

менноугольного месторождения / Я.Ю. Ицков, С.В. Юдин, А.Н. Леоненко, А.С. Майнагашев, М.Пихлер, Ю.Б. Панкевич // Горн. пром-сть. – 2002. – № 2. – С. 43–45.

19. Чебан А.Ю. Экспериментальные исследования процесса разрушения породы резцами фрезерного рабочего органа // Вестн. Тихоокеан. гос. ун-та. – 2012. – № 1. – С. 125–128.

Поступила в редакцию 19.02.2016.

УДК 553.982:551.762.3(571.56–14)

## Верхнеюрская нефть Вилюйской синеклизы

А.Ф. Сафронов, А.И. Сивцев, О.Н. Чалая, И.Н. Зуева\*, В.Б. Черненко\*\*

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

\*\*Открытое акционерное общество "Сахатранснефтегаз", г. Якутск

*В конце 70-х годов прошлого столетия произошла переориентация геологоразведочных работ, направленных на нефть и газ в Якутии, с позднепалеозойских – нижнемезозойских отложений Вилюйской синеклизы на позднедокембрийские – нижнепалеозойские отложения Непско-Ботуобинской антеклизы. Вместе с тем, степень разведанности Вилюйской синеклизы осталась крайне низкой и неоднородной. Установленный факт наличия нефтяных оторочек на газоконденсатных месторождениях Хапчагайского мегавала в пермских – верхнеюрских отложениях Вилюйской синеклизы свидетельствует о нефтеносности Лено-Вилюйской провинции. Приводится краткая характеристика нефтепроявлений, зафиксированных в скважинах на Бергеинской и Олойской структурах. Идентичность в составе и распределении углеводородов – биомаркеров в нефтях Бергеинской и Олойской площадей свидетельствует о генетической связи этих нефтей с органическим веществом высшей наземной растительности. Продуцирующей толщей для этих нефтей могли послужить как пермские, так и верхнеюрские отложения. Приведенные данные позволяют сделать предположение об определенных перспективах открытия газонефтяных и нефтяных залежей в пермских – верхнеюрских отложениях Вилюйской синеклизы.*

Ключевые слова: Вилюйская синеклиза, верхняя юра, нефтепроявления, геохимия, континентальные отложения, перспективы нефтеносности.

## Upper Jurassic Oil of Vilyuisk Syncline

A.F. Safronov, A.I. Sivtsev, O.N. Chalaya, I.N. Zueva\*, V.B. Chernenko\*\*

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

\*\*JSC "Sakhatransneftegas", Yakutsk

*In the late 70-ies of the last century oil and gas exploration in Yakutia changed its orientation from the Late Paleozoic - Lower Mesozoic sediments of Vilyuisk syncline to the Late Precambrian - Lower Paleozoic sediments of the Nepsko-Botuobinsk antecline. At the same time, the degree of exploration of Vilyuisk syncline remained very low and non-uniform. Detection of oil rims on gas condensate fields of Hapchagaysk megaswell in the Permian - Upper Jurassic deposits of Vilyuisk syncline indicates about oil-bearing of Leno-Vilyuisk province. A brief description of recorded showings of oil in wells on Bergeinsk and Oloi structures is presented. Identity in the composition and distribution of hydrocarbons - biomarkers in oils of Bergeinsk and Oloi area indicates the genetic relationship of these oils with organic matter of higher terrestrial vegetation. Producing stratum of these oils can serve as the Permian and the Upper Jurassic deposits. These data lead to the assumption of certain prospects of opening of gas-oil and oil deposits in the Permian - Upper Jurassic deposits of Vilyuisk syncline.*

Key words: Vilyuisk syncline, Upper Jurassic, showings of oil, geochemistry, continental sediments, oil-bearing prospects.

---

САФРОНОВ Александр Федотович – д.г.-м.н., чл.-корр. РАН, г.н.с., e-mail: a.f.safronov@prez.ysn.ru; СИВЦЕВ Алексей Иванович – к.г.-м.н., с.н.с., e-mail: maraday@yandex.ru; ЧАЛАЯ Ольга Николаевна – к.г.-м.н., зав. лаб., e-mail: o.n.chalaya@ipng.ysn.ru; ЗУЕВА Ираида Николаевна – к.г.-м.н., в.н.с., e-mail: i.n.zueva@ipng.ysn.ru; ЧЕРНЕНКО Вадим Борисович – зам. рук. отдела, e-mail: v\_b.chernenko@yandex.ru.

### Введение

Вилуйская синеклиза, в пределах которой была установлена промышленная газоносность позднепалеозойских-нижнемезозойских отложений, остается еще малоизученной. В 70-х годах прошлого столетия произошла переориентация геологоразведочных работ на нефть и газ на юго-запад Якутии.

Установленный факт наличия нефтяных оторочек на газоконденсатных месторождениях Хапчагайского мегавала [1], зафиксированные в процессе геолого-разведочных работ 60–70-х годов незначительные нефтепроявления в пермских – верхнеюрских отложениях Вилуйской синеклизы свидетельствуют о нефтеносности Лено-Вилуйской провинции, которая ранее во всех обобщающих сводках характеризовалась как газоносная.

В 60-х годах при бурении разведочных скважин на Бергеинской и Олойской площадях (Лунхинско – Келинская впадина, относящаяся чаще всего к Предверхоанскому прогибу), были зафиксированы нефтепроявления в верхнеюрских отложениях (рисунок).

Верхнеюрские отложения здесь представлены угленосной паралической формацией (чечумской серия). В разрезе этой серии выделяются (снизу вверх): нижневилуйская свита, сложенная преимущественно песчаниками с подчинен-

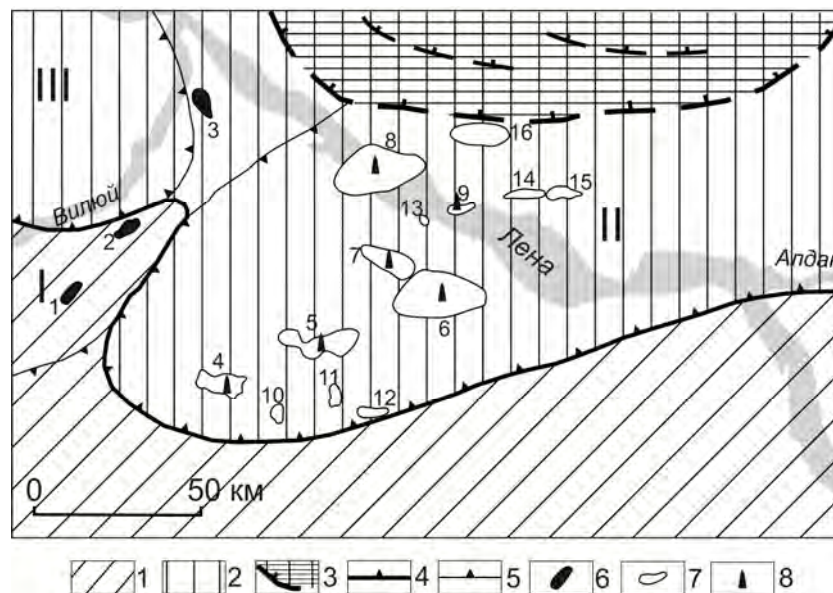
ными прослоями алевролитов, аргиллитов, содержащих линзы каменных углей; марыкчанская свита, разрез которой сложен песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов; бергеинская свита, разрез которой сложен толщей неравномерного переслаивания песчаников, алевролитов и аргиллитов. Общая толщина верхнеюрских отложений в районе проведения работ составляет 800–850 м.

### Материалы и методы исследования

В таблице приведена характеристика нефтепроявлений из верхнеюрских отложений на Олойской и Бергеинской площадях.

Нефти относятся к легким, малосернистым, парафинистым, малосмолистым. Выход бензиновых фракций составляет 47%. В их составе на алканы приходится 40,6–47,3%, на нафтеновые УВ 36,4–43,8%, на ароматические УВ – 15,5–16,3%.

Верхнеюрские нефти Бергеинской и Олойской площадей обнаруживают сходство по ряду параметров с нефтями пермских отложений Вилуйской синеклизы [2, 3]. Для верхнеюрских нефтей, как и для нефтей пермских отложений, характерным является преобладание высокомолекулярных n-алканов в углеводородном составе, высокий коэффициент отношения пристан/фитан. Для них характерно одинаковое распределение УВ-биомаркеров с относительно



**Обзорная схема зоны сочленения Вилуйской синеклизы и Предверхоанского прогиба:** 1 – Вилуйская нефтегазоносная область; 2 – Предверхоанская нефтегазоносная область: структуры первого порядка; 3 – Западно-Верхоанский складчатый пояс; 4 – граница нефтегазоносных областей; 5 – границы структур первого порядка: I – Хапчагайский мегавал, II – Лунхинско-Келинская впадина, III – Линденская впадина; 6 – месторождения: 1 – Бадаранское, 2 – Нижневилуйское, 3 – Усть-Вилуйское; 7 – локальные структуры (4 – Средне-Лунхинская, 5 – Кобяйская, 6 – Олойская, 7 – Бергеинская, 8 – Сангарская, 9 – Эксеннянская, 10 – Дулгалахская, 11 – Восточно-Дулгалахская, 12 – Северо-Ситтепская, 13 – Бальмахская, 14 – Западно-Баламаканская, 15 – Восточно-Баламаканская, 16 – Нижне-Чечумская); 8 – глубокие скважины

ВЕРХНЕЮРСКАЯ НЕФТЬ ВИЛЮЙСКОЙ СИНЕКЛИЗЫ

высокими концентрациями этилхолестанов  $C_{29}$ , диастеранов, а также низкие концентрации трициклических хейлантанов  $C_{19}$ – $C_{30}$ , низкое содержание или отсутствие гомогопана  $C_{35}$  и присутствие биомаркера  $17\alpha(H)$  диагопана. Эти биомаркеры являются индикаторами терригенных и угленосных материнских пород [4, 5, 6].

В составе некоторых нефтей юрских отложений наблюдаются отличия по распределению нормальных алканов и изопреноидов от закономерностей, обусловленных генетической взаимосвязью с исходным ОВ. Установленные от-

личия могут быть вызваны воздействием факторов катагенеза и гипергенеза. В результате воздействия факторов катагенеза в глубоководной верхней нефть Бергеинской площади максимум концентраций в гомологическом ряду n-алканов сдвинут в область относительно низкомолекулярных углеводородов  $nC_{19}$ ,  $nC_{18}$  по сравнению с  $nC_{23}$  в других пробах нефтей. В нижнеюрских нефтях Мастахского месторождения, затронутых процессами биодеградациии, изопреноидные УВ преобладают над концентрациями нормальных алканов.

Т а б л и ц а

Нефтепроявления на Олойской и Бергеинской площадях

Скважина	Альтитуда	Интервал, м	Характер проявления
Олойская площадь			
P-1	74,66	3410–3420 3428–3442	При совместном испытании интервалов получен незначительный приток нефти и воды. Ориентировочный дебит воды 100–2400 л/сут. Плотность нефти – 823,8 кг/м <sup>3</sup> . Нефть <u>темно-зеленого цвета</u> , застывает при комнатной температуре. Всего отобрано 88 л нефти.
P-1	74,66	3334–3374	При опробовании получен непромышленный приток нефти с водой. Плотность нефти – 823,0 кг/м <sup>3</sup> . Всего отобрано 130 л нефти
P-1	74,66	3280–3287 3300–3320	Зафиксирован приток нефти. Плотность нефти – 823,0 кг/м <sup>3</sup>
P-2	74,58	<del>3744–3751</del> 3786–3796 3803–3807 <del>3810–3817</del>	При опробовании был получен незначительный приток (75 л/сут) воды с пленками нефти.
Бергеинская площадь			
P-1	69,39	3400–3506	При испытании открытым стволом в интервале 3400–3506 м на устье наблюдался незначительный приток нефти (20 л/сут). Плотность нефти – 758,5 кг/м <sup>3</sup> . Нефть представляет собой подвижную жидкость <u>светло-коричневого цвета</u> . Всего отобрано 80 л нефти.
P-2	69,98	<del>3484–3487</del> 3490–3495 3507–3514 3523–3530 3542–3546 <del>3550–3554</del>  <del>3325–3328</del> 3350–3354 3368–3372 <del>3387–3393</del>	При опробовании шести пластов в интервале 3484–3554 м, и четырех пластов в интервале 3325–3393 м получен незначительный приток слабоминерализованной воды с пленками нефти. Максимальный дебит жидкости из интервала 3484–3554 м составил 180 л/сут, а из интервала 3325–3393 – 72 л/сут.
P-3	69,2	<del>3441–3448</del> 3466–3477 <del>3490–3496</del>	В результате опробования интервала 3441–3496 м получен приток пресной воды с пленками нефти. Дебит воды 550 л/сут.
P-3	69,2	3280–3290	При опробовании интервала 3280–3290 м получен приток чистой нефти (60 л/сут). Нефть вязкая, <u>темно-зеленого цвета</u> . Вместе с нефтью наблюдалось поступление в большом количестве угольных частиц.

### Результаты и обсуждение

Таким образом, идентичность в составе и распределении углеводородов – биомаркеров в нефтях Бергеинской и Олойской площадей свидетельствует о генетической связи этих нефтей с органическим веществом высшей наземной растительности. Продуцирующей толщей для этих нефтей могли послужить как пермские, так и верхнеюрские отложения, представленные континентальной угленосной паралической формацией.

Бурение скважин в те годы чаще всего осуществлялось с использованием глинистых растворов (это естественные глинистые суспензии с добавлением смеси бентонитовой и местной нюрбинской глины), обработанных углещелочным реагентом и утяжеленным баритом. При разбурировании юрских и меловых отложений применялся глинистый раствор с низкой водоотдачей и плотностью 1,14–1,16 г/см<sup>3</sup>.

Как отмечалось ранее [1] применение глинистых растворов на пресной воде при вскрытии нефтенасыщенных пластов в условиях Вилюйской синеклизы сопровождалось образованием в зоне проникновения фильтрата глинистого раствора стойких водонефтяных эмульсий. Если еще добавить явление разбухания под воздействием пресной воды монтмориллонитов и смешаннослойных минералов, слагающих глинистый цемент нефтенасыщенных пород [7], то маломасштабные проявления нефти в ряде скважин разведочных площадей в позднемеловых-раннемезозойских отложениях Вилюйской синеклизы и Предверхоанского прогиба получают свое объяснение. Снижение фильтрационных свойств пород-коллекторов в призабойной зоне в результате воздействия глинистых растворов на водной основе являлось мультипликативным эффектом воздействия твердой фазы и проникновения фильтрата.

### Выводы

Приведенные данные позволяют сделать предположение об определенных перспективах открытия газонефтяных и нефтяных залежей в пермских – верхнеюрских отложениях при наличии благоприятных структурно-литологических условий на бортах Вилюйской

синеклизы, в первую очередь, в северо-восточной части синеклизы, в зоне сочленения синеклизы с Предверхоанским прогибом.

В качестве примера высокого генерационного потенциала континентальных отложений можно привести Джунгаро-Монгольскую и Западно-Китайскую провинции северо-западного Китая. Здесь континентальные отложения мезозойско-кайнозойского возраста преимущественно континентального генезиса с толщиной до 14 км слагают разрезы бассейнов вышеназванных провинций. В данном регионе осадочные бассейны характеризуются преимущественной нефтеносностью.

### Литература

1. Сафронов А.Ф. Нефтеносность нижнемезозойских отложений Хапчагайского мегавала Вилюйской синеклизы / А.Ф. Сафронов, А.И. Сивцев, В.Б. Черненко // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55, № 8. – С. 1263–1269.
2. Геохимия органического вещества нефтегазоносных отложений Западной Якутии / А.Н. Изосимова, А.Ф. Сафронов, В.А. Каширцев и др. // Новосибирск: Наука, 1984. – 113 с.
3. Геохимия нефтей востока Сибирской платформы / В.А. Каширцев, А.Ф. Сафронов, А.Н. Изосимова и др. – Якутск: ЯНЦ СО РАН, 2009. – 180 с.
4. Конторович А.Э. Биоопаны в отложениях докембрия северо-востока Сибирской платформы / А.Э. Конторович, В.А. Каширцев, Р.П. Филп // ДАН РАН. – 1995. – Т. 345, № 1. – С. 106–110.
5. Peters K.E. The biomarker guide. Prentice Hall, Englewood Cliffs / К.Е. Peters, J.M Moldovan. – New Jersey, 1993. – 363 p.
6. Zumberge G.E. Prediction of source rock characteristic based on terpane biomarkers in crude oils: a multivariate statistical approach // Geochem. Cosmochim. Acta. – 1987. – Vol. 51. – P. 1625–1637.
7. Закономерности изменения коллекторских свойств песчаников Вилюйской синеклизы / А.Ф. Сафронов, В.Ю. Ивенсен, Н.В. Карпухин, Д.Г. Дьяконов, Е.А. Гусев // Нефтегазовые отложения Западной Якутии: сб. науч. тр. – Якутск: ЯФ СО АН СССР, 1982. – С. 77–91.

Поступила в редакцию 05.03.2016