западной Сибири / В. Г. Эдер, А. Г. Замирайлова, Ю. Н. Занин и др. // Литосфера. – 2015. – № 4. – С. 17–32.
2. Условия образования и нефтенасыщенность карбонатных пород баженовской и абалакской свит / Н. С. Балущкина, А. Ю. Юрченко, Г. А. Калмыкови др. // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 1. – С. 32–35.
3. Фор Г. Основы изотопной геологии. – М: Мир, 1989. – 590 с.
4. Эдер В. Г. Некоторые типы разрезов верхнеюрских баженовской и георгиевской свит Обь-Иртышского междуречья // Геология и геофизика. – 2006. – Т. 47(6). – С. 118–122.
5. Эдер В. Г., Замирайлова А. Г., Ян П. А. Закономерности распространения кремнистых пород и «кокколитовой» пачки баженовской свиты // Геология и геофизика. – 2017. – Т. 58, № 3–4. – С. 511–521.
6. Concretionary methane-seep carbonates and associated microbial communities in Black Sea sediments / J. Reitner, J. Peckmann, M. Blumenberg et al. // Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology. – 2005. – Vol. 227, N 1–3. – P. 18–30.
7. Kim S.-T., O'Neil J.R. Equilibrium and non-equilibrium oxygen isotope effects in synthetic carbonates // Geochim. Cosmochim. Acta. – 1997. – Vol. 61. – P. 3461–3475.
8. Mesozoic Alpine facies deposition as a result of past latitudinal plate motion / G. Muttoni, E. Erba, D. V. Kent, V. Bachtadse // Nature. – 2005. – Vol. 434. – P. 59–63.

REFERENCES

1. Osobennosti formirovaniya bazhenovskoj svity na granice jury i mela v central'noj chasti Zapadnoj Sibiri / V.G. Jeder, A.G. Zamirajlova, Ju.N. Zanin i dr. // *Litosfera*. – 2015. – № 4. – С. 17–32.
2. Uslovija obrazovaniya i neftenasyshhennost' karbonatnyh porod bazhenovskoj i abalakskoj svit / N.S. Balushkina, A.Ju. Jurchenko, G.A. Kalmykovi dr. // *Neftjanoe hozjajstvo*. – 2016. – № 1. – С. 32–35.
3. For G. Osnovy izotopnoj geologii. – M: Mir, 1989. – 590 s.
4. Jeder V.G. Nekotorye tipy razrezov verhnjejuoskih bazhenovskoj i georgievskoj svit Ob'-Irtyskogo mezhdurech'ja // *Geologija i geofizika*. – 2006. – Т. 47(6). – С. 118–122.
5. Jeder V.G., Zamirajlova A.G., Yan P.A. Zakonomernosti rasprostraneniya kremnistyh porod i «kokkolitovoj» pachki bazhenovskoj svity // *Geologiya i geofizika*. – 2017. – Т. 58, № 3–4. – С. 511–521.
6. Concretionary methane-seep carbonates and associated microbial communities in Black Sea sediments / J. Reitner, J. Peckmann, M. Blumenberg et al. // *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*. – 2005. – Vol. 227, N 1–3. – P. 18–30.
7. Kim S.-T., O'Neil J.R. Equilibrium and non-equilibrium oxygen isotope effects in synthetic carbonates // *Geochim. Cosmochim. Acta*. – 1997. – Vol. 61. – P. 3461–3475.
8. Mesozoic Alpine facies deposition as a result of past latitudinal plate motion / G. Muttoni, E. Erba, D.V. Kent, V. Bachtadse // *Nature*. – 2005. – Vol. 434. – P. 59–63.

© В. Г. Эдер, А. Ю. Юрченко, Н. С. Балущкина,
Е. А. Костырева, Е. В. Козлова, А. Г. Замирайлова, 2018

АДАМАНТОИДНЫЕ УГЛЕВОДОРОДЫ В КОНДЕНСАТАХ ИЗ ЗАЛЕЖЕЙ СРЕДНЕЙ ЮРЫ МАЛОЯМАЛЬСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ)

Елена Анатольевна Фурсенко

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник, тел. (383)330-26-76, e-mail: FursenkoEA@ipgg.sbras.ru

Владимир Аркадьевич Каширцев

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, доктор геолого-минералогических наук, член-корреспондент РАН, главный научный сотрудник, тел. (383)335-64-23, e-mail: KashircevVA@ipgg.sbras.ru

Валерий Александрович Казаненков

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, ведущий научный сотрудник, зав. лабораторией геологии нефти и газа Западной Сибири, тел. (383)363-91-92, e-mail: KazanenkovVA@ipgg.sbras.ru

Конденсаты Малоямальского месторождения генерированы органическим веществом континентального происхождения в условиях главной зоны нефтеобразования. В низкокипящих фракциях углеводородов идентифицированы адамантаны.

Ключевые слова: геохимия, конденсат, адамантоиды, Западная Сибирь.

ADAMANDOID HYDROCARBONS IN CONDENSATES FROM MIDDLE JURASSIC DEPOSITS OF THE MALOYAMALSKOE FIELD (WESTERN SIBERIA)

Elena A. Fursenko

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Senior Researcher, phone: (383)330-26-76, e-mail: FursenkoEA@ipgg.sbras.ru

Vladimir A. Kashirtsev

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Corresponding Member of RAS, Chief Researcher, phone: (383)335-64-23, e-mail: KashircevVA@ipgg.sbras.ru

Valery A. Kazanenkov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Leading Researcher, Head of Laboratory of Petroleum Geology of West Siberia, phone: (383)363-91-92, e-mail: KazanenkovVA@ipgg.sbras.ru

Condensates of the Maloyamalskoe field formed from the organic matter of continental type in the conditions of the "oil window". The adamantanes were identified in the low-boiling hydrocarbon's fraction.

Key words: geochemistry, condensate, adamantoids, West Siberia.

В работе обсуждаются результаты анализа физико-химического состава и геохимии конденсатов, который в свою очередь является частью актуального на сегодняшний день комплекса исследований, направленного на установление факторов, контролирующих природный синтез адамантоидов и концентрирование их в углеводородных системах. Объектами исследования являются конденсаты Малоямальского месторождения (5 проб), отобранные из залежей и конденсатопоявлений в средней юре (пласты Ю₂₋₃, Ю₄ и Ю₆) с пластовыми температурами > 70 °С.

Малоямальское газоконденсатное месторождение открыто в 1975 г. в южной части п-ва Ямал. На месторождении выявлены газовая залежь в песчано-алевритно-глинистых породах сеномана (К₂) и две газоконденсатные залежи в отложениях средней юры, представленных алевритами и глинами с прослоями песчаных пластов. Залежи приурочены к сводам локальных структур.

Исследованные конденсаты имеют низкие плотности (722,4–778,0 кг/м³) и кинематическую вязкость около 1 мм²/с (при 20 °С). Температуры начала кипения изменяются от 41 до 81 °С. Конденсаты более чем на 70 % об. состоят из бензиновых фракций (т.к. < 200 °С). В них сравнительно много ароматических углеводородов (УВ) > 15 % (как на бензиновую фракцию, так и при пересчете на конденсат). В целом в составе конденсатов преобладают УВ (> 99 % мас. на конденсат), а смолы и асфальтены обнаружены в следовых концентрациях. Содержание метано-нафтяных УВ более чем в 3 раза выше по сравнению с ароматическими.

Конденсаты характеризуются относительно тяжелым изотопным составом углерода ($\delta^{13}\text{C}$ изменяется от -27,4 ‰ до -25,6 ‰).

В составе метано-нафтяной фракции методом газожидкостной хроматографии идентифицированы н-алканы C₁₄-C₃₀ и ациклические изопренаны C₁₃-C₂₅. Максимумы концентраций н-алканов приходятся на УВ C₁₅-C₁₇, что типично для конденсатов. Отношение н-C₂₇/ н-C₁₇ изменяется от 0,06 до 0,10. Последнее согласуется с незначительными концентрациями высокомолекулярных н-алканов, что, вероятнее всего, обусловлено перераспределением УВ за счет фазово-ретроградных процессов, сопровождающих формирование газоконденсатных залежей.

Среди ациклических изопренов преобладает пристан, далее в порядке убывания концентрации следует норпристан (изо-C₁₈) и фитан, содержания других идентифицированных гомологов низкие. Конденсаты характеризуются высокими значениями отношения пристан/ фитан (> 3) и индекса нечетности CPI (>> 1).

Исследованные конденсаты не подвергались биodeградации: наблюдается типичное для конденсатов молекулярно-массовое распределение н-алканов; идентифицированные н-алканы преобладают над ациклическими изопренанами (пристан/ н-C₁₇ – 0,55–0,73; фитан/н-C₁₈ – 0,17–0,24; н-алканы/ ациклические изопренаны – 5,6–7,8). Кроме того, пластовые температуры в залежах выше 70 °С являются неблагоприятным фактором для жизнедеятельности бактериальных и грибковых организмов.

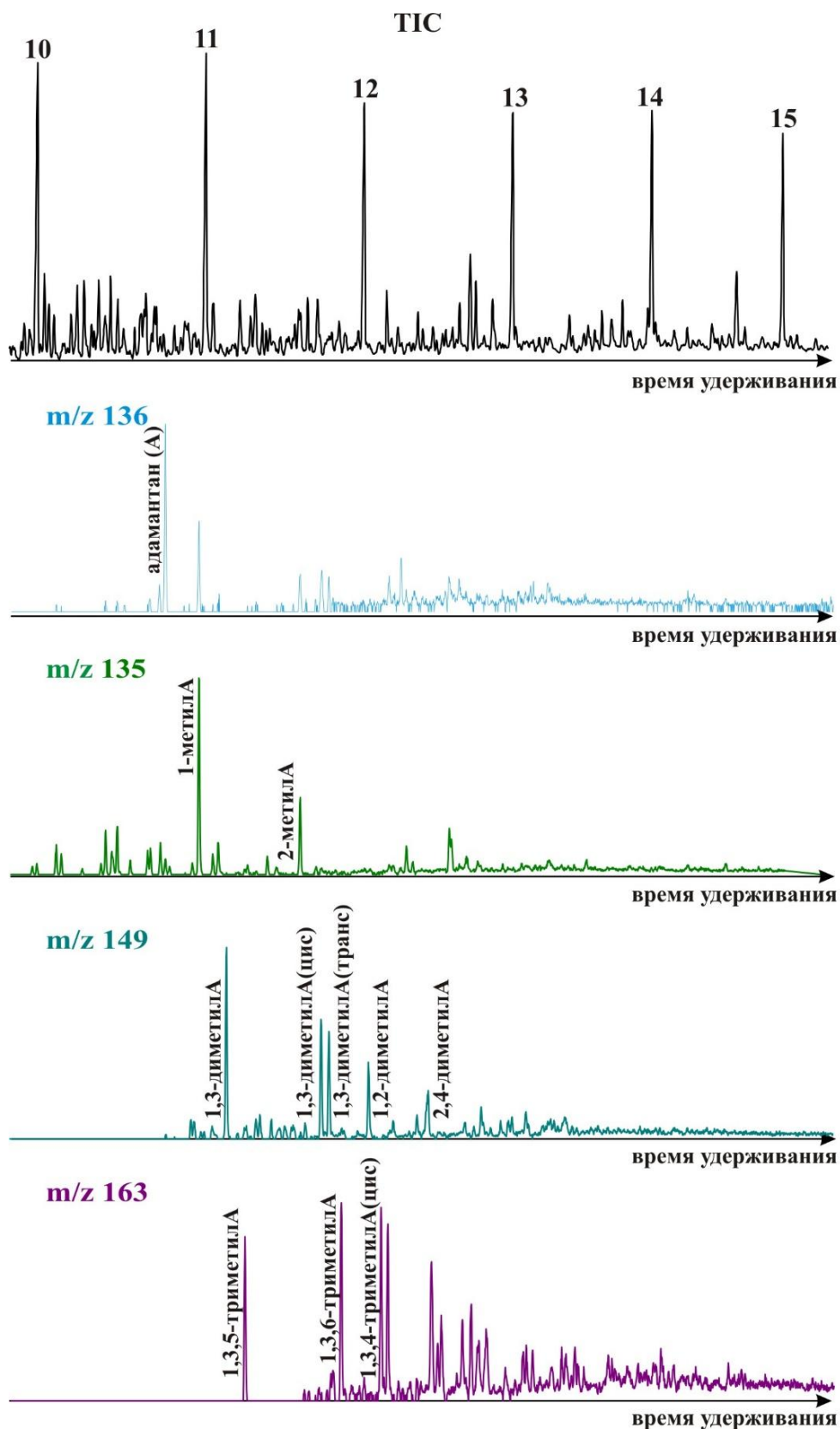
В насыщенных фракциях конденсатов методом хромато-масс-спектрометрии (ХМС) идентифицированы полициклические биометки – стераны и терпаны. Среди стеранов преобладают этилхолестаны (C_{29}), а следующей по концентрации является группа холестанов (C_{27}), соответственно, отношение стераны $C_{29}/C_{27} > 1$. Изомерные соотношения стеранов C_{29} (коэффициенты зрелости: $\beta\beta(20S+20R)/\alpha\alpha 20R$ и $\alpha\alpha 20S/\alpha\alpha 20R$) исследованных конденсатов очень близки (2,62–4,38 и 0,75–1,09 соответственно) и характеризуют уровень изомерных преобразований стеранов, характерный для главной зоны нефтеобразования [6].

Среди три-, тетра- и пентациклических терпанов в конденсатах трицикланы C_{19} – C_{31} (хейлантаны) (41,33–59,18 % на сумму терпанов) близки по концентрации с гопанами и гомогопанами (34,28–52,63 % на сумму терпанов), а содержания тетрацикланов и моретанов не высоки. Повышенные концентрации трицикланов, сравнимые с содержанием гопанов и гомогопанов, вероятнее всего обусловлены (по аналогии с *n*- и изоалканами) молекулярно-массовым перераспределением УВ при формировании газоконденсатных залежей [7, 8, 10]. В составе идентифицированных гопанов и моретанов выше концентрации УВ C_{30} по сравнению с УВ C_{29} , и значительно меньше гопанов и моретанов C_{27} и C_{31} – C_{35} . Низкие значения отношения гопаны $C_{35}/C_{34} (< 1)$ указывают на формирование нефтегазоматеринского ОВ в субокислительных обстановках [9, 6, 12 и др.]. Значения показателя Ts/Tm (0,37–0,82) и соотношения между изомерными формами гомогопанов C_{31} – C_{33} ($S > R$) свидетельствуют о формировании исследованных конденсатов в условиях главной зоны нефтеобразования [6, 12 и др.].

В составе трицикланов (хейлантанов) преобладают низкомолекулярные гомологи (C_{19} – C_{20}), а концентрации УВ C_{21} – C_{31} меньше в несколько раз. Соответственно, очень высоки значения трицикланового индекса ($I_{TC} \gg 1$).

Среди идентифицированных методом ХМС соединений в составе ароматических фракции преобладают фенантрены (91,80–93,97 % на сумму идентифицированных соединений), далее в порядке убывания концентрации следуют дибензтиофены (< 6 % на сумму идентифицированных соединений), моно- (< 1 %) и триароматические (< 1 %) стероиды. Низкие концентрации дибензтиофенов свидетельствуют о накоплении нефтематеринского ОВ в субокислительных условиях [5, 12 и др.], что согласуется с показателями по составу насыщенной фракции (пристан/ фитан, гомогопаны C_{35}/C_{34}). Показатели зрелости, рассчитанные по составу идентифицированных аренов и дибензтиофенов (дибензтиофеновый индекс (ДБТИ) ≈ 1), фенантреновый индекс (ФИ – 0,39–0,47), соотношение между триароматическими стероидами (ТАСИ – 0,28–0,60), соотношения между фенантренами (1-метилФ/Ф – 0,40–0,53; 3-метилФ/Ф – 0,35–0,42; 9-метилФ/Ф – 0,54–0,62 и др.) соответствуют характеристикам ОВ главной зоны нефтеобразования [13, 5, 12 и др.], что согласуется со стерановыми и терпановыми показателями зрелости.

Анализ нефракционированных конденсатов методом ХМС позволил идентифицировать в их составе адамантан и его моно-, ди- и триметилзамещенные гомологи. (рисунок).



Масс-хроматограммы (TIC, m/z 135, 136, 149, 163) распределения адамантановых углеводородов в конденсате Малоюмальского месторождения (10–15 – пики н-алканов от C_{11} до C_{15})

В отличие от биodeградиrowанных нефтей Ванъеганского, Русского и Северо-Комсомольского месторождений [2], в исследованных конденсатах не удалось идентифицировать этилзамещенные и тетраметилзамещенные адамантоиды. На масс-хроматограммах по общему ионному току (TIC) адамантановые УВ не выявляются в виде индивидуальных пиков, а идентифицируются лишь при сканировании по фрагментным ионам (m/z 135, 136, 149, 163).

Адамантан и его производные являются каркасными УВ с уникальными физико-химическими характеристиками. При плотности около единицы они «кипят» при температурах керосиновых фракций и на масс-хроматограммах элюируются в области *n*-алканов C₁₁–C₁₃ (см. рисунок). При высоких концентрациях эти УВ могут рассматриваться, как благоприятный фактор для создания утяжеленных реактивных топлив [1]. Производные адамантана широко используются в фармацевтике, производстве высокоустойчивых полимерных материалов и др. В настоящее время они производятся, главным образом, путем химического синтеза. Природным источником этих соединений являются среднедистиллятные фракции (140–280 °C) нефтяных конденсатов и нефтей. На сегодняшний день залежи углеводородных флюидов с аномальными содержаниями адамантоидов обнаружены в залежах сеномана на небольших глубинах с низкими пластовыми температурами на севере Западной Сибири (месторождения Русское, Пангодинское, Ван-Еганское, Северо-Комсомольское) [2]. Нефти и конденсаты этих залежей, как правило, биodeградиrowаны.

В нативных конденсатах из среднеюрских отложений Малоямальского месторождения, не испытывавших биodeградации, содержания адамантоидов невелики. Анализ распределения основных групп идентифициrowанных УВ и соответствующие генетические показатели (пристан/ фитан; CPI; стераны C₂₉/ C₂₇; соотношения между трициклическими терпанами (I_{TC}); гомогопаны C₃₅/ C₃₄; низкие концентрации дибензтиофенов), а также тяжелый изотопный состав углерода позволяют считать, что исследованные конденсаты генерированы за счет липидных компонентов преимущественно континентального органического вещества, накапливавшегося в субокислительных обстановках [9, 3–5, 11, 12 и др.]. Значения изомерных соотношений стеранов и терпанов, отношения Ts/ Tm, показателей зрелости по составу аренов и дибензтиофенов свидетельствуют о формировании конденсатов в условиях главной зоны нефтеобразования.

Физико-химические свойства исследованных конденсатов (низкие плотности, очень высокое содержание фракции с T_{н.к.} > 200 °C, следовые концентрации высокомолекулярных УВ в том числе *n*-алканов (C₂₀₊), повышенные содержания трицикланов в составе терпанов) указывают на их конденсационный (фазово-ретроградный) тип. Высокие концентрации аренов (> 15 %) в составе бензинов одновременно свидетельствуют об остаточном характере исследованных конденсатов [8, 10, 7].

Идентификация адамантоидов в конденсатах Малоямальского месторождения позволяет предполагать, что в иных условиях (относительно низкая пластовая температура, интенсивная биodeградация и т. п.) возможно обнаружение

в вышележащих меловых отложениях залежей с конденсатами, обогащенными адамантаном и его производными.

Работа выполнена при финансовой поддержке Проекта № 14 МИП СО РАН на 2018-2020 гг. и Проекта IX.131.2.1 Программы ФНИ государственных академий наук на 2013-2020 гг.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Бакланова О. Н., Княжева О. А., Лавренов А. В., Василевич А. В., Булучевский Е. А., Арбузов А. Б., Каширцев В. А., Фурсенко Е. А. Оценка возможности прямого получения компонента высокоплотных реактивных топлив ректификацией нафтовой нефти Русского месторождения // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2017. – № 2. – С. 8–13.
2. Каширцев В. А., Нестеров И. И., Меленевский В. Н., Фурсенко Е. А., Казаков М. О., Лавренов А. В. Биомаркеры и адамантаны в нефтях из сеноманских отложений Западной Сибири // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54, № 8. – С. 1227–1235.
3. Конторович А. Э., Верховская Н. А., Тимошина И. Д., Фомичев А. С. Изотопный состав углерода рассеянного органического вещества и битумоидов и некоторые спорные вопросы теории образования нефти // Геология и геофизика. – 1986. – № 5. – С. 3–12.
4. Конторович А. Э., Бахтуров С. Ф., Башарин А. К., Беляев С. Ю., Бурштейн Л. М., Конторович А. А., Кринин В. А., Ларичев А. И., Ли Году, Меленевский В. Н., Тимошина И. Д., Фрадкин Г. С., Хоменко А. В. Разновозрастные очаги нефтидообразования и нефтидоаккумуляции на Северо-Азиатском кратоне // Геология и геофизика. – 1999. – Т. 40, № 11. – С. 1676–1693.
5. Конторович А. Э., Меленевский В. Н., Иванова Е. Н., Фомин А. Н. Фенантрены, ароматические стераны и дибензотиофены в юрских отложениях Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна и их значение для органической геохимии // Геология и геофизика. – 2004. – Т. 45, № 7. – С. 873–883.
6. Петров А. А. Углеводороды нефти. – М. : Наука, 1984. – 263 с.
7. Справочник по геохимии нефти и газа / ред. С. Г. Неручев. – СПб. : ОАО «Недра», 1998. – 576 с.
8. Старобинец И. С. Геолого-геохимические особенности газоконденсатов. – Л. : Недра, 1974. – 152с.
9. Тиссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефти. – М. : Мир, 1981. – 502 с.
10. Чахмахчев В. А. Геохимия процесса миграции углеводородных систем. – М. : Недра, 1983. – 231 с.
11. Bray E. E., Evans E. D. Distribution of n-paraffins as a clue to recognition of source beds // Geochim. Cosmochim. Acta. – 1961. – V. 22, № 1. – P. 2–15.
12. Peters K. E., Walters C. C., Moldowan J. M. The biomarker guide. 2nd ed. – New York : Cambridge University Press, 2005. – V. 2. – 1155 p.
13. Radke M., Welte D. H., Willsch H. Maturity parameters based on aromatic hydrocarbons: Influence of the organic matter type // Organic Geochemistry. – 1986. – V. 10. – P. 51–63.

REFERENCES

1. Baklanova O. N., Knyazheva O. A., Lavrenov A. V., Vasilevich A. V., Buluchevskij E. A., Arbuzov A. B., Kashircev V. A., Fursenko E. A. Ocenka vozmozhnosti pryamogo polucheniya komponenta vysokoplotnyh reaktivnyh topliv rektifikaciej naftenovoj nefti Russkogo mestorozhdeniya // Neftepererabotka i neftekhimiya. – 2017. – № 2. – S. 8–13.

2. Kashircev V. A., Nesterov I. I., Melenevskij V. N., Fursenko E. A., Kazakov M. O., Lavrenov A. V. Biomarkery i adamantany v neftyah iz senomanskih otlozhenij Zapadnoj Sibiri // *Geologiya i geofizika*. – 2013. – T. 54, № 8. – S. 1227–1235.
3. Kontorovich A. E., Verhovskaya N. A., Timoshina I. D., Fomichev A. S. Izotopnyj sostav ugleroda rasseyannogo organicheskogo veshchestva i bitumoidov i nekotorye spornye voprosy teorii obrazovaniya nefi // *Geologiya i geofizika*. – 1986. – № 5. – S. 3–12.
4. Kontorovich A. E., Bahturov S. F., Basharin A. K., Belyaev S. Yu., Burshtejn L. M., Kontorovich A. A., Krinin V. A., Larichev A. I., Li Godu, Melenevskij V. N., Timoshina I. D., Fradkin G. S., Homenko A. V. Raznovozrastnye ochagi naftidoobrazovaniya i naftidonakopleniya na Severo-Aziatskom kratone // *Geologiya i geofizika*. – 1999. – T. 40, № 11. – S. 1676–1693.
5. Kontorovich A. E., Melenevskij V. N., Ivanova E. N., Fomin A. N. Fenantreny, aromatische sterany i dibenzotiofeny v yurskih otlozheniyah Zapadno-Sibirskogo neftegazonosnogo bassejna i ih znachenie dlya organicheskoy geohimii // *Geologiya i geofizika*. – 2004. – T. 45, № 7. – S. 873–883.
6. Petrov A. A. Uglevodorody nefi. M. : Nauka, 1984. 263 s.
7. Spravochnik po geohimii nefi i gaza/ Red. S. G. Neruchev. – SPb. : OAO «Nedra», 1998. – 576 s.
8. Starobinec I. S. Geologo-geohimicheskie osobennosti gazokondensatov. L. : Nedra, 1974. – 152 s.
9. Tisso B., Vel'te D. Obrazovanie i rasprostranenie nefi. M. : Mir, 1981. – 502 s.
10. Chahmahchev V. A. Geohimiya processa migracii uglevodorodnyh sistem. M. : Nedra, 1983. – 231 s.
11. Bray E. E., Evans E. D. Distribution of n-paraffins as a clue to recognition of source beds // *Geochim. Cosmochim. Acta*. – 1961. – V. 22, № 1. – P. 2–15.
12. Peters K. E., Walters S. C., Moldowan J. M. The biomarker guide. 2nd ed. New York: Cambridge University Press, 2005. – V. 2. – 1155 p.
13. Radke M., Welte D. H., Willsch H. Maturity parameters based on aromatic hydrocarbons: Influence of the organic matter type // *Organic Geochemistry*. – 1986. – V. 10. – P. 51–63.

© Е. А. Фурсенко, В. А. Каширцев, В. А. Казаненков, 2018

СПИКУЛЫ В ТАБУЛЯТОМОРФНЫХ КОРАЛЛАХ ИЗ СИЛУРИЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ (ГОМЕР, ВЕНЛОК) ГОРНОГО АЛТАЯ

Рафия Ахатовна Хабибулина

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, младший научный сотрудник лаборатории палеонтологии и стратиграфии палеозоя, тел. (383)333-24-31, e-mail: KhabibulinaRA@ipgg.sbras.ru

В статье приводятся сведения о находке внутренних конструктивных элементов (спикул) в табулятоморфных кораллах в куимовской свите силура Горного Алтая.

Ключевые слова: табуляты, спикулы, куимовская свита, гомер, венлок, силур, Горный Алтай.

SPICULES IN TABULATE CORALS FROM THE SILURIAN (HOMERIAN, WENLOCK) STRATA OF GORNIY ALTAI

Raliya A. Khabibulina

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptyug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Junior Researcher, Laboratory of Paleozoic Paleontology and Stratigraphy, phone: (383)333-24-31, e-mail: KhabibulinaRA@ipgg.sbras.ru

Data on inner structures (spicules) in the tabulate corals from Silurian Kuimov Formation, Gorny Altai are discussed.

Key words: tabulates, spicules, Kuimov Formation, Homerian, Wenlockian, Silurian, Gorny Altai.

Предположение о возможности присутствия в палеозойских кораллах структур, подобных спикулам, впервые было сделано Д. Греем [1]. Он описал псевдоморфные спикулярные образования у каменноугольных хететид Великобритании, найденных в Северном Уэльсе, в Тинантских известняках.

Первая информация о строении сохранившегося мягкого тела полипов в колониях палеозойских табулятоморфных кораллов в шлифах из «лагерштатто-подобного» (Lagerstätten) захоронения была приведена П. Купером [2]. Фавозитиды, в которых сохранились фоссилизированные полипы, были найдены на острове Антикости в Канаде, в формации Юпитер нижнего лландовери [2, 3]. В 1996 г. была сделана находка неизмененных спикул (внутренних конструктивных элементов полипов) в поперечных и продольных шлифах силурийских гелиолитид [4]. Гелиолитиды со спикулами, сохранившимися после гибели мягких полипов внутри чашки кораллитов, были обнаружены на острове Сомерсет в Канаде, в «лагерштатто-подобном» местонахождении в формации Верхняя Доуро, относимой к лудловскому отделу силура [4].

В 2008 г. коллективом авторов были описаны изученные в травленном каменном материале и в шлифах спикулы и сопровождающие их другие морфо-

логические элементы, как внутри чашек кораллитов колоний фавозитид, так и чашек кораллитов колоний гелиолитид [5]. Этот материал был найден в серии «лагерштатто-подобных» (Lagerstätten) местонахождений в Канаде: а) в лландоверийской формации Юпитер, в) в венлокской формации Кейп Филипс, с) в лудловской формации Верхняя Доуро. В 2010 г. О. А. Диксон описал из лудловской формации Барлоу Инлет на острове Девон в Арктической Канаде, в поперечных и продольных шлифах, фоссилизированные мягкие тела полипов гелиолитид, совместно с которыми были встречены спикулы и микросферы [6].

Автором в 2016–2017 гг. в новом силурийском разрезе куимовской свиты в западной части Горного Алтая были собраны и изучены табулятоморфные кораллы, в которых были обнаружены подобные спикулы.

Силурийские отложения достаточно широко распространены на территории Горного Алтая. Они представлены в основном ритмичным, часто закономерным, чередованием различных терригенных и карбонатных пород [7]. В преимущественно терригенных разрезах нередко встречаются отдельные слои и линзы известняков. В карбонатных типах разрезов широко распространены биогермные постройки, отдельные рифы и рифовые массивы, а также соседствующие с ними шлейфы терригенно-карбонатно-биогенных, нередко обломочных образований. На протяжении силура Алтайский палеобассейн развивался в режиме пассивной окраины Сибирского кратона [7, 8] в тропической зоне северной гемисферы [9].

В типовых разрезах куимовской свиты определены табуляты, ругозы, трилобиты, остракоды, брахиоподы, конодонтофорицы, граптолиты. Мощность куимовской свиты достигает около 200–450 м. Куимовская свита залегает согласно на чагырской свите и согласно перекрывается черноануйской свитой. Куимовская свита сопоставляется с гомерским ярусом венлокского отдела и с лудловским отделом (горстийский и лудфордский ярусы) силура [10]. Куимовская свита в Горном Алтае состоит преимущественно из карбонатных и терригенно-карбонатных пород и известна в западной и северо-западной частях Горного Алтая. Стратотип куимовской свиты находится в западной части региона, в районе пос. Тигирек. Новый разрез куимовской свиты «Генералка - склоновая» находится в западной части Горного Алтая. Он расположен в карьере у дороги из пос. Чинета, на правом склоне сухого лога у начала спуска к р. Яровка в дер. Генералка. Разрез представлен чередованием терригенных пород со слоями и линзами карбонатных пород. В линзах известняков, кроме табулят, найдены ругозы, строматопораты, криноидеи, брахиоподы, трилобиты, остракоды, гастроподы, ихнофоссилии. Комплекс табулят (фавозитид, гелиолитид, хализитид, темнопорид) состоит из *Heliolites ursunayensis* Mironova, *Cladopora bella* Mironova, *Halysites labirinticus* (Goldfuss), *Mesofavosites anuensis* Mironova, *Favosites favosiformis* Sokolov, *Multisolenia tortuosa* Fritz, *Squameolites junggarensis* Lin et Wong, *Propora* sp.

В ограниченном числе изученных алтайских табулят в поперечных и продольных шлифов из 5, 6 и 7-й пачек разреза «Генералка-склоновая» были обна-

ружены структуры, подобные спикулам, известным в силурийских фавозитидах и гелиолитидах Канады в выше рассмотренных работах [4–6].

Спикулы, найденные в гелиолитидах из силурийских отложений Горного Алтая, по форме и размерам близки к спикулам в гелиолитидах, которые были описаны из силурийских отложений Канады [4–6]. Все колонии табулят со спикулами, собранными из разреза «Генералка-склоновая», относятся к виду *Squameolites junggarensis* Lin et Wong из отряда Heliolitida Freeh .

В некоторых шлифах точечные спикулы сохранились почти в каждом последующем слое надстраивающихся кораллитов в их колонии. Это может свидетельствовать об отсутствии каких-либо движений воды во время быстрого роста кораллитов. В других шлифах гелиолитид точечные спикулы сохранились и в местах колоний, в которые попал тонко-терригенный материал. Там, на слое погребенных погибших полипов, появляется следующий слой кораллитов – чашки новых полипов.

В шлифах табулятоморфных кораллов, помимо спикул, встречаются мелкие округлые кальцитовые «тела». Такие «тела» находятся в разных местах коралла, в том числе они могут быть и на поверхности коралла. В некоторых шлифах скопления этих кальцитовых тел расположены в зоне, в которую попал осадок, и кораллиты были разрушены, но почти сразу появился следующий слой кораллитов. Подобная картина положения «микросфер» описана в работе О.А. Диксона [6].

Судя по изученному алтайскому материалу силурийских гелиолитид, для сохранения спикул в кораллах наилучшими условиями являются части палеобассейна со слабым волновым движением. Гелиолитиды со спикулами и в России, и в Канаде сохранились в сходных условиях осадконакопления. По палеогеографическому положению в палеобассейне и литологическим особенностям силурийские отложения, в которых были найдены алтайские гелиолитиды со спикулами, следует относить к фациальным обстановкам зарифового бассейна с интенсивным влиянием поступающего с суши тонкого терригенного материала.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Gray D. I. Spicule pseudomorphs in a new Palaeozoic chaetetid, and its sclerosponge affinities // *Palaeontology*. – 1980. – Vol. 23. – P. 803–820.
2. Copper P. Fossilized polyps in 430-myr-old Favosites corals // *Nature*. – 1985. – Vol. 316. – P. 142–144.
3. Copper P. and Plusquellec Y. Ultrastructure of the walls, tabulae and ‘polyps’ in Early Silurian Favosites from Anticosti Island, Canada // *Courier Forschungsinstitut Senckenberg*. – 1993. – Vol. 164. – P. 301–308.
4. Dixon O. A. Heliolitine Corals of the Upper Douro Formation (Upper Silurian), Canadian Arctic Islands // *Journal of Paleontology*. – 1996. – Vol. 70. – No. 5. – P. 718–740.
5. Chatterton B. D. E., Copper P., Dixon O. A., Gibb S. Spicules in Silurian tabulate corals from Canada, and implications for their affinities // *Palaeontology*. – 2008. – Vol. 51. – P. 173–198.
6. Dixon O. A. Fossilized polyp remains in Silurian Heliolites (Anthozoa, Tabulata) from Nunavut, Arctic Canada // *Lethaia*. – 2010. – Vol. 43. – P. 60–72.

7. Sennikov N. V., Yolkin E. A., Petrunina Z. E., et al. Ordovician-Silurian Biostratigraphy and Paleogeography of the Gorny Altai // Novosibirsk. Publishing House of SB RAS. – 2008. – 154 p.
8. Елкин Е. А., Сенников Н. В., Бахарев Н. К. и др. Периодичность осадконакопления в силуре и соотношения глобальных геологических событий в среднем палеозое на юго-западной окраине Сибирского континента // Геология и геофизика. – 1997. – Т. 38. – № 3. – С. 596–607.
9. Елкин Е. А., Сенников Н. В. Палеогеографические и палеоклиматические обстановки в позднем Лландовери на территории Алтае-Саянской области и их геодинамическая интерпретация // Геология и геофизика. – 1998. – Т. 39. – № 8. – С. 1150–1153.
10. Сенников Н. В., Обут О. Т., Изох Н. Г., Родина О. А., Хабибулина Р. А. Новые данные и проблемные вопросы стратиграфии силура западной части Алтае-Саянской складчатой области // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2014. X Междунар. науч. конгр. : Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Геоэкология» : сб. материалов в 4 т. (Новосибирск, 8–18 апреля 2014 г.). – Новосибирск : СГГА, 2014. Т. 1. – С. 130–136.

REFERENCES

1. Gray D. I. Spicule pseudomorphs in a new Palaeozoic chaetetid, and its sclerosponge affinities // *Palaeontology*. – 1980. – Vol. 23. – P. 803–820.
2. Copper P. Fossilized polyps in 430-myr-old Favosites corals // *Nature*. – 1985. – Vol. 316. – P. 142–144.
3. Copper P. and Plusquellec Y. Ultrastructure of the walls, tabulae and 'polyps' in Early Silurian Favosites from Anticosti Island, Canada // *Courier Forschungsinstitut Senckenberg*. – 1993. – Vol. 164. – P. 301–308.
4. Dixon O. A. Heliolitine Corals of the Upper Douro Formation (Upper Silurian), Canadian Arctic Islands // *Journal of Paleontology*. – 1996. – Vol. 70. – No. 5. – P. 718–740.
5. Chatterton B. D. E., Copper P., Dixon O. A., Gibb S. Spicules in Silurian tabulate corals from Canada, and implications for their affinities // *Palaeontology*. – 2008. – Vol. 51. – P. 173–198.
6. Dixon O. A. Fossilized polyp remains in Silurian Heliolites (Anthozoa, Tabulata) from Nunavut, Arctic Canada // *Lethaia*. – 2010. – Vol. 43. – P. 60–72.
7. Sennikov N. V., Yolkin E. A., Petrunina Z. E., et al. Ordovician-Silurian Biostratigraphy and Paleogeography of the Gorny Altai // Novosibirsk. Publishing House of SB RAS. – 2008. – 154 p.
8. Elkin E. A., Sennikov N. V., Baharev N. K. i dr. Periodichnost' osadkonakopleniya v silure i sootnosheniya global'nyh geologicheskikh sobytij v srednem paleozoe na yugo-zapadnoj okraine Sibirskogo kontinenta // *Geologiya i geofizika*. – 1997. – Т. 38. – № 3. – С. 596–607.
9. Elkin E. A., Sennikov N. V. Paleogeograficheskie i paleoklimaticheskie obstanovki v pozdnem Llandovery na territorii Altae-Sayanskoj oblasti i ih geodinamicheskaya interpretaciya // *Geologiya i geofizika*. – 1998. – Т. 39. – № 8. – С. 1150–1153.
10. Sennikov N. V., Obut O. T., Izoh N. G., Rodina O. A., Habibulina R. A. Novye dannye i problemnye voprosy stratigrafii silura zapadnoj chasti Altae-Sayanskoj skladchatoj oblasti // *Interekspo GEO-Sibir'-2014. X Mezhdunar. nauch. kongr., 8-18 aprelya 2014 g., Novosibirsk: Mezhdunar. nauch. konf. «Nedropol'zovanie. Gornoe delo. Napravleniya i tekhnologii poiska, razvedki i razrabotki mestorozhdenij poleznyh iskopaemyh. Geoekologiya»*: sb. materialov v 4 t. – Novosibirsk: SGGGA, 2014. – Т. 1. – С. 130–136.

© Р. А. Хабибулина, 2018

БОВАНЕНКОВСКАЯ ПЛОЩАДЬ, СТРОЕНИЕ ВЕРХНЕЮРСКОГО ФЛЮИДОУПОРА*Александр Юрьевич Нехаев*

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, научный сотрудник лаборатории геологии нефти и газа арктических регионов Сибири, тел. (383)333-21-09, e-mail: nekhaevay@ipgg.sbras.ru

В статье рассмотрено строение верхнеюрского флюидоупора в пределах Бованенковской площади (север Ямальной НГО). На корреляционных профилях, построенных по материалам ГИС, показано изменение разреза флюидоупора с запада на восток и с севера на юг. Выявлено закономерное сокращение толщин флюидоупора в наиболее приподнятых участках.

Ключевые слова: Ямальское НГО, Бованенковская площадь, верхнеюрский флюидоупор, баженовская свита, стратиграфия, верхняя юра.

BOVANENKOVSKAYA AREA, STRUCTURE OF THE UPPER JURASSIC OF THE FLUID SEAL*Aleksandr Yu. Nekhaev*

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Researcher, Laboratory of Petroleum Geology of Arctic Regions of Siberia, phone: (383)333-21-09, e-mail: nekhaevay@ipgg.sbras.ru

The article describes the structure of the upper Jurassic of the fluid seal within Bovanenkovskoe area (North of the Yamal NGO). On the correlation profiles, built on the GIS products, modifies the section of the fluid seal from West to East and from North to South. Identified a legitimate the reduction of the thickness of the fluid seal in the most elevated areas.

Key words: Yamal NGO, Bovanenkovskoe area, the upper Jurassic fluid stop, the Bazhenov formation, stratigraphy, upper Jurassic.

В статье рассмотрено строение верхнеюрского флюидоупора в пределах Бованенковской площади (север полуострова Ямал). Верхнеюрский флюидоупор является составной частью батского регионального резервуара [1–3]. Нижняя его граница проводится по кровле малышевской свиты, верхняя – по появлению в разрезе мощных слоев нижнемеловых песчаников. По классификации флюидоупоров, предложенной Э. А. Бакировым [4], он относится к субрегиональным флюидоупорам, под которыми «понимаются толщи пород, практически лишенные проницаемости и распространенные в пределах нефтегазовой области или большей ее части». Флюидоупор является важной частью резервуара, и от его строения зависит формирование и сохранение промышленных скоплений нефти и газа. На севере Ямального полуострова верхнеюрский флюидоупор сложен глинистыми отложениями верхней юры (георгиевский и баженовский горизонты, верхняя часть васюганского горизонта), верхней части средней юры (нижняя часть васюганского горизонта) и глинистыми породами нижнего мела (низы куломзинского горизонта). Составной его частью

является баженовская свита [5]. В «классических разрезах» Западной Сибири ее отложения рассматриваются как уникальный объект, обладающий свойствами как флюидоупора, так и проницаемого комплекса [6]. Поэтому важно рассмотреть ее состав и строение.

В пределах Бованенковской площади нами построены 7 корреляционных профилей, четыре из них пересекают район исследований с запада на восток (I–IV) и три с севера на юг (V–VII) (рис. 1).

Профиль I–I протягивается от Бованенковской скв. 121 до Восточно-Бованенковской скв. 10 (рис. 1). Толщина его уменьшается с запада на восток с 340 м (скв. 121) до 267 м (скв. 162), а потом возрастает до 274 м (скв. 11) и 273 м (скв. 10). Сложен он преимущественно аргиллитами, глинистыми алевролитами. В нижней части отмечаются редкие прослои алевролитов и песчаников. Для выделения и корреляции отложений баженовской свиты на рассматриваемой территории используется расширенный комплекс каротажа (КС, ПС, ГК, НГК, ИК). Это связано с тем, что сравнительно высокие значения (25 мкР/ч) радиоактивного каротажа (ГК) отмечаются только в наиболее западной скважине профиля (скв. 121), а восточнее они уменьшаются до стандартных для аргиллитов 15–17 мкР/ч. Толщина баженовской свиты на профиле уменьшается с запада на восток с 15 м (скв. 121) до 5 м (скв. 10) с одновременным уменьшением показаний радиоактивного каротажа и появлением в средней части свиты небольших прослоев песчаников и алевролитов.

В профиле II–II (Бованенковская скв. 148 – Бованенковская скв. 161) (см. рис. 1) в изменении толщины флюидоупора с запада на восток отмечается определенная закономерность. Сначала она постепенно уменьшается с 355 м (скв. 148) до 301 м (скв. 143), 268 м (скв. 135) и до минимальных 238 м (скв. 133), а потом начинает возрастать до 250 м (скв. 140) и 295 м (скв. 161) (рис. 2). В восточной части профиля среди аргиллитов и глинистых алевролитов нижней части флюидоупора появляются редкие тонкие прослои алевролитов и песчаников. Баженовская свита представлена аргиллитами и глинистыми алевролитами, толщина ее изменяется от 13 м на западе (скв. 148) до 6–7 м в центральной и восточной частях (скв. 143, 163). Как и на профиле I–I, с запада на восток уменьшается радиоактивность аргиллитов, а в Бованенковской скв. 133, находящейся в наиболее приподнятой центральной части Северо-Бованенковского поднятия, в отложениях баженовской свиты отмечаются слои песчаников и алевролитов (см. рис. 2).

В профиле III–III, протягивающемся от Бованенковской скв. 123 до Бованенковской скв. 125 (см. рис. 1), подобный характер изменения толщин флюидоупора сохраняется. С запада на восток сначала идет уменьшение с 314 м (скв. 123) до 269 м (скв. 97) и 262 м (скв. 144), а потом начинается увеличение до 301 м (скв. 132), 324 м (скв. 130) и 351 м (скв. 125). Толщина баженовской свиты меняется аналогично – с 15 м в скв. 123 на западе до 4 м в центральной части (скв. 114) и снова до 15 м в самой восточной скважине по профилю (скв. 125). Аргиллиты с повышенной радиоактивностью отмечаются на западе (скв. 123) и востоке (скв. 125), а средние значения ГК характерны для цен-

тральной части (скв. 114 и скв. 132). На западе и востоке баженовская свита сложена аргиллитами с возможными прослоями глинистых алевролитов в нижней части свиты, а в центральной части (скв. 114) в баженовской свите среди аргиллитов присутствуют прослои алевролитов.



Рис. 1. Схема расположения корреляционных профилей

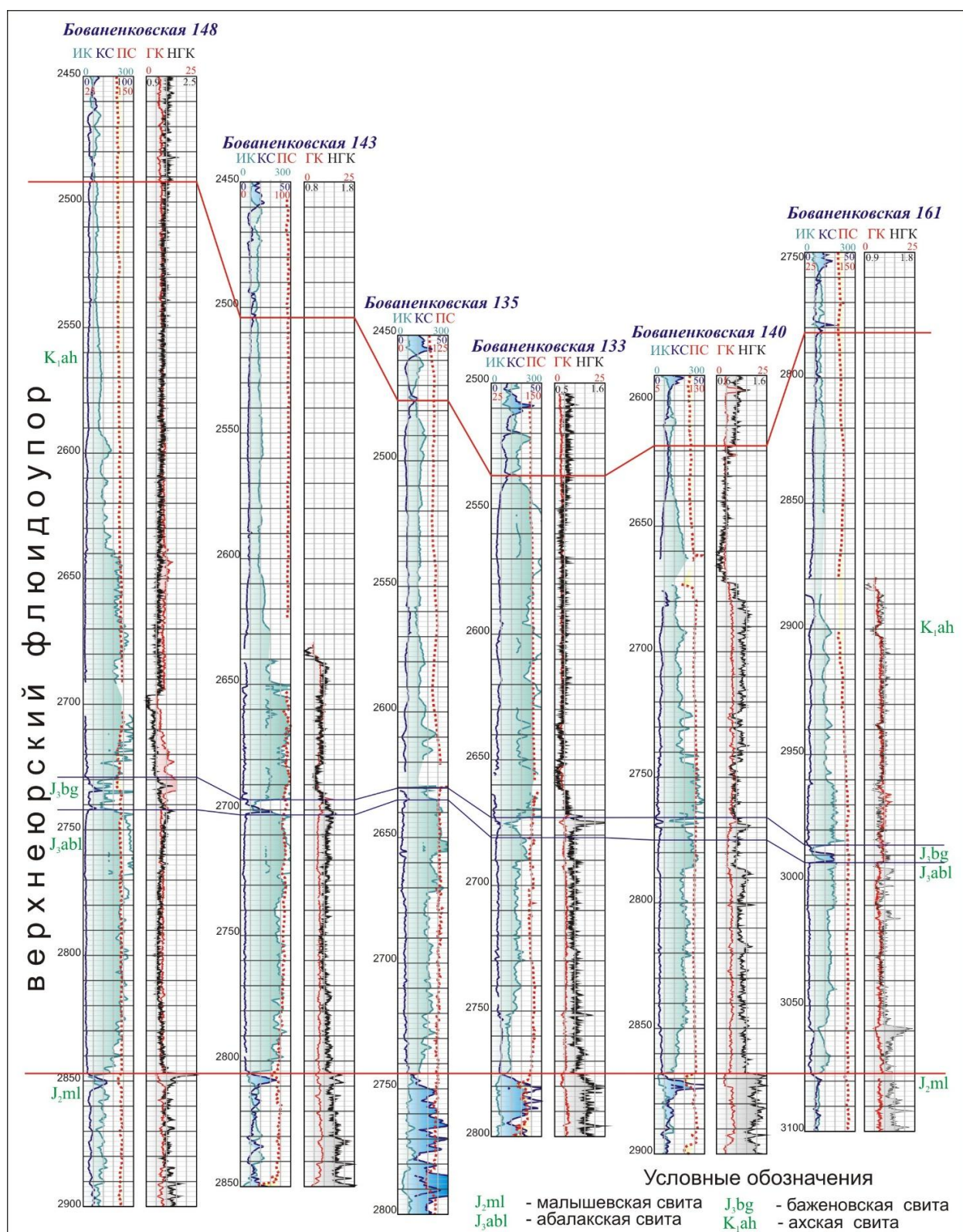


Рис. 2. Корреляционный профиль II–II

В профиле IV–IV, который протягивается от Бованенковской скв. 123 до Бованенковской скв. 201 (см. рис. 1), толщина флюидопора с запада на восток уменьшается с 314 до 252 м. В нижней его части в этом же направлении увели-

чивается количество песчано-алевритовых прослоев. Толщина баженовской свиты практически не меняется (14–15 м), но на западе для аргиллитов характерны более высокие показания радиоактивного каротажа.

Профиль V–V пересекает западную часть рассматриваемого район с севера на юг, от Бованенковской скв. 121 до Бованенковской скв. 123 (см. рис. 1). По профилю толщина флюидоупора то возрастает с 340 м (скв. 121) до 366 м (скв. 126), то уменьшается до 355 м (скв. 148) и снова возрастает до 366 м (скв. 131), и далее уменьшается до 339 м (скв. 124) и 314 м (скв. 123). Сложен он аргиллитами с редкими прослоями глинистых алевролитов в нижней части. В целом наблюдается незначительное уменьшение толщины флюидоупора с севера на юг. Толщина баженовской свиты по профилю практически не меняется (15–16 м). Ее состав и строение во всех скважинах профиля сходный. Верхняя часть сложена аргиллитами со сравнительно высокой радиоактивностью (20–30 мкР/ч), а нижняя – аргиллитами с повышенными (по сравнению с ниже- и вышележащими породами) значениями КС.

Профиль VI–VI располагается восточнее и протягивается с севера на юг от Бованенковской скв. 162 до Бованенковской скв. 201 (см. рис. 1). Толщина флюидоупора с 267 м в начале профиля уменьшается до 248 м (скв. 127), а затем увеличивается до 268 м (скв. 135), а потом резко возрастает до 373 м (скв. 129). Далее на юг толщина флюидоупора снова уменьшается до 341 м (скв. 204), 305 м (скв. 67), 262 м (скв. 114) и 240 м (скв. 119), а в конце профиля немного возрастает до 252 м (скв. 201). Сложен флюидоупор аргиллитами с редкими прослоями глинистых алевролитов. В южном направлении количество глинистых алевролитов в нижней части флюидоупора возрастает. Выделение баженовской свиты в скважинах, входящих в этот профиль, затруднено. Она практически не выделяется по данным ГК (отсутствуют сравнительно высоко-радиоактивные аргиллиты) и КС, а индукционный каротаж не всегда хорошего качества. Толщина баженовской свиты колеблется от 9 м на севере до 14 м на юге, сокращаясь местами до 4–5 м (скв. 114, 119).

Профиль VII–VII проходит по восточному краю Бованенковской площади от Восточно-Бованенковской скв. 11 до Бованенковской скв. 130 (см. рис. 1, 3). Толщина флюидоупора сначала увеличивается с 274 м (Восточно-Бованенковская скв. 11) до 295 м (Бованенковская скв. 161), а затем уменьшается до 233 м (скв. 134 и скв. 144). Южнее по профилю наблюдается резкое увеличение до 388 м (скв. 145) и в конце его уменьшение до 324 м (скв. 130). Толщина баженовской свиты с севера на юг возрастает с 5 м (скв. 11) до 10 м (скв. 134), потом снижается до 6 м (скв. 144), а далее возрастает до максимума 27 м в скв. 145. Южнее она снова резко уменьшается до 14 м (скв. 130). Наиболее характерный разрез баженовской свиты отмечается в скв. 145. Верхняя часть свиты сложена аргиллитами с повышенной радиоактивностью (до 45 мкР/ч), а нижняя – аргиллитами с повышенными значениями КС. В других скважинах профиля свита выделяется больше по ИК, а значения ГК не превышают 17 мкР/ч. На основе данных по профилям и другим скважинам построена карта толщин верхнеюрского флюидоупора для Бованенковской площади

(рис. 4). Хорошо прослеживается уменьшение толщины с запада на восток. Уменьшение с севера на юг намечается, но не всегда четко выражено.

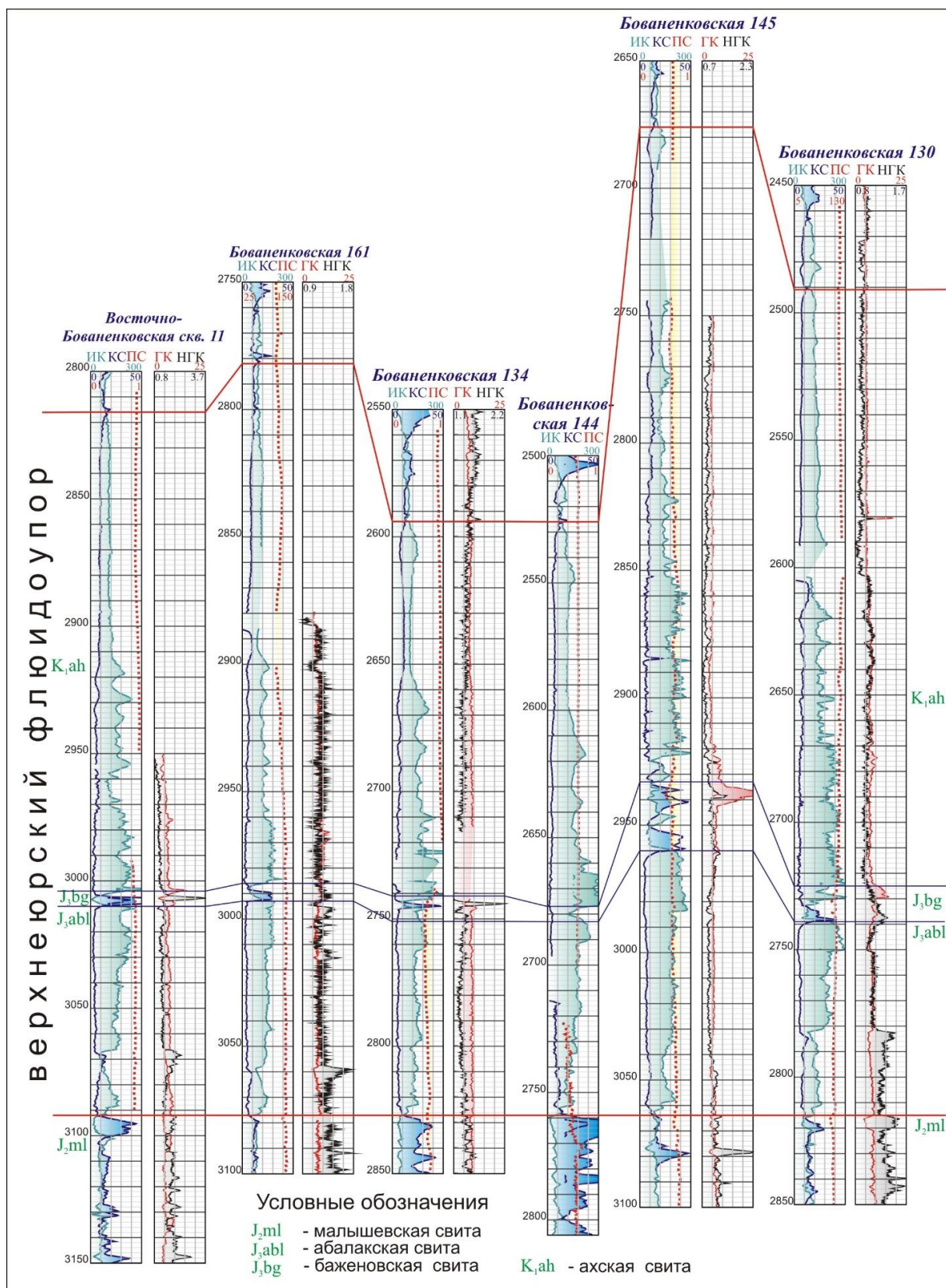


Рис. 3. Корреляционный профиль VII–VII

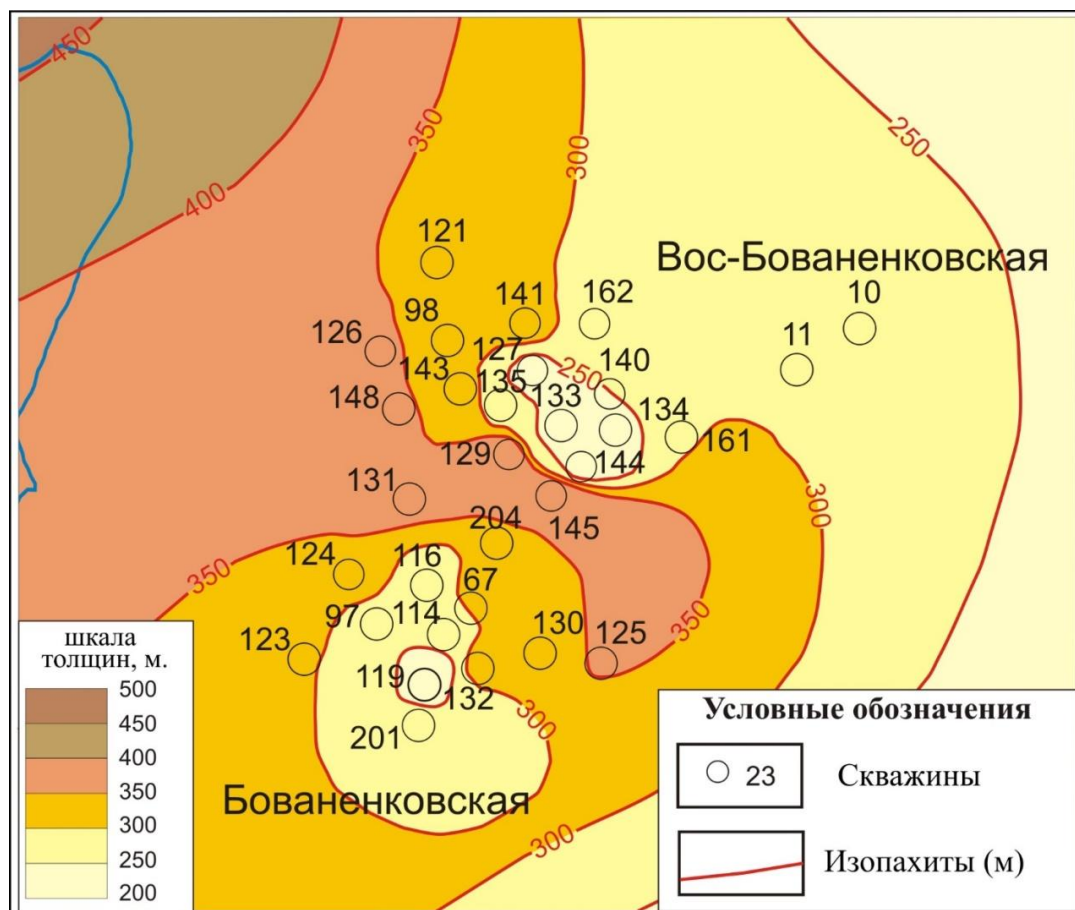


Рис. 4. Карта толщин верхнеюрского флюидоупора Бованенковской площади

Выявлены некоторые особенности. Минимальные значения приурочены к двум участкам. На севере это скважины 127, 140, 133, 134, а на юге – скважины 114, 119. На структурной карте по кровле Ю₂, приведенной в работе В. А. Скоробогатова с соавторами [1], и на тектонической карте юрского мегакомплекса Арктических территорий Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна В. А. Конторовича с соавторами [7] этим участкам соответствуют поднятия (Северо-Бованенковское и Бованенковское). В пределах северного участка мощность флюидоупора колеблется от 233 м (скв. 144, 134) до 250 м (скв. 140). На южном участке толщина флюидоупора меняется от 242 м (скв. 119) до 269 м (скв. 97). Разделяет их полоса максимальных толщин (360–388 м). Протягивается она с северо-запада (скв. 125, 148, 131) через центральную часть (скв. 129, 145) на юго-восток (скв. 125) и соответствует на структурной карте В. А. Скоробогатова с соавторами [1] зоне прогибания, связанной с крупными разрывными нарушениями. Повышенные значения толщин (300 м и более) наблюдаются также по бортам Бованенковской площади.

Данные по профилям показывают, что на изученной территории отложения баженовской свиты резко отличаются от тех, что наблюдаются в «классических» разрезах. Они представлены в основном аргиллитами и глинистыми алевролитами, которым свойственны сравнительно низкая радиоактивность

(17–20 мкР/ч) и низкие показания кажущегося сопротивления (КС). Наиболее маломощные и плохо выраженные разрезы баженовской свиты, с прослоями песчаников и алевролитов, приурочены к двум участкам, соответствующим локальным поднятиям.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Скоробогатов В. А., Строганов Л. В., Копеев В. Д. Геологическое строение и газонефтеносность Ямала. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 352 с.
2. Шемин Г. Г. Региональные резервуары нефти и газа юрских отложений севера Западно-Сибирской провинции. – Новосибирск : Изд-во СО РАН, 2014. – 362 с.
3. Шемин Г. Г., Первухина Н. В. Обоснование крупных объектов нефтепоисковых работ средне-верхнеюрских отложений севера Западно-Сибирской НГП // Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири. – Тюмень : ФГУП «ЗапСибНИИГГ», 2009. – С. 203–211.
4. Бакиров Э. А. Геология нефти и газа : учебник для вузов. – Л. : Гостоптехиздат, 1969. – 240 с.
5. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири (Новосибирск, 2003 г.) / ред. Ф. Г. Гурари. – Новосибирск : СНИИГГиМС, 2004. – 114 с.
6. Баженовская свита – главный источник ресурсов нетрадиционной нефти в России / А. Э. Конторович, Л. М. Бурштейн, В. А. Казаненков и др. // Георесурсы. Геоэнергетика. Геополитика. – 2014. – Вып. 2 (10). – С. 1–8.
7. История тектонического развития арктических территорий и акваторий Западно-Сибирской нефтегазональной провинции / В. А. Конторович, Д. В. Аюнова, И. А. Губин и др. // Геология и геофизика. – 2017. – Т. 58, № 3–4. – С. 423–444.

REFERENCES

1. Skorobogatov V.A., Stroganov L.V., Kopeev V.D. Geologicheskoe stroenie i gazoneftenosnost' Jamala. – M.: ООО «Nedra-Biznescentr», 2003. – 352 s.
2. Shemin G.G. Regional'nye rezervuary нефти i gaza jurskih otlozhenij severa Zapadno-Sibirskoj provincii. – Novosibirsk: Izd-vo SO RAN, 2014. – 362 s.
3. Shemin G.G., Pervuhina N.V. Obosnovanie krupnyh ob#ektov neftepoiskovyh rabot sredne-verhnejurskih otlozhenij severa Zapadno-Sibirskoj NGP // Sostojanie, tendencii i problemy razvitija neftegazovogo potenciala Zapadnoj Sibiri. – Tjumen': FGUP «ZapSibNIIGG», 2009. – S. 203–211.
4. Bakirov Je.A. Geologija нефти i gaza: uchebnik dlja vuzov. – L.: Gostoptehizdat, 1969. – 240 s.
5. Reshenie 6-go Mezhvedomstvennogo stratigraficheskogo soveshhanija po rassmotreniju i prinjatiju utocnennyh stratigraficheskikh shem mezozojских otlozhenij Zapadnoj Sibiri (Novosibirsk, 2003 g.) / Red. F.G. Gurari. – Novosibirsk: SNIIGGiMS, 2004. – 114 s.
6. Bazhenovskaja svita – glavnyj istochnik resursov netradicionnoj нефти v Rossii / A.Je. Kontorovich, L.M. Burshtejn, V.A. Kazanenkov i dr. // Georesursy. Geojenergetika. Geopolitika. – 2014. – Vyp. 2 (10). – S. 1–8.
7. Istorija tektonicheskogo razvitija arkticheskikh territorij i akvatorij Zapadno-Sibirskoj neftegazonosnoj provincii / V.A. Kontorovich, D.V. Ajunova, I.A. Gubin i dr. // Geologija i geofizika. – 2017. – T. 58, № 3–4. – S. 423–444.

© А. Ю. Нехаев, 2018

О ХРОНОСТРАТИГРАФИЧЕСКОМ ПОЛОЖЕНИИ ГРАНИЦЫ КУИМОВСКОГО И ЧЕРНОАНУЙСКОГО ГОРИЗОНТОВ СИЛУРА НА ГОРНОМ АЛТАЕ

Николай Валерианович Сенников

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, доктор геолого-минералогических наук, зав. лабораторией палеонтологии и стратиграфии палеозоя; Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, зав. кафедрой, тел. (383)330-88-47, e-mail: SennikovNV@ipgg.sbras.ru

Наталья Валентиновна Новожилова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории палеонтологии и стратиграфии палеозоя; Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, старший преподаватель, тел. (383)333-24-31, e-mail: NovozhilovaNV@ipgg.sbras.ru

Ольга Тимофеевна Обут

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории палеонтологии и стратиграфии палеозоя; Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, старший преподаватель, тел. (383)333-24-31, e-mail: ObutOT@ipgg.sbras.ru

Рафия Ахатовна Хабибулина

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, младший научный сотрудник лаборатории палеонтологии и стратиграфии палеозоя, тел. (383)333-24-31, e-mail: KhabibulinaRA@ipgg.sbras.ru

В статье приводятся современные данные по конодонтам и биостратиграфии пржидола Горного Алтая.

Ключевые слова: конодонты, биостратиграфия, пржидол, силур, Горный Алтай.

ABOUT CHRONOSTRATIGRAPHIC POSITION OF THE BOUNDARY BETWEEN SILURIAN KUIMOV AND CHERNY ANUI HORIZONS IN THE GORNY ALTAI

Nikolay V. Sennikov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, D. Sc., Head of Laboratory of Paleozoic Paleontology and Stratigraphy; Novosibirsk National Research State University, 2, Pirogova St., Novosibirsk, 630073, Russia, Head of Department phone: (383)333-24-31, e-mail: SennikovNV@ipgg.sbras.ru

Natalya V. Novozhilova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptyug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Senior Researcher, Laboratory of Paleozoic Paleontology and Stratigraphy; Novosibirsk National Research State University, 2, Pirogova St., Novosibirsk, 630073, Russia, Senior Lecturer, phone: (383)333-24-31, e-mail: NovozhilovaNV@ipgg.sbras.ru

Olga T. Obut

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptyug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Senior Researcher, Laboratory of Paleozoic Paleontology and Stratigraphy; Novosibirsk National Research State University, 2, Pirogova St., Novosibirsk, 630073, Russia, Senior Lecturer, phone: (383)333-24-31, e-mail: ObutOT@ipgg.sbras.ru

Raliya A. Khabibulina

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptyug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Junior Researcher, Laboratory of Paleozoic Paleontology and Stratigraphy, phone: (383)333-24-31, e-mail: KhabibulinaRA@ipgg.sbras.ru

Recent data on the conodonts and biostratigraphy of Pridoli Series of the Gorny Altai are discussed.

Key words: conodonts, biostratigraphy, Pridoli, Silurian, Gorny Altai.

Палеонтологически охарактеризованные пржидольские отложения на территории России распространены в ограниченном числе регионов – Балтийская синеклиза, Кавказ, Урал, Новая Земля, Таймыр, Северная Земля, Горный Алтай, Тува, Северо-Восток страны. На Кавказе, в Туве, на Полярном и Южном Урале их возраст и положение границ местных подразделений относительно границ пржидола обоснованы комплексами конодонтов и граптолитов [1–5], а в других – ассоциациями бентосных групп фауны. Во второй группе регионов далеко неоднозначно положение границ местных и региональных стратонов относительно границ пржидола, а также по разным группам бентосной фауны не согласовано отнесение отдельных частей местных стратонов к пржидолу или к подстилающим лудловским или перекрывающим лоховским отложениям. Например, для Горного Алтая уже многие годы предметом дискуссии является хроностратиграфическое положение черноануйского (пржидол или начало девона?) и подстилающего его куимовского горизонтов (лудлов или лудлов – пржидол?) [3, 4, 6–13].

На Горном Алтае в районе пос. Черный Ануй выделяется черноануйская свита, относимая по брахиоподам, остракодам и трилобитам к пржидолу [6, 7, 12, 13]. Черноануйская свита сложена пестроцветными песчаниками, алевролитами, с прослоями серых известняков. Она подстилается куимовской свитой (серые глинистые известняки, аргиллиты, алевролиты), официально относимой к лудлову [14, 15]. Ряд специалистов между куимовской и черноануйской свитами в этом районе предлагали выделять марагдинскую свиту (чередование глинистых известняков, аргиллитов, алевролитов), относя такой новый стратон к низам пржидола [3, 8–10, 16]. Марагдинская свита была включена в Унифицированную схему силура западной части Алтае-Саянской складчатой области

[14]. Последующие геолого-съемочные работы [17] показали, что эту (марагдинскую) часть разреза по сходству литологии следует относить к верхам кумовской свиты, в связи с чем она стала именоваться марагдинской пачкой куимовской свиты [11]. При выделении марагдинского стратона [8] было зафиксировано, что в нем присутствуют табуляты, отличающиеся от табулят черноануйской свиты, но оба коралловых комплекса следует считать пржидольскими. При этом другие бентосные группы (ругозы брахиоподы, трилобиты, остракоды и др.) марагдинской части разреза куимовской свиты указывали на лудловский уровень вмещающих их отложений [3, 6, 9, 10, 12]. Предполагалась необходимость специального изучения возраста марагдинской части разреза [16].

Не дали однозначного ответа о возрасте отложений и находки конодонтов в марагдинской пачке верхов куимовской свиты *Acodina* cf. *curvata* Stauffer, *Belodella resima* (Philip), *Panderodus* sp., *Hindeodella* sp., *Ozarkodina* sp., *Trichnodella* sp., а в черноануйской свите – *Plectospathodus* sp. [10]. Эти таксоны позволяют предполагать широкий стратиграфический интервал – от лудлова до лохова. По [10] был сделан вывод о вероятном положении границы силура и девона в верхах марагдинской пачки, и, таким образом, вся вышележащая черноануйская свита была отнесена к низам девона. На основе синтеза всей биостратиграфической информации черноануйская свита по-прежнему относится к пржидолу [3], куимовский горизонт – к лудлову [16], а граница лудлова и пржидола сопоставляется с границей между куимовским и черноануйским горизонтами, соответствующими одноименным свитам [4, 11].

Авторы настоящего сообщения изучили серию разрезов марагдинской пачки верхов куимовской свиты. В одном из разрезов в терминальной верхней части марагдинской пачки при растворении глинистых известняков были получены конодонты *Ozarkodina eosteinhornensis* (Walliser), *Ozarkodina* cf. *remsheidensis* (Ziegler), *Ozarkodina* cf. *multistriola* Mathieson, *Ozarkodina* sp., *Wurmiella excavata* (Branson et Mehl), *Panderodus* sp., *Pelekysgnathus* sp., *Oulodus?* sp. (рисунок).

Следует отметить, что вид *Oz. multistriola* Mathieson ранее был известен только из девона Австралии [18]. Но публикации последних лет показывают, что комплексы конодонтов, подобные выявленному на Алтае, с преобладанием характерных для нижнего пржидола видов рода *Ozarkodina* Branson et Mehl появляются в верхнем лудфорде [19–22], в том числе в стратотипической местности пржидола в чешском Баррандиене [21, 22].

Приведенные материалы показывают, что хроностратиграфическое положение границы куимовского и черноануйского горизонтов, соответствующее границе куимовской и черноануйской свит, ранее отождествляемое с границей лудловской и пржидольской эпох позднего силура, требует специального дополнительного изучения.

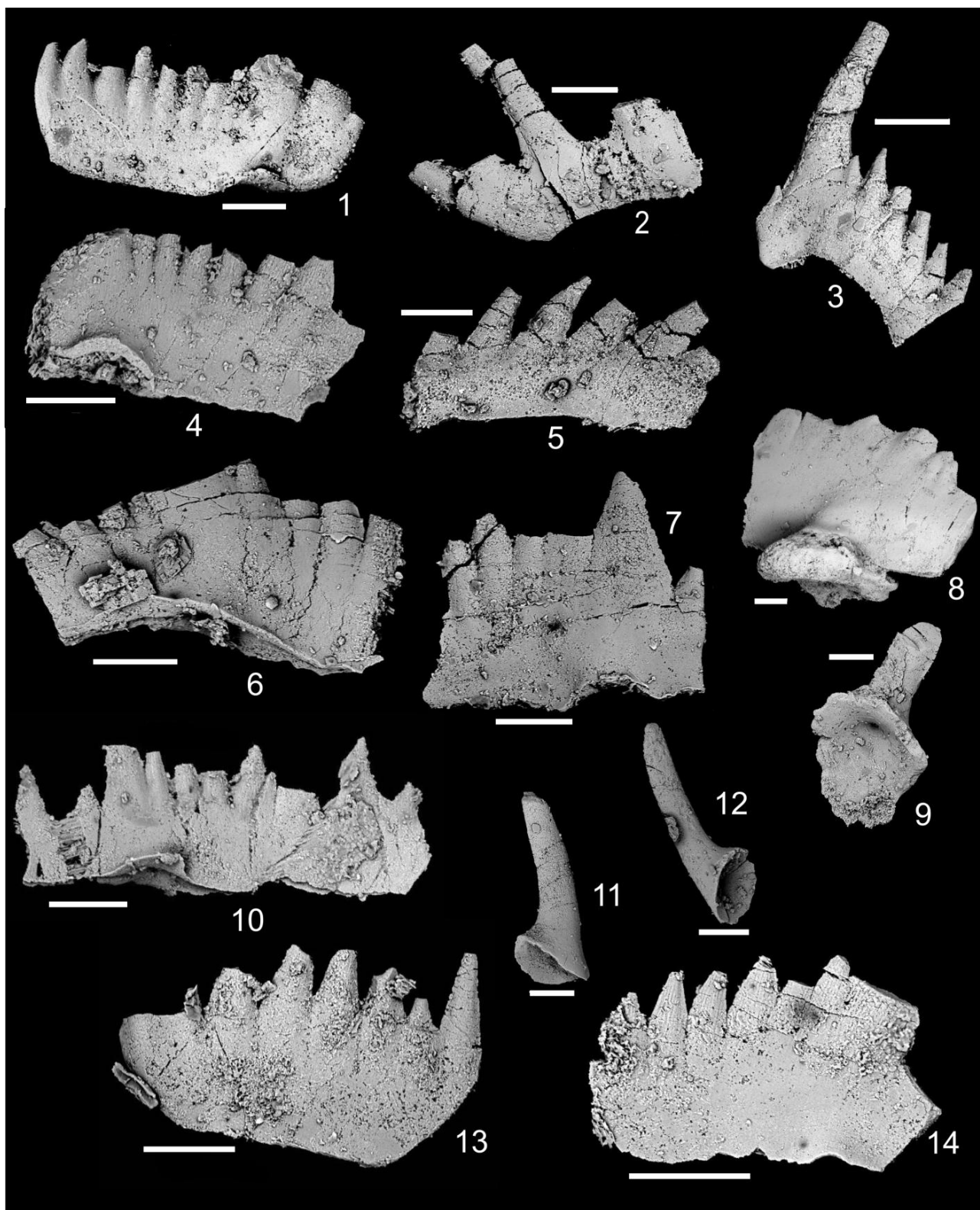


Рис. 1. Конодонты марагдинской пачки куимовской свиты Горного Алтая:
 обр. 14071306: 1, 3, 4 – *Ozarkodina eosteinhornensis* (Walliser); 1, 4 – Ра-элементы, вид сбоку; 3 – М-элемент (?), вид сбоку; 2 – *Oulodus?* sp., обломок; 6, 10 – *Ozarkodina* sp.; 7 – *Pelekysgnathus* sp.; 8 – *Ozarkodina* cf. *remsheidensis* (Ziegler); 9 – *Panderodus* sp.; 10 – *Ozarkodina* sp.; 14 – *Ozarkodina* cf. *multistriola* Mathieson;
 обр. 14071303: 5 – *Wurmiella excavata* (Branson et Mehl); 11, 12 – *Panderodus* sp.; 13 – *Ozarkodina* sp. Линейка 100 мкм

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Граптолиты, конодонты и стратиграфия силура, нижнего девона Северного Кавказа / А. М. Обут, Ф. И. Морозова, Т. А. Москаленко, Л. Д. Чегодаев. – Новосибирск : Наука, 1988. – 221 с.
2. Зональная стратиграфия фанерозоя России. – СПб. : Изд-во ВСЕГЕИ, 2006. – 255 с.
3. Краснов В. И., Кульков Н. П. Пржидольский ярус и силурийско-девонская граница в Сибири // Региональная геология, стратиграфия и палеонтология фанерозоя Сибири. – Новосибирск : СНИИГГиМС, 2009. – С. 39–51.
4. Новые палеонтолого-стратиграфические данные по «пограничным» силурийско-девонским разрезам Тувы / Н. В. Сенников, Н. Г. Изох, А. А. Алексеенко и др. – Новосибирск : СНИИГГиМС, 2010. – С. 129–146.
5. Сенников Н. В., Суяркова А. А. Межрегиональные граптолитовые зональные корреляционные интервалы силура России // Современные проблемы палеонтологии. Материалы LXI сессии Палеонтологического общества. – СПб., 2015. – С. 189–191.
6. Кульков Н. П. Брахиоподы и стратиграфия силура Горного Алтая. – М. : Наука, 1967. – 151 с.
7. Ивановский А. Б., Кульков Н. П. Ругозы, брахиоподы и стратиграфия силура Алтае-Саянской горной области. – М. : Наука, 1974. – 96 с.
8. Миронова Н. В. Некоторые пржидольские табуляты Центрального Алтая // Фауна и биостратиграфия верхнего одовика и силура Алтае-Саянской складчатой области. – М. : Наука, 1978. – С. 104–117.
9. Пограничные отложения силура и девона в Алтае-Саянской области. Девон и карбон Азиатской части СССР / В. И. Краснов, В. Ф. Асташкина, Н. В. Миронова и др. – Новосибирск : Наука, 1980. – С. 63–81.
10. Черноануйская свита и проблема пржидольского яруса верхнего силура в Горном Алтае / Я. М. Гутак, А. Ф. Абушик, Н. И. Савина, С. А. Родыгин // Материалы региональной конференции геологов Сибири, Дальнего Востока и Северо-Востока России. Т. II. Глава III. Палеонтология и стратиграфия. – Томск : ОГУП «Асиновская типография», 2000. – С. 290–294.
11. Новые данные и проблемные вопросы стратиграфии силура западной части Алтае-Саянской складчатой области / Н. В. Сенников, О. Т. Обут, Н. Г. Изох и др. // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2014. X Междунар. науч. конгр. : Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Геоэкология» : сб. материалов в 4 т. (Новосибирск, 8–18 апреля 2014 г.). – Новосибирск : СГГА, 2014. Т. 1. – С. 130–136.
12. Поленова Е. Н. Остракоды позднего силура и раннего девона Алтае-Саянской области. – М.: Наука, 1970. – 104 с.
13. Древнейшие дехенеллиды (трилобиты) и стратиграфия силура Горного Алтая / Е. А. Елкин, В. А. Желтоногова, Н. В. Сенников, Л. С. Базарова. – Новосибирск : Наука, 1974. – 90 с.
14. Решения Всесоюзного стратиграфического совещания по докембрию, палеозою и четвертичной системе Средней Сибири, Новосибирск, 1979. Часть I. Верхний протерозой и нижний палеозой. – Новосибирск, 1983. – 215 с.
15. Стратиграфический словарь СССР. Кембрий, ордовик, силур, девон. – Л. : Недра, 1975. – 622 с.
16. Стратиграфический словарь СССР. Новые стратиграфические подразделения палеозоя СССР. – Л. : Недра, 1991. – 555 с.
17. Геологическая карта Российской Федерации масштаба 1:200.000. Серия Алтайская. Лист М-45-I (Солонешное). – СПб. : Изд-во Санкт-Петербургской картографической фабрики ВСЕГЕИ, 2001. – 183 с.

18. Late Silurian (Ludlow) and Early Devonian (Pragian) conodonts from the Cobar Super-group, western New South Wales, Australia / D. Mathieson, R. Mawson, A. J. Simpson, J. A. Talent // *Bulletin of Geosciences*. – 2016. – Vol. 91, N 3. – P. 583–652.
19. Corriga M. G., Corradini C., Ferretti A. Silurian conodonts from Sardinia: an overview // *Rendiconti della Società Paleontologica Italiana*. – 2009. – Vol. 3, N 1. – P. 95–107.
20. Corradini C., Corriga M. G. Silurian and lowermost Devonian conodonts from the Passo Volaia area (Carnic Alps, Italy) // *Bollettino della Società Paleontologica Italiana*. – 2010. – Vol. 49, N 3. – P. 237–253.
21. Slavik L., Carls P. Post-Lau Event (Late Ludfordian, Silurian) recovery of conodont faunas of Bohemia // *Bulletin of Geosciences*. – 2012. – Vol. 87, N 4. – P. 815–832.
22. Integrated stratigraphy of the Ludfordian in the Prague Synform / L. Slavik, P. Storch, S. Manda, J. Fryda // *GFF*. – 2014. – Vol. 136, N 1. – P. 238–242.

REFERENCES

1. Graptolity, konodonty i stratigrafija silura, nizhnego devona Severnogo Kavkaza / A.M. Obut, F.I. Morozova, T.A. Moskalenko, L.D. Chegodaev. – Novosibirsk: Nauka, 1988. – 221 s.
2. Zonal'naja stratigrafija fanerozoja Rossii. – Sankt-Peterburg: VSEGEI, 2006. – 255 s.
3. Krasnov V.I., Kul'kov N.P. Przhidol'skij jarus i silurijsko-devonskaja granica v Sibiri // *Regional'naja geologija, stratigrafija i paleontologija fanerozoja Sibiri*. – Novosibirsk: SNIIGGiMS, 2009. – S. 39–51.
4. Novye paleontologo-stratigraficheskie dannye po «pogranichnym» silurijsko-devonskim razrezam Tuvy / N.V. Sennikov, N.G. Izoh, A.A. Alekseenko i dr. – Novosibirsk: SNIIGGiMS, 2010. – S. 129–146.
5. Sennikov N.V., Sujarkova A.A. Mezhtregional'nye graptolitovye zonal'nye korreljacionnye intervaly silura Rossii // *Sovremennye problemy paleontologii. Materialy LHI sessii Paleontologicheskogo obshhestva*. – Sankt-Peterburg, 2015. – S. 189–191.
6. Kul'kov N.P. Brahiopody i stratigrafija silura Gornogo Altaja. – M.: Nauka, 1967. – 151 s.
7. Ivanovskij A.B., Kul'kov N.P. Rugozy, brahiopody i stratigrafija silura Altae-Sajanskoj gornoj oblasti. – M.: Nauka, 1974. – 96 s.
8. Mironova N.V. Nekotorye przhidol'skie tabuljaty Central'nogo Altaja // *Fauna i biostratigrafija verhnego odovika i silura Altae-Sajanskoj skladchatoj oblasti*. – M.: Nauka, 1978. – S. 104–117.
9. Pogranichnye otlozhenija silura i devona v Altae-Sajanskoj oblasti. Devon i karbon Aziatskoj chasti SSSR / V.I. Krasnov, V.F. Astashkina, N.V. Mironova i dr. – Novosibirsk: Nauka, 1980. – S. 63–81.
10. Chernoujskaja svita i problema przhidol'skogo jarusa verhnego silura v Gornom Altae / Ja.M. Gutak, A.F. Abushik, N.I. Savina, S.A. Rodygin // *Materialy regional'noj konferencii geologov Sibiri, Dal'nego Vostoka i Severo-Vostoka Rossii. T. II. Glava III. Paleontologija i stratigrafija*. – Tomsk: OGUP «Asinovskaja tipografija», 2000. – S. 290–294.
11. Novye dannye i problemnye voprosy stratigrafii silura zapadnoj chasti Altae-Sajanskoj skladchatoj oblasti / N.V. Sennikov, O.T. Obut, N.G. Izoh i dr. // *Interjekspo GEO-Sibir'-2014. X Mezhdunar. nauch. kongr., 8-18 aprelja 2014 g., Novosibirsk: Mezhdunar. nauch. konf. «Nedropol'zovanie. Gornoe delo. Napravlenija i tehnologii poiska, razvedki i razrabotki mestorozhdenij poleznyh iskopaemyh. Geojekologija»*: sb. materialov v 4 t. – Novosibirsk: SGGA, 2014. – T. 1. – S. 130–136.
12. Polenova E.N. Ostrakody pozdnego silura i rannego devona Altae-Sajanskoj oblasti. – M.: Nauka, 1970. – 104 s.
13. Drevnejšie dehenellidy (trilobity) i stratigrafija silura Gornogo Altaja / E.A. Elkin, V.A. Zheltonogova, N.V. Sennikov, L.S. Bazarova. – Novosibirsk: Nauka, 1974. – 90 s.

14. Reshenija Vsesojuznogo stratigraficheskogo soveshhanija po dokembriju, paleozoju i chetvertichnoj sisteme Srednej Sibiri, Novosibirsk, 1979. Chast' I. Verhnij proterozoj i nizhnij paleozoj. – Novosibirsk, 1983. – 215 s.
15. Stratigraficheskij slovar' SSSR. Kembrij, ordovik, silur, devon. – L.: Nedra, 1975. – 622 s.
16. Stratigraficheskij slovar' SSSR. Novye stratigraficheskie podrazdelenija paleozoja SSSR. – L.: Nedra, 1991. – 555 s.
17. Geologicheskaja karta Rossijskoj Federacii masshtaba 1:200.000. Serija Altajskaja. List M-45-I (Soloneshnoe). – Sankt-Peterburg: Izd-vo Sankt-Peterburgskoj kartograficheskoy fabriki VSEGEI, 2001. – 183 s.
18. Late Silurian (Ludlow) and Early Devonian (Pragian) conodonts from the Cobar Supergroup, western New South Wales, Australia / D. Mathieson, R. Mawson, A.J. Simpson, J.A. Talent // *Bulletin of Geosciences*. – 2016. – Vol. 91, N 3. – P. 583–652.
19. Corriga M. G., Corradini C., Ferretti A. Silurian conodonts from Sardinia: an overview // *Rendiconti della Società Paleontologica Italiana*. – 2009. – Vol. 3, N 1. – P. 95–107.
20. Corradini C., Corriga M.G. Silurian and lowermost Devonian conodonts from the Passo Volaia area (Carnic Alps, Italy) // *Bollettino della Società Paleontologica Italiana*. – 2010. – Vol. 49, N 3. – P. 237–253.
21. Slavik L., Carls P. Post-Lau Event (Late Ludfordian, Silurian) recovery of conodont faunas of Bohemia // *Bulletin of Geosciences*. – 2012. – Vol. 87, N 4. – P. 815–832.
22. Integrated stratigraphy of the Ludfordian in the Prague Synform / L. Slavik, P. Storch, S. Manda, J. Fryda // *GFF*. – 2014. – Vol. 136, N 1. – P. 238–242.

© *Н. В. Сенников, Н. В. Новожилова, О. Т. Обут, Р. А. Хабибулина, 2018*

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЗНАЧЕНИЙ ЕСТЕСТВЕННОЙ ГАММА-AKТИВНОСТИ В ПОРОДАХ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ В ЦЕНТРАЛЬНЫХ И ЮЖНЫХ РАЙОНАХ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО ОСАДОЧНОГО БАСЕЙНА

Елена Владимировна Пономарева

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, младший научный сотрудник, тел. (383)363-91-93, e-mail: PonomarevaEV@ipgg.sbras.ru

В работе изучено распределение значений естественной радиоактивности в породах баженовской свиты по данным гамма-каротажа. Построена детальная карта распределения радиоактивности в центральных и южных районах Западно-Сибирского осадочного бассейна. Значения гамма-активности пород более 20 мкР/ч находятся в зоне развития баженовской и тутлеймской (нижняя подсвита) свит. Повышенные значения радиоактивности в породах более 35 мкР/ч приурочены к центру бассейна, а также к западным районам.

Ключевые слова: баженовская свита, уран, естественная гамма-активность.

NATURAL GAMMA ACTIVITY DISTRIBUTION IN ROCKS BAZHENOV FORMATION WITHIN THE CENTRAL AND SOUTH REGIONS OF THE WEST SIBERIAN SEDIMENTARY BASIN

Elena V. Ponomareva

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Junior Researcher, phone: (383)363-91-93, e-mail: PonomarevaEV@ipgg.sbras.ru

This paper reports the distribution of natural radioactivity values in rocks of the Bazhenov Formation from gamma-ray logging data. These data were used to compile a detailed natural radioactivity map for the central and southern parts of the West Siberian sedimentary basin. It was shown that the rocks of the Bazhenov and Tutleima (lower unit) Formations have gamma-ray activity values greater than 20 $\mu\text{R/hr}$, whereas higher values (greater than 35 $\mu\text{R/hr}$) are reported for the central and western parts of the basin.

Key words: Bazhenov Formation, uranium, natural gamma activity.

В разрезе Западно-Сибирского осадочного чехла породы баженовской свиты резко отличаются по своим литолого-геохимическим и геофизическим характеристикам от вмещающих отложений. Уже на начальном этапе исследования было выявлено, что карбонатно-глинисто-кремнистые породы баженовской свиты содержат аномально высокие значения органического углерода до 20 % и хорошо определяются на каротажных диаграммах по увеличению значений удельного электрического сопротивления до 200 Ом·м и более, низким скоростям акустических волн и высоким значениям радиоактивности, превышающим фоновые значения на порядок и больше [1, 2].

Естественная радиоактивность (ЕР) пород обусловлена присутствием в ней радиоактивных элементов – урана (U) и продукта его распада – радия (Ra), тория (Th) и радиоактивного изотопа калия (K). По данным гамма-спектрометрического каротажа основной вклад в ЕР пород баженовской свиты вносит уран (80–90 %) при подчиненной роли K и Th [1, 2]. При кларковых значениях U порядка 2,5 г/т, содержания U в породах баженовской свиты, по данным разных авторов изменяются от 2 до 171 г/т, при среднем его содержании – 40,9 г/т [3].

При изучении радиоактивности в породах волжско-раннеберийского возраста по керну скважин, а также по данным гамма-каротажа (ГК) всеми исследователями была отмечена корреляционная связь ЕР пород и содержаний органического вещества (ОВ). Было выявлено, что высокие концентрации U в породах приурочены к центральным районам Западно-Сибирского осадочного бассейна и совпадают с зонами повышенных содержаний органического вещества в породах баженовской и тутлеймской (нижняя подсвита) свит. По мере приближения к периферии бассейна и замещении пород баженовской свиты на менее углеродистые аналоги, происходит уменьшение радиоактивности пород [1, 2, 4].

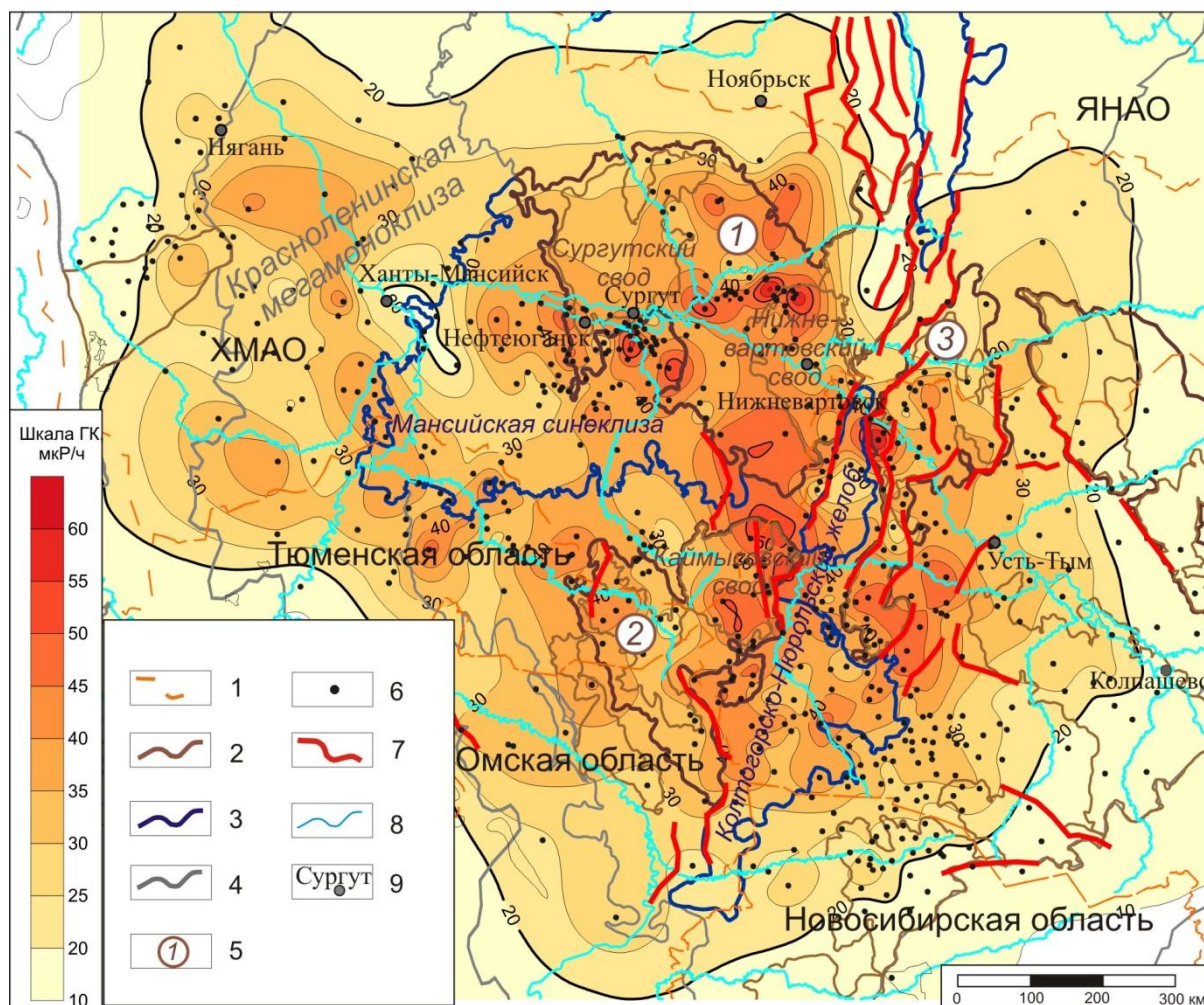
Содержание и закономерности распределения радиоактивных элементов (РЭ) в породах баженовской свиты рассмотрены в работах В. М. Гавшина, Ф. Г. Гурари, Ю. Н. Занина, М. Ю. Зубкова, Г. А. Калмыкова И. И. Плумана, Л. П. Рихванова и др. Несмотря на многолетнюю историю изучения баженовской свиты, до сих пор остаются нерешенными многие вопросы, среди которых природа повышенной радиоактивности пород баженовской свиты. В объяснении этого явления существуют разные точки зрения, что ведет к различиям в реконструкции палеогеографии баженовского времени в Западной Сибири.

Цель работы – на основе детального изучения значений гамма-активности пород баженовской свиты по данным каротажа проследить распределение урана на территории южной части Западно-Сибирского осадочного бассейна и выявить в разрезе периоды повышенной и пониженной интенсивности накопления урана в осадках на разных стадиях формирования волжско-раннеберийских отложений.

В ходе исследования были изучены диаграммы распределения ГК в интервале баженовской свиты по 581 скважине (544 площади). Это позволило относительно равномерно охарактеризовать центральные и южные районы Западно-Сибирского бассейна значениями гамма-активности в породах баженовской свиты в каждой изученной скважине.

Результаты выполненных исследований показывают, что значения ЕР пород в интервале баженовской свиты в центральных и южных районах Западно-Сибирского осадочного бассейна изменяются от 5 до 120 мкР/ч. По данным ГК, наиболее частые (81 %) средние значения гамма-активности в интервале свиты соответствуют 30–50 мкР/ч. Максимальные значения ГК в интервале отложений изменяются в диапазоне от 10 до 120 мкР/ч, при этом наиболее частые значения (74 %) отмечаются в интервале 40–80 мкР/ч.

На приведенной карте (рисунок) видно, что средние значения радиоактивности изменяются от 8 до 65 мкР/ч. Значения ГК более 20 мкР/ч в породах находятся в зоне развития баженовской и тутлеймской (нижняя подсвита) свит. Территории с повышенными значениями гамма-активности пород более 35 мкР/ч пространственно можно разделить на две области – центральную (значительная по размерам) и западную (вытянутая полосой северо-западного простирания). Ближе к периферии бассейна, а также в северном направлении, происходит снижение значений гамма-активности до 20 мкР/ч и ниже.



Карта значений гамма-активности в породах баженовской свиты в центральных и южных районах Западно-Сибирского осадочного бассейна:

1–4 – границы: 1 – административная; структурных элементов: 2 – положительные; 3 – отрицательные; 4 – мегамоноклизы; 5 – тектонические элементы: гемиантеклиза: 1 – Хантейская, 2 – Верхневасюганская; 3 – Александровский свод; 6 – скважина; 7 – разрывные нарушения; 8 – гидросеть; 9 – населенные пункты

Значения ЕР более 45 мкР/ч выявлены в центре бассейна. Они приурочены к восточным и центральным районам Хантейской гемиантеклизы, к восточному борту Мансийской синеклизы, к западным склонам Нижневартовского свода,

прилежающим районам Колтогорско-Нюрольского желоба – к восточным и южным склонам Каймысовского свода, к западным склонам Верхневасюганской антеклизы, к западным склонам Александровского сводов, к Средневасюганскому мегавалу. На западе увеличение гамма-активности пород отмечается в пределах центральных и восточных частей Краснотеннинского свода, юго-западного борта Мансийской синеклизы и северо-западных районов Среднетобольского наклонного мегапрогиба.

Значения ЕР более 50 мкР/ч выделяются локальными участками в пределах восточного склона Хантейской гемиантеклизы, северо-восточного борта Мансийской синеклизы, западного склона Александровского свода и вдоль западной границы Колтогорско-Нюрольского желоба.

Ранее схематические карты распределения средних значений ЕР для пород баженовской свиты и ее битуминозных аналогов на территории Западной Сибири строились И. И. Плуманом [1], В. В. Хабаровым [2], В. И. Москвиным [4] и др. В настоящее время количество пробуренных скважин значительно выросло, что позволило построить более детальную карту. Построенная в ходе исследования карта в целом соответствует схеме распределения ЕР в породах баженовской свиты и ее аналогов, полученной другими авторами.

Чтобы получить интегральную картину распределения ЕР в породах баженовского горизонта разрезы скважин были условно по толщине разделены на три части. В ходе исследования было выявлено, что для большей части территории характерны разрезы, в которых максимальные значения гамма-активности находятся в центральной части интервала.

Для разрезов скважин восточной и юго-восточной части исследуемой территории увеличение значений ЕР в породах отмечается лишь к центральному интервалу, в то время как фоновые значения составляют 10–20 мкР/ч.

В значительной части скважин восточнее Колтогорско-Нюрольского желоба, а также в скважинах северо-востока Мансийской синеклизы и центральных районов Хантейской гемиантеклизы, максимальные значения гамма-активности наблюдаются в верхней части интервала баженовских отложений. Неритмичное чередование в разрезе баженовской свиты пород с повышенными и пониженными значениями ЕР для разных территорий Западно-Сибирского бассейна ранее отмечалось В. В. Хабаровым с соавторами [2].

В природе уран известен в четырех- и шести валентных формах. В условиях гипергенеза U^{4+} малоподвижен. Важной геохимической особенностью является способность U^{4+} легко окисляться из четырех- в шестивалентное состояние [5].

Согласно существующим представлениям, U попадает в бассейны седиментации из нескольких источников: с глинистыми частицами, поступающими с речным и подземным стоком, с эоловым материалом, с атмосферными осадками и из подводных вулканических источников. Основная роль в балансе поступления урана в бассейны принадлежит водорастворенному урану и урану, содержащемуся в обломочном материале кор выветривания, где отмечаются две формы нахождения урана: сорбционная – на глинистых минералах и гидро-

окислах железа, и минеральная – в составе трудно разрушаемых минералов (циркон, монацит и др.) [6, 5].

На основе анализа существующих представлений об условиях накопления U в осадках С. Г. Неручев [7] сформулировал основные точки зрения на механизм накопления «водородного» урана в осадках, связанного с органическим веществом:

- модель химического накопления U путем восстановления его из истинных растворов, где уран находится в шестивалентном состоянии, до четырехвалентной нерастворимой формы в сероводородной среде;

- модель сорбционного механизма накопления U на органических компонентах осадка;

- при переходе от восстановительных к окислительным условиям и снижении концентрации органического углерода (C_{org}) закономерное относительное обогащение окисляющегося ОВ наиболее стойкими органическими компонентами (битумоидными, углеводородными), фосфором, ураном и другими металлами пропорционально диагенетическому окислительному расходу ОВ;

- биохимический механизм прижизненного накопления U планктоном, донными водорослями и другими организмами для случаев несколько повышенных концентраций U в воде (в 6–10 раз и более), обуславливающий их повышенную концентрацию в осадках (до $n \cdot 10^{-3} \%$).

В результате многолетних (1974–2013 гг.) исследований содержаний U в осадках современных и древних осадочных бассейнов С. Г. Неручев пришел к выводу о том, что на протяжении основной части геологической истории концентрация U в водах бассейнов почти не отличалась от концентрации U в современном океане ($3 \cdot 10^{-7} \%$) и накопление его в осадках происходило в кларковых концентрациях ($2,5 \cdot 10^{-4} \%$). Накопление повышенных концентраций урана от $n \cdot 10^{-3}$ до $n \cdot 10^{-2} \%$ могло происходить только в сравнительно кратковременные глобальные эпохи интенсивного накопления планктонного ОВ, а также U и сопровождающих их элементов, в бассейнах с повышенной концентрацией U в воде. С. Г. Неручевым было обосновано проявление периодических эпох интенсивного заражения среды радиоактивными элементами в истории Земли и прижизненный биогенный механизм накопления в осадках U. Источником U и сопровождавших его элементов С. Г. Неручев и некоторые другие исследователи считают глубинное мантийное вещество, поступавшее по периодически оживлявшимся рифтовым системам. Ответная реакция биосферы проявлялась в подавлении жизнедеятельности и вымирании большинства групп наиболее высокоорганизованных животных на фоне всплеск биопродуктивности фитопланктона (примитивных одноклеточных водорослей и цианобактерий) и последующем возникновении новых видов организмов [7].

Согласно палеотектоническим реконструкциям Сибирского палеоконтинента, в мезозое происходит закрытие докембрийско-раннепалеозойских океанов под действием сдвиговой тектоники, в результате чего была сформирована общая структура Центрально-Азиатского пояса «сшивающего континентальные массы Сибирского и Восточно-Европейского кратонов в составе Евразийской

плиты, которая в свою очередь, оформила основную структуру лавразийской части Пангеи» [12]. Трапповые формации в пределах Западно-Сибирской плиты приурочены к грабен-рифтам Колтогорско-Уренгойской системы. Сдвиговые перемещения внутри Евразийского континента продолжались до конца мезозоя [8].

Структурный план мезозойско-кайнозойского чехла Западно-Сибирской плиты был сформирован под воздействием завершающих движений структурных зон и блоков фундамента, образованных покровно-складчатыми системами рифейского, палеозойского возрастов и раннетриасовой рифтовой системой, поскольку импульс направленных тектонических движений в структурных зонах сохраняется после их образования в течении 200–250 млн лет [9].

Достоверных указаний на активизацию Колтогорско-Уренгойского рифта в поздней юре пока нет. По мнению М. Я. Рудкевича с соавторами [10], в результате постумных движений территорий позднегерцинской складчатости, способствующих активизации разломов, ограничивающих триасовые грабены и разделяющих блоки палеозойского фундамента, в базальные слои платформенного чехла происходило поступление глубинных фумарольных вод и газов, содержащих большое количество разнообразных элементов. Важную роль в миграционной стадии переноса растворами подвижных форм U по разломам и породам с повышенной проницаемостью играют уранилкарбонатные комплексы – $[UO_2(CO_3)_2]^{-2}$ [5].

Таким образом, в результате проведенных исследований было выявлено, что средние значения гамма-активности пород баженовского горизонта центральной части Западно-Сибирского бассейна изменяются от фоновых 10–20 мкР/ч – в периферийных районах бассейна и в направлении севера, до 65 мкР/ч – в центральных районах. Согласно построенной карте распределения значений ЕР, значения ГК более 20 мкР/ч находятся в зоне развития баженовской и тутлеймской (нижняя подсвита) свит. Повышенные значения ГК более 35 мкР/ч в породах развиты в центральной и западной части бассейна. Наиболее высокие значения гамма-активности, более 50 мкР/ч, выявлены на локальных территориях и приурочены к восточному склону Хантейской гемиянтеклизы, северо-восточному борту Мансийской синеклизы, западному склону Александровского свода, северо- и юго-восточному склону Каймысовского свода.

Приуроченность высоких значений к зоне Уренгойско-Колтогорского грабен-рифта позволяет согласиться с предположениями С.Г. Неручева и других авторов, считающих, что поступление в баженовское море высоких концентраций урана связано с периодически оживлявшимися глубинными разломами, по которым поднимались фумарольные воды, содержащие в своем составе, помимо различных элементов, уран.

Построенная карта распределения значений ЕР пород важна для палеогеографических реконструкций волжско-раннеберриасского времени, а также может быть использована при построении карт $C_{орг}$ в баженовской свите с применением корреляционного уравнения зависимости концентрации $C_{орг}$ от концентрации урана.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Плуман И. И. Ураноносность черных аргиллитов волжского яруса Западно-Сибирской плиты как критерий геохимических условий осадконакопления // Геохимия. Издательство «Наука», – 1971 г. – Т. 9. – С. 1138–1143.
2. Хабаров В. В., Нелепченко О. М., Волков Е. Н., Барташевич О. В. Уран, калий и торий в битуминозных породах баженовской свиты Западной Сибири // Советская геология, – 1980. – № 10. – С. 94-105.
3. Рихванов Л. П., Усольцев Д. Г., Ильенок С. С., Ежова А. В. Минералогическо-геохимические особенности баженовской свиты Западной Сибири по данным ядерно-физических и электронно-микроскопических методов исследований // Известия Томского политехнического университета. 2015. – Т. 326. – № 1. – С. 50–63.
4. Бадучан Ю. В., Гольберт А. А., Гурари Ф. Г., Захаров В. А., Булыникова С. П., Климова И. Г., Месежников М. С., Вячкилева Н. П., Козлова Г. Э., Лебедев А. И., Нальняева Т. И., Турбина А. С. Баженовский горизонт Западной Сибири / отв. ред. В. С. Вышемирский // Тр. ИГиГ СО АН СССР. – Новосибирск : Наука, 1986. – Вып. 649 – 216 с.
5. Росляков Н. А., Жмодик С. М., Страховенко В. Д., Восель Ю. С. Геохимия урана в процессах выветривания и гидрогенного образования // Материалы Всероссийской научной конференции «Благородные, редкие и радиоактивные элементы в рудообразующих системах». Новосибирск, 2014. – С. 591–598.
6. Калмыков Г. А., Балущкина Н. С., Алешин А. П., Глебочева Н. К. Об особенностях распределения радиоактивности в породах баженовской свиты на западном склоне Сургутского свода Западной Сибири // Вестн. Моск. ун-та. Сер. 4. Геолгия. 2009. – № 1. – С. 38–46.
7. Неручев С. Г. Уран и жизнь в истории Земли. – Л. : Недра, 1982. – 208 с.
8. Метелкин Д. В., Верниковский В. А., Казанский А. Ю. Тектоническая эволюция Сибирского палеоконтинента от неопротерозоя до позднего мезозоя: палеомагнитная запись и реконструкции // Геология и геофизика, 2012. – Т. 53. – № 7. – С. 883–899.
9. Западная Сибирь. Геология и полезные ископаемые России / В шести томах. Т. 2 / под ред. Конторовича А. Э., Суркова В. С. – СПб. : Изд-во ВСЕГЕИ, 2000. – 477 с.
10. Рудкевич М. Я., Озеранская Л. С., Чистякова Н. Ф., Корнев В. А., Максимов Е. М. Нефтегазоносные комплексы Западно-Сибирского бассейна – М. : Недра, 1988. – 303 с.

REFERENCES

1. Pluman I. I. Uranonosnost' chernyh argillitov volzhskogo yarusa Zapadno-Sibirskoj plity kak kriterij geohimicheskikh uslovij osadkonakopleniya // Geohimiya. Izdatel'stvo «Nauka», – 1971 g. – Т. 9. – S. 1138–1143.
2. Habarov V. V., Nelepchenko O. M., Volkov E. N., Bartashevich O. V. Uran, kalij i torij v bituminoznyh porodah bazhenovskoj svity Zapadnoj Sibiri // Zhurn. Sovetskaya geologiya, – 1980. – № 10. – S. 94–105.
3. Rihvanov L. P., Usol'cev D. G., Il'enok S. S., Ezhova A. V. Mineralogo-geohimicheskie osobennosti bazhenovskoj svity Zapadnoj Sibiri po dannym yaderno-fizicheskikh i elektronno-mikroskopicheskikh metodov issledovanij // Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. 2015. – Т. 326. – № 1. – S. 50–63.
4. Braduchan Yu. V., Gol'bert A. A., Gurari F. G., Zaharov V. A., Bulynnikova S. P., Klimova I. G., Mesezhnikov M. S., Vyachkileva N. P., Kozlova G. E., Lebedev A. I., Nal'nyaeva T. I., Turbina A. S. Bazhenovskij gorizont Zapadnoj Sibiri / Otv. red. V. S. Vyshemirskij // Tr. IGiG SO AN SSSR. Novosibirsk: Nauka, 1986. – Vyp. 649 – 216 s.
5. Roslyakov N. A., Zhmodik S. M., Strahovenko V. D., Vosel' Yu. S. Geohimiya urana v processah vyvetrivanija i gidrogenного obrazovanija // Materialy Vserossijskoj nauchnoj

konferencii «Blagorodnye, redkie i radioaktivnye elementy v rudoobrazuyushchih sistemah». Novosibirsk, 2014. – S. 591–598.

6. Kalmykov G. A., Balushkina N. S., Aleshin A. P., Glebocheva N. K. Ob osobennostyah raspredeleniya radioaktivnosti v porodah bazhenovskoj svity na zapadnom sklone Surgut'skogo svoda Zapadnoj Sibiri // Vestn. Mosk. Un-ta. Ser. 4. Geolgiya. 2009. – № 1. – S. 38–46.

7. Neruchev S. G. Uran i zhizn' v istorii Zemli / L. : Nedra. – 1982. – 208 s.

8. Metelkin D. V., Vernikovskij V. A., Kazanskij A. Yu. Tektonicheskaya evolyuciya Sibir'skogo paleokontinenta ot neoproterozoya do pozdnego mezozoya: paleomagnitnaya zapis' i rekonstrukcii // Geologiya i geofizika, 2012. – T. 53. – № 7. – S. 883–899.

9. Zapadnaya Sibir'. Geologiya i poleznye iskopaemye Rossii / V shesti tomah. T. 2 / pod red. Kontorovicha A. E., Surkova V. S. VSEGEI, 2000. – 477 s.

10. Rudkevich M. Ya., Ozeranskaya L. S., Chistyakova N. F., Kornev V. A., Maksimov E. M. Neftegazonosnye komplekсы Zapadno-Sibir'skogo bassejna – M. : Nedra, 1988. – 303 s.

© *E. B. Пономарева, 2018*

ФАЦИАЛЬНО-СТРАТИГРАФИЧЕСКОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ ВАСЮГАНСКОГО И ГЕОРГИЕВСКОГО ГОРИЗОНТОВ (ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ)

Светлана Владимировна Рыжкова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник, тел. (383)306-63-71, e-mail: Rizhkovasv@ipgg.sbras.ru

Евгений Владиславович Борисов

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, ведущий инженер, тел. (383)363-91-99, e-mail: BorisovEV@ipgg.sbras.ru

Людмила Галериевна Вакуленко

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, доцент, ведущий научный сотрудник, тел. (383)333-23-03, e-mail: VakylenkoLG@ipgg.sbras.ru

Валерий Александрович Казаненков

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, доцент, ведущий научный сотрудник, тел. (383)363-91-92, e-mail: KazanenkovVA@ipgg.sbras.ru

Людмила Михайловна Калинина

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, доцент, старший научный сотрудник, тел. (383)330-89-24, e-mail: KalininaLM@ipgg.sbras.ru

Алексей Эмильевич Конторович

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, доктор геолого-минералогических наук, академик, профессор, главный научный сотрудник, тел. (383)333-21-28, (383)363-80-40, e-mail: KontorovichAE@ipgg.sbras.ru

Владимир Алексеевич Конторович

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, доктор геолого-минералогических наук, член-корреспондент РАН, доцент, ведущий научный сотрудник, тел. (383)330-89-24, e-mail: KontorovichVA@ipgg.sbras.ru

Александр Юрьевич Нехаев

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, научный сотрудник, тел. (383)333-21-09, e-mail: NekhaevAY@ipgg.sbras.ru

Елена Владимировна Пономарева

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, младший научный сотрудник, тел. (383)363-91-93, e-mail: PonomarevaEV@ipgg.sbras.ru

Михаил Александрович Фомин

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, научный сотрудник, тел. (383)306-63-70, e-mail: FominMA@ipgg.sbras.ru

Петр Александрович Ян

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, доцент, ведущий научный сотрудник, тел. (383)363-67-21, e-mail: YanPA@ipgg.sbras.ru

В статье рассмотрена модель геологического строения васюганского и георгиевского горизонтов в пределах Западно-Сибирского осадочного бассейна. Описано фациально-стратиграфическое районирование бассейна и приведены интервалы разрезов скважин, принятых для региональной характеристики районов в качестве типовых.

Ключевые слова: Западная Сибирь, васюганский и георгиевский горизонты, типы разрезов, фациально-стратиграфическое районирование.

FACIAL-STRATIGRAPHIC ZONATION OF VASYUGAN AND GEORGIEVKA HORIZONS (WEST SIBERIA)

Svetlana V. Ryzhkova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Senior Researcher, phone: (383)306-63-71, e-mail: RyzhkovaSV@ipgg.sbras.ru

Eugene V. Borisov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Leading Engineer, phone: (383)306-63-71, e-mail: BorisovEV@ipgg.sbras.ru

Lyudmila G. Vakulenko

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Associate Professor, Leading Researcher, phone: (383)333-23-03, e-mail: VakulenkoLG@ipgg.sbras.ru

Valeriy A. Kazanenkov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Associate Professor, Leading Researcher, phone: (383)363-91-92, e-mail: KazanenkovVA@ipgg.sbras.ru

Lyudmila M. Kalinina

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Associate Professor, Senior Researcher, phone: (383)330-89-24, e-mail: KalininaLM@ipgg.sbras.ru

Aleksey E. Kontorovich

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, D. Sc., Professor, Academician, Chief Researcher, phone: (383)333-21-28, (383)363-80-40, e-mail: KontorovichAE@ipgg.sbras.ru

Vladimir A. Kontorovich

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, D. Sc., Associate Professor, Corresponding Member of RAS, Leading Researcher, phone: (383)330-89-24, e-mail: KontorovichVA@ipgg.sbras.ru

Aleksandr Yu. Nekhaev

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Researcher, phone: (383)333-21-09, e-mail: NekhaevAY@ipgg.sbras.ru

Elena V. Ponomareva

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Junior Researcher, phone: (383)363-91-93, e-mail: PonomarevaEV@ipgg.sbras.ru

Mikhail A. Fomin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Researcher, phone: (383)306-63-70, e-mail: FominMA@ipgg.sbras.ru

Petr A. Yan

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Associate Professor, Leading Researcher, phone: (383)363-67-21, e-mail: YanPA@ipgg.sbras.ru

The article considers a model of the geological structure of the Vasyugan and Georgievka horizons within the Western Siberian sedimentary basin. The facies-stratigraphic zonation of the basin is described, and the intervals of the wells sections taken as regional markers.

Key words: West Siberia, Vasyugan and Georgievka horizons, types of sections, facies-stratigraphic zonation.

Целью исследований являлось выделение районов с различным строением разрезов васюганского и георгиевского горизонтов на территории их площадного распространения в Западно-Сибирском мегабассейне.

В основу районирования лег анализ типов разреза келловей-волжских отложений по материалам геофизических исследований более 6 500 скважин. Корреляция разрезов васюганского и георгиевского горизонтов выполнялась в соответствии с методикой межрегиональной корреляции, принятой в ИНГГ СО РАН. Основным положением этой методики является прослеживание васюганского и георгиевского горизонтов между скважинами, в которых выделены стратотипы свит. Для характеристики территорий, имеющих разное строение васюганского и георгиевского горизонтов, выбирались типовые скважины. Основным критерием выбора скважины являлось наличие максимального набора результатов геофизических исследований, включающего: электрический каротаж (КС, ИК, БК, ПС), кавернометрию (КВ), акустический каротаж (ΔТ), радиоактивный каротаж (ГК, НГК, НКТ). Важным критерием выбора скважин являлось ее расположение в пределах того же тектонического элемента 2 порядка,

что и скважин, в которых выделение васюганского и (или) георгиевского горизонтов обосновано палеонтологическими останками. Таким образом, границы интервалов васюганского и георгиевского горизонтов в разрезах скважин уточнялись по результатам комплексного анализа геофизической (ГИС), литологической и палеонтологической информации.

В ходе районирования территории по типам разреза учитывались характер миграции береговых линий и, соответственно, палеогеографических обстановок во время формирования васюганского и георгиевского горизонтов [1]. Также использовалась современная структурная карта по кровле юры и карта толщин васюганского и георгиевского горизонтов.

Таким образом, авторами проведено районирование васюганского и георгиевского горизонтов с учетом современных представлений о палеогеографии региона в момент накопления районлируемых отложений. Структурно-фациальное районирование келловей и верхней юры, принятое в 2003 г., отличается тем, что выполнено на основе структурного плана и учитывает еще баженковский горизонт.

Васюганский и георгиевский горизонты на территории Западной Сибири представлены 17 свитами или их частями (рис. 1). Особое внимание уделялось выделению зон фациальных замещений песчаного горизонта Ю₁ васюганской свиты породами абалакской, наунакской и татарской свит на западе, востоке и юге, соответственно. Фациальные замещения происходят постепенно, что позволяет выделять «переходные зоны», которые характеризуются разнообразием строения разрезов на их территории.

По результатам исследований выделено 12 районов, которые различаются набором свит васюганского и георгиевского горизонтов (рис. 1, 2). Наименования районов в соответствии со стратиграфическим кодексом отражают географическую привязку.

Ямало-Тюменский район выделен вдоль западного борта Западно-Сибирского осадочного бассейна (рис. 2). Он протягивается севера на юг вдоль Приновоземельской части Карского моря, далее вдоль Урала на юг до Тобол-Ишимского междуречья. В пределах района васюганский и георгиевский горизонты представлены нижнеданиловской подсвитой (см. рис. 1). Даниловская свита сначала, как пачка, была выделена в 1971 г. В. Г. Елисеевым и И. И. Нестеровым по материалам глубокого бурения на Даниловской площади, расположенной в западной части района. В ранг свиты переведена по предложению Ю. В. Брадучана и Г. С. Ясовича в 1984 г. Для характеристики района типовые разрезы нижнеданиловской подсвиты выделены в скважинах, расположенных в северной (Восточно-Салехардская-1 инт. 652–721 м), центральной (Ляпинская-31 инт. 1410–1541 м), западной (Южно-Иусская-8007 инт. 1325–1347 м) и южной (Борковская-5 инт. 1604–1636 м) его частях (см. рис. 2, № 5, 9, 10 и 21 соответственно).

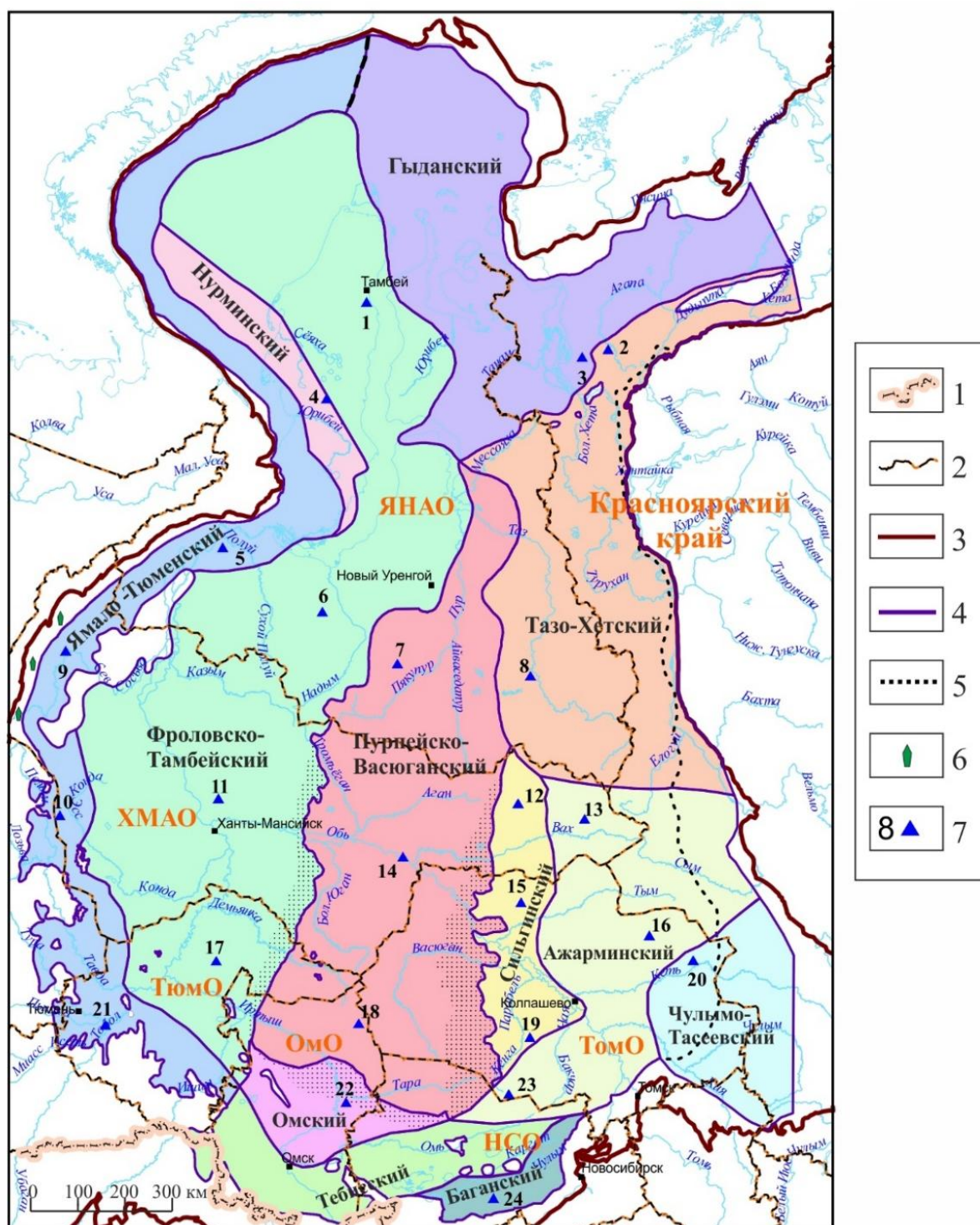


Рис. 2. Карта фациально-стратиграфического районирования васюганского и георгиевского горизонтов Западно-Сибирского осадочного бассейна: границы: 1 – государственная РФ; 2 – административные (сокращения на карте: ТюмО – юг Тюменской области, ОмО – Омская область, НСО – Новосибирская область, ТомО – Томская область); 3 – отложений мезозоя; 4 – районов; 5 – распространения георгиевского горизонта; 6 – расположение разрезов, по которым описаны маурыньинская и лопсинская свиты; 7 – типовые скважины, упоминаемые в тексте, и их номер на карте

В юго-восточной части района выделяется переходная зона между абалакской свитой и васюганской с георгиевской свитами, которая прослеживается с севера на юг от западного склона Сургутского свода до слияния рр. Ишим и Иртыш. Абалакская свита выделена П. Ф. Ли в разрезе скважины на Абалакской площади, расположенной в южной части района в 1959 г. Для характеристики района типовые разрезы абалакской свиты выделены в скважинах, расположенных в арктической (Южно-Тамбейская-70 инт. 3 328–3 434 м), северной (Хейгинская-2 инт. 3091–3168 м), центральной (Северо-Аркановская-30 инт. 2 752–2 774 м) и южной (Южно-Лигиярская-41 инт. 2 682–2 732 м) его частях (см. рис. 2, № 1, 6, 11 и 17 соответственно).

Гыданский район охватывает северо-восточную часть Карского моря, часть п-ова Гыданский и северо-западную часть Енисей-Хатангского регионального прогиба (см. рис. 2). В пределах района васюганский и георгиевский горизонты представлены нижней частью гольчихинской свиты (см. рис. 1). Свита выделена В. И. Кислухиным в 1986 г. Названа по пос. Гольчиха расположенному в устье р. Енисей Красноярского края. Для характеристики района типовой разрез интервала, относящегося к васюганскому и георгиевскому горизонтам, принят по скважине Пайяхская-1 в инт. 3 770–4 165 м (см. рис. 2, № 3).

Пурпейско-Васюганский район занимает восточную половину центральной части Западно-Сибирского осадочного бассейна (см. рис. 2). Он протягивается субмеридионально от устья р. Таз на севере до широтного течения рр. Иртыш и Тара на юге. В пределах района выделяются васюганская и перекрывающая ее георгиевская свиты (см. рис. 1). Вдоль юго-восточной границы района выделяется переходная зона между васюганской и наунакской свитами от Александровского свода на севере до верховьев р. Тара на юге. Васюганская свита выделена В. Я. Шерихорой в 1961 г. и названа по р. Васюган в Томской области. Георгиевская свита выделена вначале как пачка, а затем коллективом авторов переведена в ранг свиты в 1967 г. на межведомственном совещании по доработке и уточнению унифицированной и корреляционной части схем Западно-Сибирской низменности. Названа по пос. Георгиевка в Омской области. Для характеристики района типовые разрезы интервала васюганского и георгиевского горизонтов, выделены в северной (Западно-Пурпейская-703 инт. 3 022–3 082 м), центральной (Мегионская-2 инт. 2 476–2 552 м) и южной (Ягыл-Яхская-5 инт. 2 444–2 504 м) частях района (см. рис. 2, № 7, 14 и 18 соответственно).

Омский район охватывает территорию среднего течения р. Иртыш к северу от г. Омска (см. рис. 2). Он характеризуется распространением татарской и георгиевской свит (см. рис. 1). Татарская свита выделена Н. Н. Ростовцевым в 1955 г. Названа по ст. Татарская в Новосибирской области. Для характеристики района типовой разрез принят по скважине Никольская-1 в инт. 2 780–2 877 м (рис. 2, № 22). Вдоль северной границы района выделяется переходная зона между васюганской и татарской свитами.

Тебисский район выделен вдоль южного обрамления Западно-Сибирского осадочного бассейна (см. рис. 2). В его пределах выделяются татарская свита

и перекрывающая ее нижняя часть марьяновской свиты (см. рис. 1). Марьяновская свита выделена З. Т. Алескеровой и Т. И. Осыко в 1957 г. названа по пос. Марьяновка в Омской области. Строение разреза васюганского горизонта по материалам ГИС и описанию керна в западной прииртышской части района отличается от восточной (Омь-Каргатское междуречье). Для уточнения этого вопроса требуется проведение седиментологических исследований. В связи с вышесказанным типовой разрез не выделен.

Баганский район выделен к юго-востоку от Тебисского района (см. рис. 2). В его пределах распространены татарская свита и перекрывающая ее нижняя часть баганской свиты (см. рис. 1). Баганская свита выделена В. А. Мартыновым в 1991 г. Названа по р. Баган в Новосибирской области. Для характеристики района типовой разрез интервала, относящегося к васюганскому и георгиевскому горизонтам, принят по скважине Южно-Чулымская-1 (инт. 1 164–1 300 м) (рис. 2, № 24).

Тазо-Хетский район охватывает территории левобережья р. Енисей, от р. Мессояха на севере, до среднего течения р. Елогуй на юге, а также частично включает в себя юго-западную часть Енисей-Хатангского регионального прогиба (см. рис. 2). Васюганский горизонт представлен точинской свитой и нижней подсвитой сиговской свиты, а георгиевский – верхней подсвитой сиговской свиты и нижней частью яновстанской свиты (см. рис. 1). Яновстанская свита выделена Н. И. Байбародских, А. А. Булынниковой и А. Н. Резаповым в 1965 г. Названа по селу Янов Стан, располагавшемуся в среднем течении р. Турухан Красноярского края. Точинская свита выделена А. А. Булынниковой, Н. И. Байбародских, Г. Н. Карчевой, З. З. Ронкиной в 1967 г. Названа по пос. Точино в Красноярском крае. Сиговская свита выделена Н. И. Байбародских, А. А. Булынниковой и Н. Х. Кулахметовым в 1968 г. Названа по р. Сиговая в Красноярском крае. Для характеристики района типовой разрез интервала васюганского и георгиевского горизонтов принят по скважине Озерная-8 (инт. 3 200–3 741 м) в его северной, и Северо-Толькинской-304 (инт. 2 442–2 844 м) в южной частях (см. рис. 2, № 2 и 8).

Сильгинский район выделен к востоку от Пурпейско-Васюганского района (см. рис. 2). Он протягивается субмеридионально от среднего течения р. Вах на севере до р. Кёнга на юге (см. рис. 2). В пределах района васюганский горизонт представлен наунакской свитой, а георгиевский – георгиевской (см. рис. 1). Наунакская свита выделена А. А. Булынниковой, Н. И. Горовцовой, В. Я. Шерихора, К. А. Шпильманом в 1969 г. Названа по пос. Наунак в Томской области. Типовые разрезы района выделены в его северной (Западно-Сабунская-1 инт. 2 517–2 581 м), центральной (Киев-Ёганская-355 инт. 2 520–2 603 м) и южной (Западно-Крыловская-1 инт. 2 523–2 637 м) частях (рис. 2, № 12, 13 и 19 соответственно).

Ажарминский район охватывает территорию от верховьев р. Елогуй на севере до истоков р. Омь на юге (см. рис. 2). В его пределах васюганский горизонт представлен наунакской свитой, а георгиевский – нижней частью марья-

новской свиты (см. рис. 1). Типовые разрезы келловей-кимерджских отложений района выделены в его северной (Кыс-Ёганская-91 инт. 2 029–2 109 м), центральной (Восток-3 инт. 2 484–2 602 м) и южной (Верхне-Кенгская-1 инт. 1 957–2 050 м) частях (см. рис. 2, № 13, 16 и 23 соответственно).

Чулымо-Тасеевский район выделен в юго-восточной части Западно-Сибирского осадочного бассейна (см. рис. 2). Он охватывает территорию распространения тяжинской свиты и нижней части максимоярской свиты (см. рис. 1). Тяжинская свита выделена Н. И. Лебедевым в 1957 г. Названа по пос. Тяжин в Кемеровской области. Максимоярская свита выделена М. А. Толстихиной в 1957 г. Названа по пос. Максимкин Яр в Томской области. Для характеристики района типовой разрез принят по скважине Ярская-1 инт. 1 818–1 910 м (см. рис. 2, № 20).

Схема фациально-стратиграфического районирования, построенная на основе типизации разрезов с учетом палеогеографии келловей-кимериджских отложений, отражает региональную модель строения васюганского и георгиевского горизонтов в Западной Сибири. Она использовалась для выделения интервалов васюганского и георгиевского горизонтов в процессе корреляции скважин по локальным площадям, что позволило детализировать карты толщин, как отдельных интервалов келловей-кимериджских отложений, так и разреза в целом. Необходимо учесть полученные результаты при составлении новой схемы фациально-стратиграфического районирования келловей и верхней юры Западной Сибири.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Конторович А. Э., Конторович В. А., Рыжкова С. В., Шурыгин Б. Н., Вакуленко Л. Г., Гайдебурова Е. А., Данилова В. П., Казаненков В. А., Ким Н. С., Костырева Е. А., Москвин В. И., Ян П. А. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54. – № 8. – С. 972–1012.

REFERENCES

1. Kontorovich A. E., Kontorovich V. A., Ryzhkova S. V., Shurygin B. N., Vakulenko L. G., Gaideburova E. A., Danilova V. P., Kazanenkov V. A., Kim N. S., Kostyreva E. A., Moskvina V. I., Yan P. A. Jurassic paleogeography of the West Siberian sedimentary basin // Russian Geology and Geophysics. – 2013. – T. 54. – № 8. – С. 972–1012.

© С. В. Рыжкова, Е. В. Борисов, Л. Г. Вакуленко, В. А. Казаненков,
Л. М. Калинина, А. Э. Конторович, В. А. Конторович, А. Ю. Нехаев,
Е. В. Пономарева, М. А. Фомин, П. А. Ян, 2018

СТРАТИГРАФИЧЕСКОЕ ЗНАЧЕНИЕ ОСТРАКОД СРЕДНЕГО И ВЕРХНЕГО ДЕВОНА ИЗ РАЗРЕЗОВ ЮГА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Борис Михайлович Попов

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, аспирант лаборатории микропалеонтологии, тел. (383)335-64-28, e-mail: popovbm@ipgg.sbras.ru

Приводится краткий анализ остракод из эталонных разрезов верхнего девона окраин Кузнецкого бассейна (р. Яя, р. Изылы, карьер Соломино). Предложена схема биостратиграфического расчленения верхнедевонских отложений по остракодам.

Ключевые слова: биостратиграфия верхнего девона, верхний девон, остракоды.

STRATIGRAPHIC SIGNIFICANCE OF THE UPPER DEVONIAN OSTRACODS FROM THE SECTIONS OF THE SOUTH OF WESTERN SIBERIA

Boris M. Popov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D. Student, Laboratory of Micropaleontology, phone: (383)335-64-28, e-mail: popovbm@ipgg.sbras.ru

A brief analysis of the ostracods from the reference sections of the upper Devonian in the outskirts of the Kuznetsk basin (r. Yaya, r. Izily, quarry Solomino). The scheme of biostratigraphic subdivision of the upper Devonian for ostracodes.

Key words: biostratigraphy of the upper Devonian, upper Devonian, ostracods.

Средний и верхний девон юга Западной Сибири обнажен в разрезах окраин Кузнецкого бассейна. Данные разрезы характерны фациальным разнообразием и богатством органических остатков. Детальные исследования девона Западной Сибири начались с конца XIX в. В середине XX в. были выделены все основные региональные и местные стратиграфические подразделения, которые используются и сейчас с небольшими дополнениями. Среди исследователей девонской системы значатся такие имена, как А. Н. Державин, П. Н. Венкжов, Иностранцев, Г. Г. Петц, В. И. Яворский, П. И. Бутов, А. В. Тыжнов, М.А. Ржонсницкая, В. А. Ивания, П. С. Лазуткин, Е. А. Елкин, Н. К. Бахарев, А. Ю. Язиков, В. И. Краснов, Н. Г. Изох, С. В. Сараев и др. По мере появления новых данных, был уточнен объем стратиграфических подразделений. Исследованию остракод из эталонных разрезов среднего и верхнего девона Кузнецкого бассейна и его окраин приступили еще в середине XX в., среди них такие исследователи, как Е. Н. Поленова (1960) и Н. К. Бахарев (1985, 2008, 2011, 2012, 2013). К сожалению, несмотря на многолетние исследования остракод девона Кузбасса, их биостратиграфический потенциал в верхнем девоне, ранее не был раскрыт до конца. Материалом для работы послужила коллекция образцов Н. К. Бахарева.

В работе рассмотрен интервал с верхов живетского яруса по нижнюю часть фаменского яруса. Данный интервал включает в себя следующие региональные стратиграфические подразделения (рисунок): Мазаловско-Китатский горизонт (мощность более 500 м), включает в себя следующие свиты: мазаловско-китатскую, сибирско-лебежанскую и изылинскую. По стратиграфическому положению мазаловско-китатский горизонт занимает верхнюю часть живетского яруса среднего девона [8].

Система	Отдел	Ярус	Подъярус	Горизонты (по Yolkina et al., 2000)	Бассейн р. Изылы	Соломинский карьер	Бассейн р.Яя
ДЕВОНСКАЯ	Верхний	Фаменский	Средний	Подонинский		Подонинская свита	Подонинская свита
			Нижний	Пещеркинский		Пещеркинская свита	Пещеркинская свита
		Франский	Верхний	Соломинский	Шубкинская свита	Соломинская свита	Кельбесская свита
			Средний	Вассинский	Вассинская свита	Глубокинская свита	Сергивская свита
			Нижний		Изылинская свита		Стрельная свита
	Средний	Живетский	Верхний	Мазаловско-китатский			
			Буготакская свита				

Рис. 1. Сводная схема региональных и местных стратиграфических подразделений окраин Кузнецкого бассейна [8]

Вассинский горизонт согласно перекрываются шубкинским [4]. Мощность 20–300 м. По характеру фауны и стратиграфическому положению вассинский горизонт соответствует стрельнинским и пожарищевским слоям северо-западной окраины [5]. По стратиграфическому положению вассинский горизонт соответствует конодонтовой зоне *hassi-jamieae*, отвечающей средней части франского яруса [8]. В изылинской свите были определены остракоды: *Bairdia*

carinata Polenova, *Bairdiocypris accuratus* Polenova, *Coeloenellina cavitata* Rozhdestvenskaja, *Kozlovskiella* sp., *Knoxiella beiskiensis* Polenova, *Phlyctiscapha alta* Moskalenko, *Fabalitypris holushurmensis holushurmensis* (Polenova), *Illtivella bicornis* (Schevtsov), *Cryptohyllus* sp. В вассинской свите были определены остракоды: *Bairdia carinata* Polenova, *Bairdiocypris accuratus* Polenova, *Fabalitypris holshurmensis holshurmensis* (Polenova), *Uchtovia cyrlinae* Polenova, *Microcheilinella peculiaris* Rozhdestvenskaja, *Fellerites petchoricus* Moskalenko, *Coeloenellina cavitata* Rozhdestvenskaja, *Bairdia vassinoensis* Polenova. Указанные выше свиты являются аналогами яя-петропавловской и сергеевской свит из бассейна р. Яя и стрельной и глубокинской свит из Соломинского карьера. В яя-петропавловской свите были определены следующие виды остракод: *Bairdia laminose* Rozhdestvenskaja, *Bairdia kynovensia* Rozhdestvenskaja, *Uchtovia cyrlinae* Polenova., *Moorites vassinovensis* Polenova, *Sulcoindevisia svinordensis* Egorov, *Microcheilinella peculiaris* Rozhd.et Netch., *Bekena aksakovaensis* Rozhdestvenskaja, *Bairdia vassinoensis* Polenova, *Bairdiocypris accuratus* Polenova, *Moorites legibillis* Pol, *Knoxiella beiskiensis* Polenova, *Cavellina porrecta* Polenova. Остракоды в сергеевской свите обнаружены не были. Глубокинская свита содержит следующие виды остракод: *Bairdia laminose* Rozhdestvenskaja, *Bairdia laminose* Rozhdestvenskaja. Стрельная свита в изученном разрезе в Соломинском карьере отсутствует.

Соломинский горизонт согласно залегает на глубокинских известняках и так же согласно, с постепенными переходами, сменяется пещеркинским горизонтом фаменского яруса [5]. Мощность 150–200 м. По стратиграфическому положению соломинский горизонт соответствует верхней части франского яруса, верхний девон [8]. В бассейне р. Изылы, соломинский горизонт представлен шубкинской свитой. В шубкинской свите были определены остракоды: *Pribylites domanicus* Averjanov, *Fellerites petchoricus* Moskalenko, *Coeloenellina cavitata* Rozhdestvenskaja, *Uchtovia cyrlinae* Polenova, *Knoxiella beiskiensis* Polenova, *Microcheilinella peculiaris* Rozhdestvenskaja *Bairdia vassinoensis* Polenova, *Bairdia carinata* Polenova, *Bairdia laminose* Rozhdestvenskaja, *Fabalitypris holushurmensis holushurmensis* (Polenova). В бассейне р. Яя аналогом является кельбесская свита. В результате исследования, в кельбесской свите были определены следующие виды остракод: *Hollinella valentinae* Egorov, *Knoxiella* aff. *domanica* Rozhdestvenskaja, *Serenida dorsoplicata* Casier. А из Соломинского карьера были определены следующие остракоды: *Amphissites irinae* Gleb. et Zasp., *Amphissites klarae* Egorov, *Ampuloides* aff. *verrucosa* Polenova, *Bairdia laminose* Rozhdestvenskaja, *Bairdiocypris* sp., *Tricornina* sp., *Amphissites* sp., *Hollinella valentinae* Egorov.

Пещеркинский горизонт соответствует зоне *Cyrtospirifer tschernyschewi* по брахиоподам [8]. Мощность горизонта до 350 м. Пещеркинский горизонт соответствует нижефаменскому подъярису верхнего девона [8]. В пещеркинской свите определены следующие остракоды: *Moorites* sp., *Cryptophyllus* sp..

Подонинский горизонт представлен красноцветными отложениями, они завершают разрез девона северо-западной окраины Кузнецкого бассейна. Они

выделялись многими исследователями А. Н. Державиным, П. Н. Венкжовым, Иностранцевым, Г. Г. Петцем, В. И. Яворским и П. И. Бутовым, А. В. Тыжновым, В. Д. Фомичевым под названием «красноцветной толщи». Мощность горизонта около 450 м [5]. Подонинский горизонт соответствует средней и верхней части фаменского яруса верхнего девона [8]. Определить комплекс остракод из подонинской свиты не удалось по причине отсутствия большого количества материала и плохой сохранности остракод из уже обработанных образцов.

Биостратиграфические исследования были проведены на основе изучения остракод, отобранных из одиннадцати обнажений трех районов окраин Кузнецкого бассейна. Разрезы представлены практически непрерывной последовательностью с самых верхов живетского яруса по низы фаменского яруса. Общий состав коллекции по данным разрезам насчитывает 2 500 экземпляров раковин и створок средне-верхнедевонских остракод. Определено 54 вида, относящихся к 35 родам.

Средняя и верхняя часть девона юга Западной Сибири представлена обильными и различными комплексами остракод. Выдержанная смена комплексов остракод по вертикали позволила провести биостратиграфический анализ и выделить пять биостратонов в ранге слоев с фауной. Самые древние слои представлены только в разрезах на р. Изылы, это слои с *Bairdia carinata*. Примечательно, по остракодам (*Phlyctiscapha alta* Moskalenko, *Illtivella bicornis* (Schevtsov), *Marginia sculpta multicostata*), которые имеют узкое вертикальное распространение и встречаются исключительно в среднем девоне, удалось установить, что низы изылинской свиты являются верхней частью верхнеживетского яруса. Ранее по брахиоподам было установлено, что вся изылинская свита относится к нижнефранскому ярусу [6], но также были данные, полученные по результатам исследования макрофлоры и дисперсных миоспор, которые свидетельствуют о позднеживетском возрасте [9].

Район в бассейне р. Яя охарактеризован последовательностью из трех слоев. Для нижнефранской части данного района характерны слои с *Bairdia kynovensis*. Следующим биостратоном являются слои с *Bairdia vassinoensis*, отвечающие среднефранскому возрасту и прослеживающиеся уже в двух районах: в районе бассейна р. Изылы и бассейне р. Яя. Выше по стратиграфической последовательности следуют слои с *Hollinella valentinae*, которые встречаются в районе Соломинского карьера и р. Яя и отвечают верхней части франского яруса. В районе бассейна р. Изылы на данном стратиграфическом уровне выделены слои с *Pribylites domanicus*, которые полностью соответствует слоям с *Hollinella valentinae*. Данное различие вызвано отличающимися фациальными условиями разных окраин Кузнецкого бассейна. Поэтому разновозрастные франские комплексы остракод западной и северо-восточной окраин значительно различаются между собой.

Материал из нижней части франского яруса представлен лишь в бассейне р. Яя, но к сожалению, его недостаточно для проведения биостратиграфического анализа. Необходимо произвести добор образцов из разреза на р. Яя и более детально проанализировать полученный материал. Таким образом, выделенные

биостратонны характеризуют интервал от верхней части верхнего живета до верхней части верхнего франа.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Бахарев Н. К. Живетские остракоды Салаира // Микрофауна фанерозоя Сибири и смежных регионов. – Новосибирск : Наука, 1985. – С. 35–48.
2. Бахарев Н. К. Остракоды девона Салаира и Кузбасса // Новости палеонтологии и стратиграфии: Приложение к журналу «Геология и геофизика». – 2008. – № 10–11. – С. 85–87.
3. Поленова Е. Н. Девонские остракоды Кузнецкого бассейна и Минусинской котловины. – Л. : Гостоптехиздат, 1960. – 168 с.
4. Ржосницкая М. А. Биостратиграфия девона окраин Кузнецкого бассейна. Т I. стратиграфия. – Л. : Недра, 1968. – 288 с.
5. Стратиграфический словарь СССР // Кембрий, ордовик, силур, девон. – Л. : Недра, 1975. – 622. с.
6. Язиков А. Ю., Бахарев Н. К., Изох Н. Г., Сараев С. В., Родина О. А., Щербаненко Т. А. Био- и литостратиграфическая характеристика изылинского горизонта (девон, западная окраина Кузнецкого бассейна) // Региональная стратиграфия позднего докембрия и палеозоя Сибири: Сб. науч. тр. – Новосибирск : СНИИГГиМС, 2013. – С. 146–155.
7. Язиков А. Ю., Бахарев Н. К., Изох Н. Г., Щербаненко Т. А. Брахиоподы, остракоды и конодонты изылинского горизонта (верхний девон окраин Кузнецкого бассейна) // Интерэкс-по ГЕО-Сибирь-2012. VIII Междунар. науч. конгр. : Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное дело. Новые направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых» : сб. материалов в 2 т. (Новосибирск, 10–20 апреля 2012 г.). – Новосибирск : СГГА, 2012. Т. 2. – С. 47–50.
8. Baharev N. K., Izokh N. G., Obut O. T., Talent J. A. Middle-Upper devonian and lower Carboniferous biostratigraphy of the Kuznetsk basin: Field Excursion Guidebook. Intern. conf. "Biostratigraphy, paleogeography and events in Devonian and Lower Carboniferous" / Novosibirsk: Publishing House of SB RAS, 2011. – P. 98.
9. Юрина А. Л., Орлова О. А., Раскатова М. Г. О возрасте изылинской свиты (западная окраина Кузнецкого бассейна) по палеоботаническим данным (макрофлоре и миоспорах) // Общая стратиграфическая шкала и методические проблемы разработки региональных стратиграфических шкал России. – СПб. : Изд-во ВСЕГЕИ, 2016. – 196 с.

REFERENCES

1. Baharev N. K. Zhivetskie ostrakody Salaira // Mikrofauna fanerozoya Sibiri i smezhnyh regionov. Novosibirsk: Nauka, 1985. – С. 35–48.
2. Baharev N. K. Ostrakody devona Salaira i Kuzbassa // Novosti paleontologii i stratigrafii: Prilozhenie k zhurnalu "Geologiya i geofizika". – 2008. – № 10–11. – S. 85–87.
3. Polenova E. N. Devonskie ostrakody Kuzneckogo bassejna i Minusinskoj kotloviny. Leningrad: Gostoptekhizdat, 1960. – 168 s.
4. Rzhocnickaya M. A. Biostratigrafiya devona okrain Kuzneckogo bassejna. T I. stratigrafiya. Leningrad: Nedra, 1968. – 288 s.
5. Stratigraficheskij slovar' SSSR // Kembrij, ordovik, silur, devon. Leningrad: Nedra, 1975. – 622. s.
6. Yazikov A. Yu., Baharev N. K., Izoh N. G., Saraev S. V., Rodina O. A., Shcherbanenko T. A. Bio- i litostatigraficheskaya harakteristika izylinskogo gorizonta (devon, zapadnaya okraina Kuzneckogo bassejna) // Regional'naya stratigrafiya pozdnego dokembriya i paleozoya Sibiri: Sb. nauch. tr. Novosibirsk: SNIIGGiMS, 2013. – S. 146–155.

7. Yazikov A. Yu., Baharev N. K., Izoh N. G., Shcherbanenko T. A. Brahipody, ostrakody i konodonty izylinskogo gorizonta (verhnij devon okrain Kuzneckogo bassejna) // Interekspo Geo-Sibir'-2012: VIII Mezhdunarodnaya konferenciya \"Nedropol'zovanie. Gornoe delo. Novye napravleniya i tekhnologii poiska, razvedki i razrabotki mestorozhdenij poleznyh iskopaemyh\" (Novosibirsk, 10–20 aprelya 2012 g.). Novosibirsk: SGGA, 2012. – S. 47–50.

8. Baharev N. K., Izokh N. G., Obut O. T., Talent J. A. Middle-Upper devonian and lower Carboniferous biostratigraphy of the Kuznetsk basin: Field Excursion Guidebook. Intern. conf. \"Biostratigraphy, paleogeography and events in Devonian and Lower Carboniferous\" / Novosibirsk: Publishing House of SB RAS, 2011. – P. 98.

9. Yurina A. L., Orlova O. A., Raskatova M. G. O vozraste izylinskoj svity (zapadnaya okraina Kuzneckogo bassejna) po paleobotanicheskim dannym (makroflore i miosporam)// Obshchaya stratigraficheskaya shkala i metodicheskie problemy razrabotki regional'nyh stratigraficheskikh shkal Rossii. Sankt-Peterburg: VSEGEI, 2016. – 196 s.

© *Б. М. Ионов*, 2018

ПРОДУКТИВНЫЕ ГОРИЗОНТЫ КАРБОНАТНОГО КОМПЛЕКСА ВЕНДА БАЙКИТСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ (СИБИРСКАЯ ПЛАТФОРМА)

Лариса Николаевна Константинова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник, тел. (383)306-63-70, e-mail: KonstantinovaLN@ipgg.sbras.ru

По материалам бурения в разрезах скважин Байkitской антеклизы выделены и прослежены по площади продуктивный собинский и потенциально продуктивный тэтэрский карбонатные горизонты. На юге Байkitской антеклизы оконтурена зона развития соленосного флюидоупора. Распространение по площади зон улучшенных коллекторов собинской и тэтэрской свит проведено с учетом анализа палеоструктурного плана на момент их формирования и результатов испытания глубоких скважин.

Ключевые слова: Сибирская платформа, Байkitская антеклиза, нефтегазоносность, карбонатные отложения венда.

PRODUCTIVE HORIZONS OF THE CARBONATE COMPLEX OF THE VENDIAN OF THE BAIKIT ANTECLISE (SIBERIAN PLATFORM)

Larisa N. Konstantinova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Senior Researcher, phone: (383)306-63-70, e-mail: KonstantinovaLN@ipgg.sbras.ru

According to the materials of drilling of the wells of Baikit anteklise traced on the area of productive (Soba) and potentially productive (Tetere) carbonate horizons. In the South of Baikit anteklise delineated area of the development of the impermeable rock salt. Spread over the area of the zones of the improved collectors of the Soba and Tetere Formation determined by paleostructural analysis plan at the time of their formation and the results of tests of deep wells.

Key words: Siberian platform, Baikit anteklise, Petroleum potential, carbonate deposits Vendian.

В Байkitской нефтегазоносной области основные запасы углеводородного сырья приурочены к рифейскому НГК (Юрубчено-Тохомское, Куюмбинское месторождения) в Юрубчено-Тохомской ЗНГН [1]. В терригенном вендском нефтегазоносном комплексе в Оморинской ЗНГН месторождения связаны с продуктивными песчаными пластами оскобинской и низов катангской свит [2–4]. Дополнительный прирост запасов будет обеспечивать карбонатный верхневендско-нижнекембрийским НГК.

В настоящей работе прогноз зон развития карбонатных коллекторов венда выполнен на основе детальной корреляции и изучения керна глубоких скважин. Реперные поверхности соответствуют кровлям катангской, собинской и тэтэрской свит. Эти региональные реперы хорошо выделяются по кривым ГК, НГК,

КС и другим видам каротажа. Карты толщин свит отражают палеорельеф на момент их формирования. Фациальный анализ позволяет уточнять границы зон развития коллекторов и флюидоупоров.

По данным бурения и испытания скважин к настоящему времени на территории Байкитской антеклизы в карбонатных отложениях венда выделены собинский продуктивный горизонт, преображенский и тэтэрский, возможно, продуктивные горизонты [5, 6]. Так как продуктивность преображенского горизонта не доказана на изучаемой территории и его распространение ограничено как по площади (только восточная часть Байкитской антеклизы), так и в разрезе (сокращение толщин до 10–15 м), то далее рассмотрим наиболее перспективные уровни собинской и тэтэрской свит.

В собинское время на территории Камовского свода происходило накопление известняков, доломитов с небольшим периодическим поступлением глинистого материала.

Условия седиментогенеза предопределили характер и интенсивность постседиментационных преобразований карбонатных пород. Дальнейшее преобразование пустотного пространства происходило в результате развития тектонической трещиноватости карбонатных пород и процессов эпигенетического выщелачивания и минералообразования. Поэтому наилучшими коллекторскими свойствами будут обладать доломиты и известняки без примеси глинистого материала, где более интенсивно протекали вторичные процессы перекристаллизации и выщелачивания, которые приводили к увеличению объема порового пространства. Пласты-коллекторы, как правило, в разрезах скважин расположены выше пластов глинистых доломитов и ниже сульфатных и ангидрит содержащих доломитов.

Собинский продуктивный горизонт представлен тремя продуктивными пластами Сб-I и Сб-II, Сб-III. Пласт Сб-I залегает в средней части свиты, представлен доломитами известковистыми. При испытании пласта в скв. Исчухская-1 был получен приток газа дебитом 80,6 тыс. м³/сут и открыто Исчухское месторождение. Пласт-коллектор Сб-I на Исчухском месторождении сформировался под влиянием тектонических процессов, связанных с образованием мелких разрывных нарушений и, соответственно, сложной системой трещин вдоль западного окончания Бедошемо-Юдуконского регионального разлома [7]. Газовая залежь приурочена к Исчухскому поднятию, частично ограниченному разломами, и находится на внешней приподнятой зоне Иркиннеево-Чадобецкого авлокагена.

Пласты Сб-II и Сб-III залегают в подошвенной части свиты (рис. 1), их часто не разделяют между собой из-за очень маломощной и не выраженной глинисто-доломитовой перемычки, эффективные толщины пласта достигают 10 м, пористость варьирует от 5 до 16 %, в редких случаях достигает 20 %. По содержанию литологического состава собинский горизонт в Нижнеагарском районе представлен тонким чередованием ангидритовых глинистых и чисто доломитовых пластов. На Имбинской площади при испытании пласта получен приток углеводородного газа с сероводородом дебитом до 70 тыс. м³/сут [5, 6].

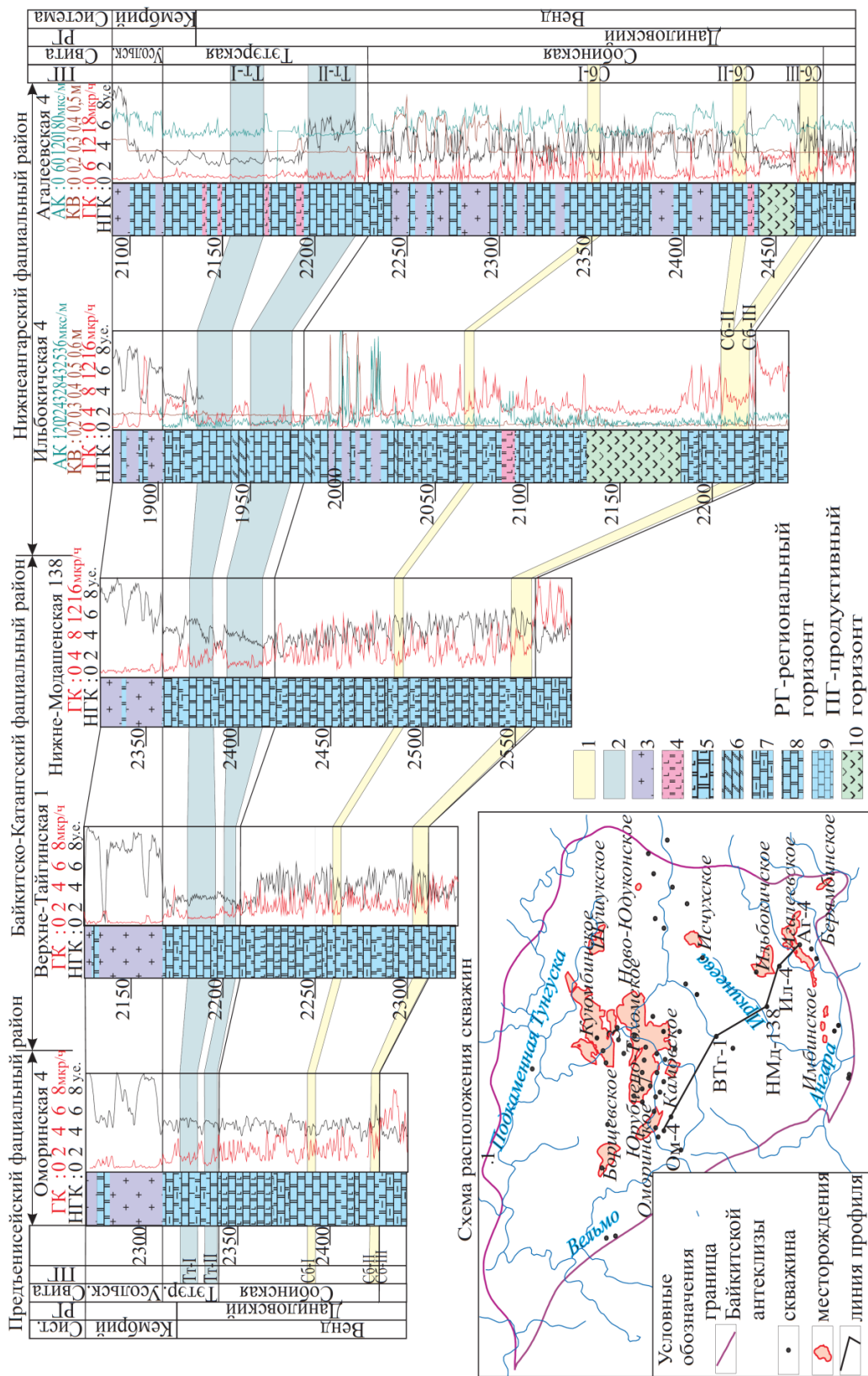


Рис. 1. Схема корреляции проницаемых горизонтов карбонатов карбонатного венда Байkitской антеклизы:

1 – нефтегазоносный горизонт; 2 – перспективный горизонт; 3 – известняки; 4 – мергель доломитовый; 5 – мергель доломитовый; 6 – известняки с прослоями доломитов; 7 – известняки с прослоями доломитов; 8 – известняки с прослоями доломитов; 9 – известняки с прослоями доломитов; 10 – известняки с прослоями доломитов

На Юрубченской площади пласт-коллектор, залегающий в основании свиты, представлен серыми пелитоморфными микрозернистыми доломитами, с прослоями комковатых доломитов, с маломощными прослойками мелкозернистых кварцевых песчаников с выпотами нефти и непромышленными притоками пластовой воды. Вышележащие доломиты и мергели собинской свиты выполняют экранирующие функции. На Юрубченской площади получен приток газа дебитом $700 \text{ м}^3/\text{сут.}$ из полутораметрового пласта-коллектора (скв. 2). Коэффициент пористости по ГИС достигает 8,5 %. Конечно, основные скопления УВ приурочены к рифейскому резервуару, но в местах образования тектонических разломов, в частности, где мы фиксируем перескок траппового тела на другой стратиграфический уровень, часто происходит и переток углеводородных газов. Также наиболее интенсивные вторичные изменения порового пространства приурочены к зонам разломов, к границам положительных структур второго порядка, процесс формирования которых сопровождался, как правило, мелко амплитудными разломами и увеличением трещиноватости пород.

Выявленные в подошве собинской свиты коллекторы развиты на Оморинской, Енгидинской площадях бурения. В скв. Оморинская 2 после перфорации интервала (ПКС-105 по 12 отв/м) 2 446–2 462 м получен газ с конденсатом дебитом 450,5 тыс. $\text{м}^3/\text{сут.}$ на шайбе 20 мм. В скв. Оморинская 1 дебит газа составил 100 тыс. $\text{м}^3/\text{сут.}$ На Енгидинской площади в скв. 154 получен приток пластовой воды дебитом $140 \text{ м}^3/\text{сут.}$, пласт-коллектор представлен доломитами кавернозными с примесью терригенного материала. По материалам ГИС коэффициент пористости на Енгидинской площади составляет 16–18 %, а эффективная толщина – 10–12 м.

В северной части Камовского свода положительным фактором является отсутствие терригенно-сульфатно-карбонатной оскобинской свиты. В этой зоне, возможно, происходила вертикальная миграция углеводородов из рифейских отложений по разломам и трещиноватым зонам верхней глинисто-доломитовой части катангской свиты в собинский и тэтэрский резервуары. На Куюмбинской площади выделены три двухметровых пласта-коллектора в нижней части свиты, разделенных непроницаемыми породами. Пористость коллекторов по ГИС (НГК) – 9–12 %. На Мадринской площади толщина пласта-коллектора сокращается до 2 м и пористость, по аналитическим данным, составляет 5–6 %, а проницаемость – $0,2 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$. В скважинах 2, 3, 4, 7, 9, 12, 13, 204 Куюмбинской площади испытание проводилось в процессе бурения, при совместном испытании тэтэрской, собинской и катангской свит были получены незначительные притоки газа и фильтрат бурового раствора от 2,9 (скв. 12) до 51 (скв. 3) $\text{м}^3/\text{сут.}$

Так как палеоструктурный план на юге Байкитской антеклизы в собинское время претерпевал устойчивое прогибание, то палеогеографические условия накопления «чистых» разностей доломитов были менее благоприятными, чем на Камовском своде. Толщины доломитовых пластов в нижней части собинской свиты не превышают первых метров, но в Нижнеангарском нефтегазонос-

ном районе положительным фактором является распространение зональных соленосных флюидоупоров (рис. 2), которые и обеспечивают сохранность залежей в тектонически напряженной Ангарской зоне складок.

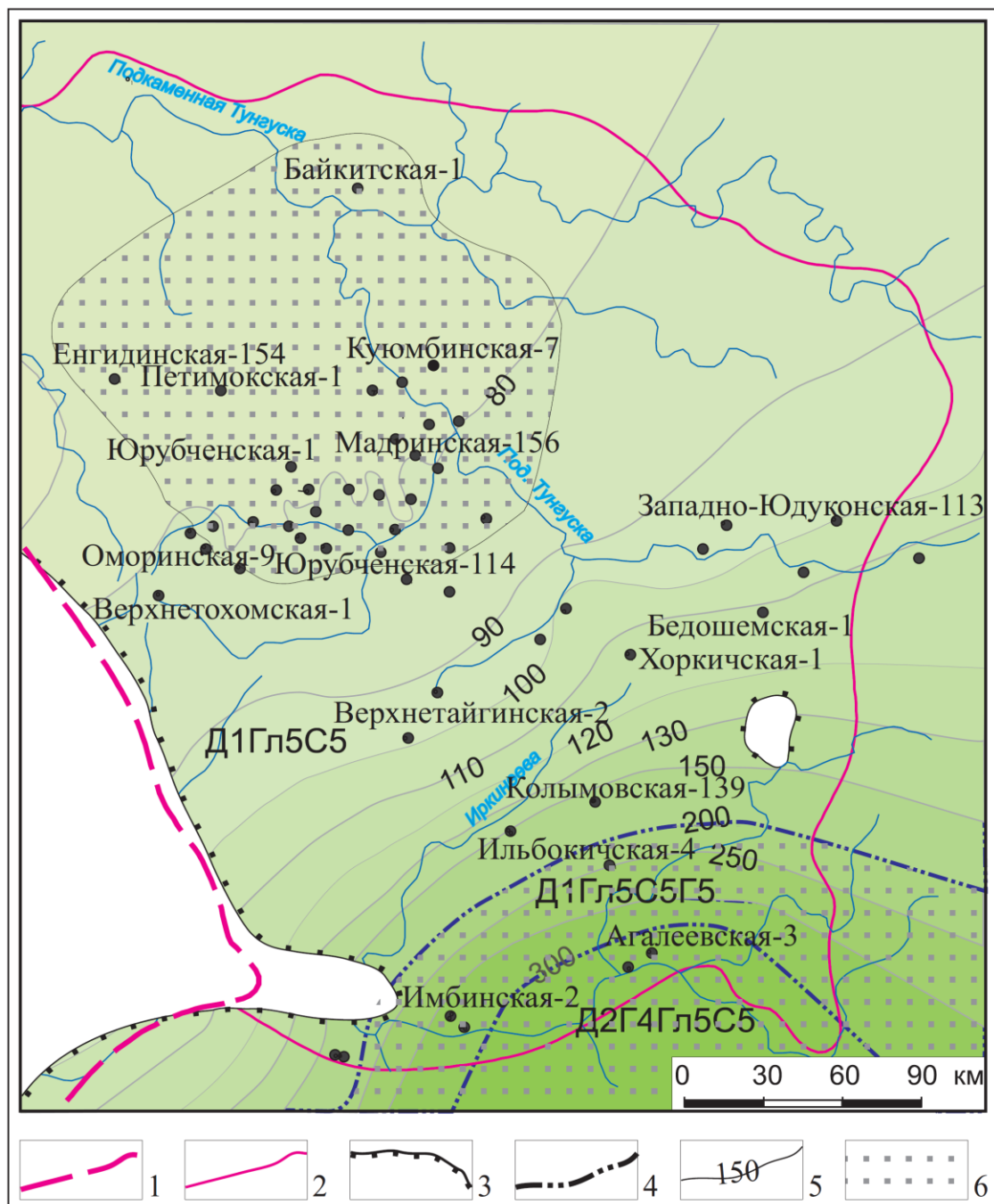


Рис. 2. Карта толщин и литологического состава собинской свиты: границы: 1 – Лено-Тунгусской НПП; 2 – Байкитской антеклизы; 3 – современного распространения отложений; 4 – литологических областей: Д2Г4Гл5С5 – литологические индексы областей с указанием литологических компонентов разреза и их содержания, литологические компоненты разреза: Гл – глинистая, И – известковая, Д – доломитовая, С – сульфатная, Г – галитовая; содержание компонентов: 1 – 100–75 %; 2 – 75–50 %; 3 – 50–25 %; 4 – 25–10 %; 5 – <10 %; 5 – изопакиты; 6 – зоны развития коллекторов

В скважине Агалеевская 4 из пласта Сб-1, залегающего под верхней соленосной покрывкой, получен приток газа дебитом 6 тыс. м³/сут, причем после перфорации интервала 2 348–2 354 м была проведена соляно-кислотная обработка, закачено 1,2 м³ соляной кислоты, и только после этого получен газ (см. рис. 1). На Имбинской площади (скв. 2) из продуктивного пласта Сб-II, III, залегающего под нижней соленосной покрывкой, получен приток газа дебитом около 70 м³/сут после проведения перфорации интервала 2 229–2 245 м. Также следует отметить, что сначала при испытании интервала 2 180–2 258 м Имбинской скв. 2 в процессе бурения получен газ с пленкой нефти дебитом только 34 м³/сут. По материалам ГИС, коэффициент пористости на Имбинской площади составляет 16–18 %. Результаты испытаний собинского продуктивного горизонта в других скважинах показывают низкую эффективность проведения испытания только в процессе бурения. Поэтому при разработке карбонатных горизонтов следует применять перфорацию продуктивных интервалов и проводить соляно-кислотную обработку.

В южной части Байkitской антеклизы, в частности на Агалеевской, Ильбокичской, Колымовской площадях бурения, собинский силл достигает 60–80 м, причем локализован, как правило, в нижней части свиты (см. рис. 1), что привело к разрушению залежей УВ в пластах Сб-II, III. Это подтверждено результатами испытания этих пластов в Агалеевской скв. 4, где даже после дополнительной перфорации 60 отверстий на метр и установления соляно-кислотной ванны (закачено 1,2 м³ соляной кислоты) притока не получено.

Второй стратиграфический уровень распространения резервуаров в карбонатах приурочен к тэтэрской свите венд-кембрия [5]. Свита включает два пласта «чистых» доломитов Тт-I, II (см. рис. 1), аналогов продуктивным пластам на Непско-Ботуобинской антеклизе – усть-кутскому I и усть-кутскому II. Продуктивность тэтэрского горизонта на Байkitской антеклизе не доказана. По аналитическим данным и по ГИС, наилучшими коллекторскими свойствами эти пласты характеризуются в зоне с толщинами тэтэрской свиты от 55 до 80 м, где проницаемая часть пласта не превышает 9–12 м; коэффициент открытой пористости составляет 2–6 % и 7–9 % по трещинам, а проницаемость в среднем составляет $0,9 \times 10^{-3}$ мкм². Для тэтэрского, возможно, продуктивного горизонта региональным флюидоупором является соленосно-карбонатная нижняя подсвита усольской свиты.

Таким образом, основным стратиграфическим уровнем развития коллекторов в карбонатных отложениях венда на территории Байkitской антеклизы является собинский продуктивный горизонт. В Ангарской зоне складок залежи углеводородов связаны с высокоамплитудными антиклинальными ловушками, имеющими литологическое и тектоническое экранирование. Залежи приурочены к маломощным карбонатным пластам собинской свиты с низкими фильтрационно-емкостными свойствами. Одной из особенностей строения собинской свиты на юге изучаемой территории является наличие в разрезе соленосных пластов, которые надежно экранируют залежи.

Перспективы нефтегазоносности в верхневендско-нижнекембрийском карбонатном НГК связаны в первую очередь с выявлением локально распространенных резервуаров в собинском продуктивном горизонте. Масштабы генерации газообразных и эмиграции жидких углеводородов оцениваются в несколько раз выше по сравнению с терригенным вендским НГК. Миграционные процессы в отложениях верхневендско-нижнекембрийского комплекса заключались в подтоке углеводородов из отложений венда (а в зонах отсутствия венда – из рифея) и в боковой миграции их из областей опускания на поднятия в фазы нефте- и газообразования [8, 9]. Согласно расчетам интенсивности нефтегазообразования объемно-генетическим методом, в этих отложениях повсеместно преобладали жидкие УВ. Однако в течение позднего палеозоя и триаса в результате интенсивного подтока газоконденсатных флюидов со стороны Курейской, Присяно-Енисейской синеклиз и термального влияния траппов эти соотношения изменились. В краевых частях Байkitской антеклизы, где эти процессы происходили более интенсивно, в карбонатных отложениях венда прогнозируется преобладание газоконденсатных флюидов.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Юрубчено-Тохомская зона газонефтенакопления – важный объект концентрации региональных и поисково-разведочных работ в верхнем протерозое Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции / А. А. Конторович, А. Э. Конторович, В. А. Кригин и др. // Геология и геофизика. – 1988. – № 11. – С. 45–55.
2. Мельников Н. В., Мельников П. Н., Смирнов Е. В. Зоны нефтегазонакопления в районах проведения геологоразведочных работ Лено-Тунгусской провинции // Геология и геофизика. – Новосибирск. – 2011. – Т. 52, № 8. – С. 1151–1163.
3. Константинова Л. Н., Моисеев С. А. Строение вендского нефтегазоносного комплекса на юго-западе Камовского свода // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2015. XI Междунар. науч. конгр. : Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Геоэкология» : сб. материалов в 3 т. (Новосибирск, 13–25 апреля 2015 г.). – Новосибирск : СГУГиТ, 2015. Т. 1. – С. 73–78.
4. Константинова Л. Н., Моисеев С. А. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности вендского нефтегазоносного комплекса на юго-западе Камовского свода // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 10. – С. 18–24.
5. Мельников Н. В., Константинова Л. Н. Перспективы нефтегазоносности венда и нижнего кембрия в Байkitской НГО Сибирской платформы // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2004. – № 1. – С. 19–27.
6. Кригин В. А. Строение и нефтегазоносность западной части Присяно-Енисейской синеклизы и Ангарской зоны складок // Стратиграфия и нефтегазоносность венда-верхнего рифея юго-западной части Сибирской платформы: сб. материалов рабочего совещания. – Красноярск : КНИИГиМС, 2001. – С. 44–48.
7. Мигурский А. В., Носкова Е. С. Геодинамика формирования Нижнеангарской зоны нефтегазонакопления на юго-западе Сибирской платформы // Геология нефти и газа. – 2007. – № 4. – С. 13–18.
8. Мельников Н. В., Шемин Г. Г., Ефимов А. О. Палеогеография Сибирской платформы в венде // Палеогеография фанерозоя Сибири. – Новосибирск : СНИИГГиМС, 1989. – С. 3–10.

9. Мельников Н. В. Венд-кембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы (Стратиграфия, история развития). – Новосибирск : СО РАН, 2009. – 148 с.

REFERENCES

1. Jurubcheno-Tohomskaja zona gazoneftenakoplenija – vazhnyj ob#ekt koncentracii regional'nyh i poiskovo-razvedochnyh rabot v verhnem proterozoe Leno-Tungusskoj neftegazonosnoj provincii // A.A. Kontorovich, A.Je. Kontorovich, V.A. Krinin i dr. // Geologija i geofizika. – 1988. – № 11. – S. 45–55.
2. Mel'nikov N.V., Mel'nikov P.N., Smirnov E.V. Zony neftegazonakoplenija v rajonah provedenija geologorazvedochnyh rabot Leno-Tungusskoj provincii // Geologija i geofizika. – Novosibirsk. – 2011. – T. 52, № 8. – S. 1151–1163.
3. Konstantinova L.N., Moiseev S.A. Stroenie vendskogo neftegazonosnogo kompleksa na jugo-zapade Kamovskogo svoda // Interjekspo Geo-Sibir'-2015. Mezhdunar. nauch. konf. «Nedropol'zovanie. gornoe delo. Napravlenija i tehnologii poiska, razvedki i razrabotki mestorozhdenij»: sb. materialov v 4 t., Novosibirsk, 13-25 apr. 2015 g. – Novosibirsk: SGUGiT, 2015. – T. 1. – S. 73–78.
4. Konstantinova L.N., Moiseev S.A. Geologicheskoe stroenie i perspektivy neftegazonosnosti vendskogo neftegazonosnogo kompleksa na jugo-zapade Kamovskogo svoda // Geologija, geofizika i razrabotka nef tjanyh i gazovyh mestorozhdenij. – 2016. – № 10. – S. 18–24.
5. Mel'nikov N.V., Konstantinova L.N. Perspektivy neftegazonosnosti venda i nizhnego kembrija v Bajkitskoj NGO Sibirskoj platformy // Geologija, geofizika i razrabotka nef tjanyh i gazovyh mestorozhdenij. – 2004. – № 1. – S. 19–27.
6. Krinin V.A. Stroenie i neftegazonosnost' zapadnoj chasti Prisajano-Enisejskoj sineklizy i Angarskoj zony skladok // Stratigrafija i neftegazonosnost' venda-verhnego rifeja jugo-zapadnoj chasti Sibirskoj platformy: sb. materialov rabocheho soveshhanija. – Krasnojarsk: KNIIGiMS, 2001. – S. 44–48.
7. Migurskij A.V., Noskova E.S. Geodinamika formirovanija Nizhneangarskoj zony neftegazonakoplenija na jugo-zapade Sibirskoj platformy // Geologija nef ti i gaza. – 2007. – № 4. – C. 13–18.
8. Mel'nikov N.V., Shemin G.G., Efimov A.O. Paleogeografija Sibirskoj platformy v vende // Paleogeografija fanerozoja Sibiri. – Novosibirsk: SNIIGiMS, 1989. – S. 3–10.
9. Mel'nikov N.V. Vend-kembrijskij solenosnyj bassejn Sibirskoj platformy (Stratigrafija, istorija razvitija). – Novosibirsk: SO RAN, 2009. – 148 s.

© Л. Н. Константинова, 2018

УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ПЕСЧАНЫХ ПЛАСТОВ УВАТСКОГО ГОРИЗОНТА (ВЕРХНИЙ МЕЛ) СЕВЕРНЫХ РАЙОНОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Владимир Аркадьевич Маринов

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», 625048, Россия, г. Тюмень, ул. Осипенко, 79/1, кандидат геолого-минералогических наук, эксперт, тел. (345)252-90-90, e-mail: vamarinov@rosneft.ru

Александр Юрьевич Нехаев

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, научный сотрудник лаборатории геологии нефти и газа арктических регионов Сибири, тел. (383)333-23-01, e-mail: nekhaevay@ipgg.sbras.ru

Представлены результаты лито-биофациальных исследований разрезов сеномана и турона северных районов Западной Сибири. Формирование отложений уватского горизонта (сеноман) проходило в мелководном водоеме при значительном опреснении и стратификации вод, резком недостатке кислорода на поверхности дна. В раннем туроне соленость вод увеличилась до нормально-морской, стратификация исчезла, содержание кислорода в придонных водах было достаточным для существования разнообразного бентоса. Периодическое увеличение стока пресных вод в северо-восточные акватории палеобассейна приводило к формированию отложений, сходных с уватскими.

Ключевые слова: верхний мел, лито-биофации, источники сноса, север Западной Сибири.

SEDIMENTATION OF SANDY LAYERS OF THE UYATH HORIZON (UPPER CRETACEOUS) OF THE NORTHERN REGIONS OF WEST SIBERIA

Vladimir A. Marinov

Tyumen Petroleum Research Center, 79/1, Osipenko St., Tyumen, 625048, Russia, Ph. D., Expert, phone: (345)252-90-90, e-mail: vamarinov@tnnc.rosneft.ru

Alexander Yu. Nekhaev

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Researcher, Laboratory of Petroleum Geology of Arctic Regions of Siberia, phone: (383)333-21-09, e-mail: nekhaevay@ipgg.sbras.ru

The results of litho-biofacial studies of the Cenomanian and Turonian sections of the northern regions of West Siberia are presented. Formation of deposits of the Uvat horizon (Cenomanian) took place in a shallow water reservoir with significant desalination and stratification of water, a sharp deficit of oxygen on the surface of the bottom. In the Early Turonian, the water salinity increased to normal-marine, the stratification disappeared, the oxygen content in the bottom waters was sufficient for the existence of a diverse benthic communities. The periodic increase in fresh water flow to the northeastern water area of the paleobasin resulted in the formation of sediments similar to the Uvatian ones.

Key words: Upper Cretaceous, litho-biofacial investigation, the sediment sources, northern regions of the West Siberia.

В уватское время (сеноман) на севере Западной Сибири происходило накопление широкого спектра отложений мелководных, дельтовых, лагунных, баровых [1, 2] в опресненном мелководном бассейне [5]. Значительно меньше распространены осадочные толщи прибрежной равнины, временами заливавшейся морем. Отложения имеют большую мощность, свыше 500 м в депоцентрах, и включают песчаные пласты ПК₁ – ПК₄, содержащие уникальные по размерам месторождения газа. Полученные данные позволяют уточнить генезис отложений уватского горизонта и геологическую историю северных частей Сибирского региона в сеномане.

Выполнено комплексное изучение (седиментологическое, лито- биофациальное, биостратиграфическое) керн уватского и кузнецовского горизонтов (уватская, покурская, марресалинская, долганская, кузнецовская и дорожковская свиты), более 100 скважин, пробуренных на 36 площадях Ямало-Уренгойского, Тазовского, Усть-Енисейского районов (рис. 1).

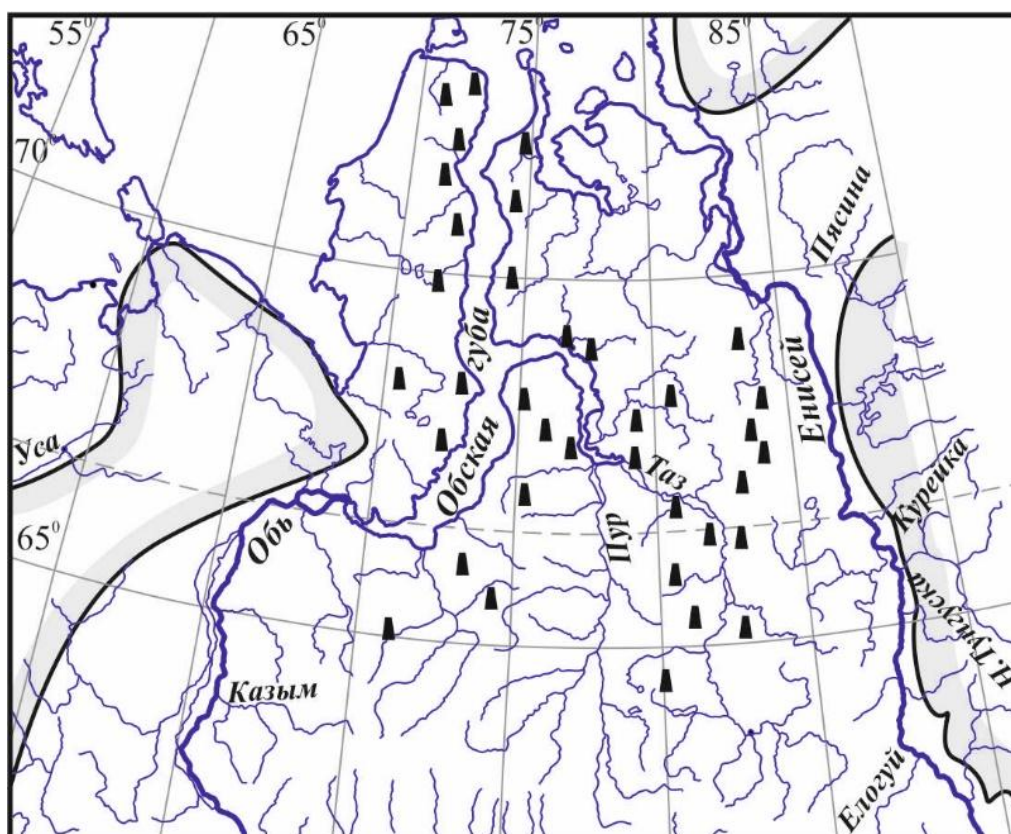


Рис. 1. Местоположение изученных разрезов

Седиментологические и литолого-фациальные исследования включали описание первичных осадочных структур и текстур, характера и размерности терригенного материала, а также изучение взаимоотношений отдельных единиц

разреза в латеральном и вертикальном направлениях, сопровождающееся интерпретацией геодинамических обстановок осадконакопления. Реконструкции палеообстановок седиментологическими методами выполнены на основе сравнительного анализа с современными осадочными комплексами [4, 8]. Результаты биофациального анализа обоснованы экологическими предпочтениями обнаруженных остатков фауны (фораминифер, двустворчатых моллюсков), растений и следов жизнедеятельности (ихнофоссилий). Восстанавливались экологические группировки (палеобиоценозы), которые были адаптированы к существованию в относительно узком диапазоне обстановок. На основе требований к условиям обитания населявших палеобассейн палеобиоценозов реконструировались его абиотические параметры: гиродинамический режим, соленость, глубина и газовый режим придонного слоя вод. Выполнен биостратиграфический анализ (более 150 комплексов фораминифер, более 30 раковин двустворок).

Характеристика отложений уватского горизонта

Породы уватского горизонта имеют специфические состав и структуру. Породы представлены переслаиванием плоскопараллельнослоистых глинистых алевроитов и алевроитистых глин, косослоистых и массивных алевроитистых песков и алевропесчаников. Между отдельными литологическими типами существуют переходные разности. Степень сортировки различная, зерна песка имеют, как правило, плохую и среднюю окатанность, преимущественно кварц-полевошпатовый минеральный состав. Песчаные и песчано-алевритовые пласты ПК₁₋₃ и ДЛ присутствуют во всех интервалах горизонта, имеют мощность от нескольких сантиметров до 10 м. Песчаники имеют прерывистое залегание, невыдержанности толщин, анизотропию петрофизических свойств по разрезу и по площади. Структура песчаников однородная, массивная, реже отмечается тонкая горизонтальная слоистость или неотчетливая тонкая пологая косая слоистость. В большинстве разрезов отмечается уменьшение вверх по разрезу размерности зерен и увеличение глинистости. Отложения слабосцементированные, светло-серые, на севере Ямала – с зеленоватым оттенком, преимущественно алевроитового состава с глинистым и карбонатным цементом, сформированные в различных гидродинамических условиях. Растительный детрит присутствует в большом количестве, особенно много в глинистых слоях. Находки фауны относительно редки. Наиболее типичными являются фрагменты скелета рыб. Раковины фораминифер встречаются редко во всех интервалах изучаемой толщи [7]. Эпизодически присутствуют интервалы с многочисленными ихнофоссилиями *Skolithos*, *Cylindrichnus*, *Palaeophycus*, *Planolites*, *Phycosiphon*. Толщины уватского горизонта в районе полуострова Ямал составляют 500 м и более [6]. Близкие мощности горизонт имеет в северо-восточной части Западно-Сибирского бассейна (Русско-Реченское, Береговое, Русское, Уренгойское, Вэнгаяхинское месторождения). В южном направлении (Харампурское и Верх-

неколик-Еганское месторождения) значения толщин горизонты уменьшаются до 300 м и менее (рис. 2, а).

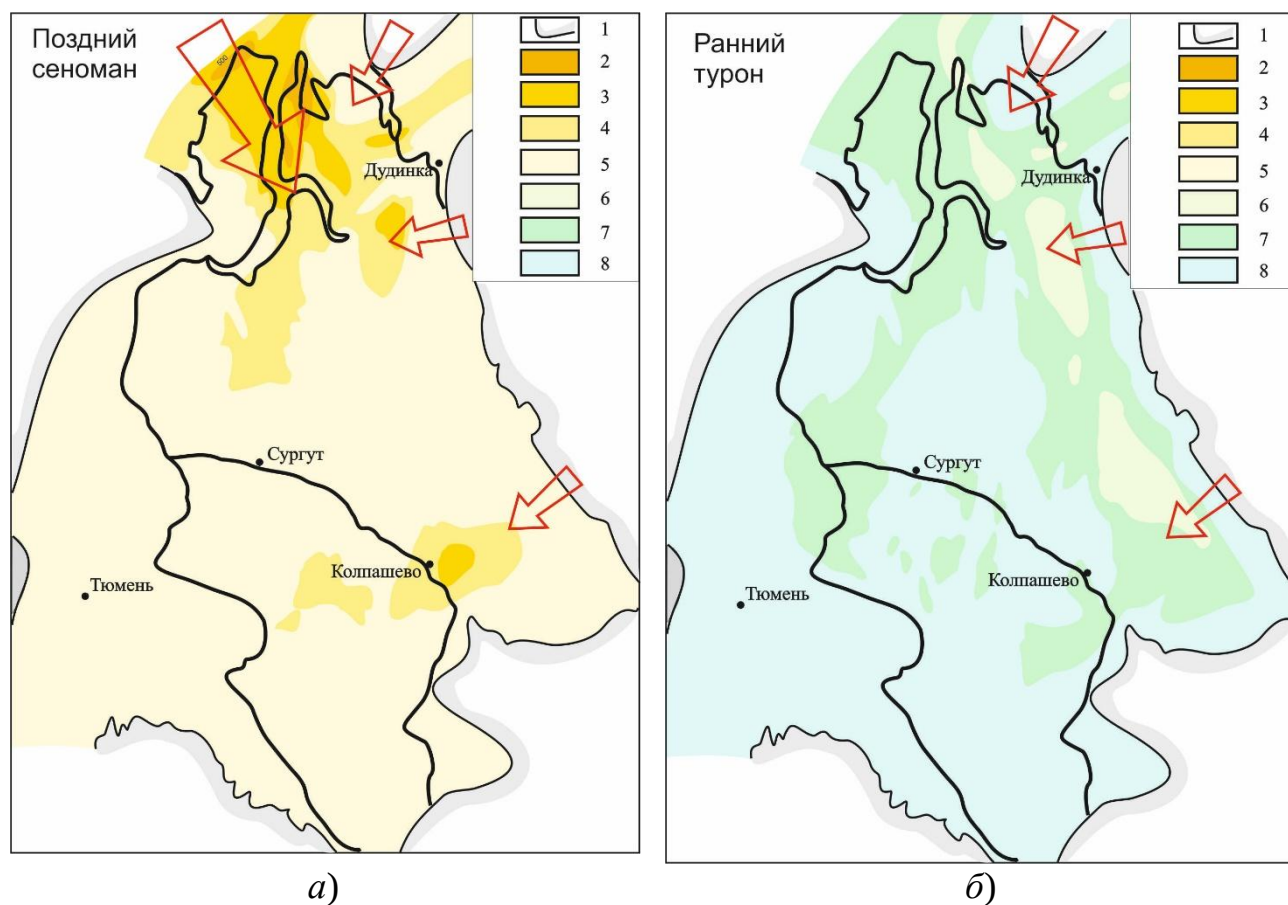


Рис. 2. Карта толщин (а) уватского горизонта (сеноман) и (б) нижней части кузнецовского горизонта (нижний турон) [2]

1 – границы осадочного чехла Западной Сибири; 2–8 – толщина отложений: 2 – > 500 м; 3 – 400–500 м; 4 – 300–400 м; 5 – 150–300 м; 6 – 100–150 м; 7 – 50–100 м; 8 – < 50 м; стрелки показывают направление основных потоков поступления терригенного материала; величина стрелки пропорциональна объему сноса

Перекрывается уватский горизонт глинами кузнецовской и дорожковской свит, темно-серыми, иногда алевритистыми, однородными или с волнистой и субпараллельной слоистостью (нижний турон). Граница горизонтов может быть постепенной, через переслаивание алевритов и глин, и резкой, с четкими следами размывов. Отложения кузнецовского горизонта содержат раковины моллюсков, разнообразные комплексы фораминифер и многочисленные ихнофоссилии, представленные ихнородами *Chondrites*, *Anconichnus*, *Arenicolites*, *Planolithes*. Толщина алеврито-глинистой пачки кузнецовского горизонта (нижний турон) в среднем составляет 50 м, в восточных районах увеличивается до 150 м (рис. 2, б).

Структуры и текстуры

Характерными структурами уватского горизонта являются однородные, массивные, горизонтальнослоистые, плоскопараллельнослоистые и косо-линзовиднослоистые. Формирование песчаников с однородной массивной структурой, с второстепенными слоями с неотчетливой пологой косой и бугорчатой слоистостью происходило в условиях с интенсивной гидродинамикой и высокими скоростями седиментогенеза. Предполагается, что это обстановки дельтовой и приливно-дельтовой седиментации, лагунно-барового участка побережья и баров. Пачки с тонкой горизонтальной слоистостью (ритмиты) сложены преимущественно мелкообломочными и пелитовыми породами (алевриты, глинистые алевриты и аргиллиты). Слоистая система песков, алевритов и глин прослеживается на значительное расстояние [3]. Предполагается, что породы с тонкой ритмичной горизонтальной слоистостью формировались в удаленных открытых частях мелководного бассейна на глубине вблизи базиса штормовых волн. Установлено, что во всех случаях ритмиты связаны с участками минимального содержания O_2 , с застойными водами и отсутствием бентоса, который мог бы разрушить слоистость за счет биотурбации [8]. Предполагается, что причиной плотностной стратификации водных слоев было различие солености придонных вод и поверхностных, опресненных впадающими реками. Возникшая стратификация препятствовала вертикальной конвекции вод, затрудняла аэрацию придонного слоя и вызывала дефицит кислорода на поверхности дна бассейна. Значительная латеральная изменчивость отложений горизонта характерна для зон с высокими скоростями седиментации. Предполагается, что аномальные мощности покурского горизонта отвечают направлениям перемещения осадочного материала.

Чтобы оценить величину стратиграфического несогласия на границе кузнецовского и уватского горизонтов, пограничный интервал отложений был изучен биостратиграфическими методами. Установлено, величина стратиграфического интервала, отвечающего отсутствующим в разрезе отложениям, составляет не более одной зоны (подъяруса) [9]. На рубеже уватского и кузнецовского горизонтов режим седиментации резко изменился. Уменьшились скорости осадконакопления, стали формироваться преимущественно глинистые отложения.

Органические остатки

Наиболее характерными органическими остатками являются фрагменты растительного детрита. Они обычно представлены гелеобразным органическим веществом, иногда в значительной степени окислены (углефицированы), достаточно часто слабо изменены и имеют следы клеточного строения. Их сохранность указывает на дефицит кислорода в придонном слое вод и поверхностном слое осадка и отсутствие значительного переноса [1]. Фрагменты имеют крупные размеры (до нескольких мм) и могут быть диагностированы как остатки

бурых водорослей Phaeophyta. Они являются представителями фитобентоса, которые обитали в пределах зоны проникновения света, ниже приливно-отливной зоны и не глубже нижней границы фотосинтеза (25–40 м).

Условия жизни организмов, остатки которых обнаружены в уватском горизонте (двустворчатых моллюсков, фораминифер), позволяют восстановить параметры бассейна, в котором они обитали. Двустворчатые моллюски, представители родов *Inoceramus* и *Lopatinia*, которые могли существовать в условиях значительного опреснения в мелководных обстановках. Фораминиферы, представители родов *Psammosphaera*, *Rhizammia*, *Hyperammia*, *Trochammia*, являются эврибионтными формами, обитают в широком диапазоне обстановок, переносят опреснение и дефицит кислорода в придонном слое вод. В обстановках стабильной морской солености и хорошей аэрации придонного слоя вод эти формы редки и преобладают в неблагоприятных для существования большинства таксонов условиях. Установлено сходство состава комплексов микрофауны уватского горизонта и сеномана Аляски и Арктики [7].

Кузнецовское время было благоприятным для существования морской биоты. Большая часть бассейна была населена разнообразной морской фауной (аммониты, белемниты, двустворки, фораминиферы). Высокое разнообразие бентосных моллюсков и фораминифер указывает на интенсивную аэрацию дна бассейна, отсутствие стратификации вод и стабильную соленость вод. Многочисленные находки отпечатков бентосных водорослей хорошей сохранности в кузнецовском горизонте позволяют оценить глубины бассейна, не превышающие нижнюю границу зоны фотосинтеза (40 м).

В северо-восточных акваториях в раннем туроне периодически фиксируются эпизоды дефицита кислорода, опреснения и аноксии, коррелируемые с увеличением речного стока [9]. Различия в режиме бассейна предполагают существование палеогеографического барьера в виде подводного поднятия или низменной суши, который отделял северо-восточные акватории от Западносибирского моря.

Результаты

Установлено, что формирование песчаных пластов уватского горизонта происходило в мелководном опресненном бассейне (рис. 3, *a*). Глубина бассейна в большинстве случаев не превышала 25 м. Поступление речной воды и изоляция бассейна вызывали стратификацию вод и дефицит кислорода в придонном слое вод. Песчаные пласты формировались преимущественно в результате поступления осадка с территории суши в районе архипелага Новая Земля (см. рис. 2, *a*). Значительный объем материала сносился с Таймыра и Сибирской платформы. В уватское время бассейн был изолирован от бореально-атлантических морей. Предполагается ограниченное сообщение с Арктическим океаном. Формирование песчаных пластов продолжалось до раннетуронского времени. На границе уватского и кузнецовского горизонтов (раннетуронское время) фиксируется изменение режима седиментации, местами – размыв верх-

ней части отложений уватского горизонта. Перестала существовать преграда, отделяющая Западно-Сибирский бассейн [2]. Осадок с Сибирской платформы и Таймыра продолжал поступать, однако его состав был преимущественно глинистым. Денудационная суша, существовавшая к северо-западу от полуострова Ямал, исчезла, восстановилось свободное соединение бассейна с бореальными и арктическими морями. Стратификация вод исчезла, соленость вод стала стабильной морской. В акваториях вдоль восточного побережья Западносибирского моря в туроне продолжали периодически возникать условия опреснения, связанные с эпизодами увеличения речного стока (рис. 3, б). Возможной причиной существования в туронское время солоноватоводного водоема, частично изолированного от Западносибирского моря на северо-востоке региона, был палеогеографический барьер, в виде линейного поднятия приблизительно вдоль современного междуречья рек Пур и Таз.

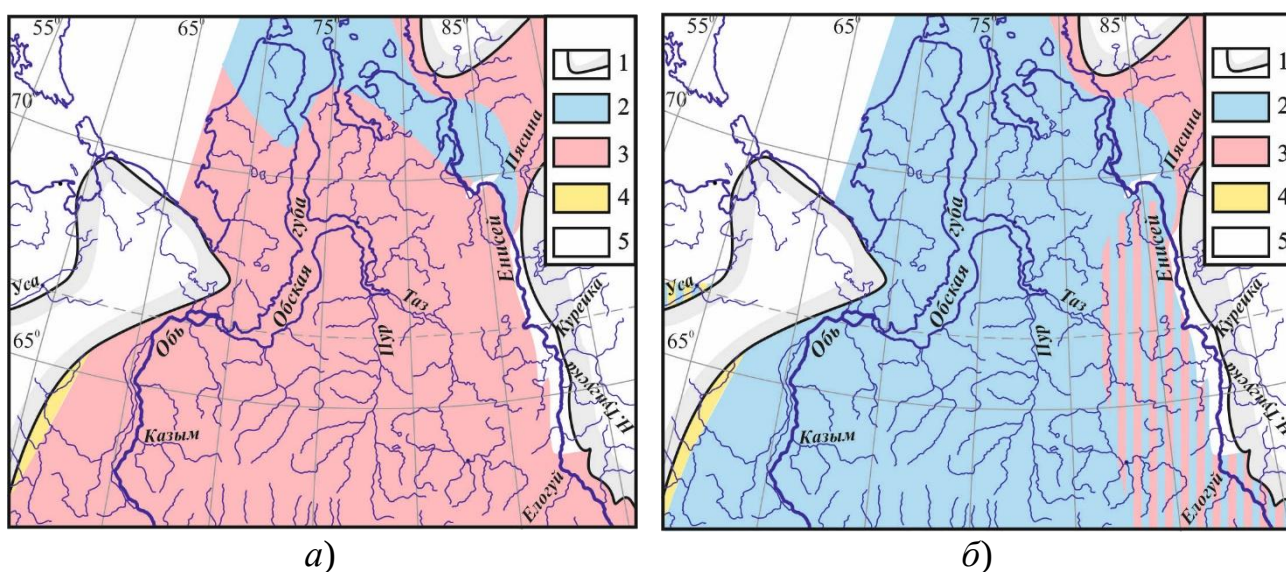


Рис. 3. Схема распределения обстановок седиментации на территории северных районов Западной Сибири в сеномане (а) и раннем туроне (б):

1 – границы осадочного чехла Западной Сибири; 2 – отложения морского бассейна; 3 – отложения солоновато-водного бассейна; 4 – молласоподобные континентальные отложения; 5 – отложения отсутствуют или не изучены

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Александрова Г. Н., Космынин В. А., Постников А. В. Стратиграфия и условия седиментации меловых отложений южной части Варьеганского мегавала // Стратиграфия. Геологическая корреляция. – 2010. – Т. 18, № 4. – С. 65–91.
2. Атлас и объяснительная записка к атласу литолого-палеогеографических карт юрского и мелового периодов Западно-Сибирской равнины в масштабе 1 : 5 000 000. – Тюмень : ЗапСибНИГНИ, 1976. – 85 с.
3. Лебедева Н. К., Зверев К. В. Седиментологический и палинологический анализ сеноман-туронского события на севере Сибири // Геология и геофизика. – 2003. – Т. 44, № 8. – С. 769–780.
4. Обстановки осадконакопления и фации: В 2 т. Пер. с англ / под ред. Х. Рединг. – Т. 1. – М. : Мир, 1990. – 352 с.

5. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в меловом периоде / А. Э. Конторович, С. В. Ершов, В. А. Казаненков др. // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55. – С. 745–776.
6. Палеогеография северных и центральных районов полуострова Ямал в меловое время / В. А. Маринов, С. В. Ершов, А. Ю. Нехаев, Д. П. Юшин // Горные ведомости. – 2007. – № 8. – С. 6–15.
7. Подобина В. М. Фораминиферы и биостратиграфия верхнего мела Западной Сибири. – Томск : НТЛ, 2000. – 388 с.
8. Райнек Г. Э., Сингх И. Б. Обстановки терригенного осадконакопления (с рассмотрением терригенных кластических осадков). – М. : Недра, 1981. – 439 с.
9. Условия формирования дорожковской свиты (верхний мел, турон, Западная Сибирь) / В. А. Маринов, С. Е. Агалаков, И. Н. Косенко и др. // Современные проблемы седиментологии в нефтегазовом инжиниринге: труды III Всероссийского научно-практического седиментологического совещания. – Томск : Изд-во ЦППС НД, 2017. – С. 102–107.

REFERENCES

1. Aleksandrova G.N., Kosmynin V.A., Postnikov A.V. Stratigrafija i uslovija sedimentacii melovyh otlozhenij juzhnoj chasti Var'eganskogo megavala // Stratigrafija. Geologicheskaja korreljacija. – 2010. – Т. 18, № 4. – С. 65–91.
2. Atlas i ob#jasnitel'naja zapiska k atlasu litologo-paleogeograficheskikh kart jurskogo i melovogo periodov Zapadno-Sibirskoj ravniny v masshtabe 1 : 5 000 000. – Tjumen': ZapSibNIGNI, 1976. – 85 s.
3. Lebedeva N.K., Zverev K.V. Sedimentologicheskij i palinologicheskij analiz senomanturonskogo sobytija na severe Sibiri // Geologija i geofizika. – 2003. – Т. 44, № 8. – С. 769–780.
4. Obstanovki osadkonakoplenija i facii: V 2-h t. Per. s angl / pod red. X. Reding. – Т. 1. – М.: Mir, 1990. – 352 s.
5. Paleogeografija Zapadno-Sibirskogo osadochnogo bassejna v melovom periode / A.Je. Kontorovich, S.V. Ershov, V.A. Kazanenkov dr. // Geologija i geofizika. – 2014. – Т. 55. – С. 745–776.
6. Paleogeografija severnyh i central'nyh rajonov poluostrova Jamal v melovoe vremja / V.A. Marinov, S.V. Ershov, A.Ju. Nehaev, D.P. Jushin // Gornye vedomosti. – 2007. – № 8. – С. 6–15.
7. Podobina V.M. Foraminifery i biostratigrafija verhnego mela Zapadnoj Sibiri. – Tomsk: NTL, 2000. – 388 s.
8. Rajnek G.Je., Singh I.B. Obstanovki terrigenogo osadkonakoplenija (s rassmotreniem terrigennyh klasticheskikh osadkov). – М.: Nedra, 1981. – 439 s.
9. Uslovija formirovanija dorozhkovskoj svity (verhnij mel, turon, Zapadnaja Sibir') / V.A. Marinov, S.E. Agalakov, I.N. Kosenko i dr. // Sovremennye problemy sedimentologii v neftegazovom inzhiniringe: trudy III Vserossijskogo nauchno-prakticheskogo sedimetologicheskogo soveshhanija. – Tomsk: Izd-vo CPPS ND, 2017. – С. 102–107.

© В. А. Маринов, А. Ю. Нехаев, 2018

СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ РАЗРЕЗА ВЕРХНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЮГО-ВОСТОЧНЫХ РАЙОНОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Александр Юрьевич Калинин

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, научный сотрудник; Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, старший преподаватель, тел. (383)330-21-56, e-mail: KalininAY@ipgg.sbras.ru

Владимир Алексеевич Конторович

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, доктор геолого-минералогических наук, член-корреспондент РАН, зав. лабораторией; Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, доцент, тел. (383)330-89-24, e-mail: KontorovichVA@ipgg.sbras.ru

Людмила Михайловна Калинина

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник, доцент; Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, старший преподаватель, тел. (383)330-89-24, e-mail: KalininaLM@ipgg.sbras.ru

Игорь Алексеевич Губин

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник, тел. (383)330-89-24, e-mail: GubinIA@ipgg.sbras.ru

Максим Владимирович Соловьев

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник; Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, старший преподаватель, тел. (383)330-89-24, e-mail: SolovevMV@ipgg.sbras.ru

В работе рассмотрена модель геологического строения келловей-волжских отложений юго-востока Западной Сибири. На базе комплексной интерпретации материалов сейсморазведки, ГИС и аналитических исследований с использованием сейсмофациального, динамического анализа и математического моделирования волновых полей разработаны сейсмогеологические критерии выделения зон распространения и оценки качества коллекторов, построены модели залежей углеводородов и нефтегазоперспективных объектов горизонта Ю₁.

Ключевые слова: верхняя юра, васюганская, наунакская, тяжинская, георгиевская, баженовская, марьяновская и максимоярская свиты, песчаный горизонт, отражающий горизонт, залежи углеводородов, нефтегазоперспективный объект.

SEISMOGEOLOGICAL CRITERIA FOR ESTIMATION OF THE COLLECTORS QUALITY IN UPPER JURASSIC DEPOSITS OF SOUTHEAST AREAS OF WEST SIBERIA

Alexander Yu. Kalinin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptyug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Researcher; Novosibirsk National Research State University, 2, Pirogova St., Novosibirsk, 630073, Russia, Senior Lecturer, phone: (383)330-21-56, e-mail: KalininAY@ipgg.sbras.ru

Vladimir A. Kontorovich

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptyug St., Novosibirsk, 630090, Russia, D. Sc., Corresponding Member RAS, Head of Laboratory; Novosibirsk National Research State University, 2, Pirogova St., Novosibirsk, 630073, Russia, Associate Professor, phone: (383)330-89-24, e-mail: KontorovichVA@ipgg.sbras.ru

Ludmila M. Kalinina

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptyug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Senior Researcher, Associate Professor; Novosibirsk National Research State University, 2, Pirogova St., Novosibirsk, 630073, Russia, Senior Lecturer, phone: (383)330-89-24, e-mail: KalininaLM@ipgg.sbras.ru

Igor A. Gubin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptyug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Senior Researcher, phone: (383)330-89-24, e-mail: GubinIA@ipgg.sbras.ru

Maxim V. Solovev

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptyug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Senior Researcher; Novosibirsk National Research State University, 2, Pirogova St., Novosibirsk, 630073, Russia, Senior Lecturer, phone: (383)330-89-24, e-mail: SolovevMV@ipgg.sbras.ru

The geological structure model of the Callovian-Volga deposits of the southeast of West Siberia is considered. Based on a complex interpretation of seismic data, GIS and analytical studies using seismic facies, dynamic analysis and mathematical modeling of wave fields seismogeological criteria of distribution zones allocation and assessment of collectors quality are developed, models of reservoirs and oil and gas potential objects of the horizon J₁ are constructed.

Key words: upper jurassic, Vasyugan, Naunak, Tyajin, Georgiev, Bazhen, Maryan and Maximoyar formations, sand horizon, reflector, reservoir, oil and gas object.

Работа посвящена верхнеюрским отложениям юго-востока Западной Сибири, с которыми в этом регионе связано более 100 нефтяных и газовых месторождений. В административном плане исследуемый район приурочен к Томской области и северной части Новосибирской области.

По мере возрастания дефицита поисковых объектов Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции все большее внимание обращается к периферийным частям бассейна, запасы углеводородов на которых представляют интерес для воспроизводства минерально-сырьевой базы региона, что и предопределяет

актуальность исследований. В зонах, приближенных к обрамлению Западно-Сибирской плиты, основная проблема связана с выявлением и детальным картированием нефтегазоперспективных объектов, имеющим сложный характер распределения коллекторов, способных концентрировать значительные объемы углеводородов.

Задача исследования – на базе комплексной интерпретации геолого-геофизических материалов разработать сейсмогеологические критерии выявления и картирования зон распространения, фациального замещения и выклинивания коллекторов, оценки фильтрационно-емкостных свойств песчаных пластов и выявления сложнопостроенных объектов в отложениях горизонта Ю₁.

Келловей-верхнеюрские отложения на юго-востоке Западной Сибири характеризуются фациальной неоднородностью. Согласно схеме фациального районирования, район исследований расположен в областях морского, переходного и континентального седиментогенеза [1]. Келловей-волжские отложения представлены васюганским, георгиевским и баженовским горизонтами.

С запада на восток преимущественно морские отложения васюганской свиты переходят в наунакскую свиту переходного седиментогенеза, а затем в тяжинскую свиту континентального седиментогенеза. Георгиевская и баженовская свиты переходят сначала в марьяновскую и далее в максимоярскую свиты.

Васюганская свита на большей части трансгрессивно залегает на континентальных отложениях тюменской свиты и по литологическому составу разделена на нижнюю и верхнюю подсвиты [2]. Нижневасюганская подсвита представлена преимущественно аргиллитами с немногочисленными прослоями песчаников и алевролитов, мощностью 30–40 м, в наиболее погруженных участках 55–60 м. Верхневасюганская подсвита представлена толщей переслаивающихся песчаников, аргиллитов, алевролитов с прослоями углей и углистых аргиллитов. Полный разрез подсвиты содержит 4–5 песчаных пласта, совокупность которых формирует регионально-нефтегазоносный горизонт Ю₁. Наличие регрессивного и трансгрессивного циклов осадконакопления позволяет выделить в разрезе горизонта Ю₁ две пачки – надугольную (Ю₁¹ и Ю₁²) и подугольную (Ю₁³ и Ю₁⁴) пачки, которые разделяются угольным пластом (У₁) или пачкой переслаивающихся аргиллитов, алевролитов и песчаников с большим количеством прослоев углей и углистых аргиллитов. Последняя получила название межугольной пачки [3].

В разрезе наунакской свиты, формирование которой происходило в условиях переходного седиментогенеза, нижневасюганская подсвита практически не выделяется. Весь келловей-оксфордский разрез интенсивно углефицирован. Если пытаться формализовать отличия между этими разрезами, то одним из основных критериев их разделения будет отсутствие, либо наличие аргиллитов нижневасюганской подсвиты.

Георгиевская свита согласно залегает между васюганской и баженовской свитами. Свита представлена аргиллитоподобными глинами, содержащими различное количество алевроитового материала и редкие зерна глауконита, распространена ограниченно.

Баженовская свита представлена черными и буровато-черными карбонатно-кремнисто-глинистыми породами с высоким содержанием (до 20 %) органического вещества (ОВ). На большей части Западной Сибири баженовская свита находится в главной зоне нефтеобразования, является региональным флюидоупором, мощностью 10–30 м.

Весь комплекс верхней юры отображается на временных разрезах одной интерференционной волной (волновой пакет Π^a), основной «вклад» в энергию которого вносят отражения, сформировавшиеся на кровле и подошве баженовской свиты [4]. Влияние васюганской свиты на характер волнового поля проявляется в осложнении фаз интерференционного сигнала и изменении его динамических характеристик. Связано это с тем, что при «среднечастотной» сейсморазведке длина волны составляет порядка 100 м, и практически вся васюганская свита попадает в «область тени» сигнала, сформировавшегося на баженовских аргиллитах. Наличие в геологическом разрезе пачки глинисто-кремнистых пород баженовской свиты, обладающих аномальными скоростями распространения продольных сейсмических волн и благоприятной для формирования интенсивного отражения на частотах 28–30 Гц толщиной 20–30 м, позволяет детально картировать структурную поверхность, но одновременно значительно затрудняет прогнозирование разреза верхневасюганской подсвиты по сейсморазведочным данным. При этом, чем лучше свойства баженовской свиты как сейсмического репера, тем сложнее осуществлять этот прогноз.

По скважинам района исследований были построены литолого-акустические модели. При анализе акустических характеристик было отмечено, что аномальными скоростями распространения продольных сейсмических волн обладает угольный пласт Y_1 , и именно на этой границе должна формироваться высокоамплитудная отраженная волна, способная значимо влиять на характер сейсмической записи волнового пакета Π^a . В качестве прогнозного критерия была выбрана толщина надугольной пачки.

Рассмотрим, какое влияние на характер волнового поля будет оказывать изменение толщины отложений, залегающих между угольным пластом Y_1 и баженовской свитой. На рис. 1 приведен синтетический разрез, рассчитанный с использованием аппарата математического моделирования для случая, когда толщина надугольной пачки уменьшается с 35 до 5 м. Кроме того, приведены графики распределения амплитудных характеристик волнового пакета, а также фрагмент реального временного разреза, характеризующий строение келловей-волжских отложений.

Анализ полученных материалов позволяет отметить, что уменьшение толщины надугольной пачки сопровождается уменьшением: энергетического уровня волнового пакета Π^a ; частоты сейсмической записи; длительности отрицательной фазы Π^a ; длительности фазы Π^{Y_1} (кровля угольного пласта); ΔT между горизонтами Π^{KR} (кровля надугольной пачки) и Π^a ; ΔT между горизонтами Π^{KR} и Π^{Y_1} и т. д.

Сейсмогеологических параметров, характеризующих изменение толщины пачек, можно подобрать значительно больше. Все эти параметры так или иначе

связаны с интерференцией волн, сформировавшихся на баженовской свите и угольном пласте Y_1 .

Вдоль сейсмических композитных профилей по материалам сейсморазведки и глубокого бурения была построена серия геологических разрезов, пересекающих юго-восток Западной Сибири в субширотном направлении.

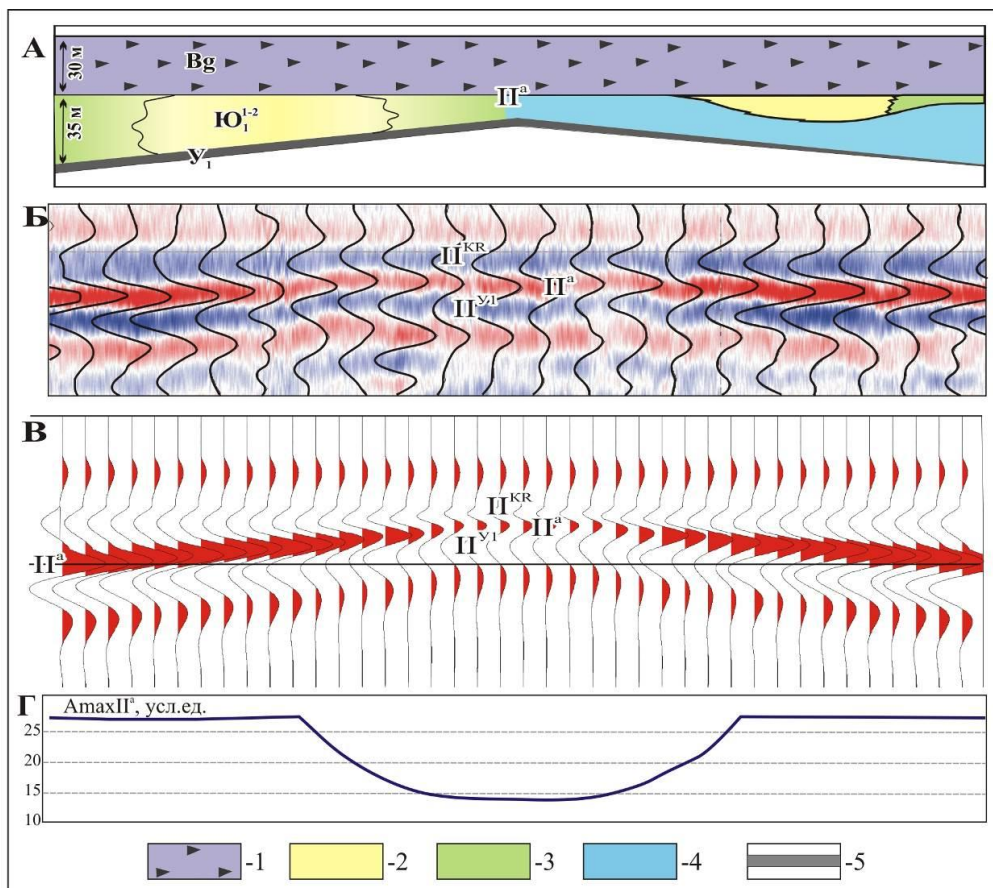


Рис. 1. Сейсмогеологическая характеристика верхнеюрского комплекса: а) геологическая модель; б) реальный временной разрез; в) синтетический временной разрез; г) зависимость амплитудных характеристик волнового пакета от толщины надугольной пачки; условные обозначения: 1 – кремнисто-глинистые породы баженовской свиты (Bg); 2 – песчаники; 3 – алевролиты; 4 – аргиллиты надугольной пачки ($Ю_1^{1-2}$) васюганской свиты; 5 – угольный пласт (Y_1)

Анализ геолого-геофизических материалов показал, что преимущественно морские отложения васюганской свиты, расположенные на западе исследуемой территории, сменяются отложениями наунакской свиты переходного седиментогенеза, а затем преимущественно континентальными отложениями тяжинской свиты. Баженовская и георгиевская свиты по мере приближения к периферийным частям бассейна переходят в марьяновскую и максимоярскую свиты (рис. 2).

В юго-восточных районах Западной Сибири большинство месторождений нефти и газа горизонта $Ю_1$ приурочены к зоне развития васюганской и баже-

новской свит на западе района исследований [5]. В зоне распространения марьяновской и максимоярских свит залежей углеводородов не выявлено. Также были прослежены изменения келловей- верхнеюрских отложений с севера на юг исследуемой территории. В южном направлении прослеживается аналогичное замещение морских отложений континентальными по мере приближения к бортовым частям Западно-Сибирского бассейна. Учитывая весь объем геолого-геофизических материалов, были построены карты распределения залежей углеводородов и нефтегазоперспективных объектов горизонта Ю₁ для морского и переходного типов седиментогенеза.

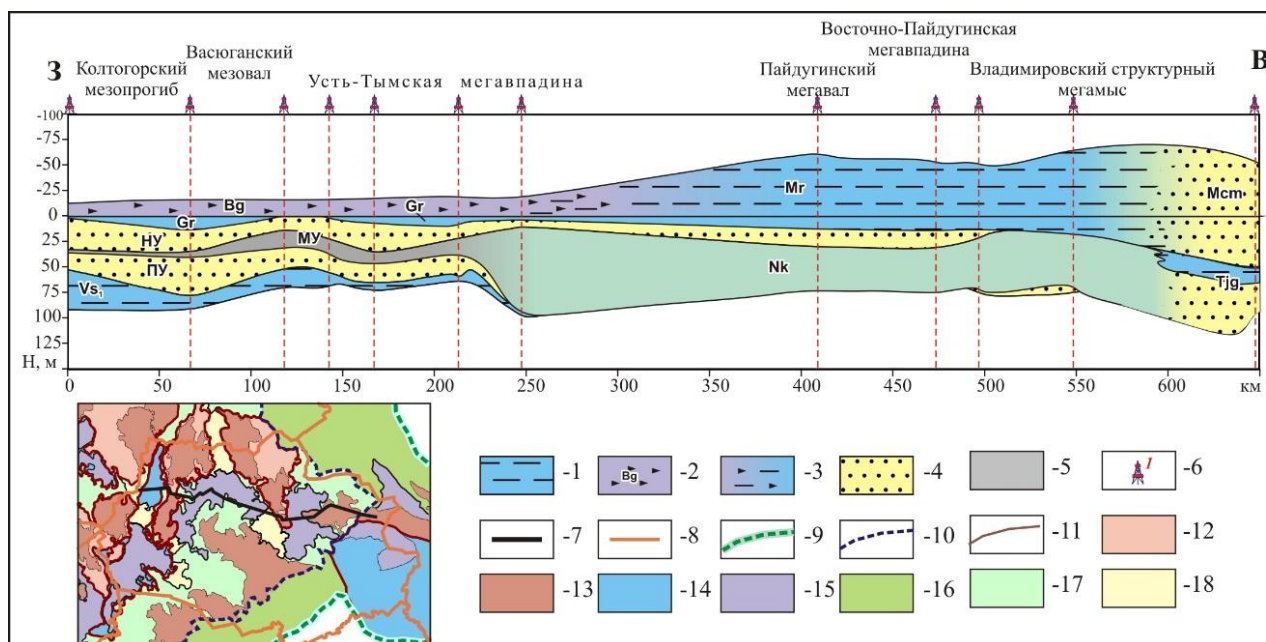


Рис. 2. Геологический разрез келловей-верхнеюрских отложений, выровненный по подошве баженовской свиты:

1 – аргиллиты; 2 – битуминозные кремнисто-глинистые аргиллиты; 3 – область перехода баженовской свиты в марьяновскую; 4 – песчаники; 5 – углисто-глинистые отложения; 6 – скважина, 7 – линия геологического разреза; границы: 8 – административная; 9 – юрского осадочного бассейна; 10 – внутренней области и внешнего пояса, 11 – надпорядковых структур; тектонические элементы: положительные: 12 – надпорядковые, 0 порядка; 13 – I порядка; отрицательные: 14 – надпорядковые, 0 порядка; 15 – I порядка; промежуточные: 16 – мегамоноклизы; 17 – мега-, мезоноклинали; 18 – мега-, мезоседловины; свиты: Bg – баженовская, Mr – марьяновская, Msm – максимоярская, Gr – георгиевская, Nk – наунакская, Tjg – тяжинская; Vs1 – нижневасюганская подсвита; пачки верхневасюганской подсвиты: НУ – надугольная, МУ – межугольная, ПУ – подугольная

На западе Томской области в зоне развития классической васюганской свиты залежи углеводородов приурочены к антиклинальным структурам с элементами литологического и тектонического экранирования. В горизонте Ю₁ продуктивны как надугольная, так и межугольная и подугольная пачки.

Для характеристики залежей углеводородов и нефтегазоперспективных объектов в надугольной пачке горизонта Ю₁ переходной зоны седиментогенеза была выбрана Чузикско-Чижапская зона нефтегазонакопления. В этой зоне получили развитие залежи, в основном приуроченные к пластам Ю₁¹⁻² надугольной пачки. Наиболее типичными для переходной области седиментации являются антиклинальные ловушки, осложненные зонами литологического замещения коллекторов.

На севере Новосибирской области верхнеюрские отложения также формировались в области переходного седиментогенеза. Открытые залежи углеводородов приурочены к антиклинальным структурам и получили развитие в горизонте Ю₁. Залежь Верх-Тарского месторождения на севере контролируется тектоническим экраном. Межовское, Восточно-Межовское, Веселовское, Восточно-Тарское, Восточное, Ракитинское и Тай-Дасское месторождения, стоящие на балансе, на сегодняшний момент недоразведаны в силу экономической ситуации, а также географической (очень сильной заболоченности и трудной доступности).

Учет всей совокупности геолого-геофизической информации, комплексный подход к интерпретации сейсморазведочных материалов, данных глубокого бурения, математического моделирования волновых полей позволяют решать тонкие задачи прогнозирования геологического разреза и картировать сложнопостроенные нефтегазоперспективные объекты.

Завершая характеристику заметим, что адаптированные к конкретным условиям подходы показали высокую эффективность на достаточно большом количестве локальных площадей, расположенных в юго-восточных районах Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна.

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ и Правительства Новосибирской области, проект 17-45-543214 р_мол_а.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири, Новосибирск, 2003. – Новосибирск, 2004.
2. Шурыгин Б. Н., Никитенко Б. Л., Девятов В. П. и др. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система. – Новосибирск : Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2000. – 450 с.
3. Конторович В. А., Бердникова С. А., Калинина Л. М., Поляков А. А. Сеймогеологические адаптивные методы прогноза качества коллекторов и подготовки сложнопостроенных ловушек нефти и газа в верхней юре центральных и южных районов Западной Сибири (горизонт Ю₁ васюганской свиты) // Геология и геофизика. – 2004. – Т. 45, № 1, – С. 79–90.
4. Конторович В. А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. – Новосибирск : Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2002. – 253 с.
5. Геология нефти и газа Западной Сибири / ред. А. Э. Конторович, И. И. Нестеров, Ф. К. Салманов и др. – М. : Недра. – 1975. – 680 с.

REFERENCES

1. Reshenie 6-go Mezhvedomstvennogo stratigraficheskogo soveshchaniya po rassmotreniyu i prinyatiyu utochnennyh stratigraficheskikh skhem mezozojskikh otlozhenij Zapadnoj Sibiri, Novosibirsk, 2003. Novosibirsk, 2004.
2. Shurygin B. N., Nikitenko B. L., Devyatov V. P. i dr. Stratigrafiya neftegazonosnyh bassejnov Sibiri. Yurskaya sistema. Novosibirsk: Izd-vo SO RAN, filial «GEO», 2000. – 450 s.
3. Kontorovich V. A., Berdnikova S. A., Kalinina L. M., Polyakov A. A. Sejmogeologicheskie adaptivnye metody prognoza kachestva kollektorov i podgotovki slozhnopostroennyh lovushek nefti i gaza v verhnej yure central'nyh i yuzhnyh rajonov Zapadnoj Sibiri (gorizont Yu1 vasyuganskoj svity) // Geologiya i geofizika. – 2004. – T. 45, № 1, – S. 79-90.
4. Kontorovich V. A. Tektonika i neftegazonosnost' mezozojsko-kajnozojskikh otlozhenij yugo-vostochnykh rajonov Zapadnoj Sibiri // Novosibirsk: Izd-vo SO RAN, filial «GEO», 2002. – 253 s.
5. Geologiya nefti i gaza Zapadnoj Sibiri / Red. A.E. Kontorovich, I.I. Nesterov, F.K. Salmanov i dr. – M. : Nedra. – 1975. – 680 s.

© А. Ю. Калинин, В. А. Конторович, Л. М. Калинина, И. А. Губин, М. В. Соловьев, 2018

ПАЛИНОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕЛОВЫХ-КАЙНОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ, ВСКРЫТЫХ СКВАЖИНОЙ АЛЕЙСКАЯ 23 НА ЮГЕ КУЛУНДИНСКОЙ ВПАДИНЫ (ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ)

Наталья Константиновна Лебедева

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, доктор геолого-минералогических наук, ведущий научный сотрудник лаборатории палеонтологии и стратиграфии мезозоя и кайнозоя; Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, доцент кафедры исторической геологии и палеонтологии, тел. (383)335-64-24, e-mail: LebedevaNK@ipgg.sbras.ru

Ольга Борисовна Кузьмина

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории палеонтологии и стратиграфии мезозоя и кайнозоя, тел. (383)335-64-24, e-mail: KuzminaOB@ipgg.sbras.ru

Ирина Владимировна Хазина

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории палеонтологии и стратиграфии мезозоя и кайнозоя, тел. (383)335-64-24, e-mail: KhazinaIV@ipgg.sbras.ru

Геннадий Григорьевич Русанов

Отдельное структурное подразделение «Горно-Алтайская экспедиция» Акционерного общества «Сибирское производственно-геологическое объединение», 659370, Россия, Алтайский край, Бийский район, с. Малоенисейское, ул. Советская, 15, кандидат географических наук, ведущий геолог, тел. (385)477-41-09, e-mail: rusgennadij@mail.ru

Лариса Александровна Глинских

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории микропалеонтологии, тел. (383)335-64-28, e-mail: GlinskihLA@ipgg.sbras.ru

Палинологическим и микрофаунистическим методами изучены верхнемеловые и кайнозойские (эоцен, верхний миоцен) отложения, вскрытые скв. Алейская 23 на юге Кулундинской впадины (Западная Сибирь). Установлено, что скважиной вскрыты леньковская, сымская, островновская, павлодарская свиты континентального генезиса. Выявлено пять палинокомплексов. Обоснован сеноман-туронский, маастрихтский, среднеэоценовый и позднемиоценовый возраст отложений. Несмотря на тщательные микропалеонтологические исследования 50 образцов из скв. Алейская 23, фораминиферы обнаружены не были.

Ключевые слова: биостратиграфия, палинология, верхний мел, эоцен, верхний миоцен, Кулундинская впадина, Западная Сибирь.

PALYNOLOGICAL CHARACTERISTIC OF CRETACEOUS-CENOZOIC DEPOSITS IN BOREHOLE ALEISKAYA 23 ON THE SOUTH OF KULUNDA DEPRESSION (WESTERN SIBERIA)

Natalia K. Lebedeva

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptyug St., Novosibirsk, 630090, Russia, D. Sc., Leading Researcher, Laboratory of Mesozoic and Cenozoic Paleontology and Stratigraphy; Novosibirsk National Research State University, 2, Pirogova St., Novosibirsk, 630073, Russia, Associate Professor, phone: (383)335-64-24, e-mail: LebedevaNK@ipgg.sbras.ru

Olga B. Kuzmina

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptyug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Senior Researcher, Laboratory of Mesozoic and Cenozoic Paleontology and Stratigraphy, phone: (383)335-64-24, e-mail: KuzminaOB@ipgg.sbras.ru

Irina V. Khazina

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptyug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Senior Researcher, Laboratory of Mesozoic and Cenozoic Paleontology and Stratigraphy, phone: (383)335-64-24, e-mail: KhazinaIV@ipgg.sbras.ru

Gennady G. Rusanov

Gorno-Altai Expedition, 15, Sovetskaya St., Maloeniseiskoye Village, Biysk Region, Altay Territory, 659370, Russia, Ph. D., Leading Geologist, phone: (385)477-41-09, e-mail: rusgennadij@mail.ru

Larisa A. Glinskikh

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptyug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Senior Researcher, Laboratory of the Micropaleontology, phone: (383)335-64-28, e-mail: GlinskikhLA@ipgg.sbras.ru

The Upper Cretaceous and Cenozoic (Eocene, Upper Miocene) sediments exposed in Aleiskaya 23 borehole in the south of the Kulunda depression (Western Siberia) are studied by palynological and microfaunistic methods. Borehole 23 has uncovered terrigenous deposits of the Lenkovo, Sym, Ostrovnoje and Pavlodar suites. Five palynocomplexes were revealed. The Cenomanian-Turonian, Maastrichtian, Middle Eocene and Late Miocene age of sediments were substantiated. Foraminifers were not found despite careful micropaleontological studies of 50 specimens from the Aleiskaya 23 borehole.

Key words: biostratigraphy, palynology, Upper Cretaceous, Eocene, Upper Miocene, Kulunda Depression, Western Siberia.

Мел-палеогеновые отложения Алтайского края весьма слабо изучены. Основные материалы по стратиграфии, условиям формирования и залегания этих толщ опубликованы в крупных сводках [1, 6 и др.]. Однако остается много нерешенных вопросов, и появление новых данных даже по немногочисленным глубоким скважинам вносит важный вклад в понимание геологического строения надпалеозойского чехла в этом районе.

В основу исследований положена коллекция из 65 образцов из скв. Алейская 23. Скважина пробурена в юго-восточной части Кулундинской впадины (рис. 1) в пределах Барнаульской структурной ступени (террасы), выделенной О. М. Адаменко [1].

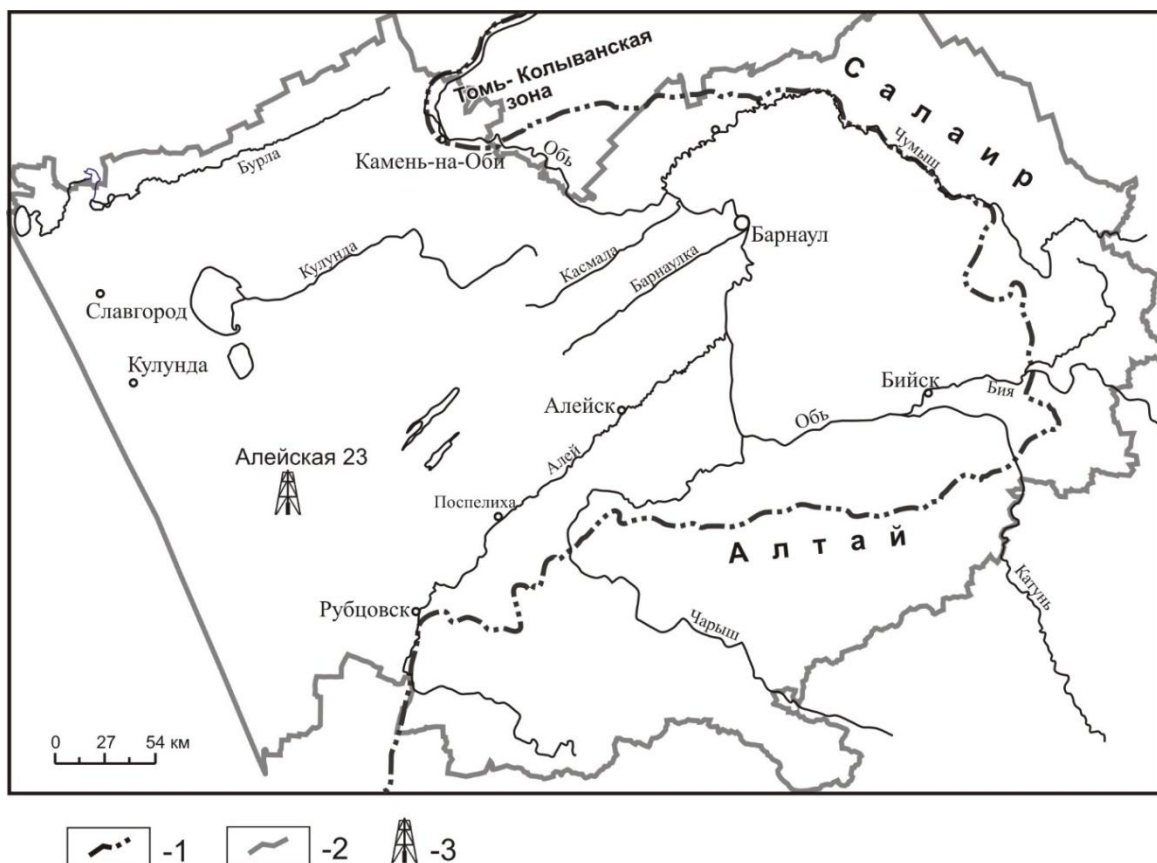


Рис. 1. Схема расположения скважины Алейская 23:

1 – граница Западно-Сибирской равнины; 2 – административная граница Алтайского края; 3 – местоположение скважины

Все образцы скв. Алейская 23 были исследованы на микрофауну, однако ни в одном из них фораминиферы не были обнаружены. В мел-палеогеновых и неогеновых отложениях, вскрытых скв. Алейская 23, на основании изменений в составе спор и пыльцы наземных растений установлено пять биостратонов в ранге слоев со спорами и пыльцой (рис. 2).

Ниже приводится характеристика слоев с палинокомплексами (ПК).

Слои с ПК 1 *Schizaeaceae*, *Taurocuspites reduncus*, *Tricolpites* (интервал – 353,7–340 м). Среди спор мхов и папоротникообразных преобладают *Leiotriletes* spp., *Osmundacidites* sp., *Cyathidites* sp. Многочисленны и разнообразны представители семейства *Schizaeaceae*: *Appendicisporites matesovae*, *A. unicus*, *A. tricornitatus*, *A. macrorhizus*, *A. bilateralis*, *A. problematicus*, *A. erdtmanii*, *Appendicisporites* spp., *Cicatricosisporites hughesi*, *C. annulatus*, *C. auritus*, *C. pacificus*, *C. augustus*, *C. pseudotripartitus*, *Cicatricosisporites* spp., *Klukisporites* sp. Присутствуют: *Rouseisporites reticulatus*, *Crybelosporites* sp., *Foveosporites* sp., *Aequitriradites spinulosus*, *A. verrucosus*, *Concavissimisporites punctatus*, *Laevigatosporites ovatus*, *Biretisporites* sp., *Lycopodiumsporites* sp., *Gleicheniidites* spp., *Stereisporites* spp., *Matonisporites* sp., *Taurocuspites reduncus*, *Coptospora* sp., *Camarozonosporites insignis* и др.

Система/Отдел	Ярус/Подъярус	Свита	Глубина, м	Литологическая колонка	Литологическая характеристика	Палинокомплексы
Палеоген	?	?	190		Инт. 189.7-203.5 м. Глины светло-серо-голубоватые, плотные, аргиллитоподобные, однородные, в инт. 195.9-196.1 м темно-серые за счет углистого вещества	?
	Люте-бартон	Острововская	210		Инт. 203.5-207.7 м. Глины темно-серые, аргиллитоподобные, непластичные, плотные, однородные	ПК 4 Tricolporopollenites cingulum, Tricolporopollenites liblarensis, Quercus gracilis
	?		210		Инт. 208.6-211.0 м. Глины серые, плотные. Пески тонко-мелкозернистые, кварц-полевошпатовые	ПК 3 Tricolporopollenites cingulum, Castanopsis pseudocingulum, Castanea crenataeformis
			210		Инт. 211.0-222.5 м. Пески серые, тонко-мелкозернистые, слюдисто-кварц-полевошпатовые, плотные, связанные глиной, слабо слоистые с обильным растительным детритом.	?
Мел	Маастрихт	Сымская	230		Инт. 222.5-227.7 м. Пески буро-серые, разнотернистые, кварц-полевошпатовые и глины плотные. Фрагменты лигнита	
			230		Инт. 227.7-234.2 м. Глины серые, темно-серые, алевроитистые, плотные, однородные, с фрагментами лигнита до 10-15%. Листовые отпечатки.	
			250		Инт. 248.5-238.3 м. Чередование песков светло-серых, тонко-зернистых, кварц-полевошпатовых и глин темно-серых. Фрагменты лигнита	ПК 2 Aquilapollenites, Oculopolis, Myricaceae/Betulaceae
			250		Инт. 248.5-255.6 м. Глины серые, темно-серые, аргиллитоподобные, плотные, однородные, непластичные, с включениями лигнита темно-бурого цвета	
	?	?	270		Инт. 255.6-265.5 м. Пески серые, разнотернистые, кварц-полевошпатовые, неоднородные, с прослоями глин и гравелитов	
	?	?	270		Инт. 265.5-274.5 м. Пески буровато-серые, глинистые, мелко-среднезернистые с примесью крупнозернистого, кварц-полевошпатового состава, связанные глинистым материалом	
	Камп-мааст.	Сым-ская	290		Инт. 274.5-296.5 м. Пески светло-серые, глинистые, разнотернистые, кварц-полевошпатового состава, связанные глинистым материалом с прослоями глин светлых, серых. В инт. 277.5-284.0 м тонко-мелко-зернистые пески того же состава	
			290		Инт. 296.5-304.6 м. Глины аргиллитоподобные, серые, плотные, однородные, с включениями серого кварца (до 10%) хорошо окатанной формы	?
	?	?	310		Инт. 304.6-315.0 м. Пески серые, разнотернистые, кварц-полевошпатовые, с содержанием глинистого материала до 10-15% с прослоями гравелитов.	
			330		Инт. 315.0-331.6 м. Пески светло-серые, тонкозернистые, кварц-полевошпатовые, связанные глинистым материалом светло-серого цвета. В инт. 327.0-331.6 м гравийно-галечные отложения на глинистом цементе. Гравий и галька хорошо окатанные, представлены белым и серым кварцем, серыми кварцитами	
			330		Инт. 331.6-334.5 м. Глины серые, плотные, пластичные, пятнистые	
			350		Инт. 334.5-344.3 м. Глины красновато-бурые, аргиллитоподобные, плотные, пластичные, пятнистые, за счет пятен более светлого цвета размером до 5 см	
РЗ	Сеноман-турон	Леньковская	350		Инт. 344.3-349.3 м. Глины от светло-серых до темно-серых, аргиллитоподобные, плотные, непластичные, неоднородные, с включениями лигнита до 3-5%	ПК 1 Schizaeaceae, Taurosporites reduncus, Tricolpites
			350		Инт. 349.3-366.3 м. Пески светло-серые, тонкозернистые, кварц-полевошпатового состава, плотные, однородные по массе, глинистого материала до 40-50% с прослоями глин голубовато-серых, белесых с раковистым изломом, иногда с растительным детритом.	?
					Инт. 366.3-370.9 м. Образования коры выветривания	

Рис. 2. Разрез скважины Алейская 23 и его расчленение по палинологическим данным

В составе пыльцы голосеменных доминирует двухмешковая пыльца *Coniferales gen. indet.*, *Pinuspollenites spp.*, присутствуют *Alisporites spp.*, *Cedripites spp.*, *Podocarpidites spp.*, *Phyllocladidites sp.*, *Taxodiaceapollenites sp.*, *Araucariacites sp.*, *Sequoiapollenites sp.*

В составе ПК 1 доминирует пыльца покрытосеменных рода *Tricolpites*, присутствует *Retitricolpites*.

Специфические особенности описанного комплекса характерны для сеноман-туронских комплексов (СПК VII /5/-СПК VIII /3/) [5], хорошо изученных на территории Западной Сибири. Детальные морфологические и биостратиграфические исследования палинологов последних двух десятилетий позволили выявить характерные особенности ПК сеномана и разграничить их от альбских и туронских комплексов. В то же время для южных территорий Западной Сибири по-прежнему существуют трудности для опознавания палинокомплексов сеномана и турона в континентальных отложениях и даются сведения только о нерасчлененном ПК сеномана-турона.

Характерными особенностями сеноман-туронских ПК являются большое разнообразие споровых растений, особенно представителей сем. *Schizaeaceae*, *Gleicheniaceae*, *Polypodiaceae*, большая доля участия спор печеночных мхов (*Aequitriradites verrucosus*, *Rouseisporites*, *Foraminisporis*, *Coptospora* и др.), а также присутствие формальных таксонов *Taurocusporites reduncus*, *Stenozonotriletes radiatus*. Содержание пыльцы покрытосеменных в среднем составляет 8–10 %. Это в основном трехбороздная (реже трехпоровая) пыльца. Для южных территорий доля такой пыльцы может увеличиваться до 80 %. Стратиграфический интервал: сеноман-турон.

Вышележащие отложения (гл. 340,9–297,9 м) палинологически практически не охарактеризованы. Встречены единичные *Coniferales gen. indet.*, *Pinuspollenites spp.*, *Laevigatosporites ovatus*, *Tricolpites spp.* На гл. 304,1 м обнаружена пыльца покрытосеменных рода *Aquilapollenites*, появляющаяся не древнее верхов турона.

На гл. 281,5 м определены споры *Leiotriletes spp.*, *Laevigatosporites ovatus*, *Matonisporites sp.*, *Gleicheniidites sp.*, *Leptolepidites sp.*, *Stereisporites sp.*, пыльца голосеменных *Coniferales gen. indet.*, *Taxodiaceapollenites sp.* Наиболее многочисленна пыльца покрытосеменных, представленная *Tricolpites spp.*, *Retitricolpites spp.*, *Tricolporopollenites sp.*, *Kuprianipollis sp.*, *Mancicorpus sp.*, *M. anchoriforme* N. Mtchedlishvili, *Aquilapollenites quadrilobus* Rouse, указывающая на возраст не древнее кампана.

Выше по разрезу до гл. 254,8 образцы не содержат палиноморфы.

Слои с ПК 2 *Aquilapollenites*, *Oculopollis*, *Myricaceae/Betulaceae* (инт. 256–227,5 м). В составе спор определены *Leiotriletes spp.*, *Laevigatosporites ovatus*, *Cyathidites sp.*, *Gleicheniidites sp.*, *Camarozonosporites insignis*, *Osmundacidites sp.*, *Lycopodiumsporites sp.*, *Rouseisporites reticulatus*, *R. laevigatus*, *Clavifera triplex*, *Cicatricosisporites sp.*, *Hemitelia separata*, *Polypodiaceae*, *Foraminisporis sp.* и др. Много разнообразных спор водных папоротников.

Пыльца голосеменных представлена *Taxodiaceapollenites* sp., *Cedripites* spp., *Pinuspollenites* spp., *Ginkgocycadophytus* sp., *Phyllocladidites* sp., *Podocarpidites* spp., *Sequoiapollenites* sp., *Rugubivesiculites* sp.

Пыльца покрытосеменных доминирует в комплексе и очень разнообразна. Определены *Tricolpites* spp., *Retitricolpites* spp., *Tricolporopollenites* sp., *Aquilapollenites* spp., *A. quadrilobus*, *A. granulatus*, *A. subtilis*, *A. unicus*, *A. magnus*, *Mancicorpus* sp., *M. anchoriforme*, *Cranwellia striata*, *Myrica-ceae/Betulaceae*, *Oculopollis* sp., *Kuprianipollis* sp., *Integricorpus* sp., *Vacuopollis* sp., *Trudopollis* sp., *Proteacidites* spp., *Rhoipites* sp., *Plicapollis* sp., *Triorites harrisii*, *Extratripoporopollenites* sp. и др.

Микрофитопланктон представлен *Schizosporis* sp., *Ovoidites* sp., *Leiosphaeridia* sp., *Tetraporina horologia*.

Установленный палинокомплекс соответствует составу палиноморф верхнесымской подсвиты сымской свиты. По сопоставлению с фаунистически охарактеризованными отложениями верхнесымская подсвита в настоящее время датируется маастрихтом, маастрихтом-данием.

Отложения в инт. 227,5–210,4 м практически не содержат спор и пыльцы.

Слои с ПК 3 *Tricolporopollenites cingulum*, *Castanopsis pseudocingulum*, *Castanea crenataeformis* (инт. 210,4–202,4 м). Доминирует пыльца покрытосеменных (80–99 %). На первом месте по встречаемости находится пыльца формального рода *Tricolporopollenites* (суммарно от 19,5 до 46,2 %) с видами *T. cingulum*, *T. pseudocingulum*. Субдоминантной является пыльца *Castanopsis pseudocingulum* (8,5–34,5 %), *Castanea crenataeformis* (4–6,7 %), а также *Liquidambar* sp. (7–24,5 %). В незначительных количествах (не более 5 %) присутствует пыльца *Tricolpopollenites liblarensis*, *Tripoporopollenites plicoides*, *Tripoporopollenites* sp., *Retitricolporites* sp., *Rhoipites granulatus*, *Rhoipites* spp., *Platycaryapollis* sp., *Araliaceoipollenites* sp., *Araliaceoipollenites euphorii*, *Alnus* sp., *Salix* sp., *Ulmus* sp., *Ulmoideipites* sp., *Quercus gracilis*, *Q. sparsa*, *Q. conferta*, *Quercus* sp., *Engelhardia* sp., *Nyssa crassa*, *Nyssa* sp., *Myrica* sp. Единично отмечена пыльца *Pompeckjoidapollenites subhercinicus*, *Hamamelidaceae*, *Fothergilla* sp., *Ilex* sp., *Carya* sp., *Comptonia* sp., *Loranthus* sp., *Tilia* sp., *Fagus* sp.

Пыльцы голосеменных в ПК 3 мало (не более 9 %), она принадлежит *Pinus* spp. (2,6–6,3 %), *Pinus* s/g *Haploxylon* et *Diploxylon*, *Pinus* sect. *Strobus*, *Picea* sp., единична пыльца *Podocarpus* sp., *Ephedra* sp., *Taxodiaceae/Cupressaceae*, *Tsuga* sp.

Споры также единичны, спорадически встречаются *Polypodiaceae*, *Cyathea* sp., *Lycopodiaceae*, *Gleichenia* sp.

Непыльцевые палиноморфы в основном представлены спорами грибов, которые зачастую составляют до 10 % ПК. Микрофитопланктона очень мало – обнаружены единичные представители сем. *Zygnemataceae*.

Большое количество мелкой трехбороздно-поровой пыльцы, присутствие пыльцы кверкоидного типа, полное отсутствие пыльцы *Normapolles*, а также увеличение разнообразия пыльцы естественных таксонов – все эти признаки характерны для среднеэоценовых палинокомплексов [7]. Близкий к ПК 3 комплекс был выделен из верхней подсвиты люлинворской свиты Л. В. Александ-

ровой [3] в Кулунде и Восточной Барабе из глин серо- и светло-зеленых – переходного интервала между люлинворской и тавдинской свитами. В последнее время эти отложения по данным диноцист относят к лютету [4]. Близкий ПК 3 палинокомплекс с *Castanea crenataeformis*-*Castanopsis pseudocingulum* был выделен О. Н. Васильевой [2] из нижней части чеганской свиты в Зауралье. Из этих же отложений ею выделен *Lentinia serrata* Bujak – вид, появляющийся в низах динозоны *Rhombodinium porosum* (бартон). Таким образом, отложения с ПК 3 следует относить к среднему эоцену (лютет–бартон). В скв. Алейская 23 в инт. 210,4–202,4 м вскрыта среднеэоценовая часть островновской свиты.

Слои с ПК 4 *Tricolporopollenites cingulum*, *Tricolporopollenites liblarensis*, *Quercus gracilis* (инт. 202,4–198,5 м). Доминирует по-прежнему разнообразная пыльца, принадлежащая формальному роду *Tricolporopollenites* (33–49,3 %), субдоминантной является пыльца *Tricolporopollenites liblarensis* (4,8–26 %) и *Quercus gracilis*, *Q. graciliformis* (суммарно 4,5–15 %). Значительно уменьшилась доля пыльцы *Castanopsis* (0,5–3,5 %), *Castanea* (0,3–1,7 %), а также *Liquidambar* (2,5–8,3 %). ПК 4 отличается постоянное участие пыльцы *Loranthus* sp. (в среднем 0,5–2,5 %), максимальное количество такой пыльцы (около 10 %) отмечено на гл. 200,9 м.

Пыльцы голосеменных очень мало (1,5–3 %). Она представлена единичными *Pinus* spp., *Pinus* s/g *Haploxyylon* et *Diploxyylon*, *Pinus* sect. *Strobus*, единична пыльца *Picea* sp., *Podocarpus* sp., *Ephedra* sp., *Taxodiaceae*/*Cupressaceae*.

Споры встречаются еще реже (менее 1 %), присутствуют не во всех образцах, принадлежат сем. *Polypodiaceae*. Непыльцевые палиноморфы в ПК 4 не обнаружены.

ПК 4 имеет сходство с комплексом *Quercus gracilis*-*Rhoipites pseudocingulum*, выделенным О.Н. Васильевой [2] из чеганской свиты в Южном Зауралье. Основу последнего составляет пыльца трехбороздно-порового строения, наряду с этим значительный удельный вес приобретает пыльца кверкоидного типа, принадлежащая *Quercus gracilis*, *Q. graciliformis*, *Tricolporopollenites liblarensis* и др. Из тех же отложений О.Н. Васильевой выявлен *Rhombodinium ornatum* (*Kisselovia ornata*) – вид-индекс одноименной зоны (бартон). Отложения с ПК 4 (инт. 202,4–198,5 м) могли формироваться во второй половине среднего эоцена (бартон).

Получена палинологическая характеристика павлодарской свиты, вскрытой в скв. 23, выявлен ПК 5 *Pinaceae*, *Artemisia*, *Chenopodiaceae* (инт. 105–77,5 м), обоснован позднемиоценовый возраст отложений.

Состав и структура выявленных в скв. 23 палинологических комплексов, отсутствие в них морского микрофитопланктона свидетельствуют о накоплении вмещающих отложений в континентальных условиях.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Адаменко О. М. Мезозой и кайнозой Степного Алтая. – Новосибирск : Наука, 1974. – 168 с.

2. Васильева О. Н. Палинология и стратиграфия морских отложений палеогена Южного Зауралья. – Препринт. – Свердловск : Изд-во УрО РАН, 1990. – 55 с.
3. Зальцман И. Г. Стратиграфия палеогеновых и неогеновых отложений Кулундинской степи. – Красноярск : Красноярское книжное изд-во, 1968. – 150 с.
4. Новые данные по морскому палеогену юга Западно-Сибирской плиты. Ст. 2 / М. А. Ахметьев, Г. Н. Александрова, В. Н. Бенъямовский и др. // Стратиграфия. Геол. корреляция. – 2004. – Т. 12, № 5. – С. 65–86.
5. Решение 5-го Межведомственного регионального стратиграфического совещания по мезозойским отложениям Западно-Сибирской равнины. – Тюмень : ЗапСибНИГНИ, 1991. – 54 с.
6. Русанов Г. Г. Западные предгорья Алтая в мезозое и кайнозое. – Бийск : БПГУ, 2009. – 142 с.
7. Унифицированные региональные стратиграфические схемы палеогеновых и неогеновых отложений Западно-Сибирской равнины. Объяснительная записка и схема. – Новосибирск : СНИИГГиМС. – 2001. – 84 с.

REFERENCES

1. Adamenko O.M. Mezozoj i kajnozoj Stepnog Altaja. – Novosibirsk: Nauka, 1974. – 168 s.
2. Vasil'eva O.N. Palinologija i stratigrafija morskih otlozhenij paleogena Juzhnogo Zaural'ja. – Preprint. – Sverdlovsk: Izd-vo UrO RAN, 1990. – 55 s.
3. Zal'cman I.G. Stratigrafija paleogenovyh i neogenovyh otlozhenij Kulundinskoj stepi. – Krasnojarsk: Krasnojarskoe knizhnoe izd-vo, 1968. – 150 s.
4. Novye dannye po morskemu paleogenu juga Zapadno-Sibirskoj plity. St. 2 / M.A. Ahmet'ev, G.N. Aleksandrova, V.N. Ben'jamovskij i dr. // Stratigrafija. Geol. korreljacija. – 2004. – T. 12, № 5. S. 65–86.
5. Reshenie 5-go Mezhvedomstvennogo regional'nogo stratigraficheskogo soveshhanija po mezozojskim otlozhenijam Zapadno-Sibirskoj ravniny. – Tjumen': ZapSibNIGNI, 1991. – 54 s.
6. Rusanov G.G. Zapadnye predgor'ja Altaja v mezozoe i kajnozoe. – Bijsk: BPGU, 2009. – 142 s.
7. Unificirovannye regional'nye stratigraficheskie shemy paleogenovyh i neogenovyh otlozhenij Zapadno-Sibirskoj ravniny. Ob#jasnitel'naja zapiska i shema. – Novosibirsk: SNIIGGiMS. – 2001. – 84 s.

© Н. К. Лебедева, О. Б. Кузьмина, И. В. Хазина, Г. Г. Русанов, Л. А. Глинских, 2018

ЦИКЛИЧНОСТЬ ОСАДКООБРАЗОВАНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ ВЕРХНЕГО МЕЛА ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ПЛИТЫ

Александр Иванович Кудаманов

Тюменский нефтяной научный центр, 625048, Россия, г. Тюмень, ул. Осипенко, 79/1, кандидат геолого-минералогических наук, эксперт, тел. (345)252-90-90, e-mail: aikudamanov@tnnc.rosneft.ru

Сергей Евгеньевич Агалаков

Тюменский нефтяной научный центр, 625048, Россия, г. Тюмень, ул. Осипенко, 79/1, кандидат геолого-минералогических наук, начальник управления, тел. (345)252-90-94, e-mail: seagalakov@tnnc.rosneft.ru

По данным изучения керна текущего бурения и анализа информации по керну опорных скважин приводится краткая характеристика основных особенностей строения верхнего мела Западной Сибири, выделена трансгрессивно-регрессивная цикличность осадконакопления, показана преобладание основных источников осадочного материала. Предложенная модель, не вступая в противоречие с современными представлениями о составе и генезисе верхнего мела Западной Сибири, позволяет более детально проследить историю формирования данного интервала разреза.

Ключевые слова: верхний мел, трансгрессия, регрессия, терригенный материал, аутигенные минералы, биогенные осадки.

CYCLICITY OF SEDIMENTATION OF THE UPPER CRETACEOUS DEPOSITS OF THE WEST SIBERIAN PLATE

Alexander I. Kudamanov

Tyumen Petroleum Research Center, 79/1, Osipenko St., Tyumen, 625048, Russia, Ph. D., Expert, phone: (345)252-90-90, e-mail: aikudamanov@tnnc.rosneft.ru

Sergey E. Agalakov

Tyumen Petroleum Research Center, 79/1, Osipenko St., Tyumen, 625048, Russia, Ph. D., Head of Governance, phone: (345)252-90-94, e-mail: saagalakov@tnnc.rosneft.ru

According to the data of core drilling and analysis of parametric wells core data, a brief description of the main features of the structure of the Upper Cretaceous of Western Siberia is given. Transgressively – regressive cyclicity of sedimentation is identified, continuity of the main sources of sedimentary material is shown. The proposed model, while not contradicting modern concepts of the composition and genesis of the Upper Cretaceous of Western Siberia, makes it possible to trace in more detail the history of the formation of this stratigraphic interval.

Key words: Upper Cretaceous, transgression, regression, terrigenous material, authigenic minerals, biogenic sediments.

Потенциал «сеноманского» газа месторождений Западно-Сибирской плиты (ЗСП) в значительной степени уже реализован. На фоне долгосрочных обязательств России о поставках газа, в том числе и в страны Дальнего Востока, задача вовлечения новых залежей газа в разработку становится все более актуальной. Глинисто-кремнистые породы надсеноманской части верхнего мела

ЗСП с многочисленными проявлениями и притоками газа являются первоочередными в качестве объекта возвратной разработки на месторождениях с выработанными запасами сеноманского газа.

На современном этапе повышение качества сейсмической съемки, расширение методов геофизического изучения скважин (ГИС) и детальные лабораторные исследования керна позволили уточнить обстановки и условия формирования и разработать концептуальную авторскую модель верхнего мела ЗСП [1]. Приводится сокращенная характеристика основных этапов регрессивно-трансгрессивных колебаний уровня моря в позднем мелу ЗСП, выделенных в соответствии с предложенной моделью.

Анализ сейсмике по верхнему мелу (выше сеномана) позволяет выделить в пределах ЗСП четыре комплекса отложений (снизу вверх): кузнецовский (турон-ранний коньяк), нижеберезовский (поздний коньяк-сантон), верхнеберезовский (кампан) и ганькинский (поздний кампан-маастрихт) [1]. Внутреннее строение комплексов по сейсмическим данным весьма неоднозначно. Большей разрешающей способностью обладают материалы ГИС. На основе интерпретации данных ГИС (гамма-каротаж, определение плотности, сопротивления и пр.) и корреляции разрезов порядка 200 скважин были построены схематичные карты распространения объемов стратиграфических комплексов и более детальных подразделений внутри них. Комплект карт кроме прочих включает: карты общих толщин кузнецовской свиты (отдельно дорожковской свиты, газсалинской и мяраяхинской пачек); общих толщин нижеберезовской и верхнеберезовской подсвет (рис. 1, 2), ганькинского горизонта.

Размеры публикации не позволяют привести все созданные схемы. Но выделенные комплексы отражают трансгрессивно-регрессивную цикличность развития позднемелового бассейна ЗСП, им присущи общие закономерности внутреннего строения. Так, максимальные мощности трансгрессивных пачек (например, для суммы НБ1+НБ2+НБ4 или пачки НБ4) локализуются во внутренних частях морского бассейна, а для регрессивных пачек (пачка НБ3) характерно «примыкание» увеличенных толщин к краевым участкам бассейна с простираемостью за пределы ЗСП (рис. 1, 2). Подобное различие в распределении толщин, бесспорно, свидетельствует о различных способах осадконакопления и о различных источниках осадочного материала этих пачек.

В целом осадочный материал подразделяется на две основные группы: а) привнесенные (аллохтонные) и б) накопленные в местах своего образования (автохтонные) – и характеризуются разными темпами накопления. Высокой скоростью накопления («взрывным» проявлением) обладает пирокластика (пепел, тефра и пр.). Высокие темпы отложения присущи терригенному типу (до «лавиной» седиментации – более 100 м/млн лет). Для накопления биогенных (риф, планктонные илы и пр.) осадков необходимо продолжительное (десяtkи и сотни тысяч лет) существование благоприятных условий для жизнедеятельности организмов. К благоприятным факторам относятся: наличие кислорода, света, тепла, низкой динамики среды, нормальной солености, пищевых ресурсов и т. д.

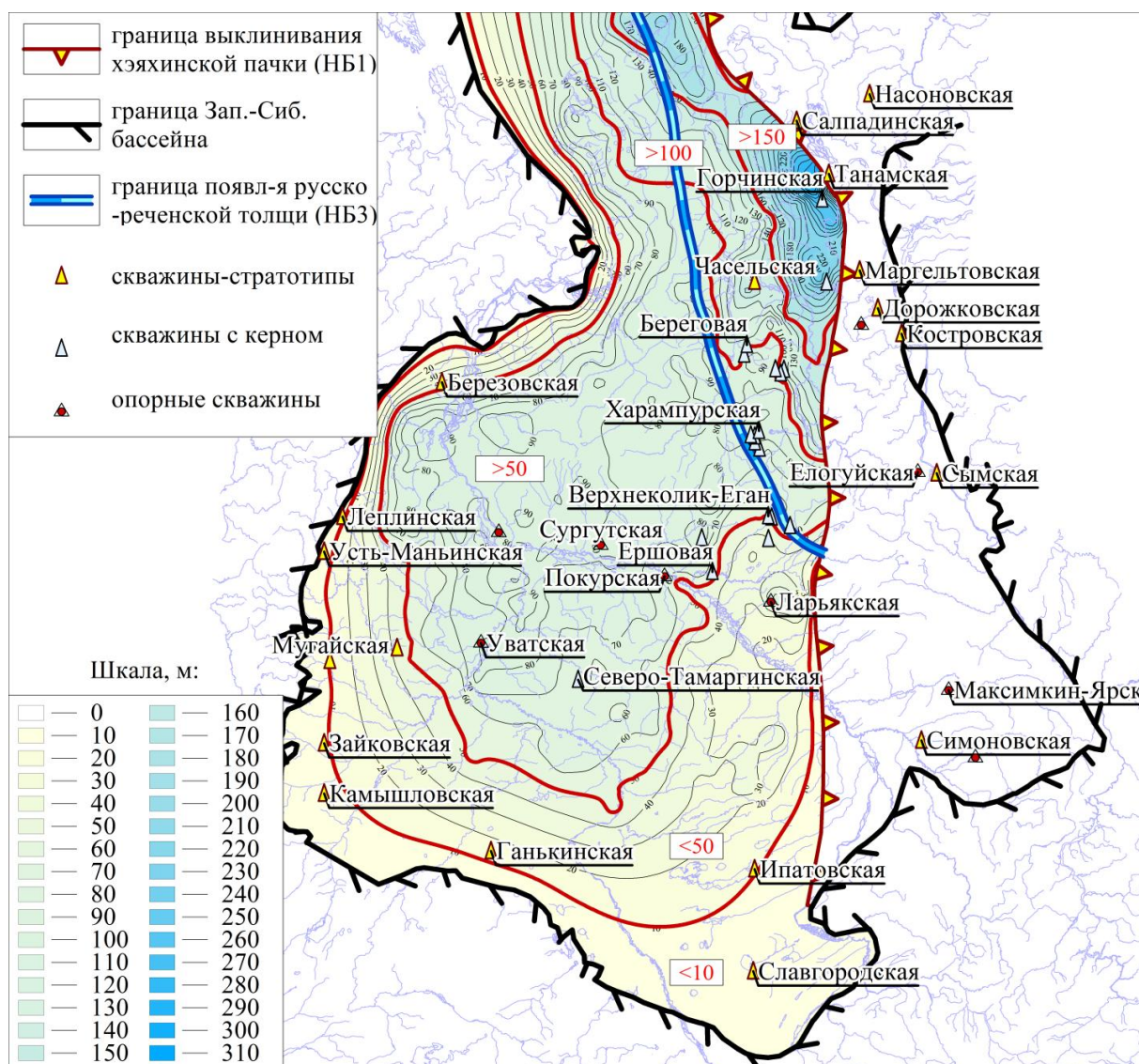


Рис. 1. Схематическая карта толщин нижнеберезовской подсвиты (НБ) в пределах ЗСП (ООО «ТННЦ», 2017)

Для накопления хемогенных илов (сметитов, глауконита, пирита, фосфатов, карбонатов, сульфатов и пр.) с темпами 1–10 мм/тыс. лет основными условиями являются: наличие химических компонентов в растворе, благоприятный геохимический профиль и низкая динамика среды, а также длительное существование таких условий [4].

Аномальные содержания химических компонентов (особенно черных и цветных металлов, редкоземельных элементов, РЗЭ), необходимых для образования аутигенных минералов (глауконита, сметитов, пирита и пр.), значительно превышают «предельно-допустимые концентрации» (ПДК) для развития жизнедеятельности большинства организмов. Наличие сингенетических химических аномалий, установленное в составе пород, свидетельствует о негативном влиянии на формы и скорости проявления жизнедеятельности (приводя к мутациям или полному угнетению организмов).

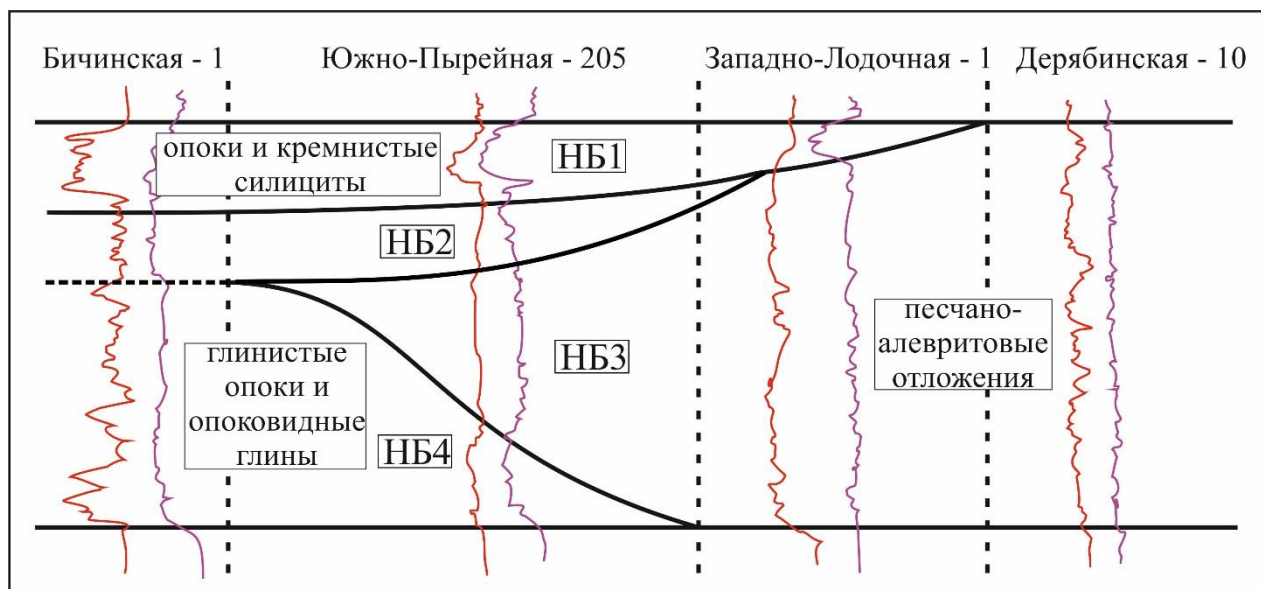


Рис. 2. Схематичный широтный разрез нижнеберезовской подсвиты на северо-востоке ЗСП (показаны: западное выклинивание пачки НБ3 (алевролиты), восточное выклинивание пачки НБ4 (глинистые опоки) и суммарной пачки НБ1+НБ2 (кремнистые силициты) (ООО «ТННЦ», 2017))

В разрезе верхнего мела, в целом трансгрессивного строения, выделяются эпизоды локальных регрессий, подчеркивающие возвратно-поступательный процесс развития позднемелового глобального затопления ЗСП. На стадиях развития трансгрессии преобладали процессы хемотропно-биогенной седиментации и развитие максимальных толщин (десятки метров) осадков в центральной части бассейна. Неблагоприятный для жизни режим (с образованием глауконитов и смектитов) в основании каждого цикла вверх по разрезу постепенно сменяется «менее ядовитыми» условиями – появляются слои кремнистых и опоковидных глин. Выше накапливаются «чистые» опоки как результат «вспышки» биопродуктивности фитопланктона (диатомей), основного поставщика осадочного материала в это время.

При локальных регрессиях активизируется привнос терригенного осадка флювиальным и эоловым способами «доставки». Наряду с высокой скоростью седиментации ухудшаются условия жизнедеятельности (опреснение и замутненность воды, понижение температуры, характерное для регрессивных этапов). Похолодание в северных широтах приводит к фиксации сезонного годового цикла с градиентом летних и зимних температур, что приводит к усилению ветровых, волновых (и штормовых) процессов, что также негативно сказывается на условиях жизнедеятельности [3].

Ниже показан возможный сценарий развития ЗСП в позднем мелу.

Движение уровня открытого внутриконтинентального моря ЗСП в позднем мелу контролировалось циклическим проявлением спрединга в зоне Срединно-Океанического Хребта (СОХ) «растущей» Атлантики и других океанов. Расши-

рение дна океанов на этапах растяжения земной коры сопровождалось «вытеснением» воды и трансгрессиями [6]. Сокращение поверхности дна связано с периодами сжатия коры, что приводит к увеличению глубины океанов, «локализации» воды в «чашах» бассейнов и регрессиям. Регрессия ЗСП в результате сжатия коры сопровождалась понижением базиса эрозии и усилением стока вод в чашу бассейна. Усиление потоков приводило к увеличению терригенного сноса. Вышедшие на уровень суши трансгрессивные осадки прибрежной зоны подвергались эрозии и перераспределению. Так, в породах верхнеберезовской подсветы отмечается заметная доля обломков кремнистых пород, являющихся продуктами разрушения опок НБ1. В подобных обстановках формировались преимущественно терригенные породы, например, потенциальные коллекторы неокома, газсалинская пачка турона, пласт НБ3 раннего сантона, пласт ВБ1 кампана.

Периоды «растяжения» коры приводили к подъему («вспучиванию») океанского дна и трансгрессии ЗСП практически одновременно с подъемом дна океанов. Происходило затопление огромных территорий суши (гигантские мелководные моря), рельеф суши выполаживался (базис эрозии повышался). Климат в пределах ЗСП был теплым (субтропическим) [3]. В результате денудации происходило выравнивание рельефа (пенепленизация). Речные системы практически отмирали. Отсутствие терригенного сноса компенсировалось хемогенно-биогенной седиментацией. Детальный анализ керна позволяет характеризовать начальные фазы трансгрессий как условия с максимальным химическим заражением (нижняя часть пачки НБ4). Формировались смектиты, глауконит, аутигенный кремнезем и пр. (хемогенная стадия седиментогенеза). По мере накопления химических компонентов в твердой фазе седиментация осуществлялась уже хемогенно-биогенным способом (например, пачка НБ2). В завершающую стадию, когда потенциал для хемогенного минералообразования исчерпан, седиментация происходила преимущественно биогенным способом (хэяхинская пачка НБ1).

Результаты комплексного анализа керновых данных, материалов ГИС и сейсмоки, с учетом публикаций, позволили уточнить цикличность [2, 5] в разрезе верхнего мела ЗСП [1]. Последовательность событий может быть описана следующим образом.

Сеноманская регрессия в позднем мелу сменилась глобальным затоплением ЗСП. Трансгрессия протекала в несколько стадий. Глинистая дорожковская свита позднесеноманского-туронского возраста (20–30 м) уверенно прослеживается только на востоке ЗСП, где она перекрыта газсалинской пачкой алевролитов (турон). К западу толщи глин под и над газсалинской пачкой сливаются в одну и не различаются по ГИС (аналогично рис. 2). На востоке ЗСП мощность дорожковской свиты достигает 70 м за счет терригенных осадков (с плато Пурторана и п-ова Таймыр).

«Дорожковская» стадия была ограниченной: затопило только центральную и западную части ЗСП. Растяжение коры на территории ЗСП, видимо, было малосущественным и не привело к образованию зеркала воды на всей площади

ЗСП. «Дорожковское» затопление ЗСП было прервано локальной регрессией, синхронной эпизоду сжатия океанической коры, отраженной в разрезе алевролитами газсалинской пачки, развитой вдоль восточной границы ЗСП (аналогично пачке НБЗ, рис. 2) и прослеженной в западном направлении на 300–500 км. Опускание дна проходило в западной части ЗСП (в области нижнего течения палео-Иртыша). Активизировался привнос терригенных осадков с востока: в районе долины палео-Оби и к западу от плато Путорана.

Вторая стадия трансгрессии начинается формированием глауконитовых глин мяраяхинской терминальной пачки (ранний коньяк), выделенной в кровле кузнецовской свиты. По ГИС мяраяхинская пачка уверенно прослеживается только над газсалинской толщей алевролитов. Высокие содержания глауконита (до 30–50 %) и набухающих глин отражают условия химического заражения среды седиментации в результате активизации вулканических процессов.

Вторая стадия затопления («мяраяхинская») сменилась эпизодом регрессии. В разрезе опорных скважин (ОС) Покурской и Сургутской (см. рис. 1) указаны признаки крайнего обмеления: находки янтаря, растительного детрита (РД), примесь песчаного материала и пр. Сжатие земной коры на территории ЗСП, вероятно, привело к образованию островов и развитию эрозии по кровле мяраяхинской пачки. Доступная информация позволяет предположить локальную регрессию, но необходимо уточнение керновыми данными.

Третья стадия трансгрессии отражена в разрезе накоплением кремнисто-глинистых пород пачки НБ4 нижеберезовской подсвиты (рис. 1, 2) с максимальными толщинами (более 35 м) в центре и на западе ЗСП. Полное преобладание кремнисто-глинистого агрегата с ведущей ролью набухающих компонентов и обилие биогенных остатков являются результатом седиментации в условиях трансгрессии.

Высокое стояние уровня моря ЗСП было прервано регрессией (сжатие коры, увеличение глубины и т. д.) и образованием на северо-востоке ЗСП клиновидной толщи алевролитов НБЗ мощностью до 120 м (рис. 1, 2). Сжатие земной коры привело к подъему суши северо-восточнее ЗСП (плато Путорана, п-ов Таймыр), откуда поступали терригенные осадки. Судя по дальности проникновения терригенного материала (не далее 300–400 км), водное зеркало бассейна сократилось в незначительных масштабах.

Четвертая стадия является решающей в развитии позднемеловой трансгрессии. Кремнисто-глинистые осадки (с глауконитом до 10–20 %) пачки НБ2 в завершение этой стадии перекрываются опоками пачки НБ1 (рис. 1, 2). Опоки НБ1 отражают период максимального затопления ЗСП. Следы эрозии в кровле НБ1 центральной части ЗСП (по керну Сургутской и Покурской ОС) указывают, что четвертая стадия так же завершилась регрессией и выходом опок на субаэральный уровень (возможно, только отдельных островов).

Пятая стадия трансгрессии фиксируется в разрезе кремнисто-глинистыми осадками низов верхнеберезовской подсвиты (пачка ВБ2). По материалам ГИС и лабораторным данным, в средней части верхнеберезовской подсвиты выделяются регрессивные алевролиты ВБ1 локального распространения в виде кли-

новидной призмы вдоль северо-восточной границы ЗСП (аналогично НБЗ, рис. 1, 2). Относительно повышенные мощности (до 100–130 м), отмеченные на западной границе ЗСП (вдоль Урала), свидетельствуют, что помимо востока в накопление верхнеберезовской подсвиты свой вклад вносили и западные источники осадков (Уральские горы). Снижение мощности верхнеберезовской подсвиты вдоль Широкого Приобья (и далее на юг) отражает второстепенный характер юго-восточных источников сноса либо часть осадков подверглась эрозионному «срезанию» в последующем.

По данным ГИС и опорных скважин (ОС), в интервале верхнеберезовской подсвиты пачка «темно-серых алевролитов с грязно-бурым оттенком, со следами выветривания, выше перекрывается глинами и аргиллитами серыми, участками зеленоватыми» (Ларьякская ОС). Зеленоватые глины, залегающие на алевролитах пачки ВБ1 верхнеберезовской подсвиты, могут отражать Шестую стадию позднемеловой трансгрессии (поздний кампан).

В кровле ганькинской свиты по керну Сургутской и Покурской ОС описаны «глины пепельно-серые, плотные, кремнистые, с отпечатками нитевидных водорослей, в верхней части – с корнями растений. Характерны включения пирита, в верхней части со следами окисления». Глины верхов ганькинской свиты, перекрывающие толщу «ганькинской» регрессии раннего маастрихта, фиксируют Седьмую стадию трансгрессии, завершившуюся обмелением и регрессией моря (корни растений, окисление пирита и т. д.).

Выводы

1. Цикличность верхнего мела ЗСП отражает глобальный характер ритмичного развития спрединга Атлантического и др. океанов (в результате чередования сжатий и расширений земной коры).

2. В периоды расширения коры на всей территории ЗСП накапливались хемогенно-биогенные осадки трансгрессивного типа. Эпизоды локального сжатия фиксируются по обрамлению плиты (в основном с востока и северо-востока) дополнительной седиментацией терригенных отложений.

3. Хемогенно-биогенные осадки по мере накопления выходили на субаэральный уровень и подвергались эрозии, вероятно, в результате неполной синхронности перемены знака движений континентальной и океанической коры. Когда океаническая кора, как более мобильная, уже начинала сжиматься и собирать воду в «чаши» океанов, на «вспученных» континентах происходило осушение и развитие эрозии (мяряхинская пачка глауконитовых глин, хэяхинская пачка опок);

4. Сжатие континента (с отставанием от океана) приводило, вероятно, к формированию внутриконтинентального бассейна уже на этапе новой, «опережающей» фазы расширения океанов, и накоплению терригенных регрессивных осадков вдоль обрамления Западно-Сибирского бассейна.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Агалаков С. Е., Кудаманов А. И., Маринов В. А. Фациальная модель верхнего мела Западной Сибири // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2017. XIII Междунар. науч. конгр. : Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология» : сб. материалов в 4 т. (Новосибирск, 17–21 апреля 2017 г.). – Новосибирск : СГУГиТ, 2017. Т. 1. – С. 101–105.
2. Геология нефти и газа Западной Сибири / А. Э. Конторович, И. И. Нестеров, Ф. К. Салманов и др. – М. : Недра, 1975. – 680 с.
3. Герман А. Б. Альбская-палеоценовая флора Северной Пацифики. – М. : ГЕОС, 2011. – 280 с.
4. Емельянов Е. М. Барьерные зоны в океане: Осадко- и рудообразование, геоэкология // РАН, Институт океанологии им. П. П. Ширшова. – Калининград : Янтар. сказ., 1998. – 416 с.
5. Западная Сибирь. Геология и полезные ископаемые России. В 6 т. Т. 2 / Гл. ред. В. П. Орлов. Ред. 2-го тома: А. Э. Конторович, В. С. Сурков. – СПб. : Изд-во «ВСЕГЕИ», 2000. – 477 с.
6. Мартъянов Н. Е. Размышления о пульсациях Земли. – Красноярск : КНИИГиМС, 2003. – 272 с.

REFERENCES

1. Agalakov S.E., Kudamanov A.I., Marinov V.A. Facial'naja model' verhnego mela Zapadnoj Sibiri // Interjekspo GEO-Sibir'-2017. XIII Mezhdunar. nauch. kongr.: mezhdunar. nauch. konf. «Nedropol'zovanie. Gornoe delo. Napravlenija i tehnologii poiska, razvedki i razrabotki mestorozhdenij poleznyh iskopaemyh. Jekonomika. Geojekologija»: sb. materialov v 4 t., Novosibirsk, 17-21 apr. 2017 g. – Novosibirsk: SGUGiT, 2017. – T. 1. – S. 101–105.
2. Geologija nefti i gaza Zapadnoj Sibiri / A.Je. Kontorovich, I.I. Nesterov, F.K. Salmanov i dr. – M.: Nedra, 1975. – 680 s.
3. German A.B. Al'bskaja-paleocenovaja flora Severnoj Pacifiki. – M.: GEOS, 2011. – 280 s.
4. Emel'janov E.M. Bar'ernye zony v okeane: Osadko- i rudoobrazovanie, geojekologija // RAN, Institut okeanologii im. P.P. Shirshova. – Kaliningrad: Jantar. skaz., 1998. – 416 s.
5. Zapadnaja Sibir'. Geologija i poleznye iskopaemye Rossii. V shesti tomah. T. 2 / Gl. red. V.P. Orlov. Red. 2-go toma: A.Je. Kontorovich, V.S. Surkov. – SPb.: Izd-vo «VSEGEI», 2000. – 477 s.
6. Mart'janov N.E. Razмышlenija o pul'sacijah Zemli. – Krasnojarsk: KNIIGiMS, 2003. – 272 s.

© А. И. Кудаманов, С. Е. Агалаков, 2018

**ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И ИСТОРИЯ
ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В ОТЛОЖЕНИЯХ
НЕФТЕГАЗОНОСНОГО ГОРИЗОНТА Ю₁ НА СЕВЕРЕ НОВОСИБИРСКОЙ –
ЮГО-ЗАПАДЕ ТОМСКОЙ ОБЛАСТЕЙ**

Ксения Игоревна Канакова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, младший научный сотрудник, тел. (913)950-52-35, e-mail: KanakovaKI@ipgg.sbras.ru

Екатерина Сергеевна Сурикова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, научный сотрудник, тел. (913)727-22-67, e-mail: SurikovaES@ipgg.sbras.ru

Ольга Анатольевна Локтионова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, младший научный сотрудник, тел. (906)996-30-82, e-mail: LoktionovaOA@ipgg.sbras.ru

Александр Юрьевич Калинин

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, научный сотрудник, тел. (913)922-12-52, e-mail: KalininAY@ipgg.sbras.ru

Работа посвящена изучению особенностей геологического строения отложений нефтегазоносного горизонта Ю₁ в зоне перехода морских отложений в континентальные. В основу работы положены данные 2D и 3D сейсморазведки и результаты глубокого бурения по ряду месторождениям углеводородов, административно приуроченным к северу Новосибирской – юго-западу Томской областей.

Ключевые слова: Западная Сибирь, интерпретация данных сейсморазведки, нефтегазоносный горизонт Ю₁.

**GEOLOGICAL STRUCTURE FEATURES AND RESERVOIR EVOLUTION
OF HYDROCARBON-BEARING FORMATION J₁ IN THE NORTH OF NOVOSIBIRSK
REGION AND THE SOUTHEAST OF TOMSK REGION**

Kseniya I. Kanakova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptuyug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Junior Researcher, phone: (913)950-52-35, e-mail: KanakovaKI@ipgg.sbras.ru

Ekaterina S. Surikova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptuyug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Researcher, phone: (913)727-22-67, e-mail: SurikovaES@ipgg.sbras.ru

Olga A. Loktionova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Junior Researcher, phone: (906)996-30-82, e-mail: LoktionovaOA@ipgg.sbras.ru

Alexander Yu. Kalinin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Researcher, phone: (913)922-12-52, e-mail: KalininAY@ipgg.sbras.ru

The research is devoted to hydrocarbon-bearing formation J_1 geological structure features in the zone where marine faces substitute for terrestrial ones. The study is based on complex interpretation of 2D and 3D seismic data and well logging information from a few hydrocarbon fields, situated in the North of Novosibirsk region and the Southeast of Tomsk region.

Key words: West Siberia, seismic data interpretation, hydrocarbon-bearing formation J_1 .

В юго-восточных районах Западной Сибири залежи углеводородов традиционно связаны с антиклинальными ловушками в отложениях регионального нефтегазоносного горизонта Ю₁ (верхняя юра), которые формировались главным образом в мелководно-прибрежно-морских, прибрежно-континентальных обстановках теплого гумидного климата и представлены терригенными породами разной зернистости, окатанности и сортировки. В составе горизонта Ю₁ выделяется серия регионально выдержанных песчаных пластов, обладающих хорошими коллекторскими свойствами, способных концентрировать углеводороды (УВ). Отложения горизонта Ю₁ перекрываются глинистыми отложениями георгиевской свиты, а в местах ее отсутствия в разрезе – битуминозными аргиллитами бажендовской свиты, которая является основной нефтепроизводящей толщей для данного региона. Таким образом, имеются все предпосылки для формирования залежей углеводородов в отложениях горизонта Ю₁.

В данной работе рассмотрен регион, где отложения горизонта Ю₁ попадают в зону перехода морских отложений в континентальные, что предопределило многообразие фациальных обстановок и в литологическом отношении выражено в частом неравномерном переслаивании пород различной зернистости и окатанности, невыдержанности осадочных тел по латерали: выклиниванию и литологическому замещению пластов, формированию литологически-экранированных залежей. В подобной геологической ситуации детальное картирование осадочных тел и прогноз распространения пород-коллекторов становится задачей нетривиальной, значительно усложняется процесс интерпретации материалов ГИС, требуется по возможности большая опора на материалы бурения (описание керна, параметры ФЕС), а также поиск косвенных критериев прогноза нефтегазоносности посредством анализа атрибутов сейсмической записи.

В рамках данных исследований рассмотрены 4 месторождения УВ (нефтегазовое Останинское месторождение, нефтяные Болтное и Верх-Тарское и газоконденсатное Казанское месторождение), находящиеся в пределах одной нефтегазоносной области, где отложения горизонта Ю₁ формировались в сходных условиях.

В административном плане район исследований находится на юго-востоке Западно-Сибирской НГП, на границе Новосибирской и Томской областей.

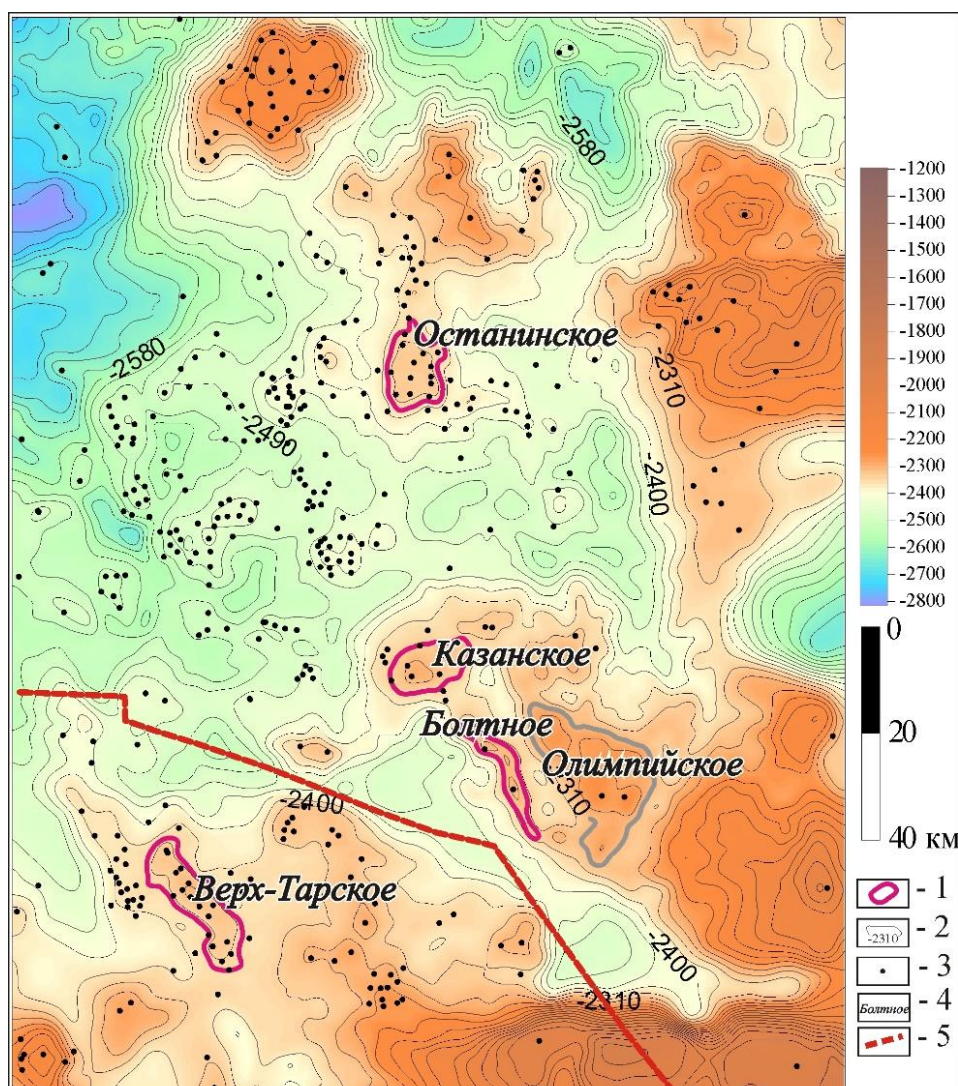


Рис. 1. Структурная карта по отражающему горизонту Π^a (подошва баженовской свиты):

1 – локальные поднятия в структурном плане отражающего горизонта Π^a ; 2 – изо-
гипсы отражающего горизонта Π^a к которым приурочены исследуемые месторож-
дения; 3 – скважины поисковые и разведочные, 4 – названия месторождений;
5 – административная граница Новосибирской и Томской областей

В тектоническом плане месторождения приурочены к одноименным локальным поднятиям [1]. В основу данной работы были положены данные площадной 2D сейсморазведки, данные ГИС и глубокого бурения по изучаемым месторождениям и сопредельным территориям, а также данные 3D сейсморазведки по Верх-Тарскому месторождению. В рамках проведенных исследований была осуществлена корреляция основных отражающих горизонтов на территориях, включающих объекты исследования, построен набор структурных карт

и карт изопахит сейсмокомплексов, которые вместе с временными сейсмическими разрезами послужили основой для структурно-тектонического анализа и изучения истории формирования месторождений.

Основными отражающими горизонтами в юго-восточных районах Западной Сибири являются: Φ_2 – кровля гетерогенного доюрского фундамента и ряд отражающих горизонтов осадочного чехла, приуроченных к регионально выдержанным глинистым пачкам трансгрессивного генезиса. Один из самых надежных отражающих горизонтов – Π^a – приурочен к подошве баженовской свиты, которая перекрывает отложения горизонта Ю_1 .

Анализ выполненных структурных и палеоструктурных построений позволил сделать следующие выводы. Большинство современных локальных поднятий, выделенных на исследуемой территории в структурном плане отражающего горизонта Π^a , сформировались над относительно крупными эрозионно-тектоническими выступами фундамента, которые испытывали тенденцию к росту. Антиклинальные структуры, ставшие впоследствии ловушками УВ, были почти полностью сформированы уже к апту. В частности, Верх-Тарская и Болтная структуры были замкнуты, Верх-Тарская имела максимальную амплитуду. На Останинской площади на протяжении большей части мезозоя так же шли преимущественно унаследованные процессы роста локальных куполов, но при этом структура была незамкнутой на севере. К формированию замкнутого поднятия привела смена направленности тектонических движений, произошедшая в кайнозойское время. Казанская структура, будучи замкнутой к апту, в позднем мелу объединилась с соседней Западно-Сомовской структурой, а в посттуронское время вновь обособилась и приобрела современные очертания (рис. 2).

В графиках по оси X показаны глубины залегания отражающего горизонта Π^a , а по оси Y – пикеты вдоль линий профилей.

Учитывая, что в кайнозойское время баженовская свита, являющаяся основной нефтепроизводящей толщей в этом регионе, находилась в главной зоне нефтегазообразования, а коэффициент эмиграции углеводородов достиг максимума [2], можно предполагать, что процессы формирования ловушек на Останинской и Казанской площадях и их заполнения углеводородами практически совпали по времени, в то время как на Верх-Тарской и Болтной площадях ловушки были сформированы задолго до заполнения.

Согласно стратиграфической схеме верхнеюрских отложений Западной Сибири, отложения горизонта Ю_1 на юге Томской – севере Новосибирской областей представлены васюганской и наунакской свитами, которые латерально замещают друг друга [3]. Васюганская свита имеет преимущественно морской генезис и по литологическому составу разделена на *нижнюю и верхнюю под-свиты* [4]. *Нижневасюганская подсвита* представлена преимущественно глинами и аргиллитами, с редкими немногочисленными прослойками алевролитов, мощность подсвиты уменьшается с запада на восток вплоть до полного выклинивания.

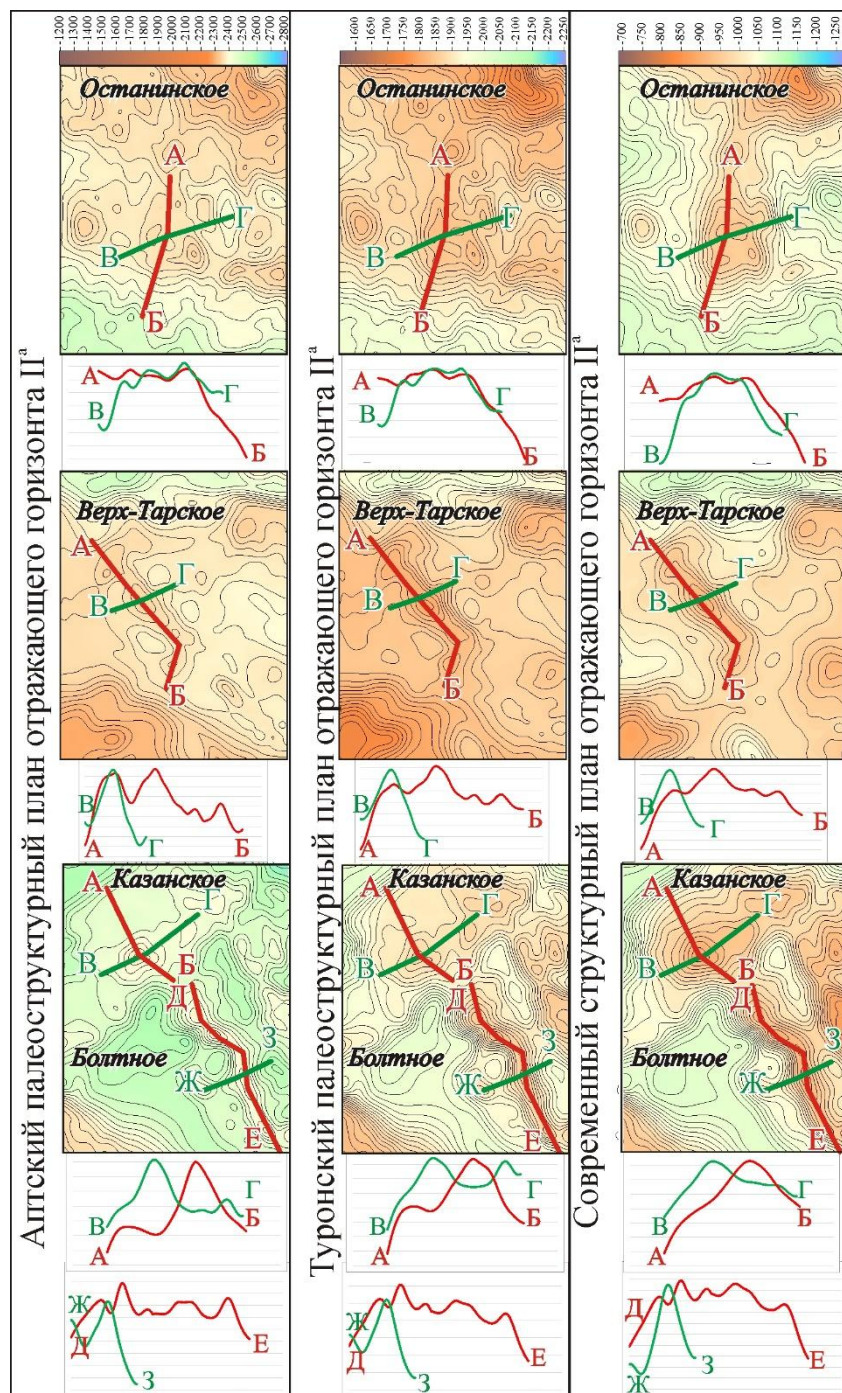


Рис. 2. Изменение рельефа отражающего горизонта II^а во времени

В составе *верхневасюганской подсвиты* выделяют три пачки – подугольную (ПУ), надугольную (НУ) и межугольную (МУ) [4].

Наунакская свита является возрастным аналогом васюганской свиты. Свита представлена мелководно-морскими, лагунными и дельтовыми сероцветными песчаниками, алевролитами и аргиллитами с преобладанием тех или иных в разных типах разрезов, с многочисленными пластами углей [4].

В результате проведенных исследований было установлено, что разрез келловей-оксфордских отложений исследуемых участков не подходит под определение ни васюганской ни наунакской свит (Рис. 3): с одной стороны, в изучаемом районе по комплексу стандартного, радиоактивного и акустического каротажа надежно выделяются подугольная, межугольная и надугольная пачка, надугольные и подугольные песчаники развиты повсеместно и, вероятнее всего, формировались в мелководно-морских условиях. С другой стороны, в разрезе оксфордской части отложений широко развиты угли и углистые аргиллиты, а пачка глубоководных глин нижневасюганской подсвиты крайне маломощна на всей территории исследований (не превышает 15 метров), а в пределах Останинского и Болтного месторождения и вовсе присутствует не повсеместно, замещаясь разновозрастными песчано-алевритовыми пластами, формировавшимися ближе к береговой линии, в следствие чего нижняя граница подугольной пачки в пределах изучаемого региона является неизохронной, а песчаные пласты имеют косослоистое строение и выклиниваются по латерали, однако в пределах одного месторождения, как правило, являются гидродинамически связанными.

Мощность ПУ пачки в пределах исследуемого района составляет 20–30 м, подугольные песчаные пласты обладают хорошими коллекторскими свойствами на Останинском, Верх-Тарском и Казанском месторождениях. На склонах Останинского поднятия в отложениях ПУ получили развитие 2 залежи, отделяющиеся друг от друга литологическим экраном: одна – газовая, вторая – нефтегазовая. На Казанской площади также выявлена газоконденсатная залежь, приуроченная к купольной части поднятия. В пределах Верх-Тарского месторождения песчаники ПУ пачки водоносны. На Болтной площади отложения подугольной пачки представлены переслаиванием маломощных (до 4 м) песчаных пластов, алевропесчаников, алевролитов, с прослоями углистых аргиллитов и обладают плохими коллекторскими свойствами. Стоит отметить, что анализ тектонического развития территории исследований показал, что в юрское время Болтное локальное поднятие находилось гипсометрически выше соседнего Казанского и находящегося чуть восточнее Олимпийского. На Олимпийской площади, как и на Казанской, подугольные пласты обладают хорошими коллекторскими свойствами. Соответственно, можно предположить, что в начале оксфорда отложения Болтной площади формировались в более мелководных условиях, а точнее в прибрежно-морских – прибрежно-континентальных. Межугольная пачка на всех изучаемых объектах имеет значительные мощности (до 35 м), а на Останинском месторождении в составе пачки выявлен песчаный пласт, предположительно аллювиального генезиса, с которым связана нефтегазовая залежь. В составе надугольной пачки на всех исследуемых месторождениях присутствуют по 2 гидродинамически связанных песчаных пласта, формировавшихся в мелководно-морских условиях, между которыми на склонах палеоподнятий практически отсутствует глинистая перемычка. Отложения надугольной пачки продуктивны на всех исследуемых месторождениях.

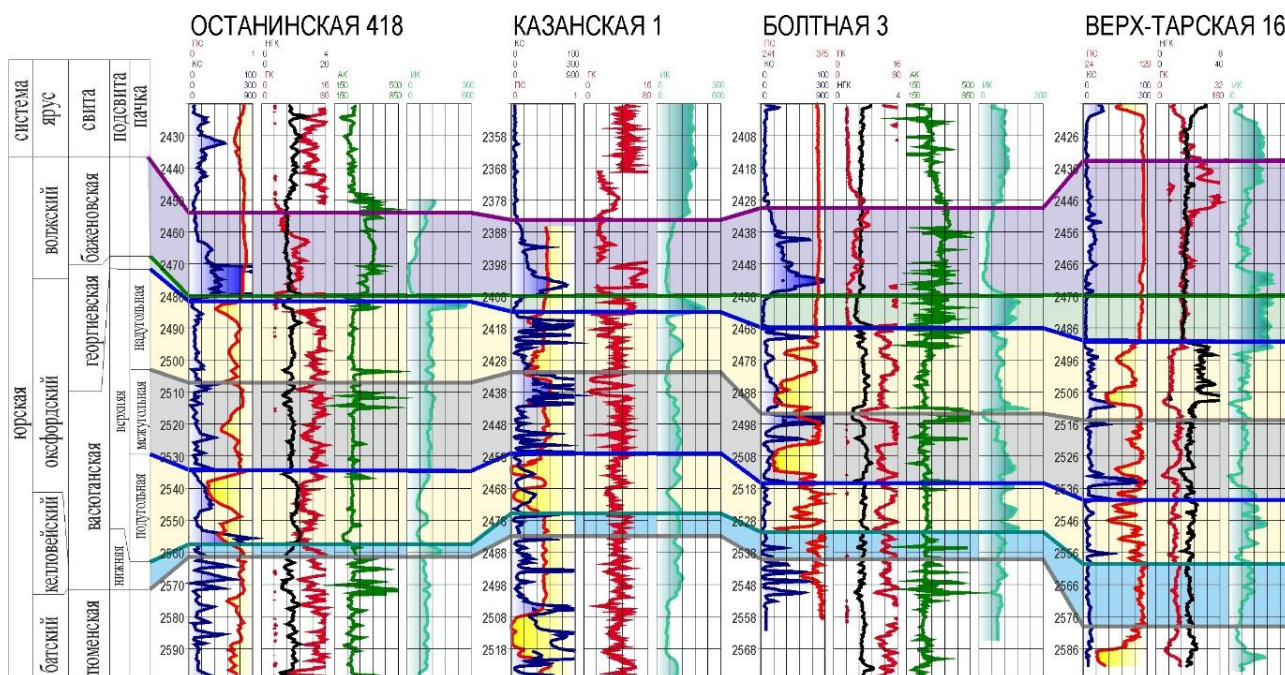


Рис. 3. Корреляционная схема келловей-волжских отложений по скважинам Останинская 418, Казанская 1, Болтная 3, Верх-Тарская 16

Отложения горизонта Ю₁ перекрываются глинистыми отложениями георгиевской свиты, мощность которой на Останинском и Казанском месторождениях не превышает 8–10 м, а на Верх-Тарской, Болтной и соседней Олимпийской площадях достигает 25–30 м. Глинистые отложения георгиевской свиты являются флюидупором и должны были препятствовать проникновению углеводородов из вышележащей нефтематеринской баженовской свиты в коллекторы горизонта Ю₁. Наличие мощной георгиевской свиты на Верх-Тарской площади является одной из вероятных причин отсутствия УВ в коллекторах подугольной пачки. То же относится и к Олимпийской площади, где обладающие хорошими коллекторскими свойствами резервуары надугольной и подугольной пачки заполнены водой.

Таким образом, очевидно, что келловей-оксфордские отложения изучаемого района имеют смешанный (море + континент) генезис, чем обусловлена частая смена обстановок осадконакопления, литологическая неоднородность, полифазность отложений. Наиболее перспективными районами поиска УВ в данном районе будут склоны локальных поднятий в районах с маломощной георгиевской свитой. Однако мощности коллекторов горизонта Ю₁ пачек будут определяться не только палеорельефом, но и другими детальными палеогеографическими особенностями.

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ и Правительства Новосибирской области, проект 17-45-543214р_мол_а.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Беляев С. Ю., Конторович А. Э., Красавчиков В. О., Конторович А. А., Супруненко А. И. Тектоническое строение и история тектонического развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое // Геология и геофизика. – 2001. – Т. 42. – № 11–12. – С. 1832-1845.
2. Конторович А. Э. Геология нефти и газа Западной Сибири / под ред. Конторовича А. Э., Нестерова И. И., Салманова Ф. К. и др. – М. : Недра. – 1975. – 680 с.
3. Решение VI-го межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири, Новосибирск, 2003. – 111 с.
4. Шурыгин Б. Н. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система / под ред. Шурыгина Б. Н., Никитенко Б. Л., Девятова В. П. и др. – Новосибирск : Изд-во СО РАН, 2000. – 480 с.

REFERENCES

1. Belyaev S. Yu., Kontorovich A. E., Krasavchikov V. O., Kontorovich A. A., Suprunenko A. I. Tektonicheskoe stroenie i istoriya tektonicheskogo razvitiya Zapadno-Sibirskoj geosineklizy v mezozoe i kajnozoe // Geologiya i geofizika. – 2001. – T. 42. – № 11-12. – S. 1832-1845.
2. Kontorovich A. E. Geologiya nefti i gaza Zapadnoj Sibiri / pod red. Kontorovicha A. E., Nesterova I. I., Salmanova F. K. i dr. – M. : Nedra. – 1975. – 680 s.
3. Reshenie VI-go mezhvedomstvennogo stratigraficheskogo soveshchaniya po rassmotreniyu i prinyatiyu utochnennyh stratigraficheskikh skhem mezozojskikh otlozhenij Zapadnoj Sibiri, Novosibirsk, 2003. – 111 s.
4. Shurygin B. N. Stratigrafiya neftegazonosnyh bassejnov Sibiri. Yurskaya sistema / pod red. Shurygina B. N., Nikitenko B. L., Devyatova V. P. i dr. – Novosibirsk : Izd-vo SO RAN, 2000. – 480 s.

© К. И. Канакова, Е. С. Сурикова, О. А. Локтионова, А. Ю. Калинин, 2018

САМОВОССТАНОВЛЕНИЕ НЕФТЕЗАГРЯЗНЕННЫХ ПОЧВ КРИОЛИТОЗОНЫ НА ПРИМЕРЕ ТЕРРИТОРИИ БЫВШЕГО НЕФТЕПРОВОДА «ТАЛАКАН – ВИТИМ»

Сара Хаимовна Лифшиц

Институт проблем нефти и газа СО РАН, 677980, Россия, г. Якутск, ул. Октябрьская, 1, кандидат химических наук, старший научный сотрудник, ведущий научный сотрудник лаборатории геохимии каустобиолитов, тел. (411)233-58-33, e-mail: shlif@ipng.ysn.ru

Юлия Станиславовна Глязнецова

Институт проблем нефти и газа СО РАН, 677980, Россия, г. Якутск, ул. Октябрьская, 1, кандидат химических наук, ведущий научный сотрудник лаборатории геохимии каустобиолитов, тел. (411)233-58-33, e-mail: gchlab@ipng.ysn.ru

Ольга Николаевна Чалая

Институт проблем нефти и газа СО РАН, 677980, Россия, г. Якутск, ул. Октябрьская, 1, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник, ведущий научный сотрудник лаборатории геохимии каустобиолитов, тел. (411)233-58-33, e-mail: oncha@ipng.ysn.ru

Ирина Николаевна Зуева

Институт проблем нефти и газа СО РАН, 677980, Россия, г. Якутск, ул. Октябрьская, 1, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник, ведущий научный сотрудник лаборатории геохимии каустобиолитов, тел. (411)233-58-33, e-mail: inzu@ipng.ysn.ru

Показано, что самовосстановление нефтезагрязненных почв в условиях криолитозоны протекает крайне медленно и через 9–10 лет после аварии на отдельных площадках сохраняется высокий и очень высокий уровень загрязнения. Впервые установлено, что окислительная деструкция нефтезагрязнения сопровождается преимущественным образованием спиртобензольных смол. Однако состав их отличается от природных высоким содержанием ароматических структур, наиболее токсичных для почвенных биоценозов.

Ключевые слова: самовосстановление нефтезагрязненных почв, криолитозона, миграция нефтезагрязнения, трансформация нефтезагрязнения, окислительная деструкция, углеводородные и асфальтово-смолистые компоненты, спиртобензольные смолы.

SELF-REGENERATION OF OIL-CONTAMINATED SOILS IN THE CRYOLITHOZONE ON THE EXAMPLE OF THE TERRITORY OF THE FORMER OIL PIPELINE «TALAKAN – VITIM»

Sara Kh. Lifshits

Institute of Oil and Gas Problems SB RAS, 1, Oktyabrskaya St., Yakutsk, 677980, Russia, Ph. D., Senior Researcher, Leading Researcher, Laboratory of Caustobioliths Geochemistry, phone: (411)233-58-33, e-mail: shlif@ipng.ysn.ru

Yuliya S. Glyaznetsova

Institute of Oil and Gas Problems SB RAS, 1, Oktyabrskaya St., Yakutsk, 677980, Russia, Ph. D., Leading Researcher, Laboratory of Caustobioliths Geochemistry, phone: (411)233-58-33, e-mail: gchlab@ipng.ysn.ru

Olga N. Chalaya

Institute of Oil and Gas Problems SB RAS, 1, Oktyabrskaya St., Yakutsk, 677980, Russia, Ph. D., Senior Researcher, Leading Researcher, Laboratory of Caustobioliths Geochemistry, phone: (411)233-58-33, e-mail: oncha@ipng.ysn.ru

Iraida N. Zueva

Institute of Oil and Gas Problems SB RAS, 1, Oktyabrskaya St., Yakutsk, 677980, Russia, Ph. D., Senior Researcher, Leading Researcher, Laboratory of Caustobioliths Geochemistry, phone: (411)233-58-33, e-mail: inzu@ipng.ysn.ru

It is shown that self-regeneration of oil-contaminated soils in the cryolithozone proceeds extremely slowly, and 9–10 years after an accident on a site, a very high level of contamination can be observed. The Authors established for the first time that the oxidative degradation of oil contamination is accompanied by the predominant formation of ethanol-benzene resins. However, their composition differs by a naturally high content of aromatic structures, even more toxic to soil biocenoses.

Key words: self-regeneration of oil-contaminated soils, cryolithozone, migration of oil contamination, transformation of oil contamination, oxidative degradation, hydrocarbon and asphalt-resinous components, ethanol-benzene resins.

Введение

В настоящее время в Республике Саха (Якутия) добывается и транспортируется огромное количество нефти и предполагается увеличение добычи за счет освоения углеводородных запасов шельфа северных морей российского сектора Арктики. Освоение этих запасов потребует научно-обоснованного экологического сопровождения развития нефтегазовых комплексов (НГК). В экстремальных климатических условиях вследствие снижения прочностных характеристик конструкций и материалов значительно увеличивается вероятность всевозможного рода аварий и рисков [1], которые могут приводить к утечкам и аварийным разливам нефти. Ежегодно в России на 500 млн т добываемой нефти по разным оценкам приходится 5–20 млн т потерь. В Республике Саха (Якутия), по данным Министерства охраны природы РС (Я), с 2010 по 2015 г. количество разливов нефти и НП составило более 140 случаев, в том числе в арктической зоне [2]. Северные экосистемы очень ранимы, и процессы самовосстановления в них протекают крайне медленно [3–6]. Вследствие этого представляет научный интерес проследить за процессами трансформации нефтезагрязнения в почвах криолитозоны в естественных условиях.

Объектом для исследований была выбрана территория бывшего нефтепровода «Талакан – Витим», где в 2006 г. произошла крупномасштабная авария с разливом около 244,7 т нефти. На действующих объектах НГК нередко случаются новые разливы, утечки. В результате одно загрязнение наслаивается на другое, что затрудняет изучение процессов трансформации и миграции нефтезагрязнения. Поскольку нефтепровод «Талакан – Витим» после аварии был закрыт, появилась уникальная возможность вести мониторинг и изучать процес-

сы самовосстановления нефтезагрязненных почв криолитозоны в отсутствии новых разливов.

Методы и объекты исследований

Каждый год после аварии проводились полевые работы для отбора проб почв на загрязнение их нефтью и изучения процессов трансформации нефтезагрязнения. Для этого на территории, подвергшейся нефтезагрязнению, были выделены контрольные площадки. Три из них, на которых никакие восстановительные работы не проводились, стали объектом данного исследования. С каждой площадки с глубины 0–10 см отбирали по три пробы, результаты аналитических исследований усредняли. Для сравнения также отбирались фоновые пробы почв, не подвергавшихся нефтезагрязнению.

Пробы почв отделяли от корней растений, сушили, растирали, просеивали и подвергали холодной хлороформенной экстракции. Далее хлороформенные экстракты изучали методами ИК-Фурье спектроскопии (ИК-Фурье спектрометр Protege 460, фирма Nicolet) и жидкостно-адсорбционной хроматографии. Использование данного комплекса аналитических исследований позволяет идентифицировать нефтезагрязнение, определить его уровень и изучать процессы трансформации [7, 8]. Об уровне нефтезагрязнения судили по выходу хлороформенного экстракта. Жидкостно-адсорбционная хроматография использовалась для определения группового компонентного состава экстрактов. Сущность метода заключается в первоначальном осаждении асфальтенов петролейным эфиром с последующим вымыванием фракций углеводородов и смол различными органическими растворителями на сорбционной колонке с силикагелем [9]. Для выделения и разделения смолистых компонентов использовали бензол и спиртобензольную (1:1) смесь. Соответственно, получали фракции бензольных и спиртобензольных смол.

Результаты и обсуждение

Результаты исследований по определению уровня нефтезагрязнения учетных площадок по годам наблюдений приведены в таблице. Там же для сравнения даны выходы хлороформенных экстрактов для фоновых проб почв. Анализ данных таблицы показывает, что после аварии нефтезагрязнение распространилось по территории неравномерно. Вероятно, это связано с мелкобугристым рельефом местности. Известно, что после попадания нефти в почву ее компоненты начинают подвергаться процессам трансформации как под влиянием физико-химических факторов окружающей среды (солнечная радиация, кислород воздуха, вода), так и в результате микробиологической активности собственной почвенной микрофлоры [3–5]. Однако вместо ожидаемого уменьшения уровня нефтезагрязнения со временем на каждом из участков наблюдаются сильные изменения его как в большую, так и в меньшую сторону. По-видимому, в отсутствии новых разливов это может быть связано с миграцией нефтезагрязне-

ния с талыми, дождевыми и паводковыми водами в вертикальном и латеральном направлениях. О способности нефтезагрязнения к миграции с водными потоками указывается в работах [3–5]. Кроме того, при протайке мерзлоты нефтезагрязнение может мигрировать с сезонно-талыми водами от более высоких горизонтов к более низким.

Динамика изменения уровня нефтезагрязнения контрольных площадок

Год	I участок, г/кг почвы	II участок, г/кг почвы	III участок, г/кг почвы	Фон, г/кг почвы
2007	269,25 ± 13,46	70,65 ± 3,53		0,07 ± 0,01
2008	120,72 ± 6,36		100,70 ± 5,04	
2009	31,96 ± 1,60	36,63 ± 1,83	48,86 ± 2,44	
2010	31,60 ± 1,58	23,25 ± 1,16	84,76 ± 4,24	
2011	241,79 ± 12,09	28,56 ± 1,43	70,97 ± 3,55	
2012	184,52 ± 9,23	113,30 ± 5,67	6,28 ± 0,31	0,37 ± 0,02
2013	87,56 ± 4,38	97,79 ± 4,89	4,80 ± 0,24	
2014	131,24 ± 6,57	69,54 ± 3,48	13,13 ± 0,66	
2015	202,57 ± 10,13	163,90 ± 8,20	24,24 ± 1,21	
2016	49,83 ± 2,49	54,37 ± 2,72	80,99 ± 4,05	0,12 ± 0,01

Вследствие этого для оценки уровня нефтезагрязнения наблюдаемой территории в целом по годам наблюдений был введен показатель среднего уровня нефтезагрязнения, рассчитываемый как среднее арифметическое по трем контрольным площадкам. Динамика изменения среднего по наблюдаемой территории уровня нефтезагрязнения представлена на рис. 1.

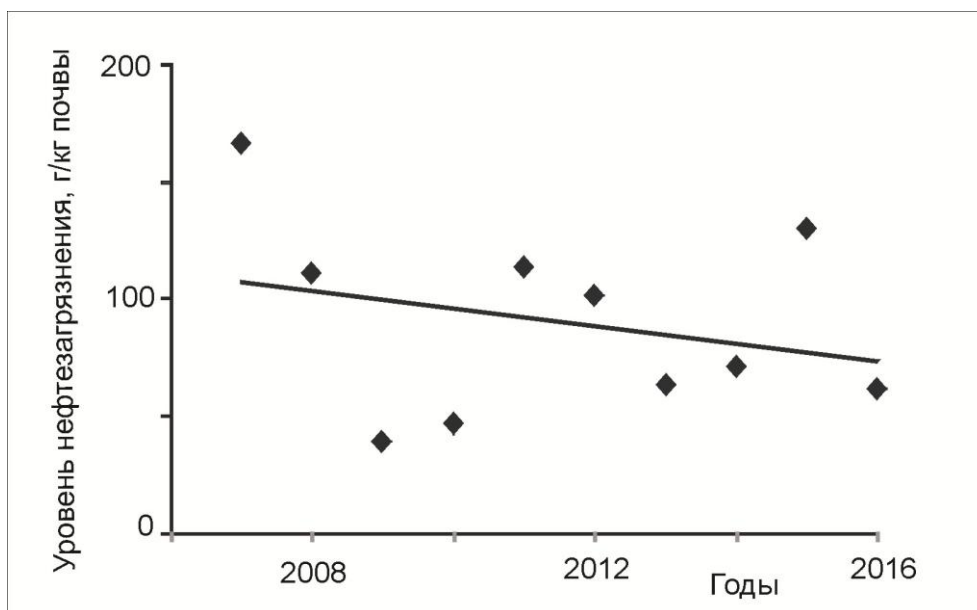


Рис. 1. Динамика изменения среднего уровня нефтезагрязнения

Видно, что имеется небольшой тренд к снижению уровня нефтезагрязнения. Однако и спустя 9–10 лет после аварии на отдельных участках нефтезагрязнение достигает высокого и очень высокого уровня (см. таблицу, 2015–2016 гг.).

Исследования хлороформенных экстрактов методом ИК-Фурье спектроскопии показали, что нефтезагрязнение со временем подвергается окислительной деструкции. Для примера на рис. 2 представлены ИК-спектры экстрактов I участка по годам наблюдений. Характер ИК-спектров свидетельствует, что в структурах почвенных экстрактов с увеличением времени наблюдения отмечается рост интенсивности полос поглощения кислородсодержащих (гидроксильных $3\ 200\text{--}3\ 400\text{ см}^{-1}$, карбонильных групп кетонов, альдегидов, сложных эфиров $1\ 700\text{--}1\ 740\text{ см}^{-1}$) и наоборот уменьшение углеводородных (сумма метиленовых и метильных $1\ 460\text{ см}^{-1}$ и метиленовых $1\ 380\text{ см}^{-1}$) групп. Однако в составе экстрактов в сравнении с фоновыми образцами почв все еще велико содержание характерных для нефти ароматических структур (полосы поглощения $1\ 600, 880, 810\text{ см}^{-1}$).

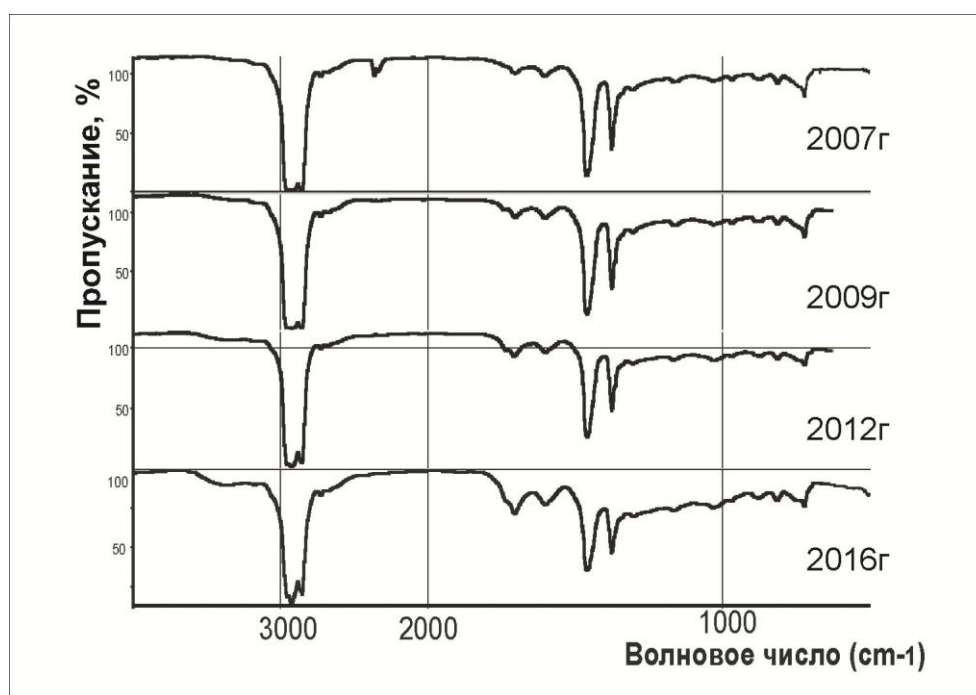


Рис. 2. ИК-спектры хлороформенных экстрактов почв I участка

Изучение группового компонентного состава хлороформенных экстрактов также свидетельствует о протекающих в почвах процессах окислительной деструкции нефтезагрязнения. В групповом составе экстрактов уменьшается содержание углеводородов и увеличивается содержание асфальтово-смолистых компонентов.

В нефтехимии смолистые компоненты принято разделять на бензольные и спиртобензольные фракции. Спиртобензольные фракции смол по отношению к бензольным отличаются в своем составе более высокими молекулярными

массами и степенью окисленности. Было изучено, как меняется фракционный состав смол нефтезагрязнения в процессе окислительной деструкции углеводов. На рис. 3 представлена динамика изменения содержания общего количества смол и их фракционного состава.

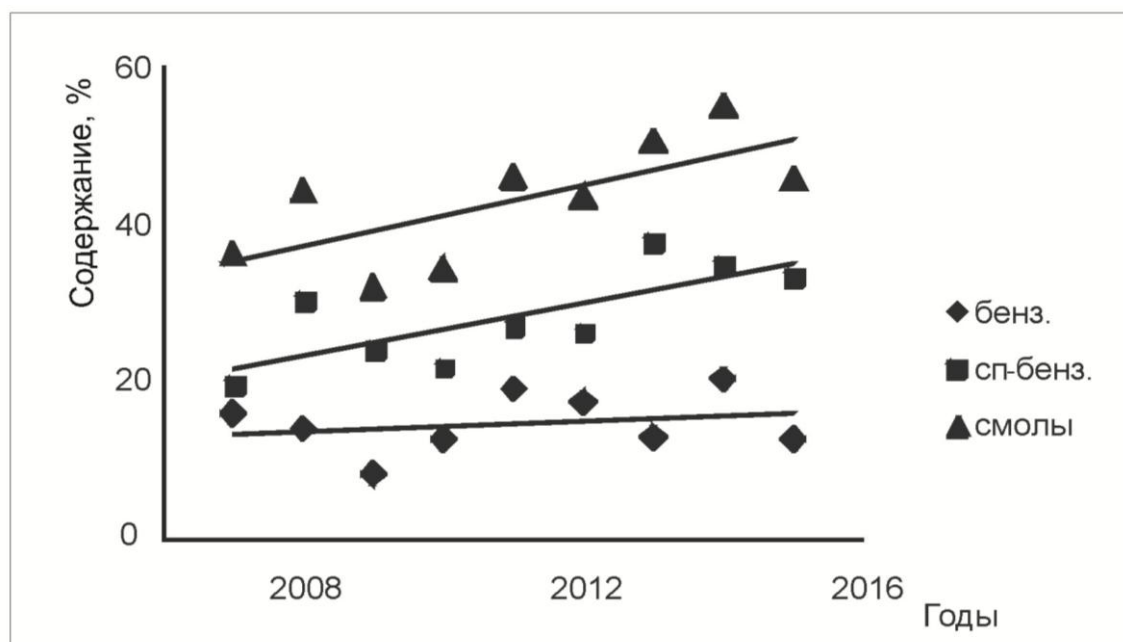


Рис. 3. Динамика изменения содержания общего количества смол и их фракционного состава

условные обозначения: бенз. – бензолные смолы; сп-бенз. – спиртобензолные смолы

Согласно линиям тренда увеличение содержания смол в групповом составе почвенных экстрактов преимущественно осуществляется за счет новообразования спиртобензолных смол. Следует отметить, что в фоновых пробах почв хлороформные экстракты преимущественно состояли из асфальто-смолистых компонентов. Содержание в них смол достигало 60–70 %. При этом количество спиртобензолных смол превышало долю бензолных в 4–5 раз. Можно было бы предположить, что повышенная скорость образования спиртобензолных смол в процессах окислительной деструкции нефтезагрязнения должна способствовать восстановлению природного фона. Однако характер ИК-спектров спиртобензолных смол почвенных образцов, загрязненных нефтью, отличается от природных спиртобензолных смол, характерных для фоновых образцов почв (рис. 4). Основными отличиями являются: менее глубокая окисленность спиртобензолных смол загрязненных почв (полосы поглощения в области 3200–3400, 1700–1740 см^{-1}), а главное – высокое содержание в них ароматических структур (1600 см^{-1}). Как известно, ароматические соединения являются наиболее токсичными для почвенных биоценозов [3–5].

Выводы

Изучена динамика самовосстановления почв криолитозоны на примере территории бывшего нефтепровода «Талакан – Витим» после крупномасштабной аварии 2006 г. Для этого были выделены контрольные участки, с которых на протяжении всех лет после аварии отбирались пробы почв. Показано, что нефтезагрязнение имеет очень неравномерный характер и сильно колеблется как в большую, так и в меньшую сторону по годам наблюдений. Сделано предположение, что нефтезагрязнение способно мигрировать с дождевыми, талыми и паводковыми водами. Отмечен тренд к снижению уровня нефтезагрязнения во времени. Однако даже через 9–10 лет после аварии на отдельных участках загрязнение сохранялось на высоком и очень высоком уровне.

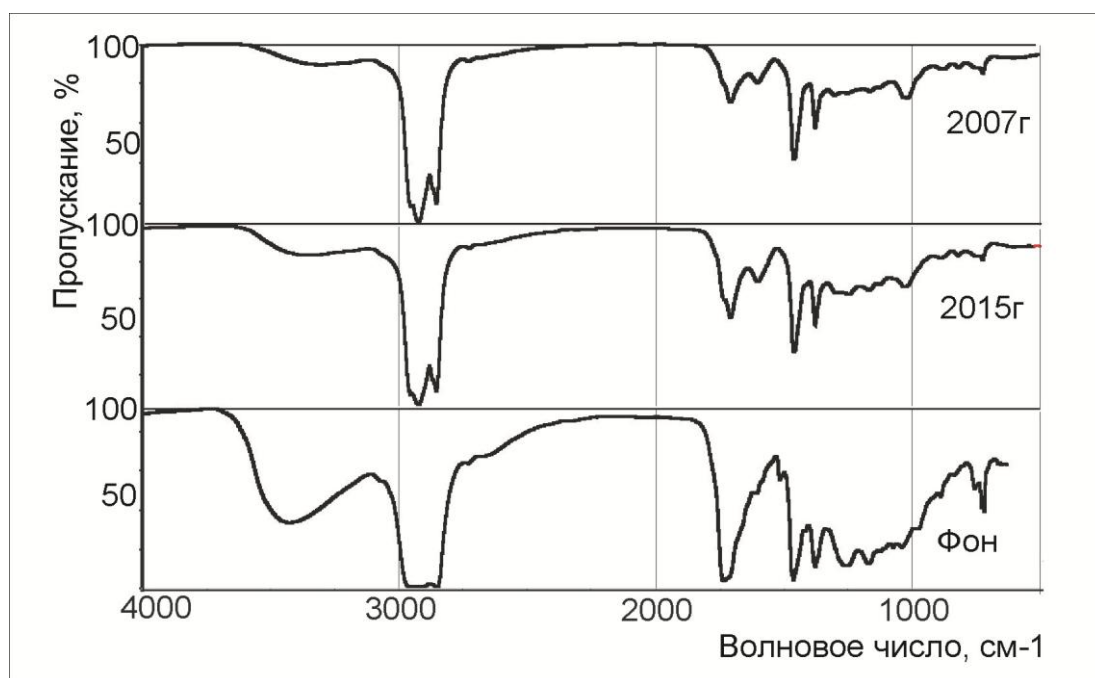


Рис. 4. ИК-спектры спиртобензольных смол хлороформенных экстрактов загрязненных нефтью (I участок) и фоновых почв

Изучение ИК-спектров хлороформенных экстрактов и их группового компонентного состава показало, что нефтезагрязнение подвергается окислительной деструкции. При этом падает содержание углеводородных фракций и увеличивается содержание асфальто-смолистых компонентов. Впервые показано, что содержание смол преимущественно увеличивается за счет образования спиртобензольных фракций. Однако состав этих фракций отличается от природных высоким содержанием ароматических структур, являющихся наиболее токсичными для почвенных биоценозов. Все это свидетельствует о необходимости проведения восстановительных мероприятий мерзлотных почв после разливов нефти, а также ведения мониторинга нефтезагрязненных территорий.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Особенности возникновения чрезвычайных ситуаций в Арктической зоне России и пути их парирования на основе концепции риска / Н. А. Махутов, М. М. Гаденин, М. П. Лебедев др. // Арктика. Экология и экономика. – 2014. – № 1 (13). – С. 10–29.
2. Государственный доклад о состоянии окружающей среды Республики Саха (Якутия) в 2016 году / Правительство Респ. Саха (Якутия), М-во охраны природы Респ. Саха (Якутия), 2017. [Электронный ресурс] URL: <https://minpriroda.sakha.gov.ru> (дата обращения – 01.03.2018).
3. Пиковский Ю. И. Природные и техногенные потоки углеводородов в окружающей среде. – М. : Изд-во МГУ, 1993. – 208 с.
4. Солнцева Н. П. Добыча нефти и геохимия природных ландшафтов. – М. : Изд-во МГУ, 1998. – 376 с.
5. Нефтезагрязненные биоценозы (Процессы образования, научные основы восстановления, медико-экологические проблемы) / А. А. Оборин, В. Т. Хмурчик, С. А. Иларионов и др. – Пермь : Изд-во Перм. гос. ун-т, 2008. – 511 с.
6. Bioremediation of Petroleum Hydrocarbons in Cold Regions / Edited by Dennis M. Filler, Ian Snape and David L. Barnes. – Cambridge University Press, 2008. – 273 p.
7. Другов Ю. С., Родин А. А. Экологические анализы при разливах нефти и нефтепродуктов. – М. : БИНОМ. Лаборатория знаний, 2007. – 270 с.
8. Нефтезагрязнение почвогрунтов и донных отложений на территории Якутии (состав, распространение, трансформация) : монография / Ю. С. Глязнецова, И. Н. Зуева, О. Н. Чалая, С. Х. Лифшиц. – Якутск : Ахсаан, 2010. – 160 с.
9. Руководство по анализу битумов и рассеянного органического вещества горных пород / под ред. В. А. Успенского, К. Ф. Родионовой, А. И. Горской, А. П. Шишковой. – Л. : Недра. Ленинградское отделение, 1966. – 315 с.

REFERENCES

1. Osobennosti vozniknovenija chrezvychajnyh situacij v Arkticheskoj zone Rossii i puti ih parirovanija na osnove koncepcii riska / N.A. Mahutov, M.M. Gadenin, M.P. Lebedev dr. // Arktika. Jekologija i jekonomika. – 2014. – № 1 (13). – S. 10–29.
2. Gosudarstvennyj doklad o sostojanii okruzhajushhej sredy Respubliki Saha (Jakutija) v 2016 godu / Pravitel'stvo Resp. Saha (Jakutija), M-vo ohrany prirody Resp. Saha (Jakutija), 2017. [Jelektronnyj resurs] URL: <https://minpriroda.sakha.gov.ru> (data obrashhenija – 01.03.2018).
3. Pikovskij Ju.I. Prirodnye i tehnogennnye potoki uglevodorodov v okruzhajushhej srede. – M.: Izd-vo MGU, 1993. – 208 s.
4. Solnceva N.P. Dobycha nefti i geohimija prirodnyh landshaftov. – M.: Izd-vo MGU, 1998. – 376 s.
5. Neftezagrijaznennnye biocenozy (Processy obrazovanija, nauchnye osnovy vosstanovlenija, mediko-jekologicheskie problemy) / A.A. Oborin, V.T. Hmurchik, S.A. Ilarionov i dr. – Perm': Izd-vo Perm. gos. un-t, 2008. – 511 s.
6. Bioremediation of Petroleum Hydrocarbons in Cold Regions / Edited by Dennis M. Filler, Ian Snape and David L. Barnes. – Cambridge University Press, 2008. – 273 r.
7. Drugov Ju.S., Rodin A.A. Jekologicheskie analizy pri razlivah nefti i nefteproduktov. – M.: BINOM. Laboratorija znaniy, 2007. – 270 s.
8. Neftezagrijaznenie pochvogruntov i donnyh otlozhenij na territorii Jakutii (sostav, rasprostranenie, transformacija): monografija / Ju.S. Gljaznecova, I.N. Zueva, O.N. Chalaja, S.H. Lifshic. – Jakutsk: Ahsaan, 2010. – 160 s.
9. Rukovodstvo po analizu bitumov i rassejannogo organicheskogo veshhestva gornyh porod / Pod red. V.A. Uspenskogo, K.F. Rodionovoj, A.I. Gorskoj, A.P. Shishkovoij. – L.: Nedra. Leningradskoe otdelenie, 1966. – 315 s.

© С. Х. Лифшиц, Ю. С. Глязнецова, О. Н. Чалая, И. Н. Зуева, 2018

ГЕОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ СУХАНСКОГО СЕДИМЕНТАЦИОННОГО БАССЕЙНА

Владимир Аркадьевич Каширцев

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, доктор геолого-минералогических наук, член-корреспондент РАН, главный научный сотрудник лаборатории геохимии нефти и газа, тел. (383)335-64-23, e-mail: KashircevVA@ipgg.sbras.ru

Татьяна Михайловна Парфенова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории геохимии нефти и газа, тел. (383)330-26-76, e-mail: ParfenovaTV@ipgg.sbras.ru

Лев Маркович Бурштейн

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, доктор геолого-минералогических наук, зав. лабораторией теоретических основ прогноза нефтегазоносности, тел. (383)363-80-34, e-mail: BurshteinLM@ipgg.sbras.ru

Сергей Александрович Моисеев

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, зав. лабораторией геологии нефти и газа Сибирской платформы, тел. (383)306-63-70, e-mail: MoiseevSA@ipgg.sbras.ru

Алексей Андреевич Дешин

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, младший научный сотрудник лаборатории теоретических основ прогноза нефтегазоносности, тел. (383)363-80-34, e-mail: DeshinAA@ipgg.sbras.ru

Кирилл Васильевич Долженко

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, младший научный сотрудник лаборатории геохимии нефти и газа, тел. (913)012-70-96, e-mail: DolzhenkoKV@ipgg.sbras.ru

Дмитрий Сергеевич Мельник

Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, студент; Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, лаборант лаборатории палеонтологии и стратиграфии докембрия, тел. (993)010-03-17, e-mail: mds7456@mail.ru; MelnikDS@ipgg.sbras.ru

Нефтематеринские формации Суханского осадочного бассейна представлены двумя основными высокоуглеродистыми (битуминозными) свитами. Хатыспытская свита венда на северо-восточной переклинали Оленекского поднятия сложена темными, почти черными битуминозными тонкослоистыми известняками и сланцами. Содержание органического угле-

рода в битуминозных известняках достигает 0,5–0,6 %, повышаясь в горючих сланцах до 14 %. Западная граница распространения свиты в бассейне не известна. Геологические и геохимические предпосылки дают основание считать, что венд-нижнекембрийское Восточно-Анабарское скопление битумов обязано своим формированием хатыспытской свите.

Куонамская высокоуглеродистая свита нижнего и среднего кембрия распространена по периферии Суханского осадочного бассейна. Ее присутствие на большей части бассейна сомнений не вызывает. Повсеместно глинисто-карбонатные и кремнистые породы свиты (25–65 м) обогащены органическим веществом, содержание которого достигает 30 % от массы породы. Месторождений нефтей или битумов, связанных с реализацией генерационного потенциала куонамской свиты, на Сибирской платформе пока не обнаружено. Существуют лишь предположения об ее участии в формировании нефте- и битумопроявлений Силигир-Мархинского вала. Следует особо отметить, что на большей части Суханского бассейна, в том числе в его приосевой части, нефте- и битумопроявлений не встречено, что свидетельствует о достаточно хорошей закрытости недр и возможности формирования здесь различных по масштабу скоплений углеводородов.

Ключевые слова: Сибирская платформа, Суханский бассейн, нефть, природные битумы, высокоуглеродистые битуминозные породы.

GEOLOGICAL AND GEOCHEMICAL PREREQUISITES OF PETROLEUM POTENTIAL OF THE SUKHANSK SEDIMENTARY BASIN

Vladimir A. Kashirtsev

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptyug St., Novosibirsk, 630090, Russia, D. Sc., Corresponding Member of RAS, Chief Researcher, Laboratory of Geochemistry of Oil And Gas, phone: (383)335-64-23, e-mail: KashirtsevVA@ipgg.sbras.ru

Tatyana M. Parfenova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptyug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Senior Researcher, Laboratory of Geochemistry of Oil And Gas, phone: (383)330-26-76, e-mail: ParfenovaT.M.@ipgg.sbras.ru

Lev M. Burshteyn

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptyug St., Novosibirsk, 630090, Russia, D. Sc., Head of Laboratory of Theoretical Bases of Oil and Gas Potential of the Forecast, phone: (383)335-80-34, e-mail: BurshteinLM@ipgg.sbras.ru

Sergey A. Moiseev

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptyug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Head of Laboratory of Petroleum Geology of Siberian Platform, phone: (383)306-63-70, e-mail: MoiseevSA@ipgg.sbras.ru

Aleksey A. Deshin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptyug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Junior Researcher, Laboratory of Theoretical Bases of Oil and Gas Potential of the Forecast, phone: (383)335-80-34, e-mail: DeshinAA@ipgg.sbras.ru

Kirill V. Dolzhenko

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptyug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Junior Researcher, Laboratory of Geochemistry of Oil And Gas, phone: (913)012-70-96, e-mail: DolzhenkoKV@ipgg.sbras.ru

Dmitry S. Melnik

Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, Student; Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptyug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Laboratory of Precambrian Paleontology and Stratigraphy, phone: (993)010-03-17, e-mail: mds7456@mail.ru; MelnikDS@ipgg.sbras.ru

The oil source rocks of the Sukhansk sedimentary basin are represented by two carbon-rich (bituminous) formations. The Khatyspyt Formation (Vendian) in the north-east of the Olenek uplift is composed of dark limestones and shales. The organic carbon content of bituminous limestones is up to 0.5–0.6 %, reaching 14 % in oil shales. The western border of the formation in the basin is not known. Geological and geochemical data indicate that the East Anabar (Vendian-Lower Cambrian) bitumen accumulation was generated by the Khatyspyt Formation.

The Lower-Middle Cambrian Kuonamka carbon-rich formation occurs along margins of the Sukhansk sedimentary basin. The presence of this formation is recognized over much of the basin area. The content of organic matter of shales, carbonates, and siliceous rocks of this formation (25–65 m) reaches 30 % of the rock. No accumulations of oils or bitumens generated by Kuonamka source rocks on the Siberian Platform have been found yet. Currently, it can only be hypothesized that oil and bitumen of the Siligir-Markha belt were generated by the Kuonamka source rocks. It should be noted that the absence of oil and bitumen shows over a large part of the Sukhansk basin, including its axial part, suggests a fairly well preservation of hydrocarbon accumulations of different sizes.

Key words: Siberian platform, Sukhansk basin, crude oil, natural bitumen, carbon-rich bituminous formations.

Введение

Поиск генетических связей между залежами нефтей (битумов) и нефтематеринскими породами докембрийского и кембрийского возраста является одной из актуальных проблем региональной оценки нефтегазоносности северо-восточной окраины Сибирской платформы. В частности эта проблема касается крупной отрицательной структуры – Суханского осадочного бассейна, который в геологической литературе нередко носит название впадины [7]. Этот бассейн (около 500 км в поперечнике и около 1 000 км в длину) на западе ограничен склоном Анабарского свода, на севере и востоке – серией локальных поднятий (Уджинское, Оленекское, Куойско-Далдынское, Мунское), на юге граничит с Сюгджерской седловиной. Платформенный чехол сложен осадочными образованиями рифея, венда и кембрия мощностью до 6 км. Наибольшая мощность отложений сосредоточена в приосевой части бассейна (Уджинский авлакоген).

Характерной особенностью Суханского бассейна является целая серия крупных битумных скоплений и нефтепроявлений по его периферии как на восточном склоне Анабарского свода, так и на западных крыльях локальных поднятий (рис. 1). На южном замыкании бассейна известны природные битумы и нефтепроявления в пределах Силигир-Мархинского вала и в районе кимберлитовой трубки «Удачная».

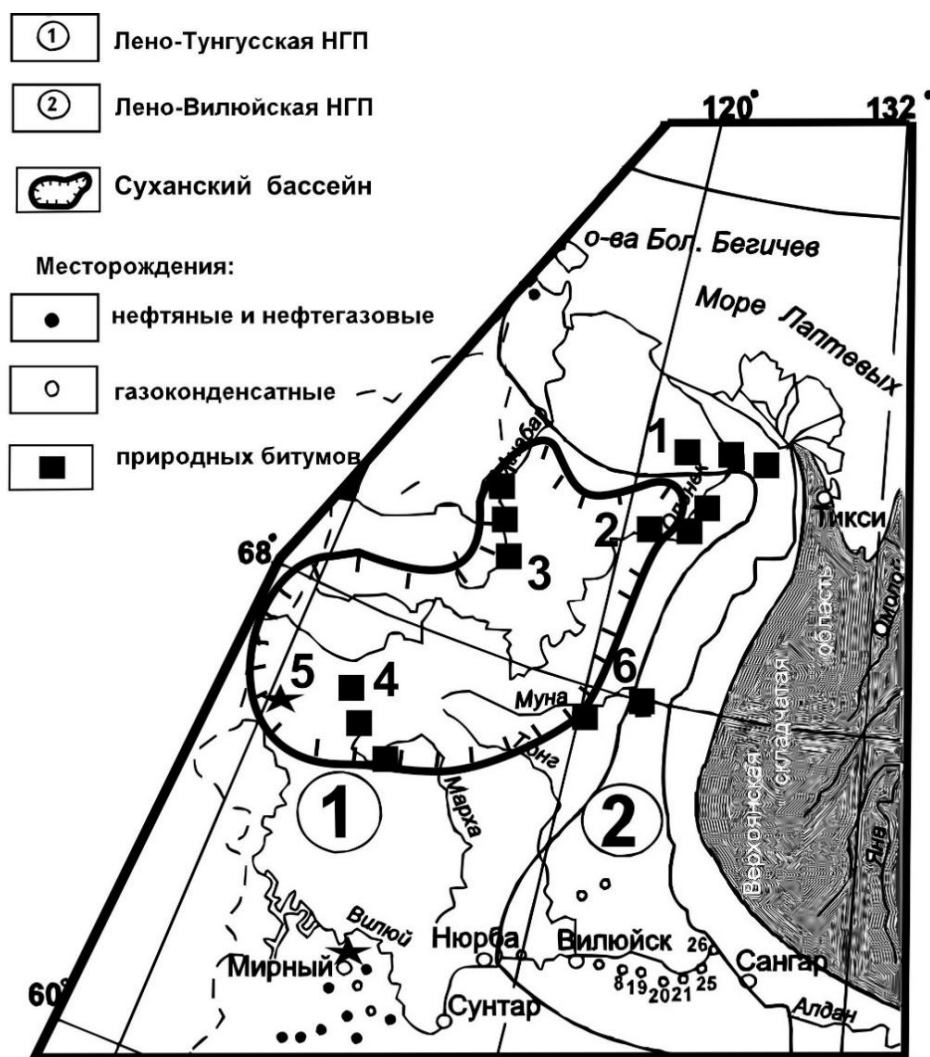


Рис. 1. Месторождения нефти, газовых конденсатов и природных битумов на северо-востоке Сибирской платформы. Выделен Суханский седиментационный бассейн

Материалы и методы исследований

Образцы битуминозно-карбонатной хатыспытской свиты венда собраны на территории Оленекского поднятия. Строение этих отложений и условия среды обитания неопротерозойских организмов опубликованы в ряде работ [1, 5, 12, 8]. Большая коллекция высокоуглеродистых глинистых, карбонатно-глинистых и кремнисто-глинистых пород куонамской свиты и ее аналогов (куонамский комплекс) нижнего, среднего кембрия была собрана авторами в течение многих лет из естественных обнажений и неглубоких поисковых и гидрогеологических скважин на территории востока Сибирской платформы (от юго-восточного склона Анабарской антеклизы до северного склона Алданской антеклизы). В опубликованной литературе есть сведения о строении разрезов комплекса, пиролитических характеристиках пород, составе насыщенных молекул-

биомаркеров, ароматических, серо- и азотсодержащих органических соединений [2–4, 6, 7]. Материалы по месторождениям природных битумов периферии Суханского бассейна обобщены в работах [1, 9]. Методы геохимических исследований, принятые в ИНГГ СО РАН, опубликованы [5].

Обсуждение результатов

Нефтематеринские комплексы Суханского осадочного бассейна представлены двумя основными высокоуглеродистыми свитами. Хатыспытская свита венда (эдиакарий) известна на северо-западном склоне Оленекского поднятия и хорошо обнажена в бассейне реки Хорбусуонки. В основании хатыспытской свиты залегают кварцевые конгломераты, гравелиты и песчаники. Вышележащая часть свиты (90–100 м) сложена темными, почти черными битуминозными тонкослоистыми известняками, содержащими линзы темных массивных тонкозернистых известняков и редкие прослои аргиллитов. Содержание органического углерода в битуминозных известняках достигает 0,5–0,6 %, повышаясь в сланцах до 14 %. Западная граница распространения свиты в бассейне не определена. Геологические и геохимические данные дают основание считать, что венд-кембрийское Восточно-Анабарское скопление битумов протяженностью около 200 км обязано своим формированием материнским отложениям хатыспытской свиты, т. е. последняя протягивается от Оленекского поднятия далеко на запад за осевую часть бассейна.

Высокоуглеродистые отложения нижнего и среднего кембрия на рассматриваемой территории обычно выделяются в ранге куонамской свиты и распространены на поверхности по периферии Суханского осадочного бассейна (рис. 2, 3).

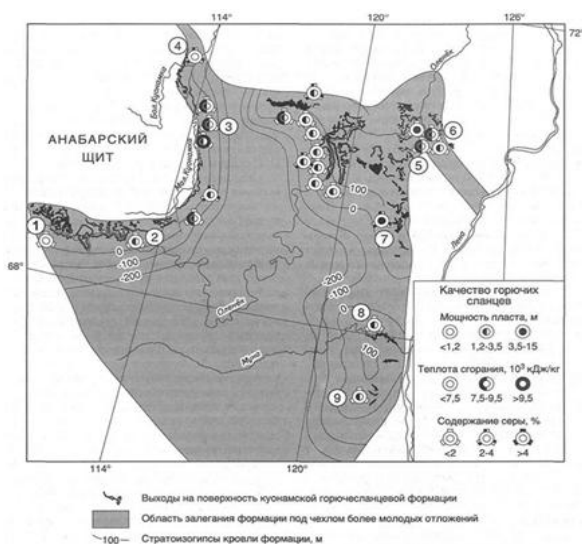


Рис. 2. Область распространения куонамского комплекса на территории Суханского бассейна

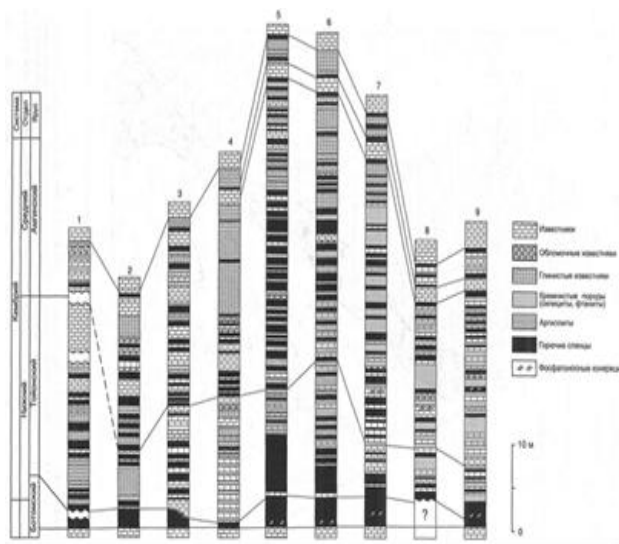


Рис. 3. Основные разрезы куонамского комплекса (номера соответствуют положению на рис. 2)

Присутствие свиты на большей центральной части бассейна сомнений не вызывает. В рассматриваемом регионе куонамский комплекс (свита) относится к Оленекской фациальной области открытого морского бассейна, которая на юго-западе ограничивается полосой рифовых массивов. Повсеместно глинистые, карбонатные и кремнистые породы свиты (25–65 м) обогащены органическим веществом, содержание которого достигает 30 % от массы породы. В основании разреза куонамская свита обогащена V, Ni, U и фосфатами. Месторождений нефтей или битумов, связанных с реализацией генерационного потенциала куонамской свиты на северо-востоке Сибирской платформе, пока не обнаружено. Существуют лишь предположения об ее участии в формировании нефте- и битумопроявлений Силигир-Мархинского вала и кимберлитовой трубки Удачная.

Природные битумы венда-нижнего кембрия. Геологические и геохимические данные свидетельствуют, что с хатыспытским битуминозно-карбонатным комплексом можно вполне уверенно связать образование Центрально-Оленекского и Восточно-Анабарского скоплений (месторождений) природных битумов. Одним из наиболее убедительных геологических критериев связи залежей перечисленных месторождений с хатыспытским комплексом является их стратиграфическое положение непосредственно выше по разрезу в туркутских доломитах и нижнекембрийских базальных песчаниках и гравелитах.

Центрально-Оленекское месторождение (см. рис. 1, № 2) расположено к западу от выходов экинской серии раннепротерозойского фундамента Оленекского свода. Здесь в бассейнах рек Керсюке и Хорбусуонка на хатыспытской свите залегают вендские водорослевые доломиты туркутской свиты с битумопроявлениями в кавернозных разностях в основании и в кровле. Основная масса битумов сосредоточена в базальных песчаниках и гравелитах шигаргалахской свиты, перекрывающих со стратиграфическим несогласием кавернозные водорослевые доломиты. Залежи экранируются аргиллитами кесюсинской свиты. Концентрации битума зависят от фильтрационно-емкостных свойств гравелитов и песчаников, но обычно не превышают 2 % вес.

Восточноанабарское месторождение (см. рис. 1, № 3) на восточном крыле Анабарского свода прослежено на расстоянии около 200 км по поверхностным выходам насыщенных битумом горизонтов венда и нижнего кембрия в бассейне рек Малая и Большая Куонамка. Вендский битумоносный горизонт, приуроченный к доломитам эрозионной зоны предкембрийского выветривания мощностью от 2 до 17 м. Средняя пористость карбонатов 9–13 %, содержание битума в породах от 0,7 до 2,2 вес. %. В разрезе маныкайской свиты нижнего кембрия (чабурский горизонт) выделяется несколько битумоносных горизонтов общей мощностью до 50 м и содержаниями битума до 3,5 вес. %.

Природные битумы среднего и верхнего кембрия. Силигир-Мархинское скопление битумов (см. рис. 1, № 4). Наиболее крупная зона битумонакопления в отложениях силигирской свиты среднего кембрия и в верхнем кембрии на южном склоне Анабарской антеклизы установлена в бассейне верхнего течения Силигира и Мархи (рис. 4). Проявления битумов группируются в полосу шириной 40–50 км

и протяженностью 210 км, ориентированную в северо-западном направлении. В естественных обнажениях битумы образуют натеки по плоскостям наложения и многочисленным трещинам, заполняют поры и каверны, межзерновое пространство в известняках, обладающих пористостью более 6–8 %. Суммарные запасы битумов Силигир-Мархинского поля оцениваются в 2 млрд т.

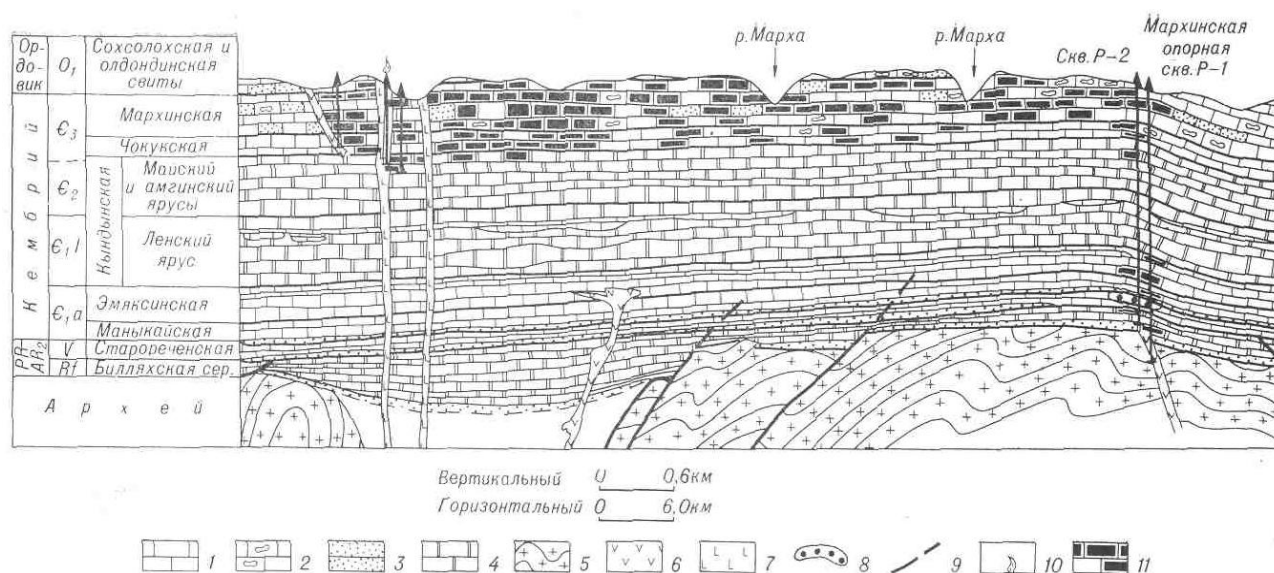


Рис.4. Схематический литолого-структурный профиль через Силигир-Мархинское битумное поле (по К. К. Макарову):

1 – известняки; 2 – внутриформационные конгломераты; 3 – песчаники; 4 – доломиты; 5 – гранито-гнейсы; 6 – породы трапповой формации; 7 – кимберлиты; 8 – нефтяной пласт; 9 – разломы; 10 – притоки газа из скважины; 11 – битумные пласты

Нефте- и битумопроявления в районе кимберлитовой трубки «Удачная» (Далдыно-Алакитский район). Многочисленные нефте-битумопроявления во вмещающих породах и рудном теле тр. Удачная известны более 20 лет. Во многих гидрогеологических скважинах высоковязкие нефти поступали одновременно с водой из-под зоны многолетней мерзлоты. Распределение нефтебитумопроявлений по площади и разрезам скважин очень сложное, верхний их уровень начинается с первых десятков метров и во многих скважинах фиксируется до забоя. Нефте- и битумонасыщенность зафиксирована во всех гидрогеологических скважинах, окружающих кимберлитовые тела.

Органическая геохимия нефтематеринских пород и природных битумов, корреляция по биомаркерным параметрам. Сравнительные исследования состава и распределения углеводородов органического вещества автохтонных битумоидов из вендских битуминозных известняков хатыспытской свиты и венд-кембрийских природных битумов восточного склона Анабарской антеклизы и Оленекского поднятия выявили чрезвычайно близкое сходство их геохимических параметров, свидетельствующее о безусловном генетическом родстве. Соотношение основных изопреноидов (пристана и фитана) в большинстве изу-

ченных проб близко к 1, значения отношений изомеров гопана C_{27} (Ts/Tm) лежат в интервале 0,45–0,55, максимум распределения стеранов (более 50 %) приходится на этилхолестан. Известно, что $\delta^{13}C$ исследуемых битумов и ОВ хатыспытской свиты равны минус 30–32 ‰ [1]. Но самым существенным геохимическим параметром для всех проанализированных проб этого возраста является чрезвычайно высокое содержания гаммацера (Ga) (рис. 5), не характерное как для куонамского горючесланцевого комплекса, так и для всех других средне-верхнекембрийских нефтепроявлений и природных битумов Суханского бассейна. Высокие концентрации гаммацера типичны для бассейнов с повышенной соленостью вод при формировании эвапоритовых или карбонатных отложений [10].

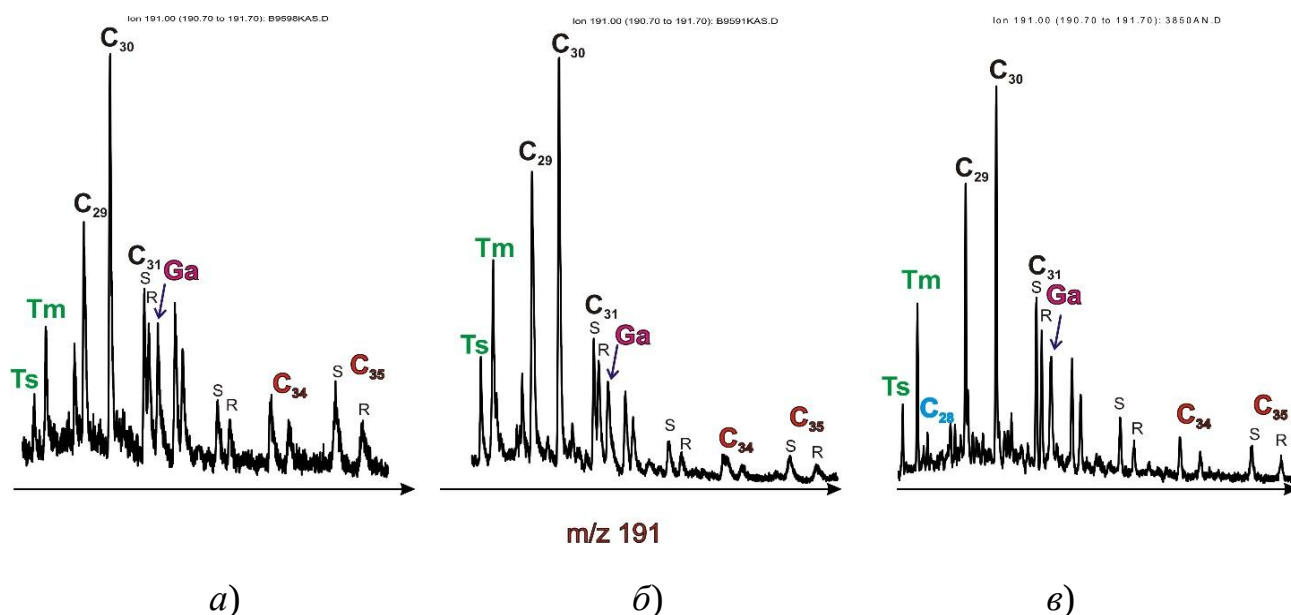


Рис. 5. Масс-фрагментограммы по m/z 191 гопановых углеводородов битумов: а) из битумоидов хатыспытской р. Хорбусуонка; б) Оленекского битумного скопления; в) Восточно-Анабарского битумного скопления; Ga – гаммацера

Заключение

Геохимические показатели вендских и кембрийских горючесланцевых отложений достаточно отчетливо разнятся по содержанию органического вещества, распределению терпановых молекул-биомаркеров, ванадил-порфиринов и др. Вместе с тем по пиролитическим показателям, биомаркерам (Ts/Tm, фенантреновый индекс и т.п.) можно утверждать, что обе нефтематеринские толщи, даже на периферии Суханского бассейна, вошли в главную зону нефтеобразования [11, 13, 14], а в наиболее прогнутых его частях генерировали существенные количества углеводородов, о чем свидетельствуют многочисленные нефтепроявления и скопления природных битумов. Следует особо отметить, что в центральной части Суханского бассейна поверхностных нефте- и битумо-

проявлений не выявлено, что может свидетельствовать о достаточно хорошей закрытости недр и возможности открытия здесь различных по масштабу скоплений нефти и газа.

Полученные научные и практические результаты, способствующие организации региональных поисково-разведочных работ на территории Суханского бассейна, принесут пользу для экономического и социального развития Республики Саха (Якутия) и в целом для Российской Федерации.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Каширцев В. А. Органическая геохимия нафтидов востока Сибирской платформы. – Якутск : ЯФ Изд-ва СО РАН, 2003. – 160 с.
2. Конторович А. Э., Парфенова Т. М., Иванова Е. Н. Ароматические углеводороды-биомаркеры и дибензотиофены в битумоидах куонамской свиты (северо-восток Сибирской платформы) // Доклады Академии Наук. – 2005. – Т. 402, № 6. – С. 804–806.
3. Мин Р. С., Сагаченко Т. А., Каширцев В. А., Чалая О. Н., Кучкина А. Ю. Гетероароматические соединения битумоидов горючесланцевой формации кембрия (восток Сибирской платформы) // Нефтехимия. – 2009. – Т. 49, № 6. – С. 469–472.
4. Парфенова Т. М., Бахтуров С. Ф., Шабанов Ю. Я. Органическая геохимия нефтепроизводящих пород куонамской свиты кембрия (восток Сибирской платформы) // Геология и геофизика. – 2004. – Т. 45 (7). – С. 911–923.
5. Парфенова Т. М., Кочнев Б. Б., Наговицин К. Е., Иванова Е. Н., Каширцев В. А., Конторович А. Э. Геохимия органического вещества хатыспытской свиты (венд, северо-восток Сибирской платформы) // Успехи органической геохимии: Материалы Всерос. науч. конф. (11–15 окт. 2010 г.). – Новосибирск : ИНГГ СО РАН, 2010. – С. 265–268.
6. Парфенова Т. М. Геохимия серы и сернистых соединений куонамского комплекса нижнего и среднего кембрия (восток Сибирской платформы) // Георесурсы. – 2017. – № 1. – С. 45–51.
7. Тектоника, геодинамика и металлогения территории Республики Саха (Якутия). – М. : «Наука, Интерпериодика», 2001. – 571 с.
8. Cui H., Grazhdankin D. V., Xiao S., Peek S., Rogov V. I., Bykova N. V., Sievers N. E., Liu X.-M., Kaufman A. J. Redox-dependent distribution of early macro-organisms: Evidence from the terminal Ediacaran Khatyspyt Formation in Arctic Siberia // Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology. – 2016. – V. 461. – P. 122–139.
9. Kashirtsev V. A., Hein F. J. Overview of Natural Bitumen Fields of the Siberian Platform, Olenek Uplift, Eastern Siberia, Russia // Heavy-oil and Oil-sand Petroleum Systems in Alberta and Beyond. AAPG. – 2013. – P. 509–529.
10. Peters K. E., Walters C. C., Moldowan J. M. The biomarker guide. – New York, Cambridge University Press, 2005. – 2nd ed. – V. 2. – 1155 p.
11. Radke M., Welte D. H., Willsch H. Maturity parameters based on aromatic hydrocarbons: Influence of the organic matter type // Organic Geochemistry. – 1986. – V. 10. – P. 51–63.
12. Rogov V. I., Karlova G. A., Marusin V. V., Kochnev B. B., Nagovitsin K. E., Grazhdankin D. V. Duration of the first biozone in the Siberian hypostratotype of the Vendian // Russian Geology and Geophysics. – 2015. – V. 56. – P. 573–583.
13. Tissot B. P., Welte D. H. Petroleum Formation and Occurrence. – Springer-Verlag, Berlin-Heidelberg, New York, 1984. – 538 p.
14. Welte, D. H. Horsfield B., Baker D. R. Petroleum and basin evolution. Insights from petroleum geochemistry, geology and basin modeling. – Springer, Berlin, New York, 1997. – 535 p.

REFERENCES

1. Kashircev V. A. Organicheskaya geohimiya naftidov vostoka Sibirskoj platformy. – Yakutsk : YaF Izd-va SO RAN, 2003. – 160 s.
2. Kontorovich A. E., Parfenova T. M., Ivanova E. N. Aromaticheskie uglevodorodnyye biomarkery i dibenzotiofeny v bitumoidah kuonamskoj svity (severo-vostok Sibirskoj platformy) // Doklady Akademii Nauk. – 2005. – T. 402. – № 6. – S. 804–806.
3. Min R. S., Sagachenko T. A., Kashircev V. A., Chalaya O. N., Kuchkina A. Yu. Geteroaromaticheskie soedineniya bitumoidov goryucheshlancevoj formacii kembriya (vostok Sibirskoj platformy) // Neftekhimiya. – 2009. – T. 49. – № 6. – S. 469–472.
4. Parfenova T. M., Bahturov S. F., Shabanov Yu. Ya. Organicheskaya geohimiya nefteproizvodyashchih porod kuonamskoj svity kembriya (vostok Sibirskoj platformy) // Geologiya i geofizika. – 2004. – T. 45 (7). – S. 911–923.
5. Parfenova T. M., Kochnev B. B., Nagovitsin K. E., Ivanova E. N., Kashircev V. A., Kontorovich A. E. Geohimiya organicheskogo veshchestva hatyspytskoj svity (vend, severo-vostok Sibirskoj platformy) // Uspekhi organicheskoy geohimii: Materialy Vseros. nauch. konf. (11–15 okt. 2010 g.). – Novosibirsk : INGG SO RAN, 2010. – S. 265–268.
6. Parfenova T. M. Geohimiya sery i sernistykh soedinenij kuonamskogo kompleksa nizhnego i srednego kembriya (vostok Sibirskoj platformy) // Georesursy. – 2017. – № 1. – S. 45–51.
7. Tektonika, geodinamika i metallogeniya territorii Respubliki Saha (Yakutiya). – M. : «Nauka, Interperiodika», 2001. – 571 s.
8. Cui H., Grazhdankin D. V., Xiao S., Peek S., Rogov V. I., Bykova N. V., Sievers N. E., Liu X.-M., Kaufman A. J. Redox-dependent distribution of early macro-organisms: Evidence from the terminal Ediacaran Khatyspyt Formation in Arctic Siberia // Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology. – 2016. – V. 461. – P. 122–139.
9. Kashirtsev V. A., Hein F. J. Overview of Natural Bitumen Fields of the Siberian Platform, Olenek Uplift, Eastern Siberia, Russia // Heavy-oil and Oil-sand Petroleum Systems in Alberta and Beyond. AAPG. – 2013. – P. 509–529.
10. Peters K. E., Walters S. C., Moldowan J. M. The biomarker guide. – New York, Cambridge University Press, 2005. – 2nd ed. – V. 2. – 1155 p.
11. Radke M., Welte D. H., Willsch H. Maturity parameters based on aromatic hydrocarbons: Influence of the organic matter type // Organic Geochemistry. – 1986. – V. 10. – P. 51–63.
12. Rogov V. I., Karlova G. A., Marusin V. V., Kochnev B. B., Nagovitsin K. E., Grazhdankin D. V. Duration of the first biozone in the Siberian hypostratotype of the Vendian // Russian Geology and Geophysics. – 2015. – V. 56. – P. 573–583.
13. Tissot B. P., Welte D. H. Petroleum Formation and Occurrence. – Springer-Verlag, Berlin-Heidelberg, New York, 1984. – 538 p.
14. Welte, D. H. Horsfield B., Baker D. R. Petroleum and basin evolution. Insights from petroleum geochemistry, geology and basin modeling. – Springer, Berlin, New York, 1997. – 535 p.

© В. А. Каширцев, Т. М. Парфенова, Л. М. Буриштейн,
С. А. Мусеев, А. А. Дешин, К. В. Долженко, Д. С. Мельник, 2018

ОЦЕНКА СХОДСТВА ПОВЕРХНОСТЕЙ СЛОЕВ С ТИПОВЫМИ ГЕОМОРФОЛОГИЧЕСКИМИ И ТЕКТОНИЧЕСКИМИ ФОРМАМИ

Владимир Валентинович Лапковский

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, тел. (383)306-63-70, e-mail: lapkovskiivv@ipgg.sbras.ru

Предлагается вычислять меру похожести поверхностей слоев и современного рельефа на одну из элементарных форм: уступ, тальвег, гребень, бровка террасы, тыловой шов террасы. Мера сходства определяется в процессе вращения элементарной формы вокруг вертикальной оси при ее наилучшем совпадении с реальной поверхностью. Представлены результаты по анализу рельефа района ленточных боров южной части Западной Сибири и для выявления разрывных нарушений по данным кубов МОГТ на Медвежьем месторождении.

Ключевые слова: сходство форм, анизотропные палетки, геоморфологические формы, тектонические формы, обнаружение разломов.

ESTIMATION OF THE SIMILARITY OF LAYERS SURFACES WITH TYPICAL GEOMORPHOLOGICAL AND TECTONIC FORMS

Vladimir V. Lapkovsky

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., phone: (383)306-63-70, e-mail: lapkovskiivv@ipgg.sbras.ru

It is proposed to calculate the measure of the similarity of the surfaces of the layers and the modern relief to one of the elementary forms: the ledge, the thalweg, the crest, the edge of the terrace, the rear seam of the terrace. The measure of similarity is determined in the process of rotation of the elementary form around the vertical axis, with its best coincidence with the real surface. The results are presented for relief analyses of southern part of Western Siberia and for seismic data.

Key words: similarity of forms, anisotropic pallets, geomorphological forms, tectonic forms, fault detection.

При анализе современного рельефа или погребенных слоев важно с единых позиций формально устанавливать границы структурных элементов и оценивать степень их похожести на простые типовые формы. Решение этой задачи может достигаться вычислением мер сходства фрагментов исследуемых поверхностей с одним из пяти типов вращающихся анизотропных палеток (рис. 1).

Такая оценка выполняется следующим образом: выбирается шаблон (палетка), для которой задается горизонтальный размер – радиус. Центр шаблона последовательно совмещается со всеми узлами анализируемой числовой модели поверхности. Затем вычисляется степень его похожести на покрытый им фрагмент поверхности. В качестве меры похожести принят коэффициент корреляции между анализируемой поверхностью и палеткой. При этом мера похожести оказывается различной при вращении шаблона вокруг вертикальной оси,

соответственно можно найти положение лучшего совпадения и значение коэффициента корреляции для лучшего совпадения. Эта величина, умноженная на масштабный коэффициент, определяемый диапазоном изменения амплитуд анализируемой поверхности в окрестности вращающегося шаблона, и является результирующим индикатором.

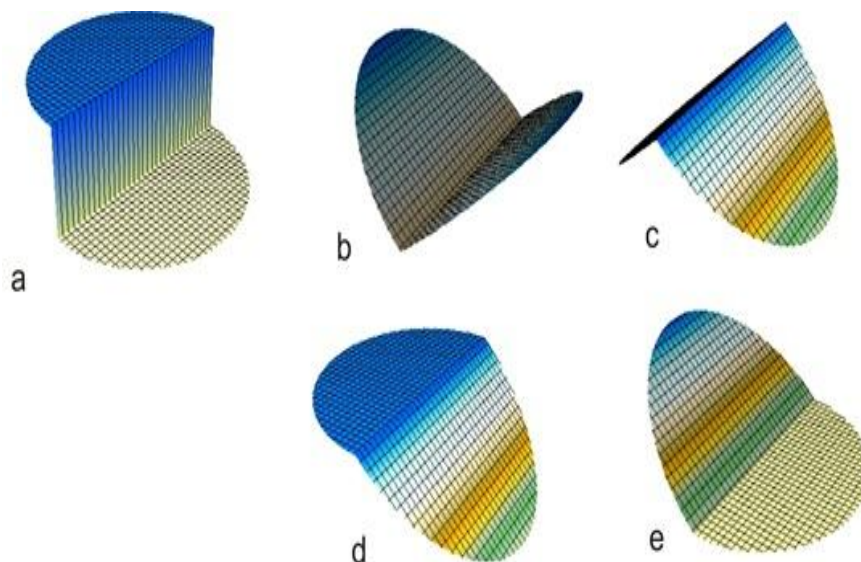


Рис. 1. Типы вращающихся анизотропных палеток:

а) уступ, б) тальвег, с) гребень, д) бровка террасы, е) тыловой шов террасы

В качестве примера применения метода вращающихся анизотропных палеток к анализу форм рельефа приведем результаты вычислений для части территории Алтайского края и Новосибирской области, где растут реликтовые ленточные боры. Они протягиваются на расстояние до 400 километров и ориентированы с северо-востока на юго-запад по сети стока, вызванного таянием ледников последнего оледенения. Большое количество песчаного материала в руслах водотоков создало благоприятные условия для произрастания здесь сосны.

В геоморфологическом отношении это ложбины с небольшими речками и цепочками озер и разделяющие их гряды. Обращает на себя внимание их линейность, субпараллельность и чередование на выдержанном расстоянии. Здесь находится зона сочленения глыбово-складчатых сооружений горной системы Алтая и Западно-Сибирской эпигерцинской платформы. На схеме новейшей тектоники Алтая, представленной в работе [1] в этой области показан левосторонний сдвиг-всброс, простираение сместителя которого, близко к линейным структурам рельефа данной территории. Учитывая, что речные системы часто закладываются по зонам тектонических нарушений, такое совпадение представляется естественным.

С этих позиций (существование современного регионального сдвига-всброса и окружающих его деформаций) оценим результаты вычислений, представленные на рис. 2.

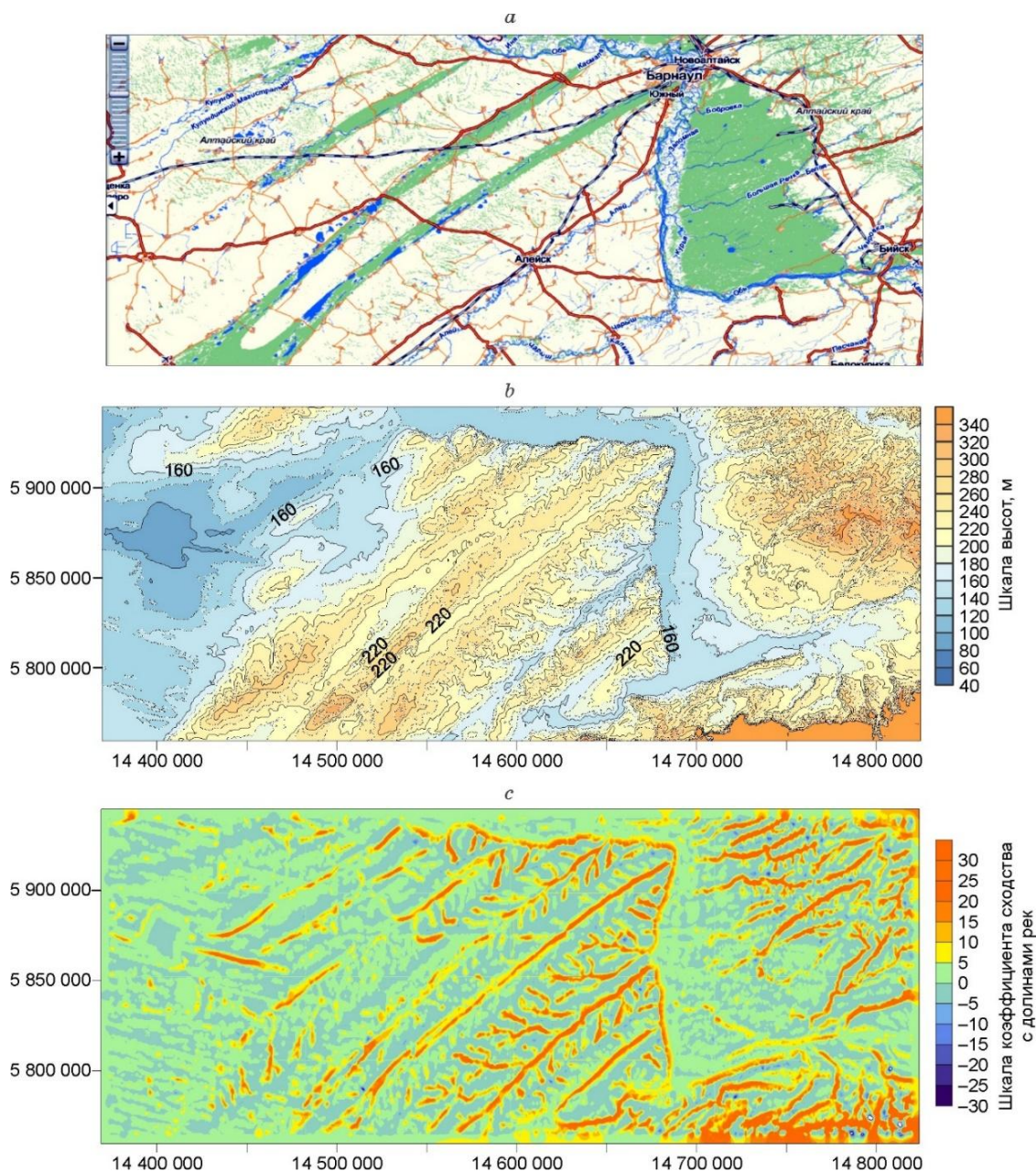


Рис. 2. Рельеф зоны ленточных боров Алтая и карта коэффициентов сходства с речными долинами:

а) копия фрагмента цифровой географической карты района; б) карта изолиний цифровой модели рельефа; в) карта коэффициентов подобия, построенная по цифровой модели рельефа

Для лучшего ориентирования на рис. 2, а показана географическая карта местности с нанесенными на ней основными населенными пунктами, дорогами, руслами рек, озерами и лесными массивами. Карта 2б – показывает современный рельеф. Это поле высот позволило вычислить с помощью асимметричной вращающейся палетки характеристическую функцию локальной похожести данного поля на формы рельефа типа тальвег – карта 2с. Высокие значения данной функции точно соответствуют положению речных долин.

Этот результат не является банальным по следующей причине. Безусловно, все долины видны и на карте изолиний исходного рельефа, но само значение высоты не может быть функцией, характеризующей принадлежность точки местности к типу рельефа – днищу долины.

Кроме того, есть особенности, которые не слишком бросаются в глаза на рис. 2, *b*, но которые хорошо заметны на рис. 2, *c*. Это система линеаментов, имеющих достаточно выдержанное простирание около 100 градусов. Данная система относительно мелких тальвегов особенно заметна юго-западнее Алейска.

Известно, что при образовании крупных сдвигов возникают оперяющие (касательные), разрывные нарушения более мелкого порядка [2, 3]. В приведенных статьях также показано, что в зависимости от времени формирования оперяющих разломов относительно времени хрупкого разрушения среды в главном разломе эти оперяющие системы имеют с ним различный угол. Возможно, отмеченные линеаменты являются проявлением в рельефе разломов, оперяющих региональные сдвиги.

Некоторые заметные линеаменты основного направления левобережья Оби можно проследить через широкую речную долину, заполненную современными осадками, на правый берег в район южной части Приобского поднятия. Это также является косвенным свидетельством того, что речные долины данного ранга связаны с тектонически нарушенными зонами, а не являются исключительно поверхностными образованиями.

Выделяется необычная, почти горизонтальная линейная зона изменения значений поля в центральной части карты 2с. Возможно, она связана с одним из разломов, который не принадлежит ни к основной, ни к оперяющей системам. Этот объект практически не виден на исходной карте рельефа.

Выделение амплитудных разрывных нарушений

Одна из значимых задач структурной интерпретации сейсмических разрезов и кубов МОГТ – выделение разрывных нарушений. Для нефтегазоносных районов ее решение имеет как научное, так и прикладное значения. Понять, как развивался бассейн, и как в нем происходили процессы миграции флюидов, невозможно без выделения сети разрывных нарушений и оценки их проницаемости в различные периоды времени.

Для выделения разрывов по отражающим горизонтам часто строят карты поля модуля градиента или кривизны, на которых разрывы отслеживаются по зонам аномально высоких значений. Такой подход имеет один недостаток – поля производных очень чувствительны к высокочастотным компонентам и случайным погрешностям измерений. На картах градиентов, полученных из реальных сейсмических данных, даже на заметных разрывах значения градиента могут мало отличаться от влияния высокочастотных компонент поля. Если поле сглаживать или проводить высокочастотную фильтрацию, то это существенно изменяет его вид в области разрывов, которые необходимо обнаруживать. Эффективно данную задачу можно решать с помощью вращающейся палетки типа «уступ».

Рассмотрим возможности применения данного метода на примере интерпретации карт времен отражающих горизонтов Медвежьего месторождения.

Медвежье месторождение расположено на северо-востоке Западной Сибири и приурочено к линейно вытянутому антиклинальному поднятию. Именно с открытием в 1972 г. Медвежьего месторождения началась история освоения гигантских газовых ресурсов севера Западной Сибири. Здесь залежи газа, в основном, приурочены к сеноманским пластам, обладающим уникальными фильтрационно-емкостными свойствами. Открытая пористость, определенная в образцах керна, достигает 40 %, а среднее значение составляет 28,8 % [4].

Большое число разрывов отражающих горизонтов в пределах мезокайнозойского осадочного чехла выявляется и при автоматической трассировке фазовых особенностей волнового поля. Здесь желтыми линиями показаны наиболее выраженные разрывы, они проявляются в смещении осей синфазности. Амплитуда разрывов достигает 300 мс, что соответствует смещениям в первые сотни метров. Разрывы имеют сложные формы сместителей, иногда они группируются в широкие зоны, которые характеризуются уменьшением амплитуд волнового поля и хаотичностью его рисунка. Такие зоны, возможно, являются газо-проводящими каналами и их можно проследить от верхнеюрских до сеноманских отложений по характерным особенностям волнового поля.

Карта изохор, для отражающего горизонта по кровле баженовской свиты показана на рис. 3. Разрывные нарушения визуально проявляются здесь в виде серий уступов.

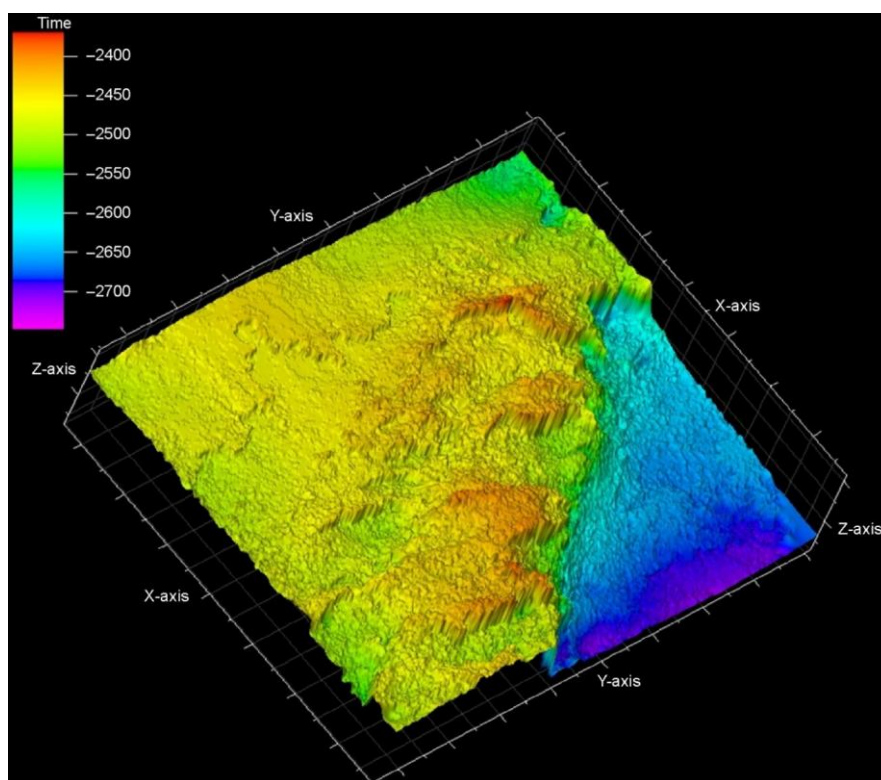


Рис. 3. Карта T_0 по отражающему горизонту Б – кровля баженовской свиты центральной части Медвежьего месторождения

Для трассировки контуров разрывов по площади месторождения могут использоваться различные карты вычисляемых параметров – углов наклона, модуля градиента, кривизны и др. Области высоких значений этих вычисляемых параметров рассматриваются как индикаторы существования разрывов. Это вполне естественно, но задача осложняется тем, что при создании карт дифференциальных характеристик случайные погрешности построения модели или высокочастотные компоненты поверхности вносят в результат заметный уровень шума.

Результат вычисления угла наклона показан на рис. 4, *a*. На рис. 4, *b* представлен результат вычисления коэффициента локального сходства поверхности с вращающейся палеткой типа уступа.

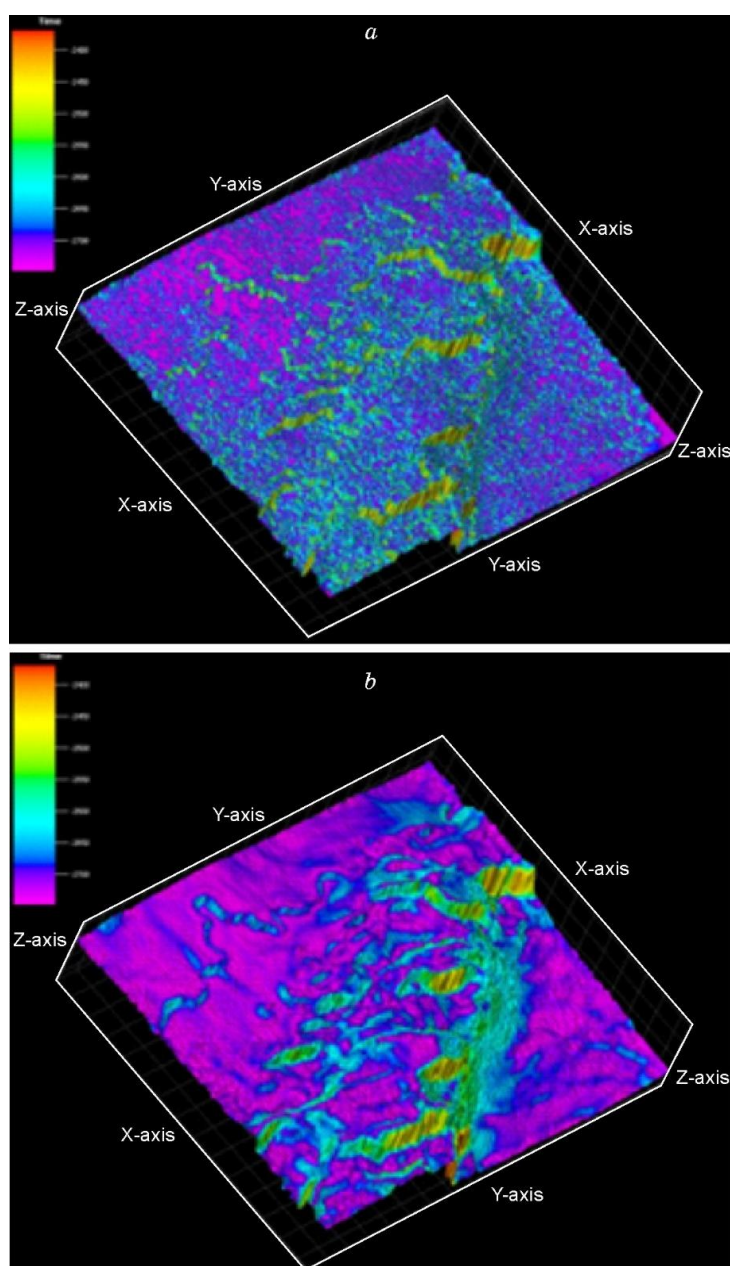


Рис. 4. Критерии выделения разрывов на поверхности отражающего горизонта:
a) величина угла наклона поверхности; *b*) сходство с вращающейся палеткой типа уступ

Результат, представленный на рис. 4, *b* лучше соответствует целям обнаружения разрывов поверхности, здесь отсутствуют хаотичные, аномально высокие значения, связанные не с реальными видимыми разрывами, а со случайными погрешностями в построении модели.

Представленные результаты позволяют констатировать: метод вычисления меры сходства с вращающимися анизотропными палетками позволяет обнаруживать те детали и особенности строения рельефа и поверхностей слоев, которые слабо различимы на гипсометрических моделях.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Новиков И. С. Морфотектоника Алтая. – Новосибирск : Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2004. – 313 с.
2. Осокина Д. Н., Яковлев Ф. Л., Войтенко В. Н. Изучение тектонического разрыва как объекта, объединяющего мега-трещину, ее поля (напряжений, деформаций) и вторичные структуры (тектонифизический анализ) // Проблемы тектонофизики к 40-летию создания М. В. Гзовским Лаборатории Тектонофизики в ИФЗ РАН. издание ИФЗ РАН, 2008. – С. 89–102
3. Стефанов Ю. П., Бакеев Р. А. Формирование «цветковых» структур разрушения при продольном сдвиге массива горных пород // 2-ая Российско-Китайская научная конференция «Нелинейные геомеханико-геодинамические процессы при отработке месторождений полезных ископаемых на больших глубинах». Сб. научных трудов. – Новосибирск : ИГД СО РАН, 2012. – С. 39–44.
4. Тер-Саркисов Р. М. Разработка месторождений природных газов. – М. : ОАО «Издательство "Недра"», 1999. – 659 с.

REFERENCES

1. Novikov I. S. Morfotektonika Altaya. // Novosibirsk: Izd-vo SO RAN, filial "Geo", 2004. – 313 s.
2. Osokina D. N, Yakovlev F. L., Vojtenko V. N. Izuchenie tektonicheskogo razryva kak ob"ekta, ob"edinyayushchego mega-treshchinu, ee polya (napryazhenij, deformacij) i vtorichnye struktury (tektonofizicheskij analiz). // Problemy tektonofiziki k 40-letiyu sozdaniya M.V. Gzovskim Laboratorii Tektonofiziki v IFZ RAN. izdanie IFZ RAN, 2008, – С. 89-102
3. Stefanov Yu. P., Bakeev R. A. Formirovanie «cvetkovykh» struktur razrusheniya pri prodol'nom sdvige massiva gornyh porod // 2-aya Rossijsko-Kitajskaya nauchnaya konferenciya «Nelinejnye geomekhaniko-geodinamicheskie processy pri otrabotke mestorozhdenij poleznyh iskopaemyh na bol'shih glubinah». Sb. nauchnyh trudov. g. Novosibirsk: IGD SO RAN, 2012. – S. 39–44.
4. Ter-Sarkisov P.M. Razrabotka mestorozhdenij prirodnyh gazov. // M. ОАО "Izdatel'stvo "Nedra", 1999. – 659 s.

© В. В. Лапковский, 2018

БИОСТРАТИГРАФИЯ ДЕВОНА НОРИЛЬСКОГО РАЙОНА ПО КОНОДОНТАМ

Надежда Георгиевна Изох

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории палеонтологии и стратиграфии палеозоя, тел. (383)333-24-31, e-mail: izokhng@ipgg.sbras.ru

Прослежены биостратиграфические уровни по конодонтам, выделенным из керна скважин Норильского района. Конодонтовые комплексы характеризуют позднеэйфельский, раннеживетский, франский и позднефаменские интервалы. Установленные ассоциации конодонтов, представленные космополитными таксонами, подтверждают существование обстановок открытого моря в трансгрессивные периоды.

Ключевые слова: конодонты, девон, стратиграфия, Норильский район.

DEVONIAN CONODONT BIOSTRATIGRAPHY OF THE NORILSK AREA

Nadezhda G. Izokh

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Senior Researcher, Laboratory of Paleozoic Stratigraphy and Paleontology, phone: (383)333-24-31, e-mail: izokhng@ipgg.sbras.ru

The biostratigraphic intervals with conodonts were defined for the Devonian deposits of the Norilsk area. Conodont complexes were found in the late Eifelian – Early Givetian, Frasnian and Upper Famennian intervals. Associations of conodonts represented by cosmopolitan taxa confirm the existence of open sea environments during transgressive periods.

Key words: conodonts, Devonian, stratigraphy, Norilsk area.

Сводный разрез девона Норильского фациального района является опорным для Сибирской платформы [1–4]. Наиболее палеонтологически хорошо охарактеризованные отложения вскрыты глубокими скважинами с полным отбором керна на Северо-Вологодчанской, Северо-Талнахской, Тулаекской, Фокинской, Харьелахской и других площадях. Для проведения межрегиональных корреляций разнофациальных отложений важную роль играют конодонты, являющиеся ортостратиграфической группой фауны, по которой разработана детальная зональная шкала, принятая в качестве стандартной для девонской системы.

В Норильском районе конодонты по результатам изучения кернового материала были известны в луговской подсвите (=среднекаларгонская подсвита), характеризующие средне- и верхнефранский интервалы, и в фокинской свите позднефаменского возраста [2–4]. В последние годы выявлены новые ассоциации конодонтов в керне скважин Северо-Вологодчанской – 1, 3 и 17, Харьелах-

ской 50 и Фокинской 225, которые включают космополитные таксоны родов *Icriodus* и *Polygnathus* [1, 5, 6].

Анализируя распространение конодонтов по опубликованным материалам и имеющимся коллекциям, можно выделить четыре корреляционных уровня, свидетельствующих о существовании морских открытых бассейнов на северо-западе Сибирской платформы.

Первый позднеэйфельский уровень установлен в основании юктинского горизонта [5, 6]. Комплекс конодонтов выявлен в скважине 225 Фокинской площади – *Polygnathus linguiformis klapperi* Clausen, Leuteritz & Ziegler, *Icriodus stelcki* Chatterton. Необходимо отметить, что *Icriodus stelcki* широко встречается в среднедевонских отложениях Сибирской платформы. Он установлен на Фатьяниковском участке (скв. ФТ-3) и на Нордвикском куполе [4, 7 и др.]. Такое площадное распространение *Icriodus stelcki* Chatterton подтверждает крупнейшую раннеюктинскую трансгрессию и свидетельствует о существовании открытого морского позднеэйфельского бассейна на Сибирской платформе.

Второй корреляционный уровень отвечает раннефранскому интервалу [5, 6]. В керне скважины Северо-Вологодчанской 17 установлены конодонты, которые в основном представлены таксонами рода *Polygnathus*. В верхней части северо-талнахской подсвиты определены *Polygnathus xylus* Stauffer, *Po. pseudoxylus* Kononova, Alekseev, Barskov, Reimers, *Po. praepolitus* Kononova, Alekseev, Barskov, Reimers, которые характеризуют конодонтовую зону *transitans* нижнего франа.

Третий корреляционный уровень отвечает среднефранскому интервалу. В стратотипическом разрезе луговской подсвиты по скв. Т-202 на Тулаекском участке Норильского района найдены конодонты *Polygnathus parawebbi* Chatterton, *Po. lanei* Kuzmin, *Po. alatus* Huddle, *Po. webbi* Stauffer, *Po. decorosus* Stauffer, *Mehlina* cf. *gradate* Younquist [4]. В керне скважины Северо-Вологодчанской 17 ассоциация конодонтов луговской подсвиты включает таксоны *Polygnathus praepolitus* Kononova, Alekseev, Barskov, Reimers, *Po. webbi*, Stauffer, *Po. mosquensis* Litvinova, указывающие на интервал конодонтовых зон *punctata* – *Early hassi* среднего франа [5, 6].

Четвертый корреляционный уровень отвечает позднефаменскому интервалу. В низах верхней фокинской подсвиты определены позднефаменские конодонты *Bispathodus aculeatus plumulus* Rhodes, Austin et Druce [4]. Интервал распространения *Bispathodus aculeatus plumulus* Rhodes, Austin et Druce начинается с зоны *expansa* верхнего фамена по низы зоны *typicus* верхнего турне. В керне скважины Харьелахской 50 определены ювенильные экземпляры *Bispathodus aculeatus* (Branson et Mehl).

Анализ распространения конодонтов, выявленных в керне скважин Норильского района показал, что они представлены космополитными таксонами, которые подтверждают существование обстановок открытого моря на Сибирской платформе в трансгрессивные периоды в позднем эйфеле, раннем и среднем фране и позднем фамене.

Выявленные ассоциации конодонтов характеризуют достаточно узкие стратиграфические интервалы, которые можно уверенно сопоставить со стандартной зональной конодонтовой шкалой [8], что позволяет проводить межрегиональные корреляции.

Исследования проводятся при поддержке Программ РАН и СО РАН. Автор координирует свои исследования с программами работ по проекту IGCP 652.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Краснов В. И., Ядренкина А. Г., Сычев О. В. и др. Новые материалы по стратиграфии девона Норильского района (по материалам бурения) // Проблемы стратиграфии и региональной геологии Сибири. – Новосибирск : Наука, 2006. – С. 130–139.
2. Матухин Р. Г., Меннер В. Вл. Девон и нижний карбон северо-запада Сибирской платформы. – Новосибирск, 1974. – 130 с.
3. Матухин Р. Г. Девон и нижний карбон Сибирской платформы (состав, условия осадконакопления, минерогенез). – Новосибирск : Наука, 1991. – 164 с.
4. Матухин Р. Г., Меннер В. Вл. Соколов П. Н. и др. Стратиграфическая основа девонской системы Сибирской платформы. – Новосибирск: Изд-во СНИИГГиМС, 1995. – 80 с.
5. Вараксина И. В., Изох Н. Г., Тумашов И. В. Фациальная характеристика и конодонтовые комплексы девона Норильского района // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2017. XIII Междунар. науч. конгр. : Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология» : сб. материалов в 4 т. (Новосибирск, 17–21 апреля 2017 г.). – Новосибирск : СГУГиТ, 2017. Т. 1. – С. 96–100.
6. Вараксина И. В., Изох Н. Г., Тумашов И. В. Литология и стратиграфия девонских отложений севера Тунгусской синеклизы (Норильский район) // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири, 2017, № 4. – С. 23–33.
7. Щербаненко Т. А., Язиков А. Ю., Изох Н. Г., Соболев Е. С. Фаунистическая характеристика юктинской свиты среднего девона полуострова Юрюнг-Тумус (бухта Нордвик, побережье моря Лаптевых) // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2016. XII Междунар. науч. конгр., 18–22 апреля 2016 г., Новосибирск : Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Геоэкология» : сб. материалов в 4 т. Т. 1. – Новосибирск: СГУГиТ, 2016. – С. 185–190.
8. Becker R. T., Gradstein F. M., Hammar N. O. The Devonian Period / The Geologic Time Scale 2012. 2-volume set. Elsevier Science Ltd. 2012. – P. 559–601.

REFERENCES

1. Krasnov V. I., Yadrenkina A. G., Sychev O. V. i dr. Novye materialy po stratigrafii devona Noril'skogo rajona (po materialam bureniya) // Problemy stratigrafii i regional'noj geologii Sibiri. – Novosibirsk: Nauka, 2006. – С. 130-139.
2. Matuhin, R. G., Menner V. Vl. Devon i nizhnij karbon severo-zapada Sibirskoj platformy. – Novosibirsk, 1974. – 130 s.
3. Matuhin, R. G. Devon i nizhnij karbon Sibirskoj platformy (sostav, usloviya osadkonakopleniya, minerageniya) / Novosibirsk: Izd-vo Nauka, 1991. – 164 s.
4. Matuhin, R. G., Menner V. Vl. Sokolov P. N. i dr. Stratigraficheskaya osnova devonskoj sistemy Sibirskoj platformy. – Novosibirsk: Izd-vo SNIIGGiMS, 1995. – 80 s.

5. Varaksina I. V., Izoh N. G., Tumashov I. V. Facial'naya harakteristika i konodontovye komplekсы devona Noril'skogo rajona // Interekspo GEO-Sibir'-2017. XIII Mezhdunar. nauch. kongr., 17–21 aprelya 2017 g., Novosibirsk: Mezhdunar. nauch. konf «Nedropol'zovanie. Gornoe delo. Napravleniya i tekhnologii poiska, razvedki i razrabotki mestorozhdenij poleznyh iskopaemyh. Ekonomika. Geoekologiya»: sb. materialov v 4 t. T.1. – Novosibirsk: SGUGiT, 2017a. – S. 96-100.

6. Varaksina I. V., Izoh N. G., Tumashov I. V. Litologiya i stratigrafiya devonskih otlozhenij severa Tungussskoj sineklizy (Noril'skij rajon) // Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri, 2017b, № 4. – S. 23-33.

7. Shcherbanenko T. A., Yazikov A. Yu., Izoh N. G., Sobolev E. S. Faunisticheskaya harakteristika yuktinskoj svity srednego devona poluostrova Yuryung-Tumus (buhta Nordvik, poberezh'e morya Laptevyh) // Interekspo GEO-Sibir'-2016. XII Mezhdunar. nauch. kongr., 18–22 aprelya 2016 g., Novosibirsk : Mezhdunar. nauch. konf. «Nedropol'zovanie. Gornoe delo. Napravleniya i tekhnologii poiska, razvedki i razrabotki mestorozhdenij poleznyh iskopaemyh. Geoekologiya»: sb. materialov v 4 t. T. 1. – Novosibirsk: SGUGiT, 2016. – S. 185-190.

8. Becker, R. T., Gradstein F. M., Hammar N. O. The Devonian Period / The Geologic Time Scale 2012. 2-volume set. Elsevier Science Ltd. 2012. – P. 559–601.

© *H. Г. Изох*, 2018

ИХНОЛОГИЧЕСКИЕ СООБЩЕСТВА И ОСОБЕННОСТИ ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ НИЖНЕМЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НА ЗАПАДЕ ГЫДАНСКОГО ПОЛУОСТРОВА

Людмила Галериевна Вакуленко

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, доцент, ведущий научный сотрудник лаборатории седиментологии; Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, доцент, тел. (383)333-23-03, e-mail: VakulyenkoLG@ipgg.sbras.ru

Остан Дмитриевич Николенко

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, инженер лаборатории седиментологии, тел. (383)333-23-03, e-mail: NikolenkoOD@ipgg.sbras.ru

Анастасия Евгеньевна Трушкина

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, лаборант лаборатории седиментологии; Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, студент, тел. (383)333-23-03, e-mail: TrushkinaAE@ipgg.sbras.ru

Петр Александрович Ян

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, доцент, зав. лабораторией седиментологии; Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, старший преподаватель, тел. (383)333-23-03, e-mail: YanPA@ipgg.sbras.ru

В процессе комплексных седиментологических исследований керна скважин, пробуренных на западе Гыданского полуострова, в разрезе нижнего мела, представленного морскими, переходными и континентальными отложениями, было идентифицировано 18 ихнородов, следы бегства и ризолиты. Проведен анализ ихнологических сообществ, выявлена взаимосвязь масштабов проявления биотурбации, ихнологического разнообразия и особенностей поведения бентосных организмов с основными абиотическими факторами.

Ключевые слова: ихнофоссилии, обстановки и условия седиментации, нижний мел, Западная Сибирь.

ICHOLOGICAL COMMUNITY AND FEATURES OF SEDIMENTATION IN THE LOWER CRETACEOUS DEPOSITS OF GYDANSKY PENINSULA

Lyudmila G. Vakulenko

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Associate Professor, Leading Researcher, Laboratory of Sedimentology; Novosibirsk National Research State University, 2, Pirogova St., Novosibirsk, 630073, Russia, Associate Professor, phone: (383)333-23-03, e-mail: VakulyenkoLG@ipgg.sbras.ru

Ostap D. Nikolenko

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Engineer, Laboratory of Sedimentology, phone: (383)333-23-03, e-mail: NikolenkoOD@ipgg.sbras.ru

Anastasia E. Trushkina

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Engineer, Laboratory of Sedimentology; Novosibirsk National Research State University, 2, Pirogova St., Novosibirsk, 630073, Russia, Student, phone: (383)333-23-03, e-mail: TrushkinaAE@ipgg.sbras.ru

Peter A. Yan

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Associate Professor, Head of Laboratory of Sedimentology; Novosibirsk National Research State University, 2, Pirogova St., Novosibirsk, 630073, Russia, Senior Lecturer, phone: (383)363-67-21, e-mail: YanPA@ipgg.sbras.ru

The detailed sedimentological studies of cores from the wells drilled in the west part of Gydan oil and gas-bearing area allow distinguishing 18 Ichnogenius, root and escape traces in Lower Cretaceous marine, transitional and continental sediments. The ichnologic analysis show the relationship between varieties, degree of bioturbation, benthic community behavior and the main abiotic factors of sedimentation environments.

Key words: Ichnofossils, sedimentation conditions and environments, Lower Cretaceous, Western Siberia.

Меловой период ознаменовался крупной тектонической перестройкой, в результате которой в раннем берриасе некомпенсированный Западно-Сибирский морской бассейн начал интенсивно заполняться осадками [3]. Нижнемеловые отложения на территории Гыданского полуострова представлены ахской (берриас-нижний готерив), танопчинской (готерив-апт) и яронгской (нижний-средний альб) свитами, суммарная мощность которых может достигать 2 и более тыс. м. Ахская свита представлена преимущественно алевроитоглинистыми отложениями с отдельными песчаными пластами группы БГ толщиной от первых до 30 м, в редких случаях до 70 м. Нижняя ее часть состоит из фондо- и ортоформенных частей клиноформ, сформировавшихся на аккумулятивном склоне и у его подножья, а верхняя – из ундаформенных частей клиноформ, и на рассматриваемой территории представлена относительно мелководными морскими отложениями [3, 6]. Дальнейшее развитие регрессии привело к формированию преимущественно дельтовых отложений нижнетанопчинской и аллювиальных отложений верхнетанопчинской подсвиты с песчаными пластами группы ТП толщиной до 40, реже – до 80–130 м (пласт ТП₁₀₋₁₁). В верхнем апте начинается новая трансгрессия: самая верхняя часть танопчинской свиты (пласты ТП₁₋₃) представлена дельтовыми участками, мелководно-морскими отложениями. Их перекрывает мелководно-морская существенно глинистая яронгская свита с алевроито-песчаными пластами группы ХМ толщиной 15–30 м.

В процессе комплексных исследований нижнемеловых отложений по материалам бурения ряда скважин на западе Гыданского полуострова был использован в том числе и ихнофациальный анализ, позволяющий уточнить и дополнить представления об обстановках и условиях седиментации. Он основан на изучении следов жизнедеятельности (ихнофоссилий), которые несут важную информацию о поведении оставлявших их организмов, приспособившихся к окружающей среде. Широкое развитие следов биотурбации в нижнемеловых отложениях исследователи отмечают давно, однако элементы ихнофациального анализа встречаются в работах авторских коллективов Е. Ю. Барабошкина и др., К. В. Зверева и др., А. И. Кудаманова и др., Н. В. Танинской и др.

Анализируемый в данной работе каменный материал не позволил рассмотреть особенности отложений глубоководных подошвенных частей и склонов клиноформенных комплексов нижней части ахской свиты. Для вышележащей части нижнемелового разреза были выявлены ассоциации ихнофоссилий в отложениях мелководно-морского, дельтового и континентального генезиса. Мелководно-морской комплекс представлен отложениями умеренно-глубокого шельфа (ниже базиса штормовых волн), средне-глубокого шельфа (между базисом нормальных и штормовых волн) и мелкого шельфа (между базисом нормальных волн и средним уровнем отлива).

Отложения умеренно-глубокого шельфа слабо представлены в керне – это массивные аргиллиты с различной примесью алевроитового материала, иногда с маломощными прослоями/линзами алевролита. Присутствуют фораминиферы, палиноморфы морского генезиса (преимущественно диноцисты) [6]. Ассоциация доминирующих ихнофоссилий *Phycosiphon-Chondrites* отмечена лишь на отдельных уровнях, где индекс биотурбации (BI), согласно пятибальной шкале [5], может достигать 3–4, чаще биотурбация отсутствует или слабая (BI 1–2).

Отложения средне-глубокого шельфа представлены горизонтальным, пологоволнистым и волнисто-линзовидным переслаиванием аргиллитов и алевролитов с прямой градационной рассортировкой материала. Присутствуют прослои штормовых крупнозернистых алевролитов/алевропесчаников с тонкой пологокосой слоистостью. Отмечаются остатки двустворок, фораминифер и конкреции пирита. Биотурбация развита практически повсеместно, индекс биотурбации преимущественно BI 2–3, прослоями может достигать BI 4–5, в этом случае наблюдаются деформативные текстуры мелкопятнистого или мелкокомковатого облика. При более частой встречаемости прослоев темпеститов индекс биотурбации снижается, участками она может отсутствовать. Ассоциация доминирующих ихнофоссилий – *Phycosiphon-Teichichnus*, *Phycosiphon-Planolites* и *Planolites-Asterosoma*, второстепенные – *Zoophycos*, *Scolicia*, *Cylindrichnus*, *Chondrites*, *Thalassinoides*, *Terebellina* (*Schaubcylindrichnus*), *Skolithos*, *Ophiomorpha*, единично – *Rhizocorallium*, *Spirophyton*. При этом в прослоях темпеститов биотурбация либо отсутствует, либо проявлена незначительно: *Phycosiphon* в верхних частях прослоев, мелкие вертикальные *Skolithos*, *Ophiomorpha*, следы бегства (*fugichnia*). Для ихнофоссилий *Teichichnus*,

Zoophycos и *Scolicia* иногда отмечается более поздняя, наложенная переработка ихнофоссилиями *Phycosiphon* и *Chondrites*.

Отложения мелкого шельфа более разнообразны по составу, строению, а также по проявленной в них биотурбации. Более грубозернистые отложения, слагающие алеврито-песчаные пласты, формируются в пределах отмелей или баров/валов. Так, в верхней части танопчинской свиты встречен песчаный пласт с поглублением вверх по разрезу, неслоистой пятнистой текстуры. Своеобразный облик пород обязан наличию в них ассоциации ихнофоссилий с доминирующими *Thalassinoides* и второстепенными *Ophiomorpha*, *Skolithos* и *Scolicia*. BI преимущественно 3–4. В других случаях подобные пласты проградационного строения характеризуются волнистой и линзовидно-волнистой слоистостью, в разной степени нарушенной биотурбацией, участками до формирования деформативной текстуры, с идентифицированными ихнофоссилиями *Skolithos*, с BI, меняющимся от 1–2 до 3–4, с комплексами микрофауны. Алеврито-песчаные пласты с массивной и косослоистыми текстурами скорее всего сформированы в обстановках баров проксимальной части мелкого шельфа. Они практически небиотурбированы, либо со следами неявной биотурбации и следами бегства.

Наиболее представительный керновый материал характеризует отложения, сформированные в разнообразных обстановках переходной группы – преимущественно дельтового комплекса (фронт дельты, дельтовая равнина), – слагающие большую часть танопчинской свиты и незначительно представленные в верхней части ахской свиты. Мощные (до 20–25 м) алеврито-песчаные тела формировались в результате проградации фронта дельты. Их нижние (дистальные) части представлены волнистослоистыми крупнозернистыми алевролитами, послойно в разной степени глинистыми, и косослоистыми алевропесчаниками. Они характеризуются общим уменьшением глинистости и поглублением вверх по разрезу. Ассоциация доминирующих ихнофоссилий *Planolites*–*Thalassinoides* с второстепенными *Ophiomorpha*, *Skolithos*, *Cylindrichnus*, *Asterosoma*, *Scolicia*, единично *Macaronichnus*, *Phycosiphon*, *Palaeophycus*, *Teichichnus*. Кроме того, встречаются участки с неидентифицированной биотурбацией, вплоть до единичных маломощных прослоев с пятнистой деформативной текстурой, а также довольно частые уровни со следами бегства. Индекс биотурбации меняется от 1 до 2, локально 3–4, в целом ее проявление заметно снижается снизу-вверх по разрезу. Отложения проксимальных частей фронта дельты представлены косослоистыми и массивными алевропесчаниками, песчаниками мелко-, средне-мелкозернистыми, с редкой и слабой биотурбацией: BI 1, локально 2. Встречаются редкие *Thalassinoides*, *Skolithos*, мелкие *Planolites*, следы бегства.

Для алеврито-глинистых отложений дельтовых заливов и лагун, сформировавшихся в опресненных условиях с изменчивой гидродинамикой среды и, в целом, пониженными темпами седиментации, биотурбация весьма распространена. Индекс биотурбации варьирует от 2 до 3. Доминируют ихнофоссилии *Skolithos*, *Cylindrichnus*, второстепенные *Ophiomorpha*, *Thalassinoides*, *Planolites*,

Asterosoma, присутствует корневая биотурбация (ризолиты). В единичных случаях интенсивной биотурбации и более высокого ихноразнообразия (до 6–7 ихнородов) среди второстепенных ихнофоссилий дополнительно встречены *Taenidium*, *Teichichnus*, *Lingulichnus* и *Conichnus*.

Аллювиальные и дельтовые равнины, формировавшиеся при преобладании речных процессов, сложены очень близкими по строению и составу литолого-фациальными элементами, и в рамках данной работы рассматриваются совместно. Наиболее мощные алеврито-песчаные тела в пределах дельтовых и аллювиальных равнин являются русловыми отложениями. Для них характерно либо отсутствие биотурбации, либо незначительное ее проявление: редкие вертикальные *Skolithos* и *Ophiomorpha* приурочены обычно к верхним, наиболее тонкозернистым частям пластов. Слабо проявлена биотурбация и в песчано-алевритовых телах прирусловых валов. Здесь встречены редкие *Skolithos*, *Ophiomorpha*, *Planolites*. Для интервалов глинисто-алевритового переслаивания характерны умеренные биотурбация и ихноразнообразие (от 2 до 4 ихнородов) с ассоциациями доминирующих ихнофоссилий *Skolithos-Cylindrichnus* или *Skolithos-Scoyenia*, второстепенными *Ophiomorpha*, *Thalassinoides*, *Planolites*, *Taenidium* и часто присутствующими ризолитами.

Существенно глинистые, часто углистые отложения с прослоями углей формировались в периодически заболачивающихся поймах, зарастающих озерах, маршах, приморских болотах, и отличаются наиболее широко распространенной корневой биотурбацией. Присутствующие редкие *Skolithos* предположительно отнесены к ихнофаии *Glossifungites*, характерной для уплотненных осадков. Основанием для этого служат нетипичные для *Skolithos* субстраты, резкие контуры и невыраженная футеровка стенок ихнофоссилий, а также развитие их «поверх» текстур синседиментационных деформаций. В участках тонкого глинисто-алевритового переслаивания встречены ихнофоссилии *Scoyenia*. Отметим, что ихнофаия *Scoyenia*, установленная в субаэральных-субаквальных отложениях дельтовой равнины в центральной части Западной Сибири Е. Ю. Барабошкиным [1, 2], хорошо проявлена и в изученных нами разрезах, встречаясь в подстилающих углистые пачки участках. Указанная ихнофаия характеризует прибрежные зоны, заливаемые штормами, а также неглубоко затопленные субстраты, подвергающиеся периодическому осушению [4].

В целом для отложений дельтовой равнины биотурбационный индекс сильно варьирует от 1 до 2–3, локально до 4–5, что связано с характерной для этих обстановок изменчивостью широкого спектра параметров среды, в том числе солености, гидродинамики, скорости седиментации; неравномерностью распределения приносимых реками питательных веществ; волновыми и приливными процессами; особенностями термогалинной стратификации и др. Для субаэральных условий важными параметрами также являются уровень грунтовых вод и характер почвообразовательных процессов. Опресненные условия во время формирования большей части таноппинской свиты на Гыданском полуострове подтверждены палинологическими данными [6]: в споро-пыльцевых комплексах установлено малое количество микрофитопланктона, представлен-

ного прازیнофітамі, а такжэ рост колькасці і разнабраззя спор схізэйных папоротнікаў, расцвет якіхвычайна звязваюць з развіццём рэчнай сеті.

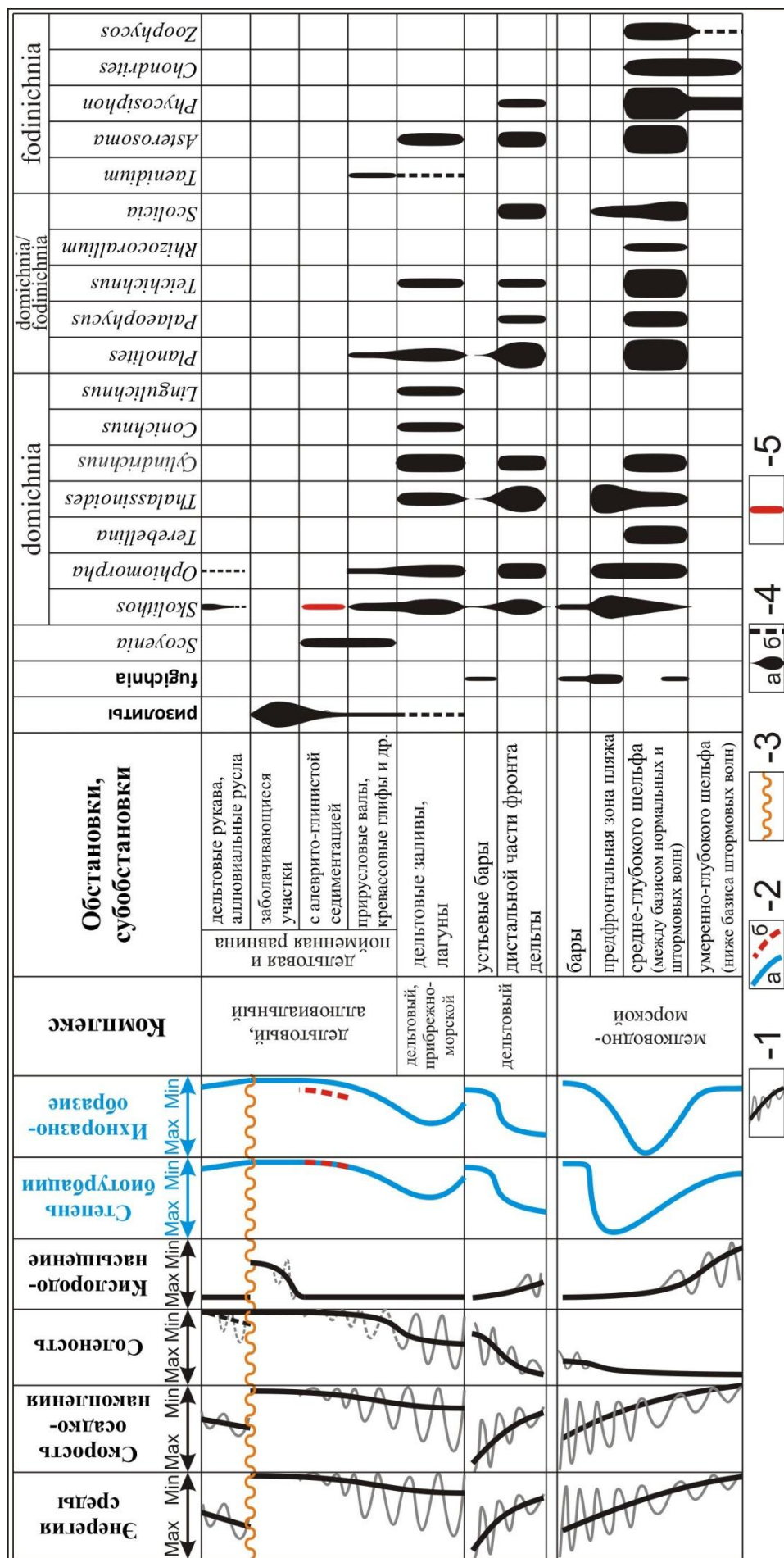
Такім образом, у разнафасіяльных ніжнемеловых адкладах на Гыданскім паўвостраве отчетліва фіксуецца дыферэнцыяцыя іхналагічных супольнасцей па тыпам паводзення арганізмаў у залежнасці ад умоў седыментавання (рысунк). Максімальнае іхнаразнабраззе і ступень біятурбацыі ў ўмовах пастаяннай нармальна-морскай солёнасці і скорасці седыментацыі. Присутствующее здесь іхналагічнае супольнасцтва характарызуецца блізкім суадношэннем пабудов жылішч (*domichnia*), структур харчавання інфауны (*fodinichnia*) і смешаных *domichnia/fodinichnia*.

Адклады мелкага шельфа такжэ падвергаліся сильнай біятурбацыі, но пры рэзка скарачэнным іхнаразнабраззі. Іхнафасіліі прадставлены пераважна пабудовкамі жылішч і следамі бегства: пастаяннае інтэнсіўнае ўздзеянне хвал вынуждала фільтратароў дастаткова глыбока зарывацца ў алевіто-пясчаныя грунты. Немногім больш нізкія паказателі індэкса біятурбацыі і іхнаразнабраззя выяўлены ў адкладах дыстальных частак фронту дэльты, такжэ тут некалькім павялічваецца роля пабудов жылішч. Гэта тлумачыцца з аднаго боку большымі тэмпамі седыментацыі і меншай стабільнасцю рэжыма солёнасці, з другога – большымі аб'ёмамі поступаючых харчавальных рэчываў.

У іхналагічных супольнасцтвах дэльтавых заліваў і лагун шырока прадставлены разнабразныя пабудовы жылішч, негледзячы на характэрныя для гэтых абставінак паніжаныя скорасці асадканакаплення і гідродынамічныя ўмовы. Вероятно, гэта звязана з неабходнасцю прыстасавывацца да вельмі нестабільных умоў солёнасці. Заміткальным з'яўляецца такжэ значнае змяншэнне памераў індывідуальных прадстаўнікоў іхнародаў па параўнанню з іх аналагамі ў нармальна-морскіх умовах.

У субэральных умовах дэльтавай і пойменнай раўнін біятурбацыя распаўсюджана слаба. Характэрным з'яўляецца мелкі памер следоў жыццёвайнасці і абеднёны іхнарадавы склад. У алевіто-гліністых адкладах сустрачаны рэдкія *fodinichnia* ці *domichnia/fodinichnia*. Прадстаўнікі *domichnia* прысутствуюць толькі ў алевіто-пясчаных масах прыусловных валов і крэвасавых гліфав, фармуеавывавшыхся ў час паводковых падзеяў. Встреченные в нетипичных для них существенно гліністых адкладах дэльтавай і пойменнай раўнін рэдкія *Skolithos*, атнесеныя намі да іхнафасіі *Glossifungites*, прадставяюць сабой пабудовы жылішч ў ўплотнёных асадках і звязаны з эпізодамі паніжэння ўзрвня вады і высыхання грунта. У частках, падвержэнных перыядычнаму заблачыванню, максімальна праяўлена караневая біятурбацыя.

Мінімальным іхнаразнабраззем і інтэнсіўнасцю біятурбацыі валдаюць адклады, фарміраванне якіх прасіхадзіло ў ўмовах актывнай гідродынамікі седыментавання і высокіх скорасцей асадканакаплення: рэчных і дэльтавых русел, устьевых і вдалёбярэговых бароў. Выяўленыя тут следы жыццёвайнасці прадставлены амальна выключна *domichnia*.



Низкое развитие биотурбационных текстур в относительно глубоководных глинистых отложениях может быть связано с условиями дефицита кислорода, но плохая охарактеризованность этих отложений керновым материалом и трудности обнаружения структур поверхностного питания в керне не позволяют делать обоснованные выводы.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Барабошкин Е. Ю. Ихнокомплексы флювиальной дельты (черкашинская свита, готерив-баррем) Салымского свода Западной Сибири // Палеонтология, стратиграфия и палеогеография мезозоя и кайнозоя бореальных районов. – Новосибирск : ИНГГ СО РАН, 2011. – С. 27–31.
2. Барабошкин Е. Ю. Ихнофашиа Scoyenia в мезозойских отложениях Западной Сибири // Осадочные бассейны, седиментационные и постседиментационные процессы в геологической истории. – Новосибирск : ИНГГ СО РАН, 2013. – Т. 1. – С. 66–69.
3. Конторович А. Э., Ершов С. В., Казаненков В. А., Карогодин Ю. Н., Конторович В. А., Лебедева Н. К., Никитенко Б. Л., Попова Н. И., Шурыгин Б. Н. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в меловом периоде // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55, № 5–6. – С. 745–776.
4. Микулаш Р., Дронов А. Палеоихнология – введение в изучение ископаемых следов жизнедеятельности. – Прага : Геологический институт АН Чешской Республики, 2006. – 122 с.
5. Droser M. D., Bottjer D. J. A semiquantitative field classification of ichnofabric // Journal of Sedimentary Petrology. – 1986. – № 56. – P. 556–559.
6. Pestchevitskaya E. B., Nikolenko O. D., Vakulenko L. G., Ershov S. V., Yan P. A. Palaeoenvironmental changes in the Early Cretaceous of Gydan region (NW Siberia) // Cretaceous Ecosystems and Their Responses to Palaeoenvironmental Changes in Asia and the Western Pacific: Short papers for the Fourth International Symposium of IGCP Project 608. – Novosibirsk: IPGG SB RAS, 2016. – P. 67–69.

REFERENCES

1. Baraboshkin E. Yu. Ichnokompleksy flyuvial'noj del'ty (cherkashinskaya svita, goteriv-barrem) Salym'skogo svoda Zapadnoj Sibiri // Paleontologiya, stratigrafiya i paleogeografiya mezozoya i kajnozoya boreal'nyh rajonov. – Novosibirsk : INGG SO RAN, 2011. – S. 27–31.
2. Baraboshkin E. Yu. Ichnofaciya Scoyenia v mezozojskix otlozheniyah Zapadnoj Sibiri // Osadochnye bassejny, sedimentacionnye i postsedimentacionnye processy v geologicheskoy istorii. – Novosibirsk: INGG SO RAN, 2013. – T. 1. – S. 66–69.
3. Kontorovich A. E., Ershov S. V., Kazanenkov V. A., Karogodin Yu. N., Kontorovich V. A., Lebedeva N. K., Nikitenko B. L., Popova N. I., Shurygin B. N. Paleogeografiya Zapadno-Sibirskogo osadochnogo bassejna v melovom periode // Geologiya i geofizika. – 2014. – T. 55 – № 5–6. – S. 745–776.
4. Mikulash R., Dronov A. Paleoihnologiya – vvedenie v izuchenie iskopaemyh sledov zhiznedeyatel'nosti. – Praga: Geologicheskij institut AN Cheshskoj Respubliki, 2006. – 122 s.
5. Droser M. D., Bottjer D. J. A semiquantitative field classification of ichnofabric // Journal of Sedimentary Petrology. – 1986. – № 56. – P. 556–559.
6. Pestchevitskaya E. B., Nikolenko O. D., Vakulenko L. G., Ershov S. V., Yan P. A. Palaeoenvironmental changes in the Early Cretaceous of Gydan region (NW Siberia) // Cretaceous Ecosystems and Their Responses to Palaeoenvironmental Changes in Asia and the Western Pacific: Short papers for the Fourth International Symposium of IGCP Project 608. – Novosibirsk : IPGG SB RAS, 2016. – P. 67–69.

ВЛИЯНИЕ ЗЕМЛИ НА ПЕРЕХОДНЫЙ ПРОЦЕСС ТОКА В ЗАМКНУТОЙ ПЕТЛЕ ПРИ ТЕСТИРОВАНИИ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ СИСТЕМ ДЛЯ ИМПУЛЬСНОЙ ИНДУКТИВНОЙ ЭЛЕКТРОРАЗВЕДКИ

Николай Олегович Кожевников

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, доктор геолого-минералогических наук, профессор, главный научный сотрудник лаборатории геоэлектрики, тел. (383)333-28-16, e-mail: KozhevnikovNO@ipgg.sbras.ru

Евгений Юрьевич Антонов

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, доктор физико-математических наук, доцент, главный научный сотрудник лаборатории геоэлектрики, тел. (383)333-28-16, e-mail: AntonovEY@ipgg.sbras.ru

В последние годы для тестирования измерительных систем для импульсной индуктивной электроразведки используется переходный процесс тока в замкнутой петле, расположенной рядом с генераторной и приемной петлями. Если земля, на поверхности которой расположены установка и модель, является слабо проводящей, она не оказывает влияния на параметры модели. Однако, как показано в статье, в общем случае это влияние необходимо учитывать. Описывается первая версия программы для расчета переходных процессов тока в петле-модели с учетом влияния горизонтально-слоистой проводящей земли, и обсуждаются результаты расчетов.

Ключевые слова: метод переходных процессов, измерительная система, петля-модель.

EFFECT OF THE EARTH ON THE CURRENT TRANSIENTS IN CLOSED LOOP CONDUCTOR USED FOR TESTING TEM MEASURING SYSTEMS

Nikolay O. Kozhevnikov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptyug St., Novosibirsk, 630090, Russia, D. Sc., Professor, Chief Researcher, Laboratory of Geoelectrics, phone: (383)333-28-16, e-mail: KozhevnikovNO@ipgg.sbras.ru

Evgeniy Yu. Antonov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptyug St., Novosibirsk, 630090, Russia, D. Sc., Associate Professor, Chief Researcher, Laboratory of Geoelectrics, phone: (383)333-28-16, e-mail: AntonovEY@ipgg.sbras.ru

In recent years, TEM systems are tested using current transients in a closed loop conductor. When the ground on the surface of which the TEM array and the loop conductor are located is resistive, it does not affect the parameters of the loop conductor. However, as we show in the article, in general this influence must be taken into account. We describe the first version of the computer program that takes into account the effect of horizontally layered conducting earth on current transients in the loop conductor and discuss first calculation results.

Key words: TEM sounding method, TEM system, loop conductor.

Введение

В последние годы для тестирования и калибровки измерительных систем для импульсной индуктивной электроразведки используется искусственный проводник в виде расположенной на поверхности замкнутой проволочной петли [1, 2, 5, 8]. При этом в системе возникают такие же собственные переходные процессы, как и при проведении обычных полевых измерений. Это гарантирует проявление тех ограничений, которые могут быть не выявлены и, соответственно, оценены в лаборатории.

Основные положения

Схема измерений с целью оценки возможностей реальной системы для индукционных нестационарных зондирований в натуральных условиях показана на рис. 1. Кроме генераторной 1 и приемной 3 петель на местности раскладывается петля-модель 2. К ее зажимам подключено сопротивление Z , которое может быть комплексным и частотно-зависимым. В простейшем и практически наиболее интересном случае это резистор с сопротивлением R .

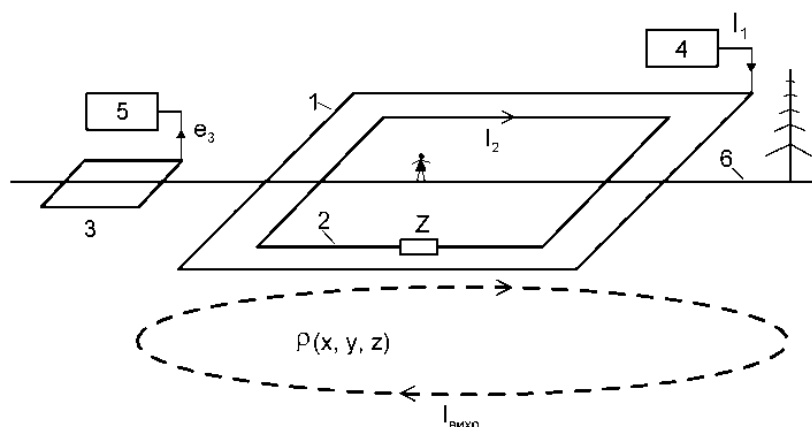


Рис. 1. Тестирование системы для импульсной индуктивной электроразведки:

1 – генераторная петля; 2 – контур-модель, нагруженный на внешнюю цепь с импедансом Z ; 3 – приемная петля; 4 – генератор импульсов тока; 5 – измеритель; 6 – поверхность земли

Каждая петля на рис. 1 индуктивно связана с другими. Эта связь определяется коэффициентами взаимной индукции M_{12} между генераторной петлей и моделью, M_{23} – между моделью и приемной петлей, M_{13} – между генераторной и приемной петлями.

При выключении тока I_1 в источнике в окружающем пространстве индуцируется вихревое электрическое поле, под действием которого в петле-модели возникает затухающий по экспоненте ток I_2 . При этом в приемной петле индуцируется ЭДС. На временах, превышающих время выключения тока $t_{\text{выкл}}$ в ге-

нераторной петле, приведенная к току I_1 ЭДС e_3 в приемной петле представляет убывающую во времени экспоненту [5]:

$$\frac{e_3(t)}{I_1} = \frac{1}{t_{\text{выкл}}} \frac{M_{12}M_{23}}{L} \left(1 - e^{-t_{\text{выкл}}/\tau}\right) e^{-t/\tau}. \quad (1)$$

В этом выражении $\tau = L/R_m$ – постоянная времени петли-модели, L – ее индуктивность; $R_m = R_n + R$, где R_n – сопротивление петли, R – сопротивление добавочного резистора.

Формула получена в предположении, что генераторная и приемная петли, а также контур-модель расположены на поверхности непроводящей среды. Лишь в этом случае ЭДС, измеряемая на временах $t \geq t_{\text{выкл}}$, определяется параметрами только установки и контура-модели. В дальнейшем эта ЭДС, нормированная на ток в генераторной петле, обозначается как $e_m(t)/I$.

В реальных условиях петли находятся на поверхности проводящей среды, поэтому при выключении тока в генераторной петле переходный процесс возникает и в подстилающем установку полупространстве. Поэтому воздействие, которому подвергается контур-модель, зависит не только от параметров петель, но и от устанавливающихся в земле вихревых токов. Обозначим нормированную на ток ЭДС, индуцируемую в приемной петле за счет переходного процесса в земле, как $e_g(t)/I$. ЭДС, индуцируемую в приемной петле переходным процессом тока в модели, с учетом влияния, которое на этот переходный процесс оказывает земля, обозначим как $e_{mg}(t)/I$.

Переходный процесс $e_{g+m}(t)/I$ в системе «земля + модель» можно записать как $e_{g+m}(t)/I = e_g(t)/I + e_{mg}(t)/I$, откуда следует, что $e_{mg}(t)/I = e_{g+m}(t)/I - e_g(t)/I$.

Если $e_{mg}(t)/I = e_m(t)/I$ (высокое сопротивление подстилающей среды, установка небольшого размера), методика тестирования особенно проста. Сначала при разомкнутом контуре-модели измеряется ЭДС $e_g(t)/I$. Затем к петле-модели подключается резистор и измеряется переходная характеристика $e_{g+m}(t)/I$ системы «земля + модель». Для нахождения $e_m(t)/I$ из переходной характеристики системы «земля + модель» вычитается переходная характеристика земли:

$$e_m(t)/I = e_{g+m}(t)/I - e_g(t)/I. \quad (2)$$

Наконец, найденная таким образом ЭДС $e_m(t)$ сравнивается с рассчитанной по формуле (1). Качество измерений оценивается по отклонению измеренной ЭДС от расчетной.

Влияние земли

В общем случае ЭДС, воздействующая на контур-модель, создается не только вследствие изменения тока в генераторной петле, но и за счет установ-

ливающих в земле вихревых токов. Поэтому для расчета тока $I_2(t)$ в модели необходимо сначала рассчитать ЭДС $e_{gm}(t)$, воздействующую на модель с учетом влияния земли, а затем выполнить свертку $e_{gm}(t)$ с токовой импульсной переходной характеристикой $i_2(t)$ модели: $I_2(t) = e_{mg}(t) \cdot i_2(t)$.

Импульсная характеристика описывает ток $i_2(t)$, возникающий в модели под воздействием очень короткого импульса ЭДС с площадью 1 В·с. Для петли, нагруженной на резистор, $i_2(t) = (1 \text{ В·с}/L) \exp(-t/\tau)$, где $\tau = L/R_m$.

В отличие от ЭДС $e_m(t)/I$, определяемой формулой (1), для расчета $e_{mg}(t)/I$ необходимо учесть влияние земли. Ранее такие расчеты были выполнены для соосных круговых петель, расположенных на поверхности однородного проводящего полупространства с удельным электрическим сопротивлением ρ [5]. При этом использовалось аналитическое выражение для устанавливающейся ЭДС, что упростило расчеты. Для расчета в более общем случае (квадратные петли на поверхности горизонтально-слоистой среды) Е. Ю. Антоновым на языке ФОРТРАН написана компьютерная программа QQQ.

Программа осуществляет следующие операции.

Расчет ЭДС $emf_m(t)$, наводимой в квадратном контуре-модели при линейном выключении тока в квадратной генераторной петле с учетом влияния, оказываемого вихревыми токами в земле. Модель может быть пространственно совмещена с генераторной петлей, располагаться соосно с ней или быть вынесенной за ее пределы.

Свертку ЭДС $emf_m(t)$ с током $i_2(t)$. В результате определяется ток I_2 в петле-модели.

Вычисление производной dI_2/dt , которая необходима для расчета ЭДС e_{23} , индуцируемой в приемной петле за счет изменения тока в контуре-модели. Расчет e_{23} производится по формуле

$$e_{23}(t) = -M_{23} \frac{dI_2}{dt}.$$

На рис. 2 приведены результаты расчета для установки с совмещенными генераторной и приемной петлями размером 100×100 м. Установка расположена на поверхности двухслойной горизонтально-слоистой среды с параметрами: $\rho_1 = 400 \text{ Ом·м}$, $h_1 = 120 \text{ м}$, $\rho_2 = 25 \text{ Ом·м}$. Модель представляет собой квадратную петлю размером 50×50 м из провода ГПМП, расположенную соосно с генераторной и приемной петлями. Образующая модель петля закорочена ($R = 0$); при этом постоянная времени затухания переходного процесса тока составляет 0,8 мс. Было принято, что ток в генераторной петле выключается линейно за время 10 мкс. Расчет индуктивностей L и M_{23} производился по формулам из справочника [4].

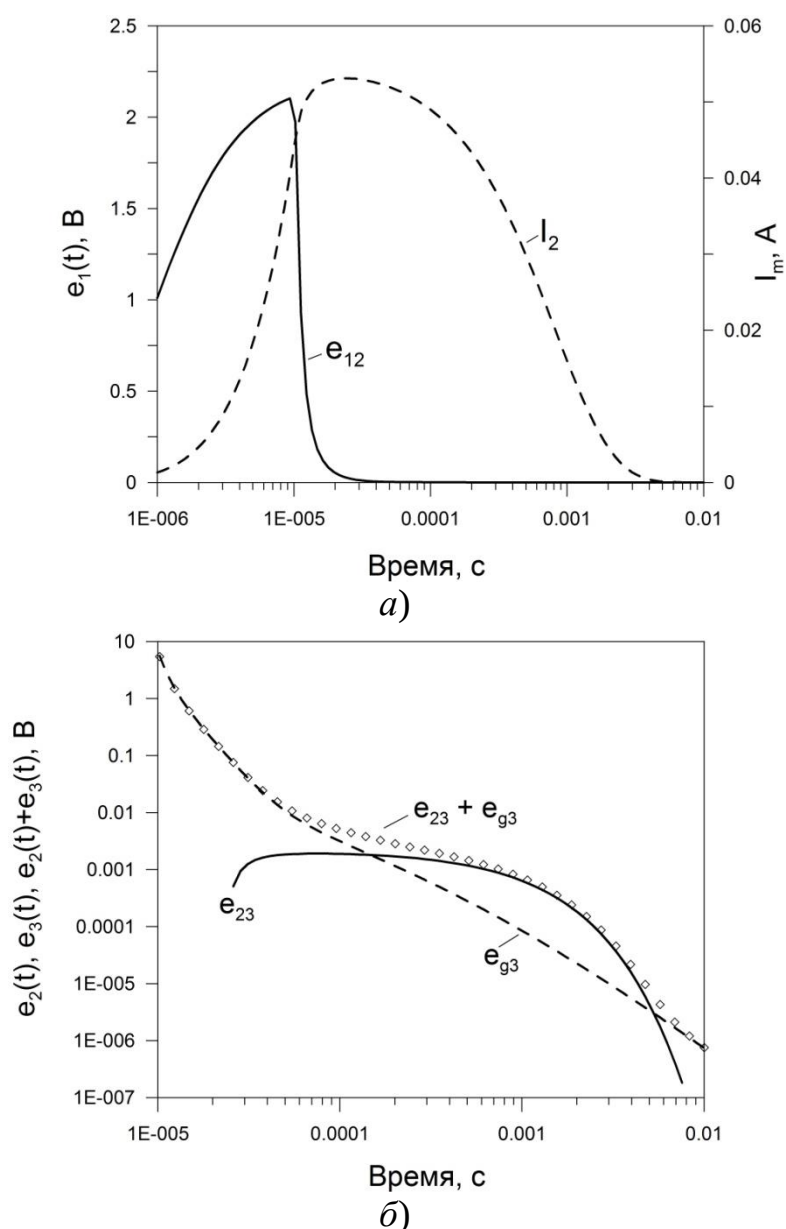


Рис. 2. Результаты расчетов с использованием программы QQQ:
а) ЭДС $e_{12} = emf_m(t)$, действующая на контур-модель в присутствии горизонтально-слоистой проводящей среды, и ток I_2 в модели; б) графики ЭДС: $e_{23}(t)$ – наводимой в приемной петле за счет затухания тока в модели, $e_{g3}(t)$ – индуцируемой в приемной петле за счет затухания вихревых токов в земле, $e_{23}(t) + e_{g3}(t)$ – суммарной

Как можно видеть (рис. 2, а), действующая на модель ЭДС $e_{12} = emf_m(t)$ нарастает во время выключения тока в генераторной петле и убывает после того, как ток выключен. Под действием этой ЭДС в модели возникает ток I_2 , график которого также показан на рис. 2, а. Изменяющийся ток в модели индуцирует ЭДС $e_{23}(t)$ в приемной петле, которая суммируется с ЭДС $e_{g3}(t)$, наводи-

мой в приемной петле за счет затухания вихревых токов в земле (рис. 2, б). График результирующей ЭДС $e_{23}(t) + e_{g3}(t)$, которая наблюдается в приемной петле в присутствии модели и проводящей горизонтально-слоистой среды, показан на рис. 2, б крестиками. Приведенные на рис. 2 модельные данные отражают основные особенности полевых экспериментальных переходных характеристик [5].

По поводу описанного выше подхода к тестированию измерительных систем для импульсной индуктивной электроразведки может возникнуть вопрос: для чего нужна модель? Ведь если известны параметры геоэлектрической среды, можно просто сравнить измеренные и модельные переходные характеристики. Методика тестирования, основанная на измерении переходных характеристик эталонных геологических объектов, применяется для тестирования и калибровки наземных и аэросистем для импульсной индуктивной электроразведки [3, 7]. Однако опыт съемок методом переходных процессов показывает, что нередко трудно или невозможно понять, как объяснить аномальные переходные характеристики: влиянием геологических причин или собственными переходными процессами измерительной системы. Аналогичная ситуация возникает при необходимости снизить начальную глубину зондирований, что влечет за собой необходимость использовать петли небольшого размера [6].

Именно в таких случаях необходима «добавка» к геологической среде в виде модели с контролируемыми параметрами. Используя такую модель, можно даже в сложных условиях планировать и осуществлять контролируемый эксперимент, который позволит разобраться, в каком временном диапазоне, с какими конкретными установками и аппаратурой и с какой погрешностью полученные данные отражают геологию, и где начинает преобладать влияние собственного отклика измерительной системы.

Выводы

Нагруженная на резистор петля, расположенная вблизи генераторно-приемной установки, позволяет осуществлять тестирование системы для проведения работ методом переходных процессов или его аналогов.

Если земля, на поверхности которой расположены установка и модель, является слабо проводящей, она не оказывает влияния на параметры модели. В этом случае для тестирования достаточно измерить ЭДС в приемной петле при разомкнутой и замкнутой модели, после чего найти разницу и сравнить ее с ЭДС, рассчитанной по формуле (1). Однако в общем случае на переходный процесс тока в модели влияют вихревые токи в земле. Для учета этого влияния написана рабочая версия компьютерной программы. Результаты расчетов, выполненных с помощью этой программы, отражают основные особенности переходных характеристик, которые были измерены в поле. Для окончательных выводов необходим специально спланированный полевой эксперимент на объектах с хорошо изученным геоэлектрическим строением.

Исследования выполнены при финансовой поддержке гранта РФФИ 18-05-00363 «Математическое моделирование и экспериментальное изучение индукционных переходных процессов тока в замкнутой горизонтальной петле с учетом влияния подстилающей среды».

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Davis A. C., Macnae J. Quantifying AEM system characteristics using a ground loop // Geophysics. – Vol. 73, N 4. – 2008. – P. F179–F188.
2. Davis A. C., Macnae J. Measuring AEM waveform with a ground loop // Geophysics. – 2008. – Vol. 73. – P. F213–F222.
3. Electromagnetic induction calibration using apparent electrical conductivity modelling based on electrical resistivity tomography / F. Lavoue, J. Van Der Kruk, J. Rings et al. // Near Surface Geophysics. – 2010. – Vol. 8. – P. 553–561.
4. Grover F. W. Inductance Calculations. – New York : Dover Publications, 1973.
5. Kozhevnikov N. O. Testing TEM system using a large horizontal loop conductor // Russian Geology and Geophysics. – 2012. – Vol. 53. – P. 1243–1251.
6. Sharlov M. V., Kozhevnikov N. O., Sharlov R. V. Lake Baikal – A Unique Site for Testing and Calibration of Near-surface TEM Systems // Near Surface Geoscience 3–7 September 2017. – Malmö, Sweden. – 5 p. – doi: 10.3997/2214-4609.201702038.
7. Test-site calibration and validation of airborne and ground-based TEM systems / N. Foged, E. Auken, A. V. Christiansen, K. I. Sørensen // Geophysics. – 2013. – Vol. 78. – P. E95–E106.
8. Yin C., Hodges G. Wire-loop surface conductor for airborne EM system testing // Geophysics. – 2009. – Vol. 74. – P. F1–F8.

REFERENCES

1. Davis A. C., Macnae J. Quantifying AEM system characteristics using a ground loop // Geophysics. – Vol. 73, N 4. – 2008. – P. F179–F188.
2. Davis A. C., Macnae J. Measuring AEM waveform with a ground loop // Geophysics. – 2008. – Vol. 73. – P. F213–F222.
3. Electromagnetic induction calibration using apparent electrical conductivity modelling based on electrical resistivity tomography / F. Lavoue, J. Van Der Kruk, J. Rings et al. // Near Surface Geophysics. – 2010. – Vol. 8. – P. 553–561.
4. Grover F.W. Inductance Calculations. – New York : Dover Publications, 1973.
5. Kozhevnikov N. O. Testing TEM system using a large horizontal loop conductor // Russian Geology and Geophysics. – 2012. – Vol. 53. – P. 1243–1251.
6. Sharlov M. V., Kozhevnikov N. O., Sharlov R. V. Lake Baikal – A Unique Site for Testing and Calibration of Near-surface TEM Systems // Near Surface Geoscience 3–7 September 2017. – Malmö, Sweden. – 5 p. – doi: 10.3997/2214-4609.201702038.
7. Test-site calibration and validation of airborne and ground-based TEM systems / N. Foged, E. Auken, A. V. Christiansen, K. I. Sørensen // Geophysics. – 2013. – Vol. 78. – P. E95–E106.
8. Yin C., Hodges G. Wire-loop surface conductor for airborne EM system testing // Geophysics. – 2009. – Vol. 74. – P. F1–F8.

© Н. О. Кожевников, Е. Ю. Антонов, 2018

СОДЕРЖАНИЕ

1. <i>К. В. Сесь</i> . Генетические типы подземных вод нефтегазоносных отложений Ямальской НГО.....	3
2. <i>Е. С. Сурикова, В. А. Конторович, Д. В. Аюнова</i> . Сейсмогеологические критерии газоносности сеноманских отложений Надым-Пурского междуречья.....	10
3. <i>М. О. Федорович, Н. В. Поспеева</i> . Моделирование истории созревания нефтематеринских толщ Толонского газоконденсатного месторождения (Саха Якутия)	18
4. <i>Н. Е. Шмелев</i> . Обоснование границ баженовской свиты по каротажным данным для разрезов салымского типа	25
5. <i>А. Ф. Сухорукова</i> . Геокриологические условия трассы трубопровода «Сила Сибири» (Красноярский край, Иркутская область, Республика Саха).....	32
6. <i>А. В. Черных</i> . Структура геотермического поля Анабаро-Хатангского бассейна.....	40
7. <i>С. С. Сухов, А. М. Фомин, С. А. Моисеев</i> . Характеристика рифовых комплексов в центральной части Сибирской платформы.....	47
8. <i>Д. А. Новиков, Фан Ти Ким Ван, Доан Ван Туен, И. И. Юрчик, Н. А. Ефимцев</i> . Роль системы «вода – порода» в процессах формирования состава термальных вод месторождения Банг (Центральный Вьетнам).....	55
9. <i>А. Ю. Попов, Е. С. Соболев, А. В. Ядренкин, М. Г. Мухамедьяров</i> . Новые данные по терминальному триасу севера Средней Сибири (бассейн р. Эекит).....	64
10. <i>Я. В. Садыкова</i> . Гидрогеологическая стратификация разреза Межовского нефтегазоносного района (Новосибирская и Томская области)	70
11. <i>Д. А. Новиков, С. В. Рыжкова, А. Е. Шохин, С. В. Юдин, Н. А. Ефимцев, А. В. Черных, Ф. Ф. Дульцев</i> . Результаты моделирования водно-газовых равновесий в пределах нефтегазоносных отложений Обь-Иртышского междуречья.....	77
12. <i>Л. А. Задоевко, С. А. Моисеев</i> . Палеотектонический анализ формирования Ковыктинского выступа по данным сейсморазведки 3D	85
13. <i>В. Г. Эдер, А. Ю. Юрченко, Н. С. Балушкина, Е. А. Костырева, Е. В. Козлова, А. Г. Замирайлова</i> . Карбонатные породы черносланцевой баженовской свиты района Хантейской гемиянтеклизы, Западная Сибирь	93
14. <i>Е. А. Фурсенко, В. А. Каширцев, В. А. Казаненков</i> . Адамантоидные углеводороды в конденсатах из залежей средней юры Малоямальского месторождения (Западная Сибирь).....	102

15. <i>Р. А. Хабибулина.</i> Спикулы в табулятоморфных кораллах из силурийских отложений (гомер, венлок) Горного Алтая	109
16. <i>А. Ю. Нехаев.</i> Бованенковская площадь, строение верхнеюрского флюидоупора	113
17. <i>Н. В. Сенников, Н. В. Новожилова, О. Т. Обут, Р. А. Хабибулина.</i> О хроностратиграфическом положении границы куимовского и черноануйского горизонтов силура на Горном Алтае	121
18. <i>Е. В. Пономарева.</i> Распределение значений естественной гамма-активности в породах баженовской свиты в центральных и южных районах Западно-Сибирского осадочного бассейна	128
19. <i>С. В. Рыжкова, Е. В. Борисов, Л. Г. Вакуленко, В. А. Казаненков, Л. М. Калинина, А. Э. Конторович, В. А. Конторович, А. Ю. Нехаев, Е. В. Пономарева, М. А. Фомин, П. А. Ян.</i> Фациально-стратиграфическое районирование васюганского и георгиевского горизонтов (Западная Сибирь)	136
20. <i>Б. М. Попов.</i> Стратиграфическое значение остракод среднего и верхнего девона из разрезов юга Западной Сибири	145
21. <i>Л. Н. Константинова.</i> Продуктивные горизонты карбонатного комплекса венда Байкитской антеклизы (Сибирская платформа)	151
22. <i>В. А. Маринов, А. Ю. Нехаев.</i> Условия формирования песчаных пластов уватского горизонта (верхний мел) северных районов Западной Сибири	159
23. <i>А. Ю. Калинин, В. А. Конторович, Л. М. Калинина, И. А. Губин, М. В. Соловьев.</i> Сейсмогеологические критерии прогнозирования разреза верхнеюрских отложений юго-восточных районов Западной Сибири	167
24. <i>Н. К. Лебедева, О. Б. Кузьмина, И. В. Хазина, Г. Г. Русанов, Л. А. Глинских.</i> Палинологическая характеристика меловых-кайнозойских отложений, вскрытых скважиной Алейская 23 на юге Кулундинской впадины (Западная Сибирь)	175
25. <i>А. И. Кудаманов, С. Е. Агалаков.</i> Цикличность осадкообразования отложений верхнего мела Западно-Сибирской плиты	183
26. <i>К. И. Канакова, Е. С. Сурикова, О. А. Локтионова, А. Ю. Калинин.</i> Особенности геологического строения и история формирования залежей углеводородов в отложениях нефтегазоносного горизонта Ю ₁ на севере Новосибирской – юго-западе Томской областей	191
27. <i>С. Х. Лифшиц, Ю. С. Глязнецова, О. Н. Чалая, И. Н. Зуева.</i> Самовосстановление нефтезагрязненных почв криолитозоны на примере территории бывшего нефтепровода «Талакан – Витим»	199
28. <i>В. А. Каширцев, Т. М. Парфенова, Л. М. Буриштейн, С. А. Моисеев, А. А. Дешин, К. В. Долженко, Д. С. Мельник.</i> Геолого-геохимические предпосылки нефтегазоносности Суханского седиментационного бассейна	207
29. <i>В. В. Лапковский.</i> Оценка сходства поверхностей слоев с типовыми геоморфологическими и тектоническими формами	217

30. <i>Н. Г. Изох.</i> Биостратиграфия девона Норильского района по конодонтам.....	224
31. <i>Л. Г. Вакуленко, О. Д. Николенко, А. Е. Трушкина, П. А. Ян.</i> Ихнологические сообщества и особенности осадконакопления нижнемеловых отложений на западе Гыданского полуострова.....	228
32. <i>Н. О. Кожевников, Е. Ю. Антонов.</i> Влияние земли на переходный процесс тока в замкнутой петле при тестировании измерительных систем для импульсной индуктивной электроразведки.....	236

CONTENTS

1. K. V. Ses. Genetic Types of Groundwater of Yamal Petroleum Region's Oil-and-Gas Bearing Deposits	3
2. E. S. Surikova, V. A. Kontorovich, D. V. Ayunova. Seismogeological Criteria of Gas Presence in Senomanian Sediments in the Watershed Nadym and Pur	10
3. M. O. Fedorovich, N. V. Pospeeva. Modeling of the History of Maturity of the Source Rocks of the Tolon Gas-Condensate Field (Sakha Yakutia)	18
4. N. E. Shmelev. Rationale for Bazhenov Formation Borders by Well-Logs for Salym Type Section	25
5. A. F. Sukhorukova. Geocryological Conditions of the Route of the Pipeline "Power of Siberia" (Krasnoyarsk Territory, Irkutsk Region, Republic of Sakha)	32
6. A. V. Chernykh. The Geothermal Field Structure of the Anabar-Khatanga Basin	40
7. S. S. Sukhov, A. M. Fomin, S. A. Moiseev. Characteristic of Reef Complexes in the Central Siberian Platform	47
8. D. A. Novikov, Phan Thi Kim Van, Doan Van Tuyen, I. I. Yurchik, N. A. Efimtsev. Role of "Water – Rock" Interactions in the Formation of the Composition of Thermal Water in the Bang Deposit (Central Vietnam)	55
9. A. Yu. Popov, E. S. Sobolev, A. V. Yadrenkin, M. G. Muhamed'jarov. New Data on the Terminal Triassic of North of Middle Siberia (Eekit River Basin)	64
10. Y. V. Sadykova. Hydrogeological Stratification of Section of Megovka Oil and Gas Region (Novosibirsk Andtomsk Region)	70
11. D. A. Novikov, S. V. Ryzhkova, A. E. Shokhin, S. V. Yudin, N. A. Efimtsev, A. V. Chernykh, F. F. Dultsev. Results of Modelling the Water-Gas Equilibria in Oil and Gas Deposits of the Ob-Irtysh Interfluve	77
12. L. A. Zadoenko, S. A. Moiseev. Paleotectonic Analysis of the Formation of the Kovykta Projection of 3D Exploration Seismic Data	85
13. V. G. Eder, A. Yu. Yurchenko, N. S. Balushkina, E. A. Kostyreva, E. V. Kozlova, A. G. Zamirailova. Carbonate Rocks of the Black Shale Bazhenov Formation of the Khanteiskaya Hemianteclise, Western Siberia	93
14. E. A. Fursenko, V. A. Kashirtsev, V. A. Kazanenkov. Adamandoid Hydrocarbons in Condensates From Middle Jurassic Deposits of the Maloyamalskoe Field (Western Siberia)	102

15. R. A. Khabibulina. Spicules in Tabulate Corals From the Silurian (Homerian, Wenlock) Strata of Gorniy Altai.....	109
16. A. Yu. Nekhaev. Bovanenkovskaya Area, Structure of the Upper Jurassic of the Fluid Seal	113
17. N. V. Sennikov, N. V. Novozhilova, O. T. Obut, R. A. Khabibulina. About Chronostratigraphic Position of the Boundary Between Silurian Kuimov and Cherny Anui Horizons in the Gorny Altai	121
18. E. V. Ponomareva. Natural Gamma Activity Distribution in Rocks Bazhenov Formation Within the Central and South Regions of the West Siberian Sedimentary Basin	128
19. S. V. Ryzhkova, E. V. Borisov, L. G. Vakulenko, V. A. Kazanenkov, L. M. Kalinina, A. E. Kontorovich, V. A. Kontorovich, A. Yu. Nekhaev, E. V. Ponomareva, M. A. Fomin, P. A. Yan. Facial-Stratigraphic Zonation of Vasyugan and Georgievka Horizons (West Siberia)	136
20. B. M. Popov. Stratigraphic Significance of the Upper Devonian Ostracods from the Sections of the South of Western Siberia.....	145
21. L. N. Konstantinova. Productive Horizons of the Carbonate Complex of the Vendian of the Baikit Antecline (Siberian Platform).....	151
22. V. A. Marinov, A. Yu. Nekhaev. Sedimentation of Sandy Layers of the Uyath Horizon (Upper Cretaceous) of the Northern Regions of West Siberia.....	159
23. A. Yu. Kalinin, V. A. Kontorovich, L. M. Kalinina, I. A. Gubin, M. V. Solovev. Seismogeological Criteria for Estimation of the Collectors Quality in Upper Jurassic Deposits of Southeast Areas of West Siberia.....	167
24. N. K. Lebedeva, O. B. Kuzmina, I. V. Khazina, G. G. Rusanov, L. A. Glinskikh. Palynological Characteristic of Cretaceous-Cenozoic Deposits in Borehole Aleiskaya 23 on the South of Kulunda Depression (Western Siberia).....	175
25. A. I. Kudamanov, S. E. Agalakov. Cyclicity of Sedimentation of the Upper Cretaceous Deposits of the West Siberian Plate	183
26. K. I. Kanakova, E. S. Surikova, O. A. Loktionova, A. Yu. Kalinin. Geological Structure Features and Reservoir Evolution of Hydrocarbon-Bearing Formation J ₁ in the North of Novosibirsk Region and the Southeast of Tomsk Region	191
27. S. Kh. Lifshits, Yu. S. Glyaznetsova, O. N. Chalaya, I. N. Zueva. Self-Regeneration of Oil-Contaminated Soils in the Cryolithozone on the Example of the Territory of the Former Oil Pipeline «Talakan – Vitim».....	199
28. V. A. Kashirtsev, T. M. Parfenova, L. M. Burshteyn, S. A. Moiseev, A. A. Deshin, K. V. Dolzhenko, D. S. Melnik. Geological and Geochemical Prerequisites of Petroleum Potential of the Sukhansk Sedimentary Basin.....	207
29. V. V. Lapkovsky. Estimation of the Similarity of Layars Surfaces with Typical Geomorphological and Tectonic Forms	217
30. N. G. Izokh. Devonian Conodont Biostratigraphy of the Norilsk Area	224

31. <i>L. G. Vakulenko, O. D. Nikolenko, A. E. Trushkina, P. A. Yan.</i> Ichnological Community and Features of Sedimentation in the Lower Cretaceous Deposits of Gydansky Peninsula.....	228
32. <i>N. O. Kozhevnikov, E. Yu. Antonov.</i> Effect of the Earth on the Current Transients in Closed Loop Conductor Used for Testing Tem Measuring Systems	236

Научное издание

ИНТЕРЭКСПО ГЕО-СИБИРЬ

XIV Международный научный конгресс

Международная научная конференция

**«НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ. ГОРНОЕ ДЕЛО. НАПРАВЛЕНИЯ
И ТЕХНОЛОГИИ ПОИСКА, РАЗВЕДКИ И РАЗРАБОТКИ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ.
ЭКОНОМИКА. ГЕОЭКОЛОГИЯ»**

Т. 1

Сборник материалов

Материалы публикуются в авторской редакции

Компьютерная верстка *Е. М. Федяевой*

Изд. лиц. ЛР № 020461 от 04.03.1997.

Подписано в печать 20.09.2018. Формат 60 × 84 1/16.

Усл. печ. л. 14,45. Тираж 100 экз. Заказ 112.

Гигиеническое заключение

№ 54.НК.05.953.П.000147.12.02. от 10.12.2002.

Редакционно-издательский отдел СГУГиТ
630108, Новосибирск, ул. Плеханова, 10.

Отпечатано в картопечатной лаборатории СГУГиТ
630108, Новосибирск, ул. Плеханова, 8.