

нофиты и зигнемовые). В свите в ранге слоев впервые выделены два региональных биостратона: **слой с *Nannoceratopsis deflandrei senex* и слой с *Nannoceratopsis gracilis***. Они характеризуют нижние слои геологического тела, которые на востоке Сибирской платформы и в её складчатом обрамлении коррелируются с китербютским горизонтом региональной шкалы Сибири. Для уточнения положения изученного интервала в региональных (унифицированных) и корреляционных стратиграфических схемах необходимо дальнейшее развитие подобных исследований.

3. Результаты исследований, объём имеющихся стратиграфо-палеонтологических, палеогеографических, геолого-геофизических данных и аналогии с хорошо изученными регионами Сибирской платформы обязывают специалистов обратить внимание на новый тип разреза морской юры и, по всей вероятности, пересмотреть существующие «отрицательные» выводы об условиях формирования залежей концентрированных углеводородов в северо-западной прибрежной зоне Вилюйской синеклизы. При этом перспективная корректировка комплекса дальнейших поисковых работ на нефть и газ на р. Тюнг, на взгляд авторов, достаточно объёмно геологически обоснована.

Работа выполнена в рамках плана НИР ИГАБМ СО РАН на 2014–2016 гг.

Литература

1. Девятков В.П., Князев В.Г., Сапьяник В.В. Реперные горизонты в нижней и средней юре Сибири // Региональная стратиграфия нефтегазоносных районов

Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1988. – С. 53–60.

2. Кирина Т.И., Месезжников М.С., Ретин Ю.С. О новых местных подразделениях в юре Западной Якутии // Новые данные по стратиграфии и фауне юры и мела Сибири. – Новосибирск: ИГиГ СО АН СССР, 1978. – С. 70–85.

3. Князев В.Г., Гриненко В.С., Девятков В.П. и др. Региональная стратиграфическая схема юрских отложений Восточной Якутии // Отечественная геология. – 2002. – № 4. – С. 73–80.

4. Гриненко В.С., Князев В.Г. Лаптевский подкомплекс (Т_{3г2}–J_{3v}) верхоянского терригенного комплекса // Наука и образование. – 2012. – № 4. – С. 13–18.

5. Гриненко В.С. История формирования верхнетриасовых-юрских отложений Восточно-Сибирского осадочного бассейна (восток Сибирской платформы и складчатое обрамление): Автореф. дис...к.г.-м.н. – Иркутск, 2010. – 19 с.

6. Гриненко В.С., Князев В.Г. Стратиграфия юрских отложений Хапчагайского и Лено-Вилюйского районов: расчленение и межрегиональная корреляция // Отечественная геология. – 2008. – № 5. – С. 72–78.

7. Горячева А.А. Микрофитофоссилии нижней и средней юры Сибири: биостратиграфия и биофациальный анализ: Автореф. дис. ...к.г.-м.н. – Новосибирск: ИНГ СО РАН, 2014. – 22 с.

8. Гриненко В.С., Князев В.Г., Горячева А.А. и др. Новые палеонтологические находки в нижней юре северо-западного борта Вилюйской синеклизы // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Северо-Востока России: материалы V Всероссийской научно-практической конференции, 31 марта – 2 апреля 2015 г. / Отв. ред. А.Я. Биллер. – Якутск: Издательский дом СВФУ, 2015. – С. 131–137.

Поступила в редакцию 07.07.2015

УДК 551.72:551.432.83 (551.56-12)

Геохимия органического вещества рифейских отложений востока Алданской антеклизы

А.Ф. Сафронов, О.Н. Чалая, И.Н. Зуева, Ю.С. Гляднецова,
С.Х. Лифшиц, А.Р. Александров

Институт проблем нефти и газа СО РАН, г. Якутск

Проведено изучение органического вещества пород рифейских отложений востока Алданской антеклизы, которым отводится важная роль в формировании скоплений углеводородов. Определено

САФРОНОВ Александр Федотович – д.г.-м.н., член-корр. РАН, директор, a.f.safronov@prez.ysn.ru; ЧАЛАЯ Ольга Николаевна – к.г.-м.н., зав. лаб., o.n.chalaya@ipng.ysn.ru; ЗУЕВА Ираида Николаевна – к.х.н., в.н.с., i.n.zueva@ipng.ysn.ru; ГЛАЗНЕЦОВА Юлия Станиславовна – к.х.н., в.н.с., geochemlab@ipng.ysn.ru; ЛИФШИЦ Сара Хаимовна – к.х.н., в.н.с., s.h.lifshits@ipng.ysn.ru; АЛЕКСАНДРОВ Александр Романович – н.с., popeg@ipng.ysn.ru.

содержание C_{org} в породах, выход хлороформенного битумоида (ХБ), изучен структурно-групповой состав ХБ методом ИК-Фурье спектроскопии, установлено содержание масел, смол и асфальтенов в ХБ. Для отдельных образцов были проведены детальные исследования индивидуального углеводородного состава с применением газо-жидкостной хроматографии и хромато-масс-спектрометрии, позволяющие идентифицировать индивидуальные углеводороды, определять присутствие и особенности распределения молекул-биомаркеров. Рассмотрен характер распределения содержания органического углерода и хлороформенных битумоидов по разрезу средне-позднерифейских отложений (от малгинской до игниканской свит). Установлено, что битумоиды характеризуются алифатическим составом, однотипным характером распределения молекул-биомаркеров и отсутствием в их составе 12- и 13-метилалканов (за исключением одного образца). Большие вариации в групповом компонентном составе ХБ указывают на присутствие в разрезе средне-позднерифейских отложений гаммы битуминозных разностей: сингенетических, параавтохтонных и остаточных битумоидов и рассматриваются как свидетельство происходивших процессов эмиграции углеводородов. Высокой битуминозностью по сравнению с вышележащими свитами отличаются породы верхней части малгинской свиты, которая по геохимическим параметрам органического вещества и ХБ отнесена к нефтематеринским. Присутствие в разрезе свиты параавтохтонных битумоидов указывает на то, что нефтематеринские породы реализовывали свой генерационный потенциал.

Ключевые слова: рифейские отложения, органическое вещество, хлороформенный битумоид, групповой состав, углеводороды, биомаркеры.

Geochemistry of Organic Matter of Rephean Sediments, East of the Aldan Anticline

A.F. Safronov, O.N. Chalaya, I.N. Zueva, Yu.S. Glyaznetsova, S.H. Lifshits, A.R. Alexandrov

Institute of Oil and Gas Problems SB RAS, Yakutsk

The Rephean sediments of East of the Aldan anticline are believed to have important significance for formation of hydrocarbons accumulations. The organic matter of Rephean sediments study has been made. Corg content in rocks as chloroform bitumoids yield has been determined. Structure-group composition of bitumoids has been studied by FT-IR spectroscopy. The quantity of hydrocarbons, resins and asphaltenes has been detected. Some samples have been studied by methods of gas-liquid chromatography and chromatograph-mass-spectrometry for identification of individual hydrocarbons and study of molecule-biomarkers. Distribution character of organic carbon and chloroform bitumoids content along the section of Middle-Later Rephean sediments had been analyzed (from Malginskaya to Ignikanskaya suites). It has been defined that the bitumoids have aliphatic composition, close distribution of hydrocarbons-biomarkers and absence of 12- and 13-methylalkanes (with the exception one sample). Significant variations of hydrocarbons, resins and asphaltenes content in bitumoids composition show presence of different bitumoids (autochthonous, paraautochthonous and mixed) and evidence of hydrocarbons migration processes. The Malginskaya formation (namely Upper part) is the most bituminous in comparison with the upper lied formations. According to geochemical parameters of organic matter and bitumoids the Malginskaya formation is concerned as oil-produced. Evidence of paraautochthonous bitumoids indicates the realization of oil-generating potential of the rocks.

Key words: Rephean sediments, organic matter, chloroform bitumoid, hydrocarbons, biomarkers.

Рифейские и вендские отложения востока Сибирской платформы рассматриваются рядом исследователей как источники генерации и поступления углеводородов (УВ) в зоны нефтегазоаккумуляции. Решающая роль в формировании скоплений УВ отводится нефтематеринским формациям рифея, в которых присутствуют высокоуглеродистые толщи значительной мощности [1–3].

Материал и методика исследований

Изученные образцы (19) отобраны из рифейских отложений малгинской, ципандинской, лахандинской и игниканской свит по обнажениям р. Мая у пос. Ципанда и её притокам: Большой и Малый Канедык, ниже ручья Ингили и у скалы Малгина.

Геохимические исследования выполнены по схеме, разработанной ВНИГРИ, ВНИГНИ,

СНИИГГиМС [4–6]. Также для отдельных образцов были проведены детальные исследования индивидуального углеводородного состава с применением газо-жидкостной хроматографии (ГЖХ) и хромато-масс-спектрометрии (ХМС), позволяющие идентифицировать, определять состав и особенности распределения молекул-биомаркеров.

Были определены следующие геохимические параметры:

- содержание органического углерода в породе ($C_{орг}$);
- содержание хлороформенного битумоида (ХБ) методом горячей экстракции;
- групповой (компонентный) состав битумоида методом адсорбционной колоночной хроматографии;
- структурно-групповой состав ХБ методом ИК-Фурье спектроскопии;
- состав и распределение насыщенных УВ (н-алканов, изоалканов, изопреноидов) методом ГЖХ и ХМС.

Результаты и их обсуждение

Малгинская свита среднего рифея мощностью от 100 до 300 м распространена в бассейнах рек Мая и Учур (Учуро-Майская впадина). Свита состоит из двух резко различающихся по литологии толщ. Верхняя её часть представлена чёрными битуминозными тонкоплитчатыми известняками, чередующимися с листоватыми чёрными сланцами. Этот битуминозный горизонт мощностью 15–30 м подстилается пестроокрашенными известняками нижней (основной) части свиты.

Обогащённые органическим веществом (ОВ) битуминозные (доманикоидные) породы малгинской свиты многими исследователями рассматриваются как нефтематеринские [3, 7–9]. В разрезе свиты у скалы Малгина (р. Мая) мощность доманикоидной пачки составляет 14 м. Снизу вверх в её составе выделяются массивные микрозернистые светло-серые битуминозные известняки, изредка с кавернами, заполненными вязким темно-коричневым битумом. Выше по разрезу отмечено переслаивание массивных, серых, микрозернистых известняков с тонкоплитчатыми темно-серыми до черных глинистыми известняками.

Геохимическая характеристика образцов дана в таблице и на рис. 1. Содержание $C_{орг}$ в породах составляет от 0,7 до 6–9%, в прослоях горючих сланцев – 13,7–15,0% [8]. В широком интервале изменяется и выход ХБ на породу: от следов до 0,136–0,278% и более высоких значений 0,440–0,530%. Это более чем на порядок превышает содержание ХБ в породах вышележащих свит – ципандинской, лахандинской и

игниканской. Установлено, что породы малгинской свиты погружались на глубины до 3000 м и ОВ могло достигать высоких стадий катагенеза ($МК_2$) и было способно генерировать жидкие и газообразные УВ.

В составе ХБ преобладают смолистые компоненты, на долю масел приходится 13,6–37,7%, асфальтенов – 3,8–25,5%. Исключение составляет один образец (аргиллит) с содержанием масел до 73%. Для изученных образцов характерна высокая алифатичность УВ.

В метаново-нафтенной фракции преобладают н-алканы с доминированием относительно низкомолекулярных гомологов с максимумом распределения на $nC_{16,17}$. Низкие значения отношений изопреноиды/н-алканы, а также пристан/н-гептадекан и фитан/н-октадекан указывают на хорошую сохранность УВ. Обращает внимание присутствие в небольших концентрациях 12- и 13-метилалканов в одном из образцов малгинской свиты. В составе полициклических УВ повышенное содержание трисноргопана и пониженное – моретанов. В составе стеранов преобладает холестеран C_{27} . Подобный состав насыщенных УВ свидетельствует об аквагенной природе исходного ОВ, формировавшегося в восстановительной обстановке осадконакопления и диагенеза без влияния сероводородного заражения.

Геохимическая характеристика органического вещества пород и ХБ рифейских отложений по р.Мая

Параметры	Средний рифей		Верхний рифей	
	малгинская свита	ципандинская свита	лахандинская свита	игниканская свита
$C_{орг}, \%$	0,70–9,35	2,74–5,29	1,00–1,66	1,50–4,80
$\alpha\chi\delta, \%$	Сл.–0,53	Сл.–0,025	0,030	0,007–0,267
$\beta\chi\delta, \%$	0,40–8,20	Сл.–0,90	1,81–3,00	1,81–17,64
Групповой состав ХБ, %:				
масла	13,6–37,7	39,8	50,2–55,3	37,5–42,4
Σ смол	54,5–70,6	49,3	42,7–46,9	48,8–54,9
асфальтены	3,8–25,5	10,8	2,7–2,9	2,7–13,8
УВ-состав ХБ, % на Σ УВ: М-Н	63,2–87,6	Не опр.	75,7–81,2	Не опр.
Н-А	17,7–36,8	«	19,8–24,3	«
Σ н.к.- $nC_{20}/\Sigma nC_{21-k.k.}$	1,44–3,98	0,95	Не опр.	0,69–1,12
Максимум н-алканов	nC_{16-18}	nC_{18-24}	«	nC_{14-19}
Коэффициент нч/ч	0,93–1,14	0,95	«	0,79–1,02
Изопреноиды/н-алканы	0,09–0,14	0,15	«	0,10–0,21
Пристан/фитан	1,19–2,47	1,17	«	0,83–1,04
Пристан/ nC_{17}	0,20–0,32	0,67	«	0,37–0,54
Фитан/ nC_{18}	0,09–0,29	0,50	«	0,33–0,62

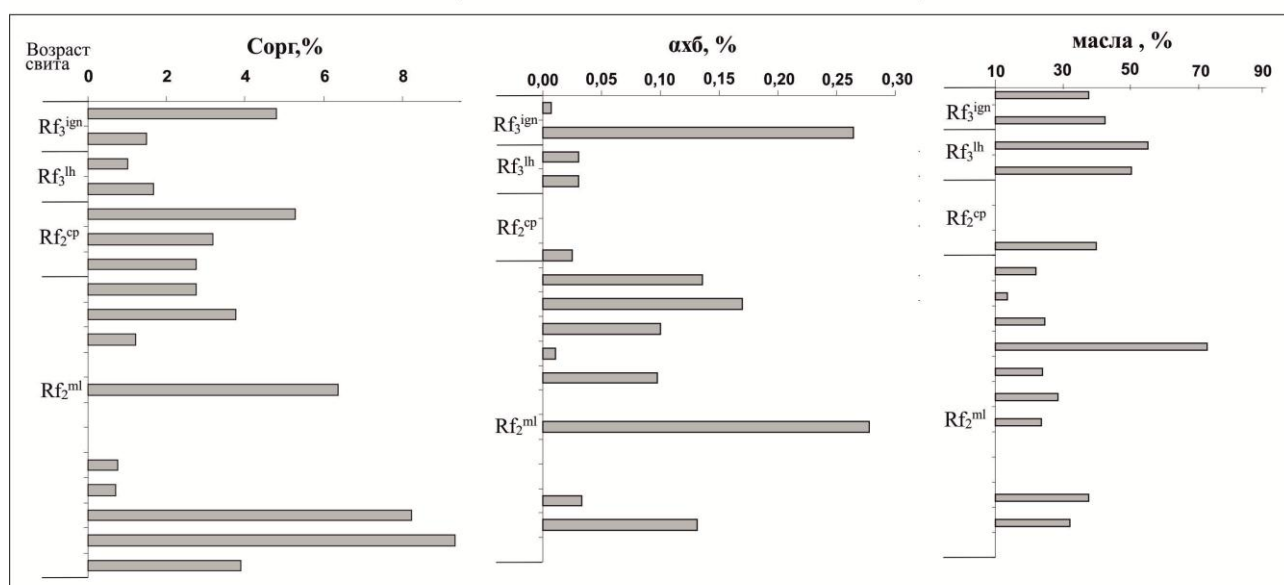


Рис. 1. Изменение геохимических параметров РОВ пород по разрезу рифейских отложений

Значительные различия в распределении концентраций ХБ и их групповом компонентном составе указывают на присутствие в разрезе свиты автохтонных и параавтохтонных битумоидов и могут рассматриваться как свидетельство происходивших процессов первичной миграции генерированных УВ из нефтематеринских пород. Это подтверждается и данными структурно-группового состава ХБ, в химической структуре которых широко варьирует соотношение между содержанием алифатических структур, ароматических циклов и количеством кислородсодержащих групп и связей.

Ципандинская свита среднего рифея, согласно залегающая на малгинской, практически целиком сложена доломитами. Мощность свиты в среднем течении р. Мая 370 м.

В средней части разреза отмечаются редкие прослои (0,8–1,2 м) битуминозных разностей с высоким содержанием S_{org} (2,7–5,3%). Выход ХБ в породах от следов до средних значений 0,025%. В групповом составе ХБ доминируют асфальтово-смолистые компоненты (таблица). Содержание масел составляет 39,8%, что выше среднего значения по малгинской свите (25,8%). В структурно-групповом составе ХБ алифатические соединения преобладают над ароматическими циклами (рис.2).

В углеводородном составе ХБ доминируют алканы нормального строения, в которых относительно низко- и высокомолекулярные гомологи содержатся практически в равных количествах. Максимум распределения н-алканов несколько сдвинут в высокомолекулярную об-

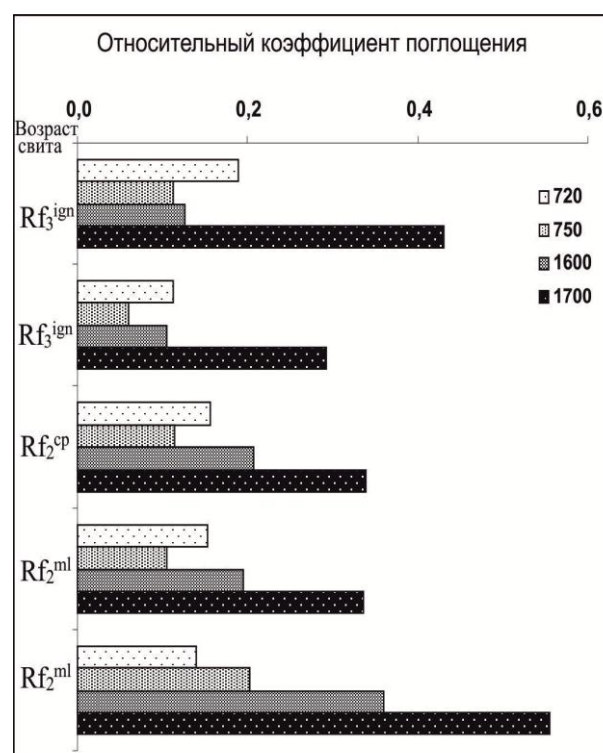


Рис. 2. Спектральная характеристика ХБ РОВ пород рифейских отложений.

Обозначения: K_{720} – относительный коэф. поглощения CH_2 -групп в длинных метиленовых цепях; K_{750} – относительный коэф. поглощения С-Н-связей в ароматических циклах; K_{1600} – относительный коэф. поглощения С=С-связей в ароматических циклах; K_{1700} – относительный коэф. поглощения С=О-связей в кислотах, кетонах и сложных эфирах

ласть nC_{18-24} . Н-алканы преобладают над изопреноидами. Терпановые УВ, как и в малгинской свите, характеризуются значительным содержанием трицикланов (15%), преобладанием гопа на над адиантаном, соотношением гомогопанов C_{35}/C_{34} меньше 1, преобладанием трисноргопана над триснорнеогопаном ($Ts/Tm=0,27$).

Лахандинская серия позднего рифея представлена 4 свитами: кумахинской, мельконской, нельканской, игниканской, сложена пестрым комплексом терригенных и карбонатных пород.

В породах *лахандинской и игниканской свит* максимальное содержание $C_{орг}$ достигает 4,8% при колебаниях в интервале от 1,0 до 1,7%. В целом содержание $C_{орг}$ ниже по сравнению с образцами из *ципандинской и малгинской свит*. Породы существенно различаются по выходу ХБ от 0,007 до 0,265% (таблица).

ОВ пород *лахандинской свиты* претерпело более высокую степень катагенетической преобразования по сравнению с *малгинской* [10]. На это может указывать и групповой компонентный состав битумоидов с низким содержанием асфальтенов и более высоким – масел до 55,3% с преобладанием метаново-нафтовых УВ (81,2%).

Индивидуальный состав и характер распределения насыщенных УВ обнаруживает близкое сходство с ХБ нижележащих свит. Некоторые различия в распределении н-алканов обусловлены, вероятно, присутствием миграционных битуминозных разностей.

По данным [11], для полициклических УВ характерно преобладание терпановых УВ, а в их составе трицикланов. В составе гопа на C_{34} преобладает над C_{35} , а трисноргопан – над триснорнеогопаном. Стераны характеризуются высокими концентрациями прегнанов и близкими содержаниями стеранов C_{27} и C_{29} . Такой характер распределения полициклических УВ свидетельствует о формировании ОВ в обстановке восстановительных условий диагенеза.

Выводы

Все изученные битумоиды по разрезу средне-позднерифейских отложений (от *малгинской до игниканской свит*) характеризуются алифатическим составом и однотипным характером распределения молекул-биомаркеров. Присутствие в разрезе изученных отложений высокоуглеродистых толщ значительной мощности, уровень катагенетического преобразования ОВ которых отвечает условиям главной зоны нефтеобразования, позволяет отнести рассматриваемые отложения к нефтематеринским. В сапропелевых

мергелях и глинистых сланцах *малгинской свиты* содержание $C_{орг}$ сопоставимо с таковым для доманикоидных горизонтов. Породы характеризуются высокой битуминозностью по сравнению с вышележащими свитами. *Малгинская свита* может рассматриваться как нефтематеринская с более высоким генерационным потенциалом и послужившая источником формирования скоплений УВ.

Большие вариации в содержании масел и асфальтово-смолистых компонентов в групповом компонентном составе ХБ можно рассматривать как присутствие в разрезе средне-позднерифейских отложений различных битуминозных разностей – автохтонных, параавтохтонных и остаточных битумоидов и свидетельство происшедших процессов эмиграции генерированных УВ из нефтематеринских пород.

Литература

1. *Старников А.И.* Юдомская серия севера Юдомско-Майского прогиба // Стратиграфия позднего докембрия и раннего палеозоя Средней Сибири. Юго-западное обрамление Сибирской платформы. – Новосибирск, 1983. – С.61–73.
2. *Каширцев В.А.* Органическая геохимия нафтидов Сибирской платформы. – Якутск: ЯФ Изд-ва СО РАН, 2003. – 160 с.
3. *Баженова Т.К., Дахнова М.В., Можегова С.В.* Верхний протерозой Сибирской платформы – основной источник нефтегазоносности её домезозойского мегабассейна // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2011. – Т.6, №2. – http://www.ngtp.ru/rub/1/17_2011.pdf.
4. *Рыбак Б.М.* Анализ нефтей и нефтепродуктов. – М.: Гостоптехиздат. 1962. – 596 с.
5. *Руководство по анализу битумов и рассеянного органического вещества горных пород.* – Л.: Недра, 1966. – 315 с.
6. *Современные методы исследования нефтей.* – Л.: Недра, 1984. – 427 с.
7. *Илюхин Л.Н.* Литология и коллекторские свойства верхнепротерозойских отложений юго-восточной части Сибирской платформы: Автореф. дис...к.г.-м.н. – М.: Изд-во МГУ, 1970. – 21 с.
8. *Соболев П.Н.* Геохимия доманикитной малгинской свиты Юдомо-Майской впадины. – Новосибирск: СНИИГиМС, 1987. – С. 69–76.
9. *Шишкин Б.Б., Берилко Г.А., Соболев П.Н. и др.* Строение и перспективы нефтегазоносности Алдано-Майской впадины // Нефтегазовая геология. – 2010. – С. 26–40.
10. *Лобзакова Т.В., Баженова Т.К., Бочковская А.Б. и др.* Органическое вещество нефтегазоматеринских формаций кембрия и верхнего докембрия востока Сибирской платформы, его генетическая природа и история преобразования // Геология и геохимия нефтегазоносных

и угленосных районов Якутии. – Якутск: ЯФ СО АН СССР, 1987. – С. 86–98.

11. Тимошина И.Д., Конторович А.Э., Ноговицин К.Е. Состав углеводородов-биомаркеров в породах лахан-

динской серии (рифей) на востоке Сибирской платформы // Успехи органической геохимии. – Новосибирск, 2010. – С. 333–337.

Поступила в редакцию 02.07.2015

553.981:622(571.56-15)

О возможности совместного освоения запасов газа из традиционных коллекторов и плотных пород на месторождениях Хапчагайского нефтегазоносного района

В.С. Ситников*, К.А. Павлова*, А.В. Погодаев**, В.Б. Черненко***

**Институт проблем нефти и газа СО РАН, г. Якутск*

***ОАО «Якутскгеофизика», г. Якутск*

****ОАО «Сахатранснефтегаз», г. Якутск*

Рассмотрены общие сведения об использовании на практике работ на нефть и газ относительно нового понятия «трудноизвлекаемые ресурсы углеводородного сырья». На примере Хапчагайского нефтегазоносного района, приуроченного к одноименному сводовому поднятию первого порядка в восточной части Вилюйской синеклизы, приведены факты, которые однозначно указывают на наличие гидродинамической связи ранее выявленных газовых залежей в мезозойских и верхнепермских отложениях. Охарактеризованы аргументы, учитываемые в дискуссии о возможном наличии в разрезе верхней перми крупнейшей газовой залежи массивного типа, контролируемой Хапчагайским поднятием. Предложена условная модель возможного совместного освоения запасов газа в традиционных коллекторах и прогнозируемых ресурсов в более глубоких горизонтах чехла, сложенных плотными слабопроницаемыми породами. Даны рекомендации по широкому применению предлагаемого методического подхода в осадочных отложениях разного возраста и литологического состава, в том числе на месторождениях Вилюйской нефтегазоносной области в целом и за ее пределами.

Ключевые слова: газ, нефть, синеклиза, поднятие, запасы, ресурсы, методика, освоение, извлечение.

On the Possibility of Joint Development of Gas Reserves from Traditional Collectors and Solid Rocks at Khapchagaysky Petroleum District Deposits

V.S. Sitnikov*, K.A. Pavlova**, A.V. Pogodaev**, V.B. Chernenko***

**Institute of Oil and Gas Problems SB RAS, Yakutsk*

***JSC «Yakutskgeofizika», Yakutsk*

****JSC «Sakhatransneftegaz», Yakutsk*

General information about using in works for oil and gas a relatively new concept of «hard-to-recover hydrocarbon resources» is considered. The facts showing the existence of the hydrodynamic connectivity of previously identified gas deposits in the Mesozoic and Upper Permian sediments for Khapchagaysky petroleum district dedicated to the eponymous arched uplift of the first order in the eastern part of Vilyui syncline, are presented. The arguments which can be taken into account in discussions about the possible existence of the largest gas deposit of a massive type in the section of the Upper Permian, controlled by Khapchagaysky

*СИТНИКОВ Вячеслав Стефанович – д.г.-м.н., зав. лаб., sitgeo@mail.ru; *ПАВЛОВА Капитолина Алексеевна – м.н.с., pavlova_kapitolina@mail.ru; **ПОГОДАЕВ Александр Валентинович – гл. геолог, a_pogodaev@ykgf.ru; ***ЧЕРНЕНКО Вадим Борисович – зам. начальника управления ОАО «Сахатранснефтегаз», cherne.vadim@yandex.ru.