

DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/36_2018

УДК 550.4:553.982.2(470.111)

Рябинкина Н.Н., Валяева О.В.

Институт геологии им. акад. Н.П. Юшкина Коми Научного центра Уральского отделения Российской академии наук (ИГ Коми НЦ УрО РАН), Сыктывкар, Россия, ryabinkina@geo.komisc.ru, valyaeva@geo.komisc.ru

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОХИМИЯ НЕФТЕЙ ЛАБАГАНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ТИМАНО-ПЕЧОРСКАЯ ПРОВИНЦИЯ)

Приведены результаты геохимических исследований нефтей турнейской и артинской залежей Лабаганского нефтяного месторождения Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Коллекторы, представленные карбонатными отложениями каменноугольного и пермского возрастов, характеризуются хорошими и средними коллекторскими свойствами, тип коллекторов - трещинно-поровый и вторично-поровый. Нефть турнейской залежи Лабаганского месторождения генерирована сапропелевым органическим веществом, накопление которого происходило в морской восстановительной обстановке. Нефть артинской залежи к настоящему моменту существенно биodeградирована и восстановление ее генезиса требует дополнительных исследований.

Ключевые слова: каменноугольные отложения, отложения нижней перми, n-алканы, изопреноиды, Лабаганское нефтяное месторождение, Тимано-Печорская провинция.

Введение

Лабаганское нефтяное месторождение территориально приурочено к валу Сорокина Варандей-Адзввинского нефтегазоносного района Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (ТПП) и находится в Арктической зоне России. Только в северной части ТПП располагается 89 месторождений углеводородного сырья. Лабаганское месторождение открыто в 1977 г., и к настоящему времени в нем насчитывается 15 залежей нефти [Клещев, Шеин, 2010]. Продуктивные горизонты Лабаганского месторождения приурочены к нижне- и верхнедевонским, нижнекаменноугольным, пермским и триасовым отложениям. Разработку месторождения с 2015 г. ведет ООО «РН-Северная нефть». Изучение открытых и эксплуатируемых месторождений севера ТПП, их промысловых характеристик весьма актуально для дальнейших работ и выявления новых залежей и месторождений в Арктическом секторе России.

Фактическим материалом для исследований послужили фондовые и первичные (описание кернa) материалы по скважинам, пробуренным в 70-80-х гг. прошлого века, образцы нефтей взяты из коллекции лаборатории «Органической геохимии» ИГ Коми НЦ УрО РАН.

В основу настоящей работы положены известные классические методики исследования кернa скважин, данных ГИС, а также проведено фракционирование нефти с выделением

алифатической фракции с последующим газо-хроматографическим анализом по методике [Бушнев и др., 2017].

Лабаганское месторождение приурочено к антиклинальной одноименной структуре вала Сорокина Варандей-Адзвинской структурной зоны севера ТПП, залежи - преимущественно сводовые пластовые, находящиеся одна под другой (совмещенные в плане). Тип коллектора - трещинно-поровый, вторично-поровый. Разрез Лабаганского нефтяного месторождения слагают породы от силура до четвертичных отложений. В данной работе рассмотрены только залежи карбонатных отложений турнейского яруса нижнего карбона (C_{1t}) и артинского яруса нижней перми (P_{1ar}).

Отложения *каменноугольного возраста* согласно залегают на девонских и со стратиграфическим перерывом перекрываются карбонатными пермскими отложениями. Результаты изучения кернового материала карбона Лабаганской площади показали, что на севере вала Сорокина развиты все три отдела каменноугольной системы. В.А. Черных и З.П. Михайлова (1992) впервые микропалеонтологически доказали присутствие отложений верхнего отдела системы, причем они предполагали присутствие не только гжельских, но и касимовских отложений. Ранее считалось, что верхний карбон в данном разрезе полностью отсутствует.

Турнейский ярус охарактеризован керном во всех глубоких скважинах Лабаганской площади (рис. 1). В разрезе выявлена и разведана промышленная залежь нефти. В основании турнейской толщи залегают пачка аргиллитов, фиксируемая на диаграммах ГИС резким спадом сопротивлений и хорошо выраженным отклонением кривой ПС в положительную сторону. В подошве этой пачки, имеющей мощность порядка 4 м, проводится граница между фаменским ярусом девона (D_{3fm}) и турнейским ярусом карбона (C_{1t}) [Черных, Михайлова, 1992].

В основной своей части турнейский ярус сложен органогенно-детритовыми известняками с буроватым и коричневатым оттенками за счет нефтенасыщения, участками породы трещиноватые, в разрезе изредка встречаются незначительные прослои аргиллита, ангидрита, кремнистой породы и глинистого алевролита.

Мощность турнейского яруса - от 84 до 91 м.

Визейский ярус со стратиграфическим несогласием залегают на турнейских известняках. Отложения достаточно хорошо охарактеризованы керном в скважинах 72, 73, 74, 75, 77, 81, 83. Литологически они представлены неравномерным чередованием аргиллитов, алевролитов и редких прослоев известняков. Подошва визейской толщи четко отбивается на электрокаратажных диаграммах резким увеличением значений КС в нижележащих карбонатных отложениях турнейского яруса.

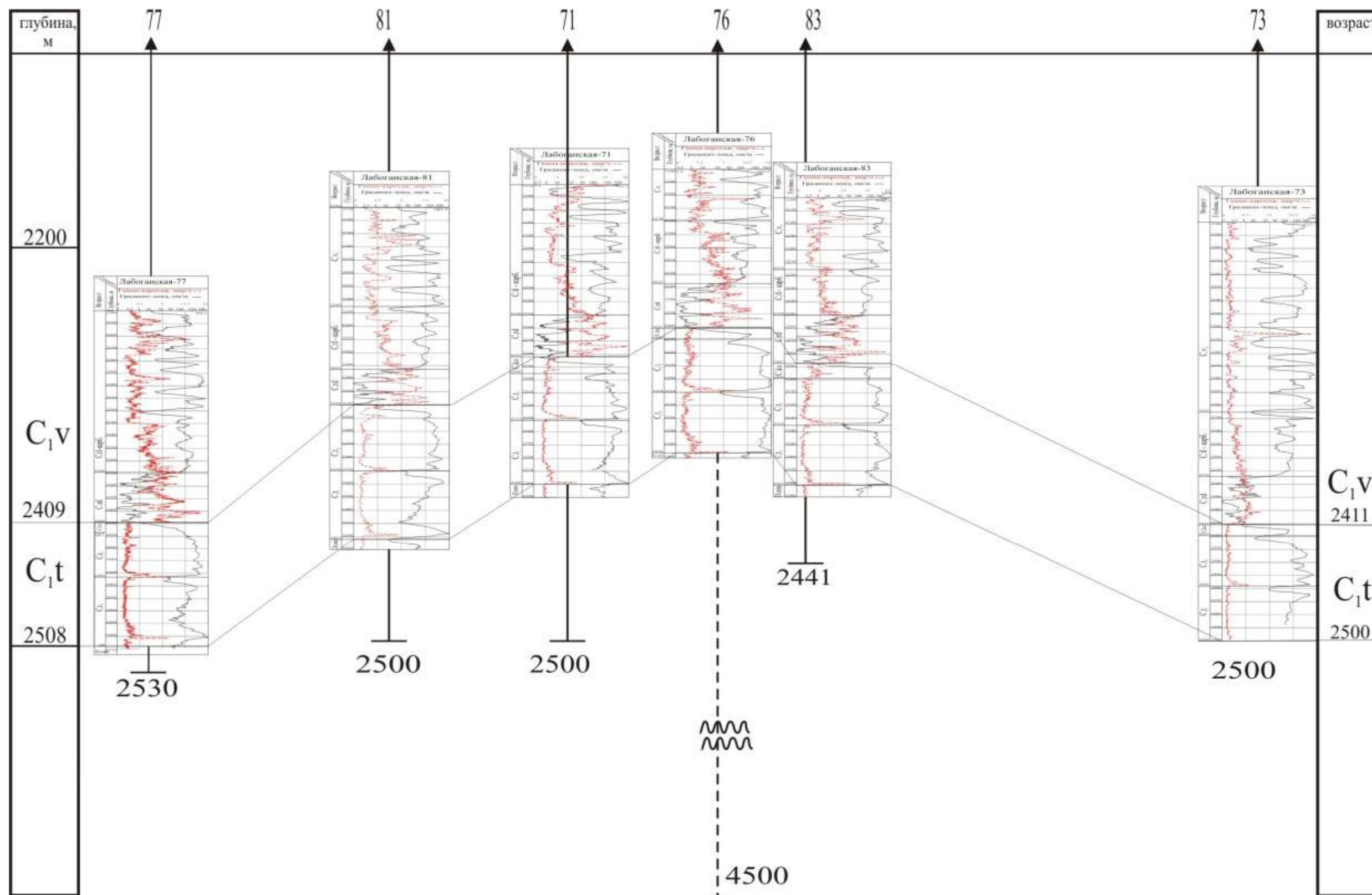


Рис. 1. Схема сопоставления турнейских отложений Лабоганской площади

Общая мощность визейских отложений - около 400 м.

Турнейская залежь (C_{1t}) нефти сводовая, пластового типа приурочена к карбонатным коллекторам порово-трещинного, реже - порового типов со средней пористостью (Кп) 12%, имеет размеры 6,6 км * 3,2 км; высота залежи - 82 м, содержит нефть плотностью 0,870 г/см³.

В разрезе турнейских отложений скв. 71-Лабаганская по ГИС четко выделяются две карбонатные пачки, разделенные глинистым прослоем (рис. 2).

Нижняя пачка (C_{1t1}) представлена (снизу вверх по разрезу):

– известняк серый до коричневатого-серого, глинистый, тонкозернистый, с черными извилистыми прослойками глинистого известняка, плотный, участками трещиноватый, трещины горизонтальные выполнены черным глинистым материалом, вертикальные – белым кальцитом, кроме того встречается известняк пористый, кавернозный с прослоем (до 10 см) аргиллита светло-зеленого, плотного;

– известняк светло-коричневатого-серый, органогенно-детритовый, скрытокристаллический, доломитизированный, крепкий, довольно плотный, полосчатый за счет микрослойков черного аргиллита. Доломит (10 см) серый с гнездами голубоватого ангидрита, пятнистый. Известняк слаботрещиноватый, слабонефтенасыщенный, вертикальная трещина выполнена окисленной нефтью.

Мощность пачки - 49 м.

Интервал 2328-2331 м не охарактеризован керном, но по пикам ГИС четко выделяется прослой аргиллитов (около 3 м).

Выше залегает вторая пачка (C_{1t2}):

– известняк светло-коричневатый, скрытокристаллический, крепкий, довольно плотный, полосчатый за счет микрослойков черного аргиллита и доломита. С примазками окисленной нефти;

– известняк серый до коричневатого-серого, скрытокристаллический, плотный, участками трещиноватый, нефтенасыщенный;

– известняк серый, темно-серый органогенно-детритовый, трещиноватый нефтенасыщенный;

– известняк коричневатого-серый, органогенно-детритовый, нефтенасыщенность в виде выпотов по трещинам и кавернам и незначительной пропитки основной массы породы.

Мощность пачки - 46 м. Суммарная мощность турнейских отложений порядка - 100 м.

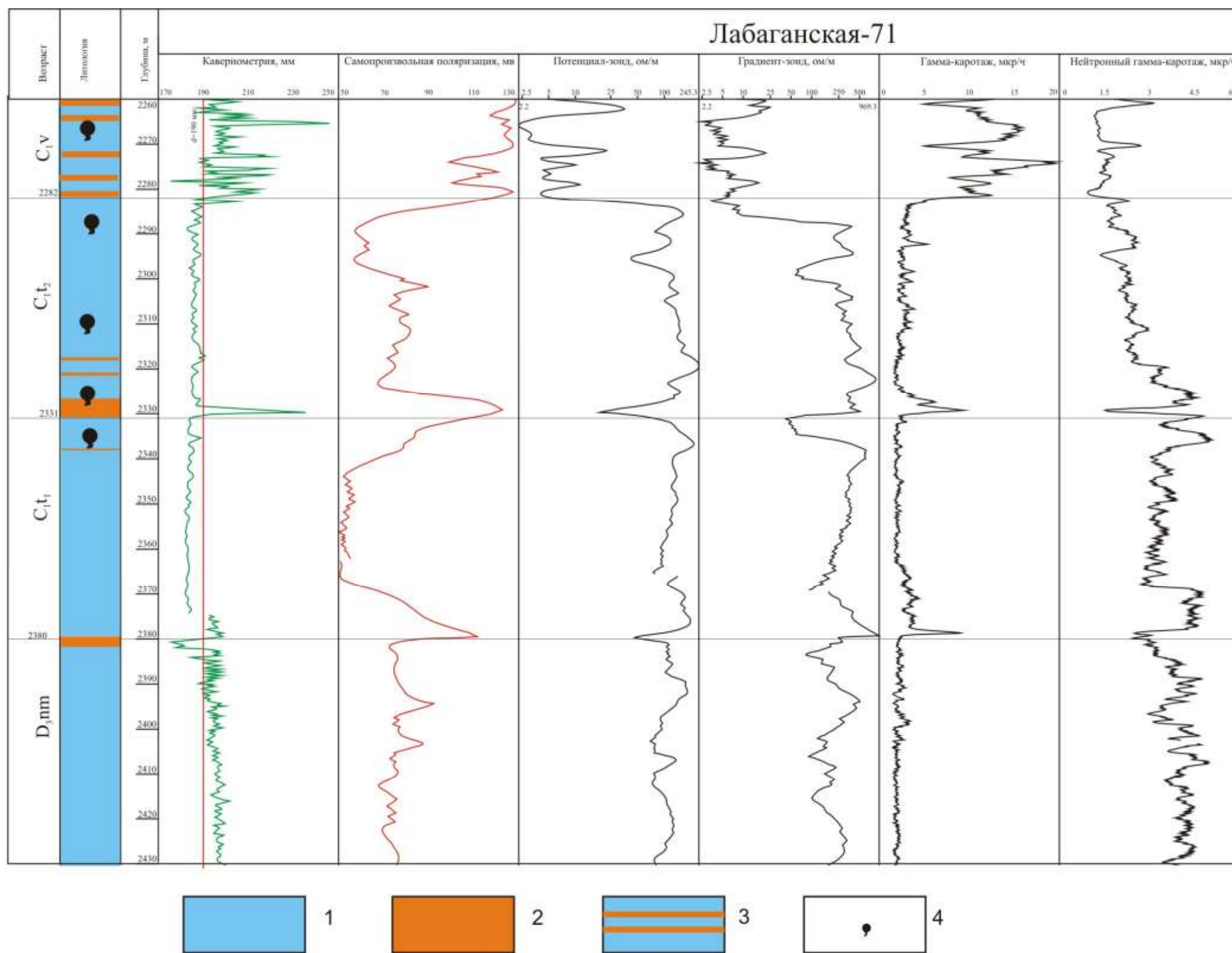


Рис. 2. Разрез турнейских отложений скв. 71-Лабаганская

1 - известняк, доломит; 2 - алевролит, аргиллит; 3 - известняк с прослоями алевролита, аргиллита; 4 - нефтепроявления.

По данным ГИС вверх по разрезу залегает пачка терригенных глинисто-алевритовых пород визейского яруса (C_{1V1}), являющаяся *флюидоупором* для турнейской залежи. В скв. 71 над известняками отмечен прослой (до 7 см) карбонатного песчаника нефтенасыщенного, в скв. 83 – аргиллит темно-серый, микрослоистый, плитчатый. Мощность *терригенной визейской* пачки в скв. 71-Лабаганская составляет 32 м, а по площади мощность меняется от 27 до 40 м.

Второй исследуемый объект находится в *отложениях нижней перми*, которые по литофациальным особенностям четко разделяются на две толщи: нижнюю – карбонатную и верхнюю – терригенную (рис. 3). Нижняя часть толщи относится к *ассельскому, сакмарскому и артинскому ярусам* (P_{1a-ar}). Она со стратиграфическим несогласием залегает на карбонатных породах среднего и местами верхнего карбона, обнаруженного в некоторых скважинах Лабаганской площади [Чермных, Михайлова, 1992]. Основной продуктивный горизонт артинского яруса (P_{1ar}), сложенный проницаемыми карбонатными породами, залегает в кровле карбонатной толщи и представлен в основном известняками тонкозернистыми органогенно-детритовыми, пористыми и трещиноватыми, слоистыми, глинисто-алевритистыми, в разной степени окремненными, с многочисленными остатками фауны, от светло-серых до темно- и буровато-серых. В толще известняков встречаются единичные прослои мергелей. Мощность артинских отложений - 93-115 м.

Артинская залежь (P_{1ar}) нефти, приуроченная к карбонатным вторичным коллекторам порового и порово-трещинного типов, имеет размеры 12 км * 3,2 км, высота залежи - 97 м, нефть - вязкая, тяжелая с плотностью 0,941 г/см³, средняя пористость коллекторов – 22%.

Ниже продуктивного пласта доминирующую роль в разрезе рассматриваемой толщи занимают мелко- и тонкозернистые известняки, имеющие более глинистый состав, часто мергелеподобные, тонкослоистые, участками трещиноватые, с отпечатками и обломками фауны, с включениями растительного детрита и пирита. Среди известняков встречаются прослои мергелей и аргиллитов.

Мощность артинского яруса (P_{1ar}) в пределах площади меняется от 93 до 115 м.

Терригенную толщу нижней перми слагают породы кунгурского яруса (P_{1k}), которые представлены песчаниками, алевролитами и аргиллитами, согласно залегающими на карбонатных отложениях артинского яруса. Доминирующее значение в строении толщи имеют аргиллиты – темно-серые до черных, иногда с зеленоватым оттенком, тонкоотмученные, плотные, плитчатые, слоистые, с алевритистым и черным углистым материалом по наслоению, пиритизированные, с отпечатками фауны. Эта толща является *флюидоупором* для артинской залежи нефти. Мощность кунгурского яруса - от 80 до 134 м.

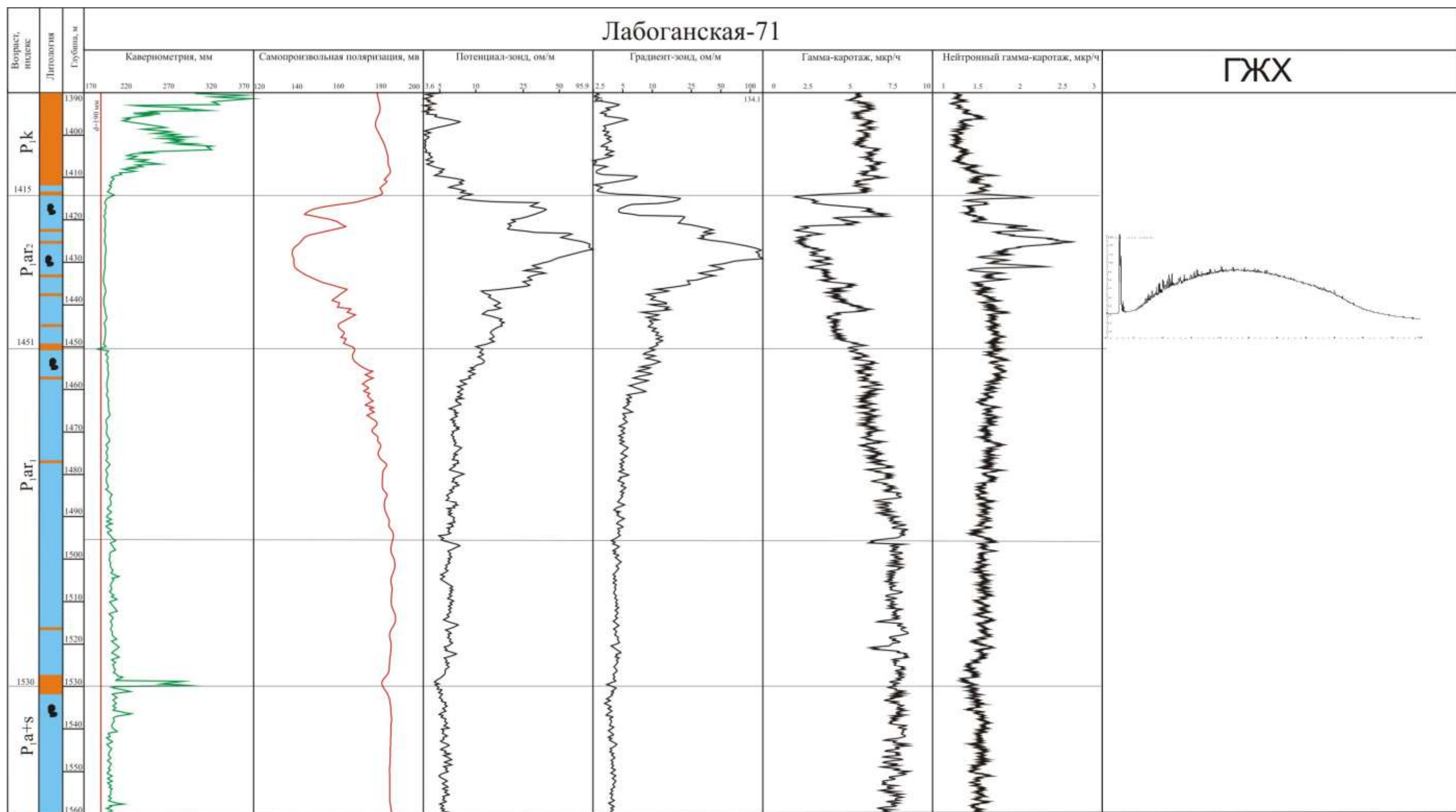


Рис. 3. Разрез артинских отложений скв. 71-Лабоганская

Усл. обозначения см. на рис. 2.

Нефть турнейской пластовой залежи. Данные о физических свойствах нефти, ее составе и газосодержании в данной работе приводятся по фондовым материалам. В скв. 71 пробы нефти отобраны из турнейских отложений (инт. 2283–2324 м). Плотность нефти колеблется в пределах 0,8495–0,8667 г/см³, составляя в среднем 0,860 г/см³, нефти относятся к классу легких. Содержание смол и асфальтенов в турнейских нефтях по устьевым пробам изменяется в пределах 6,30–8,97% и 2,60–4,41% вес. соответственно. Фракции, выкипающие до 200°C, составляют 15–21% объема, до 300°C – 35–42%. По содержанию парафина нефти относятся к парафинистым (5,01–5,49%), по содержанию серы – к малосернистым и сернистым (0,48–0,71%) (групповой углеводородный состав нефти для турнейской залежи определен по пробе из скв. 75 при испытании интервала 2326–2350 м). Состав растворенного газа залежи изучен по четырем устьевым пробам, отобранным из скв. 71 при испытании интервала 2292–2382 м; содержание метана составляет 58,53–69,27%, отмечается высокое содержание азота (9,52–20,1%).

На примере нефти, отобранной из скв. 71-Лабоганская, изучено распределение n-алканов и изопреноидов, входящих в состав углеводородной фракции. Выход углеводородной фракции составляет 51,56%. Нормальные алканы (n-алканы) насыщенной фракции изученной нефти из отложений C_{1t} характеризуются одномодальным распределением с преобладанием n-C₁₁–n-C₁₈ (рис. 4). Так, относительная концентрация низкомолекулярных алканов состава n-C₁₁–n-C₁₈ достигает 57,46% (табл. 1). Затем наблюдается заметное уменьшение содержания высокомолекулярных n-алканов; на n-алканы C₂₅–C₃₅ приходится только 14,67%.

Содержание изопреноидных алканов пристана (Pr) и фитана (Ph) достигает 7,01%. Содержание изопреноидов (по сравнению с алканами нормального строения) - низкое. Отношения Pr/n-C₁₇ и Ph/C₁₈ соответственно равны 0,18 и 0,41.

Изопреноиды, унаследованные органическим веществом (ОВ) от живых организмов, являются индикаторами палеогеографических условий бассейна седиментации. Наиболее часто используют отношение пристана к фитану. Для исследованного образца значение отношения Pr/Ph – 0,96. Такое значение может указывать на то, что накопление исходного ОВ протекало вероятнее всего в восстановительной обстановке.

В целом можно отметить, что ОВ, генерировавшее нефть турнейской залежи Лабоганского месторождения, сапропелевое, накопление его происходило в морской восстановительной обстановке.

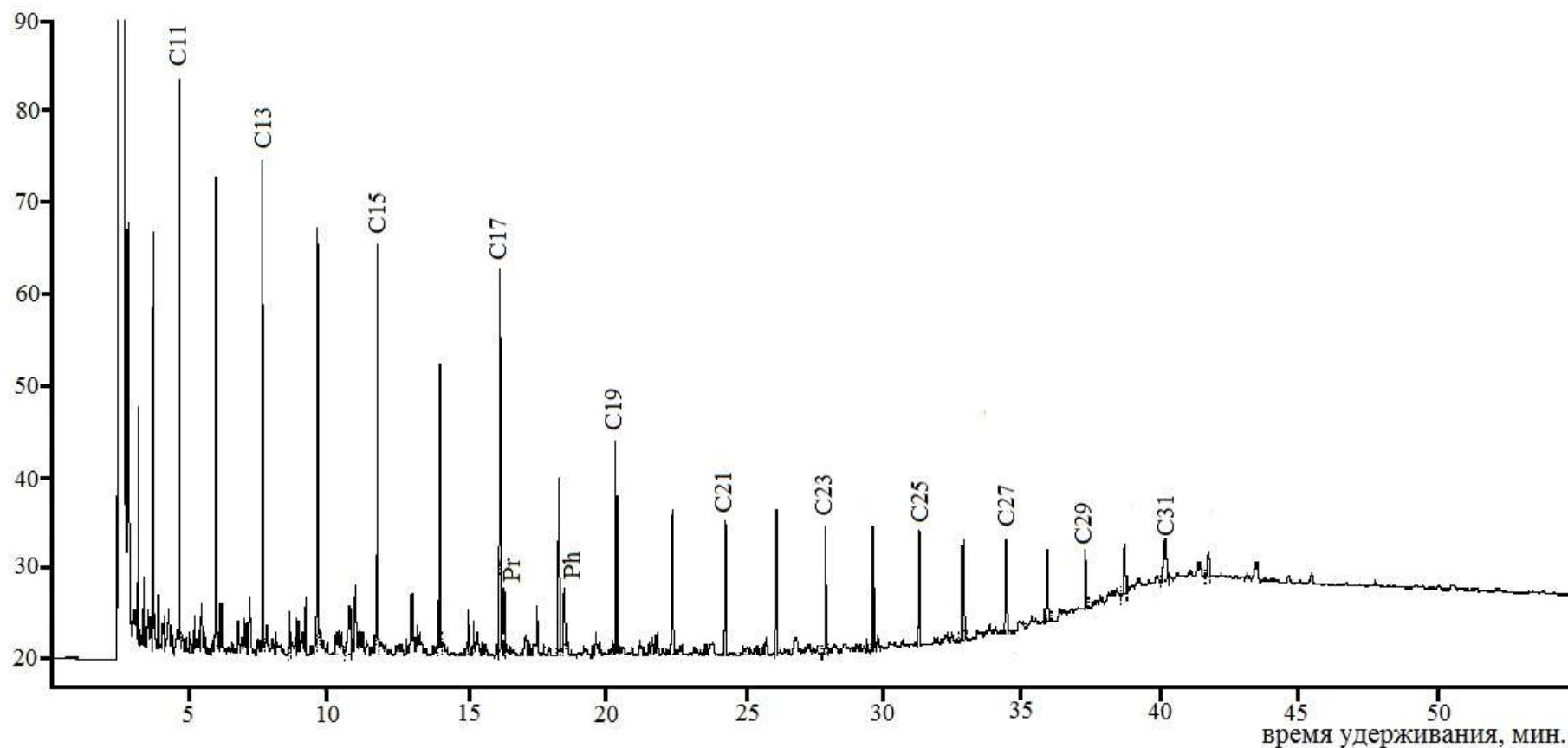


Рис. 4. Хроматограмма распределения нормальных и изопреноидных алканов в нефти турнейской залежи (C_{1t}) Лабаганского месторождения, скв. 71

Таблица 1

**Геохимическая характеристика насыщенной фракции нефти
из карбонатных отложений турне (C_{1t})**

Показатель	Выход УВ фракции, %	$\sum C_{11-}$ C ₁₈	$\sum C_{19-}$ C ₂₄	$\sum C_{25-}$ C ₃₅	\sum изо- преноидов	K _{нч} C ₁₇	K _i	Pr/C ₁₇	Ph/C ₁₈	Pr/Ph
	71,12	57,46	20,87	14,67	7,01	1,69	0,25	0,18	0,41	0,96

Нефть артинской пластовой залежи изучена по устьевой пробе скважины. По результатам анализа плотность нефти колеблется в диапазоне 0,9235–0,941 г/см³ и в среднем составляет 0,936 г/см³, то есть нефти относятся к классу тяжелых. Содержание смол и асфальтенов составляет 16,38% и 5,58% соответственно. По содержанию парафина (2,7%) нефть относится к парафинистым, по содержанию серы (2,46–2,64%) к классу высокосернистых.

Выход углеводородной фракции нефтей из устьевых проб ряда скважин Лабаганского месторождения из артинских карбонатных отложений нижней перми колеблется от 11,79 до 16,45%. Анализ алифатической фракции методом ГХ показал высокую степень биodeградации нефтей, о чем свидетельствует полное отсутствие н-алканов и изопреноидов – соединений, разрушающихся в первую очередь в процессе биологического окисления нефтей с участием микроорганизмов (рис. 5).

Установлено, что биodeградация оказывает существенное влияние на распределение индивидуальных углеводородных компонентов нефтей. В настоящее время этот процесс хорошо изучен как в России, так и за рубежом ([Reed, 1977; Connan, Restle, Albrecht, 1979; Jobson, Cook, Westlake, 1979; Rullkotter, Wendisch, 1982; Петров, 1984; Peters et al., 2005; Каширцев и др., 2013] и др.). Процесс биodeградации на территории Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна описан в ряде работ ([Петров, 1994; Бушнев, Черевко, Бурцев, 2000; Анищенко и др., 2014; Валяева, Рябинкина, 2018] и др.).

Для выяснения типа ОВ, послужившего источником нефтей из карбонатных артинских отложений перми, а также условий его накопления и степени зрелости нефтей требуются дальнейшие геохимические исследования.

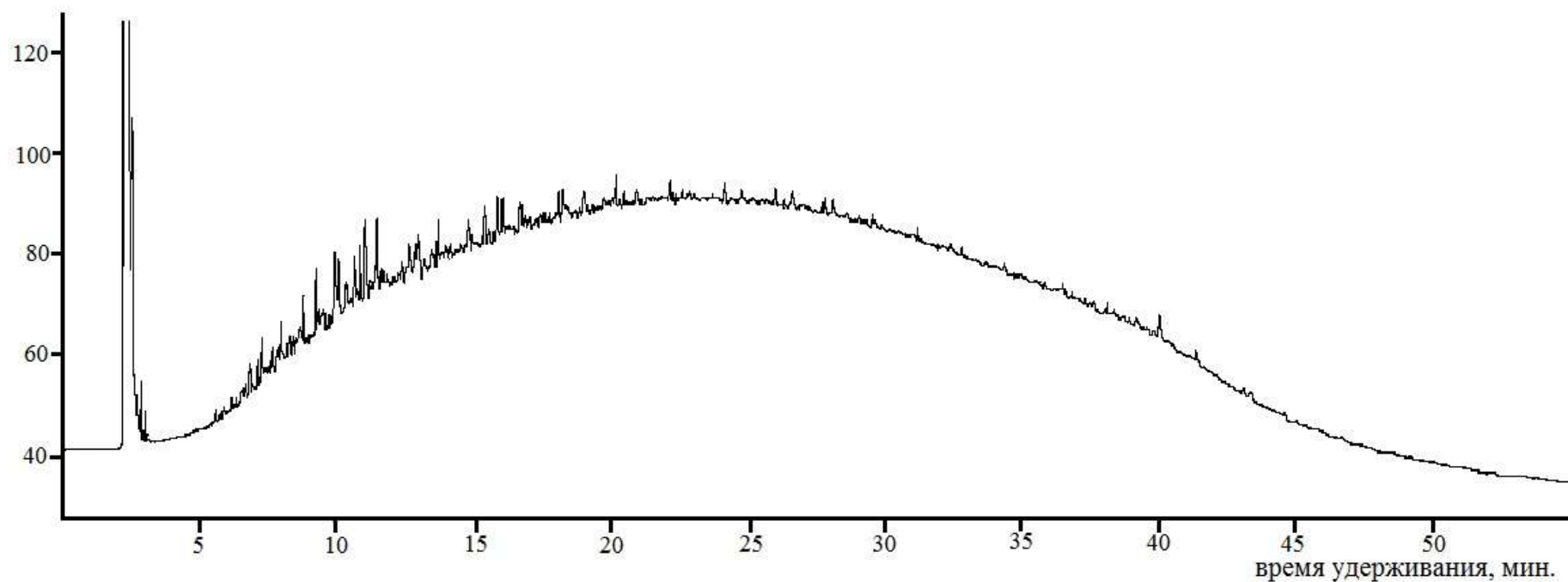


Рис. 5. Хроматограмма алифатической фракции нефти из артинской залежи (P_{1ar}) Лабаганского месторождения, скв. 71

Заклучение

Залежи месторождения находятся в пластовых ловушках сводового типа, карбонатные коллекторы турнейского и артинского возрастов характеризуются хорошими и средними коллекторскими свойствами, прерывистостью и вертикальной сообщаемостью проницаемых интервалов. Фильтрационно-емкостные свойства пород обусловлены, в основном, трещиноватостью, первичная пористость при этом имеет подчиненное значение, тип коллекторов характеризуется как трещинно-поровый, вторично-поровый.

ОВ, генерировавшее нефть турнейской залежи Лабаганского месторождения, - сапропелевое, накопление которого происходило в морской восстановительной обстановке.

Нефти артинской залежи существенно биодegradированы. Восстановление их генезиса требует дальнейших исследований.

Геохимические исследования нефтей осуществлены в лаборатории органической геохимии ИГ Коми НЦ УрО РАН (г. Сыктывкар) на оборудовании ЦКП «Геонаука».

Литература

Анищенко Л.А., Валяева О.В., Процько О.С., Разманова О.Ф. Тяжелые нефти Тимано-Печорской провинции // Вестник ИГ Коми НЦ УрО РАН. – 2014. – № 9. – С. 19– 22.

Бушнев Д.А., Бурдельная Н.С., Валяева О.В., Деревесникова А.А. Геохимия нефтей позднего девона Тимано-Печорского бассейна // Геология и геофизика. – 2017. – Т. 58. – №3-4. – С. 410–422. DOI: <https://doi.org/10.15372/GiG20170306>

Бушнев Д.А., Черевко Н.К., Бурцев И.Н. Твердые битумы Войского месторождения // Химия твердого топлива. – 2000. – №4. – С. 64–70.

Валяева О.В., Рябинкина Н.Н. Геохимия ОВ каменноугольных битумов Войского месторождения // Современные проблемы теоретической, экспериментальной и прикладной минералогии (Юшкинские чтения - 2018): материалы минералогического семинара с международным участием. – Сыктывкар: ИГ Коми НЦ УрО РАН, 2018. – С. 130–131.

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 севера Западной Сибири // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54. – № 8. – С. 1227–1235.

Клещев К.А., Шейн В.С. Нефтяные и газовые месторождения России. Справочник в двух книгах. Книга первая – европейская часть России. – М.: ВНИГНИ, 2010. – 832 с.

Петров Ал.А. Углеводороды нефти. – М.: Наука, 1984. – 264 с.

Петров Ал.А. Биометки и геохимические условия образования нефтей России // Геология нефти и газа. – 1994. – №6.

Чермных В.А., Михайлова З.П. Новые данные по стратиграфии карбона Лабаганской площади // Фанерозой Европейского Севера России. (Тр. Ин-та геологии Коми науч. центра УрО РАН; Вып.75). – 1992. – Сыктывкар. – С. 48–54.

Connan J., Restle A., Albrecht P. Biodegradation of crude oil in Aquitaine basin // Phys. Chem. Earth. – 1979. – Vol. 12. – P. 1–17.

Jobson A.M., Cook F.D., Westlake D.W.S. Interaction of aerobic and anaerobic bacteria in petroleum biodegradation. // Chem. Geol. – 1979. – Vol. 24. – P. 355365. DOI: [https://doi.org/10.1016/0009-2541\(79\)90133-5](https://doi.org/10.1016/0009-2541(79)90133-5)

Reed W.E. Molecular compositions of weathered petroleum and comparison with its possible source // Geochim. Cosmochim. Acta. – 1977. – Vol. 41. – P. 237–247. . DOI: [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(77\)90231-9](https://doi.org/10.1016/0016-7037(77)90231-9)

Rullkotter J., Wendisch D. Microbial alteration of 17 α (H) hopanes in Madagascar asphalts: removal of C-10 methyl group and ring opening // Geochim. Cosmochim. Acta. – 1982. – Vol. 46. – P. 1545–1554. DOI: [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(82\)90313-1](https://doi.org/10.1016/0016-7037(82)90313-1)

Ryabinkina N.N., Valyaeva O.V.

IG Komi SC UB RAS, Syktyvkar, Russia, ryabinkina@geo.komisc.ru, valyaeva@geo.komisc.ru

PETROLEUM GEOLOGY AND GEOCHEMISTRY OF LABAGAN OIL FIELD (TIMAN-PECHORA PETROLEUM PROVINCE)

The results of geochemical investigations of the Tournaisian and Artinskian sequences of the Labagan oil field (Timan-Pechora Petroleum Province) are presented. The reservoirs are represented by carbonate rocks of Carboniferous and Permian age, are characterized by good average reservoir properties; the type of reservoirs is crack-pore and second-pore. The oil from the Tournaisian Labagan oil field was generated by sapropelic organic matter, the accumulation of which took place in marine restrictive conditions. The oil of the Artinskian sections has been substantially biodegraded and the reconstruction of their genesis requires additional research.

Keywords: Carboniferous rocks, Lower Permian sequences, n-alkanes, isoprenoids, Labagan oil field, Timan-Pechora Petroleum Province.

References

Anishchenko L.A., Valyaeva O.V., Prots'ko O.S., Razmanova O.F. *Tyazhelye nefi Timano-Pechorskoy provintsii* [Heavy oils of the Timan-Pechora province]. Vestnik IG Komi NTs UrO RAN, 2014, no 9, p. 19–22.

Bushnev D.A., Burdel'naya N.S., Valyaeva O.V., Derevesnikova A.A. *Geokhimiya neftey pozdnego devona Timano-Pechorskogo basseyna* [Geochemistry of Late Devonian oils of the Timan-Pechora basin]. Geologiya i geofizika, 2017, vol. 58, no 3-4, p. 410–422. DOI: <https://doi.org/10.15372/GiG20170306>

Bushnev D.A., Cherevko N.K., Burtsev I.N. *Tverdye bitumy Voyskogo mestorozhdeniya* [Solid bitumens of the Voysk field]. Khimiya tverdogo topliva, 2000, no 4, p. 64–70.

Chermnykh V.A., Mikhaylova Z.P. *Novye dannye po stratigrafii karbona Labaganskoy ploschadi* [New data on the stratigraphy of the Labagan area Carboniferous]. Fanerozoj Evropeyskogo Severa Rossii. (Tr. In-ta geologii Komi nauch. tsentra UrO RAN; Vyp.75). Syktyvkar, 1992, p. 48–54.

Connan J., Restle A., Albrecht P. Biodegradation of crude oil in Aquitaine basin // Phys. Chem. Earth, 1979, vol. 12, p. 1–17.

Jobson A.M., Cook F.D., Westlake D.W.S. Interaction of aerobic and anaerobic bacteria in petroleum biodegradation. Chem. Geol., 1979, vol. 24, p. 355365. DOI: [https://doi.org/10.1016/0009-2541\(79\)90133-5](https://doi.org/10.1016/0009-2541(79)90133-5)

Kashirtsev V.A., Nesterov I.I., Melenevskiy V.N., Fursenko E.A., Kazakov M.O., Lavrenov A.V. *Biomarkery i adamantany v neftyakh iz senomanskikh otlozheniy severa Zapadnoy Sibiri* [Biomarkers and adamantanes in oils from Cenomanian sequences in the north of Western Siberia]. Geologiya i geofizika, 2013, no 8, p. 1227-1235.

Kleshchev K.A., Shein V.S. *Neftyanye i gazovye mestorozhdeniya Rossii. Spravochnik v dvukh knigakh. Kniga pervaya – evropeyskaya chast' Rossii* [Oil and gas fields of Russia. Reference guide in two books. The first book – European part of Russia]. Moscow: VNIGNI, 2010, 832 p.

Petrov A.I. *Biometki i geokhimicheskie usloviya obrazovaniya neftey Rossii* [Bio-marks and geochemical conditions of oils formation in Russia]. Geologiya nefi i gaza, 1994, no 6.

Petrov A.I. *Uglevodorody nefi* [Oil hydrocarbons]. Moscow: Nauka, 1984, 264 p.

Reed W.E. Molecular compositions of weathered petroleum and comparison with its possible source. Geochim. Cosmochim. Acta, 1977, vol. 41, p. 237–247. DOI: [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(77\)90231-9](https://doi.org/10.1016/0016-7037(77)90231-9)

Rullkotter J., Wendisch D. Microbial alteration of 17 α (H) hopanes in Madagascar asphalts: removal of C-10 methyl group and ring opening. Geochim. Cosmochim. Acta, 1982, vol. 46, p.1545–1554. DOI: [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(82\)90313-1](https://doi.org/10.1016/0016-7037(82)90313-1)

Valyaeva O.V., Ryabinkina N.N. *Geokhimiya OV kamennougol'nykh bitumov Voyskogo*

mestorozhdeniya [Geochemistry of OM of coal bitumens of Voysk solid bitumen field].
Sovremennye problemy teoreticheskoy, eksperimental'noy i prikladnoy mineralogii (Yushkinskie
chteniya - 2018): materialy mineralogicheskogo seminarâ s mezhdunarodnym uchastiem. –
Syktyvkar: IG Komi NTs UrO RAN, 2018, p. 130–131.

© Рябинкина Н.Н., Валяева О.В., 2018