

11. Xu, B. Late Cretaceous granites from the giant Dulong Sn-polymetallic ore district in Yunnan Province, South China: geochronology, geochemistry, mineral chemistry and Nd–Hf isotopic compositions / B. Xu, S.-Y. Jiang, R. Wang, L. Ma, K.-D. Zhao, X. Yan // *Lithos*. — 2015. — № 218–219. — P. 54–72.

12. Yang, F. ⁴⁰Ar/³⁹Ar dating of muscovite from geisenized granite and geological significance in Limu tin deposit / F. Yang, X.F. Li, Z.H. Feng, Y.P. Bai // *Journal of Guilin University of Technology*. — 2009. — № 29. — P. 21–24 (in Chinese with English abstract).

13. Yao, J.M. Re–Os isotope dating of molybdenites in the Huangshaping Pb–Zn–W–Mo polymetallic deposit, Hunan Province, South China and its

geological significance / J.M. Yao, R.M. Hua, W.J. Qu // *Science in China Series D Earth Sciences*. — 2007. — № 37. — P. 471–477 (in Chinese).

14. Zhao, Z. A genetic link between Late Cretaceous granitic magmatism and Sn mineralization in the southwestern South China Block: A case study of the Dulong Sn-dominant polymetallic deposit / Z. Zhao, L. Hou, J. Ding, Q. Zhang, S. Wu // *Ore Geology Reviews*. — 2018. — № 93. — P. 268–289.

© Нгуен Т.Х., Неволько П.А., 2021

Нгуен Тхе Хау // thehauk711hus@gmail.com
Неволько Петр Александрович // nevolko@igm.nsc.ru

ГЕОФИЗИКА

УДК 553.98.042

Алеева А.О., Исаев В.И., Меренкова А.С., Осипова Е.Н.
(Национальный исследовательский Томский политехнический университет)

СРАВНИТЕЛЬНАЯ ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЮРСКИХ РАЗРЕЗОВ НИЖНЕТАБАГАНСКОГО И ПЕЛЬГИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЙ (В СВЯЗИ С ПРОГНОЗИРОВАНИЕМ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПАЛЕОЗОЯ)

Проведен анализ и сопоставление геофизических и петрофизических характеристик юрских пластов разного типа месторождений Томской области: без признаков нефтеносности доюрского разреза, с промышленными притоками в доюрском комплексе. Результаты исследований удельного электрического сопротивления и карбонатизации юрских пластов, а также вариаций потенциала самопроизвольной поляризации, уровня электрического сопротивления и естественной радиоактивности баженовской свиты установили аномальность геофизики и петрофизики юрских пластов месторождений, имеющих залежи в доюрском комплексе. Определены шесть геофизических и петрофизических характеристик юрских пластов как прогностических показателей для оценки нефтегазоносности палеозойского разреза. **Ключевые слова:** доюрский нефтегазоносный комплекс, аномальность геофизических и петрофизических характеристик юрских пластов, оценка нефтегазоносности палеозоя, Томская область.

Aleeva A.O., Isaev V.I., Merenkova A.S., Osipova E.N.
(National Research Tomsk Polytechnic University)

COMPARATIVE GEOPHYSICAL CHARACTERISTICS OF THE YURSKY SECTIONS OF THE NIZHNETABAGANSKY AND PELGINSKY FIELDS (IN CONNECTION WITH THE FORECASTING OF THE PALEOZOIC OIL AND GAS POTENTIAL)

The Analysis and comparison of the geophysical and petrophysical characteristics of the Jurassic layers of different field types in Tomsk Region: without oil and gas potential in pre-

*Jurassic section, with commercial inflows from the pre-Jurassic complex is carried out. Results of exploration electrical resistivity and carbonatization in the Jurassic layers of 200 wells and also spontaneous potential variation, electrical resistivity and natural radioactivity in Bazhenov suite establish anomalousness of geophysical and petrophysical parameters of Jurassic rocks in case of pre-Jurassic deposits. This paper determines 6 geophysical and petrophysical characteristics of the Jurassic layers as predictive indicators for oil and gas potential estimation in pre-Jurassic section. **Keywords:** pre-Jurassic oil and gas complex, anomalousness of geophysical and petrophysical characteristics of the Jurassic layers, assessment of Paleozoic oil and gas potential, Tomsk region.*

В настоящее время на территории Западной Сибири месторождения находятся на поздней стадии разработки, ресурсная база юрского горизонта в значительной степени исчерпана. В связи с этим возникает необходимость поисков и освоения зон нефтегазоаккумуляции в новых стратиграфических горизонтах, в том числе в доюрском нефтегазоносном комплексе. Этот объект отнесен к трудноизвлекаемой нефти [9], но является инвестиционно привлекательным в контексте приуроченности к территориям нефтепромыслов с уже развитой инфраструктурой.

Промышленная нефтегазоносность отложений в доюрском (палеозойском) нефтегазоносном комплексе (НГК) выявлена на всей площади Западной Сибири. Значительные работы по оценке нефтегазоносности доюрских отложений проводились на юго-востоке, на территории Томской области (Нюрольская мегавпадина), в пределах которой открыто 13 залежей углеводородов (УВ) в карбонатных, кремнисто-глинистых, песчаных и гравелитовых отложениях.

Разнообразие подходов к проблеме формирования месторождений УВ в палеозойском НГК Западной Сибири, вариантный выбор фактических материалов и различные методы их интерпретации привели к многообразию концепций о нефтегазоносности палеозойских отложений [8].

О концепции «главного источника» палеозойской нефти высказываются и обосновываются два варианта, рассматриваемые как ортодоксально альтернативные,

так и взаимно не исключают. По первой концепции палеозойские отложения рассматриваются как нефтеаккумулирующий комплекс с высоким самостоятельным нефтегенерационным потенциалом, приводящий к восходящей миграции УВ-флюидов [13]. Обоснование второй концепции сводится к следующему. Системный анализ геохимических и литолого-петрографических данных посредством геохимической корреляции состава нефтей и битумоидов нефтематеринских пород [7] выявляет нисходящую направленность вертикальной межпластовой миграции углеводородов из юрских свит в доюрский комплекс.

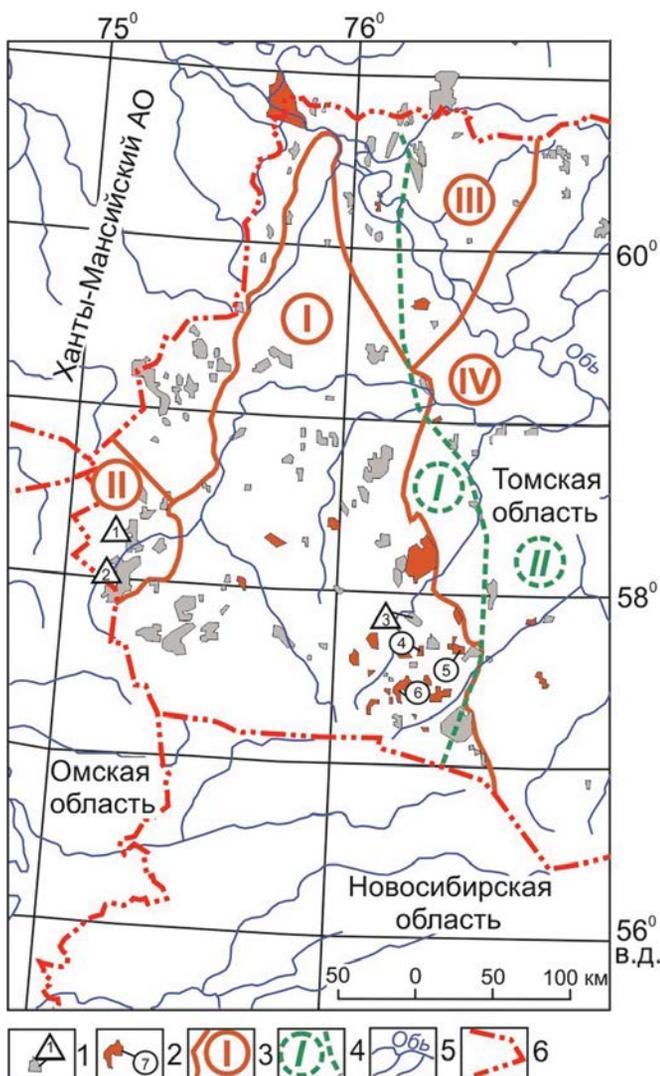


Рис. 1. Обзорная схема территорий исследования на основе структурно-фациального районирования верхнеюрских [11] и доюрских [12] отложений. Месторождение с залежами: 1 — только в верхнеюрском НГК (изучаемые: 1 — Двуреченское, 2 — Крапивинское, 3 — Пельгинское); 2 — в верхнеюрском и в доюрском НГК (изучаемые: 4 — Герасимовское, 5 — Останинское, 6 — Нижнетабаганское); 3 — граница структурно-фациальной зоны по палеозойским отложениям (I — Нюрольская, II — Туйско-Барабинская, III — Никольская, IV — Колпашевская); 4 — граница верхнеюрского структурно-фациального района (I — Пурпейско-Васюганский, II — Сильгинский); 5 — речная сеть; 6 — административная граница Томской области

Вместе с тем, как вследствие возможной восходящей, так и вследствие возможной нисходящей миграции химически агрессивной смеси УВ-флюидов происходят процессы наложенного эпигенеза, в результате которых горные породы испытывают вторичные преобразования, включая карбонатизацию транзитных пластов [10]. Следовательно, интенсивность вторичных процессов, выраженная в аномальности петрофизических характеристик транзитных пластов, может служить индикатором присутствия очагов генерации, путей миграции, «терминальных точек» (зон нефтесбора), т.е. может служить критерием их обнаружения.

Поэтому в работе [2] в качестве предпосылки нового критерия прогнозирования и поисков палеозойских залежей УВ сформулирована гипотеза аномальности петрофизических характеристик транзитных пластов — гипотеза «отражения» залежей палеозоя в геофизических параметрах перекрывающего мезозойско-кайнозойского разреза.

Для дальнейших исследований были выбраны две территории на юго-востоке Западной Сибири, включающие месторождения разных типов. Одна территория выделена в составе Каймысовского нефтегазоносного района (НГР), которая характеризуется наличием месторождений с залежами УВ только в юрском НГК. Вторая территория выделена в составе Пудинского и Межовского НГР, которая характеризуется наличием месторождений с залежами как в юрском, так и доюрском НГК.

В соответствии со схемой структурно-фациального районирования Западно-Сибирской плиты территории исследования расположены в одной структурно-фациальной зоне по келловее и верхней юре — в Пурпейско-Васюганском структурно-фациальном районе, но в разных структурно-фациальных зонах (СФЗ) по палеозою (рис. 1).

Следует обратить внимание, что и первый и второй тип месторождений территориально приурочены к одному юрскому СФР — Пурпейско-Васюганскому, т.е. оба типа месторождений весьма сходны по особенностям юрского осадкообразования и тектонического строения. Следовательно, отличительные особенности геофизических и петрофизических характеристик сформировались в послееюрское время под воздействием вторичных эпигенетических процессов. Скорее всего эти процессы порождены вертикальной нисходящей/восходящей миграцией УВ-флюидов в послееюрское время.

Для обоснования гипотезы аномального «отражения» залежей палеозоя в геофизических параметрах перекрывающих юрские отложения проведен детализированный анализ геофизических и петрофизических характеристик юрского разреза на Герасимовском нефтегазоконденсатном месторождении, имеющем залежи в доюрском основании, и на Крапивинском нефтяном месторождении только с юрскими залежами нефти [1]. Отметим, что по палеозою Крапивинское месторо-

ждение находится в Туйско-Барабинской СФЗ, а Герасимовское — в Нюрольской СФЗ (рис. 1).

Исследованиями 18-и скважин установлено, что **юрские** нефтенасыщенные пласты-коллекторы Герасимовского месторождения по результатам расчета удельного электрического сопротивления (УЭС) имеют $УЭС = 8-20$ ом·м при среднем значении 13 ом·м. По результатам расчета УЭС нефтенасыщенных пластов 28-и скважин Крапивинского месторождения установлено, что юрские пласты-коллекторы имеют $УЭС = 6-8$ ом·м при среднем значении 7 ом·м. Как в рамках гипотезы и предполагалось, юрские пласты-коллекторы Герасимовского месторождения **аномально**, практически в 2 раза, более высокоомные, чем пласты Крапивинского месторождения. Расчет карбонатности юрских пластов объемным газометрическим методом [14] показал, что среднее значение $S_{карб.}$ пластов Герасимовского месторождения составляет 5 %, а Крапивинского — 2 %. Таким образом, в интервалах юрских пластов Герасимовского месторождения, имеющего залежи в доюрском НГК, показания $S_{карб.}$ в 2,5 раза превышают показания $S_{карб.}$ в интервалах юрских пластов Крапивинского месторождения, не имеющего залежи в доюрском НГК.

В результате сопоставления геофизической характеристики **верхнеюрской баженовской свиты** Герасимовского и Крапивинского месторождений были выявлены следующие отличия: на Герасимовском месторождении в интервале баженовской свиты вариации показаний метода потенциалов собственной поляризации (ПС) составляют $\pm (1-2)$ мВ, уровень УЭС = 39–53 ом·м и уровень естественной радиоактивности 26–33 мкР/ч. На Крапивинском месторождении вариации показаний ПС составляют $\pm (2-5)$ мВ, уровень УЭС = 92–174 ом·м и уровень естественной радиоактивности 42–56 мкР/ч.

Далее проведен анализ геофизических и петрофизических характеристик юрского разреза на **Останинском нефтегазоконденсатном месторождении, имеющем залежи в доюрском основании и на Двуреченском нефтяном месторождении только с юрскими залежами нефти** [3]. По палеозою Двуреченское ме-

сторождение находится в Туйско-Барабинской СФЗ, а Останинское — в Нюрольской СФЗ (рис. 1).

Исследованиями установлено, что **юрские** пласты-коллекторы Останинского месторождения по результатам расчета УЭС пластов 14-и поисково-оценочных и разведочных скважин, имеют для нефтенасыщенных пластов $УЭС = 11-21$ ом·м при среднем значении 14 ом·м, для водонасыщенных пластов $УЭС = 5-9$ ом·м при среднем значении 7 ом·м. По результатам расчета УЭС пластов 14-и скважин Двуреченского месторождения установлено, что юрские пласты-коллекторы имеют для нефтенасыщенных пластов $УЭС = 6-12$ ом·м при среднем значении 8 ом·м, для водонасыщенных пластов $УЭС = 2-5$ ом·м при среднем значении 4 ом·м. Как видно, юрские пласты-коллекторы Останинского месторождения существенно, практически в 2 раза, более высокоомные, чем юрские пласты-коллекторы Двуреченского месторождения.

Расчет общей карбонатности юрских пластов-коллекторов показывает, что среднее значение $S_{карб.}$ юрских пластов Останинского месторождения составляет 5 %, а Двуреченского — 1 %. Следует заметить, что повышенная карбонатизация юрских пластов Останинского месторождения закономерно приводит к сниже-

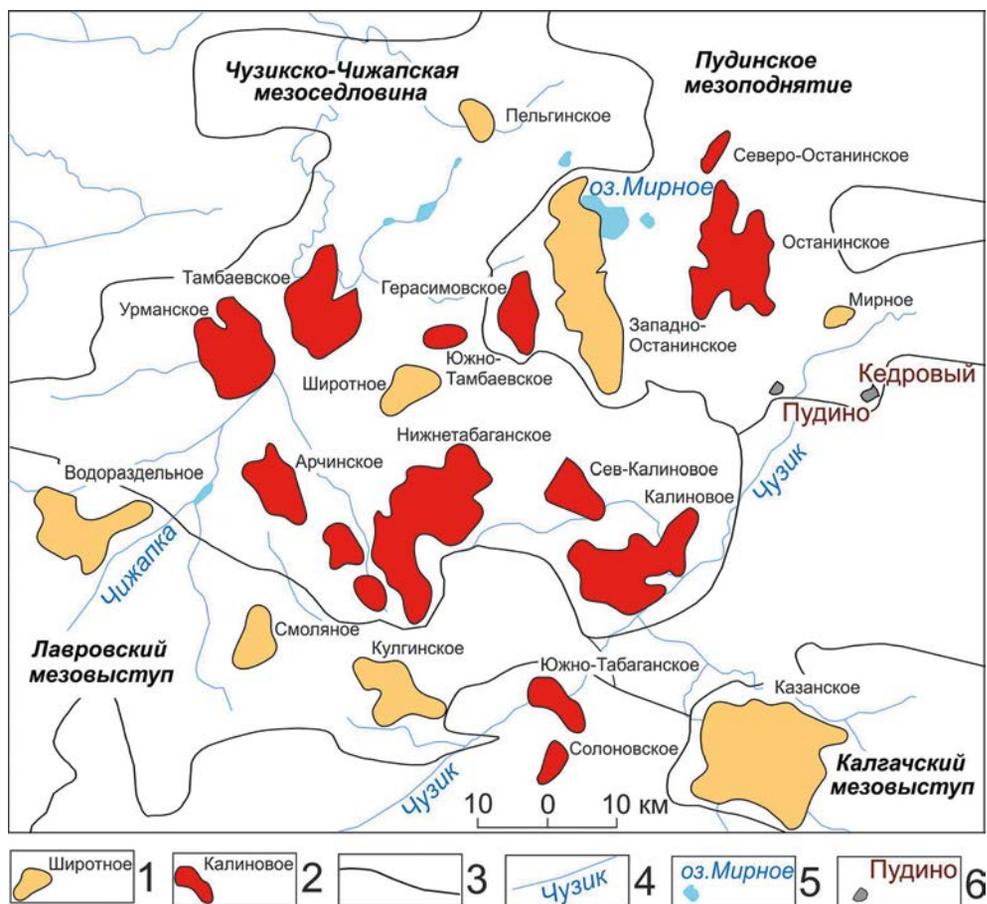


Рис. 2. Схема размещения группы месторождений углеводородов в пределах Нюрольской структурно-фациальной зоны по палеозою: 1–2 — месторождение и его название: 1 — в юрских НГК, 2 — в юрских и доюрском НГК; 3 — контур тектонического элемента II порядка платформенного чехла, по [6]; 4 — речная сеть; 5 — озеро; 6 — населенный пункт

нию пористости пластов. Так, если обобщенная пористость юрских пластов Двуреченского месторождения составляет 16 %, то пористость юрских пластов Останинского месторождения заметно ниже — 14 %.

Что касается геофизической характеристики **баженновской свиты**, то она оказывается значимо разной у Останинского и Двуреченского месторождений. Установлено, что на Останинском месторождении геофизические характеристики баженновской свиты следующие: вариации показаний метода ПС = \pm (1–2) мВ; уровень УЭС = 32–42 ом·м; уровень естественной радиоактивности 36–44 мкР/ч. На Двуреченском месторождении: вариации показаний ПС = \pm (5–8) мВ; уровень УЭС = 95–111 ом·м; уровень естественной радиоактивности 40–59 мкР/ч. Возможно, что на Останинском месторождении отсутствие вариаций ПС свидетельствует о ее более однородном (выравненном?) составе, а низкий уровень УЭС и естественной радиоактивности говорит о более бедном (обедненном?) содержании органического вещества.

Таким образом, на примере Герасимовского, Останинского, Крапивинского и Двуреченского месторождений, на основе сравнительного анализа геофизической и петрофизической характеристик юрских отложений, вскрытых в 74 глубоких скважинах, установлено, что эти характеристики являются значимо разными для месторождений, имеющих залежи УВ

как в юрских, так и в доюрском комплексах и месторождениях, представленных только юрскими продуктивными пластами.

В настоящей статье проведем анализ геофизических и петрофизических характеристик юрских пластов месторождений, расположенных не только в пределах одного юрского СФР — Пурпейско-Васюганского, но и в пределах одной палеозойской СФЗ — Нюрольской. Это месторождения (рис. 1): Нижнетабаганское (с промышленными притоками УВ в доюрском комплексе) и Пельгинское (без признаков нефтеносности доюрского разреза).

Нижнетабаганское нефтегазоконденсатное месторождение

Нефтегеологическая характеристика месторождения

В **тектоническом** плане по платформенному чехлу Нижнетабаганское месторождение расположено в пределах одноименного локального поднятия, в южной части Чузиско-Чижапской мезоседловины в зоне сочленения Лавровского и Калкачского мезовыступов и Пудинского мезоподнятия (рис. 2).

В **геологическом** строении месторождения принимают участие палеозойские образования доплатформенного комплекса и мезозойско-кайнозойские осадочные отложения платформенного чехла. Литологические образования доплатформенного комплекса представлены различными известняками — глинистыми и биогермными серого и коричневатого-серого цвета, карбонатно-кремнисто-глинистыми породами коры выветривания, а юрские пласты представлены песчаниками и алевролитами серыми и темно-серыми, мелкозернистыми, крепко- и среднесцементированными с прослоями углистого детрита и вкраплениями пирита. На керновом материале встречаются интервалы с запахом и выпотами нефти.

Нефтегазоносность месторождения связана с отложениями васюганской свиты — пласт Ю₁¹, тамбаевской свиты — пласты Ю₃, Ю₅ и доюрского фундамента — пласты М, М_{1–10} (рис. 3).

Пласт Ю₁¹ является основным продуктивным пластом на месторождении и приурочен к верхней части васюганской свиты. Литологически пласт представлен песчаниками светло-серыми, серыми, до темно-серых, мелко-, средне- реже крупнозернистыми

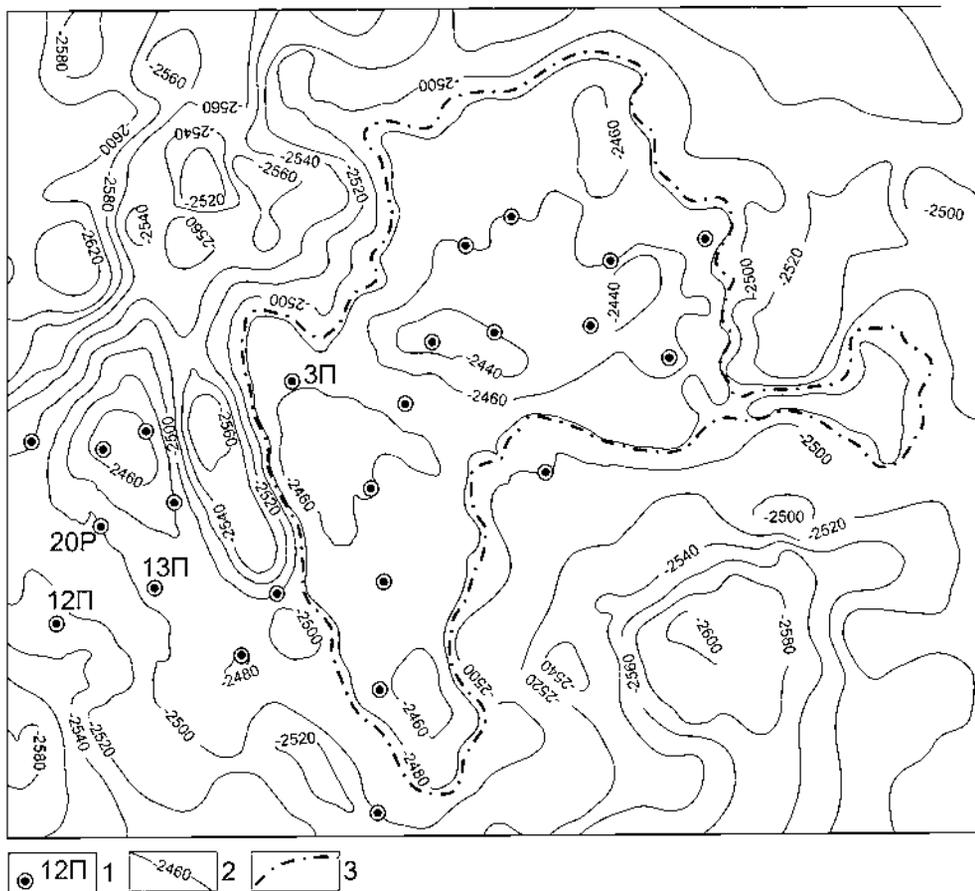


Рис. 3. Схема Нижнетабаганского нефтегазоконденсатного месторождения: 1 — скважина и ее номер; 2 — сейсмоизогипса кровли пласта Ю₁¹; 3 — контур ВНК по пласту Ю₁¹

ми, крепко сцементированными с прослоями алевrolита и аргиллита. В пределах пласта выделены четыре газоконденсатные залежи. Коэффициент открытой пористости определен по керну и комплексу ГИС и составляет 12–20 %.

Пласт Ю₃ залегает в верхней части тамбаевской свиты и является наиболее крупным объектом по запасам нефти. В пределах пласта выделены четыре нефтяные залежи, доказано наличие газовых шапок. По данным керна материала пласт неоднородный и представлен различными ассоциациями алевро-песчаных и песчано-алевритовых пород. Коэффициент открытой пористости равен 18 %.

Пласт Ю₅ приурочен к тамбаевской свите и представлен песчаником серым, мелкозернистым, крепко сцементированным. В пределах пласта выявлена одна газоконденсатная залежь. По данным лабораторных исследований керна коэффициент открытой пористости составляет 13 %.

Пласт-коллектор М₁ выделяется в карбонатных отложениях девона, выходящих на доюрскую поверхность. К кавернозно-трещиноватым карбонатам коренных пород палеозоя приурочены промышленные притоки нефти и газа в скважинах 3П и 4П. В пределах месторождения в образованиях **коры выветривания** встречаются кремнисто-глинистые породы-коллекторы — пласт **М**. Открытая пористость составляет до 8 %.

Геофизическая характеристика юрских пластов

Для иллюстрации данных геофизических исследований скважин, литологии и продуктивности юрских пластов-коллекторов Нижнетабаганского месторождения приводятся разрезы скважин (рис. 4) с различным характером насыщения пластов (скважина 3П с нефте- и газонасыщенными пластами, а скважина 12П с водонасыщенными пластами). В целом исследование заключалось в анализе по 23 скважинам las-файлов диаграмм методов ПС и гамма-каротажа (ГК), диаграмм методов каротажа сопротивления (КС) и электропроводности по индукционному каротажу (ИК), а также показаний нейтронного гамма-каротажа (НГК).

Разрез юрских отложений начинается с битуминозных аргиллитов баженовской свиты, которая для исследуемых отложений является репером. Баженовская свита в изученных разрезах фиксируется классической комплексной геофизической аномалией: высокой радиоактивностью, низкой электропроводностью, отличными от вмещающих пород показаниями нейтронного каротажа.

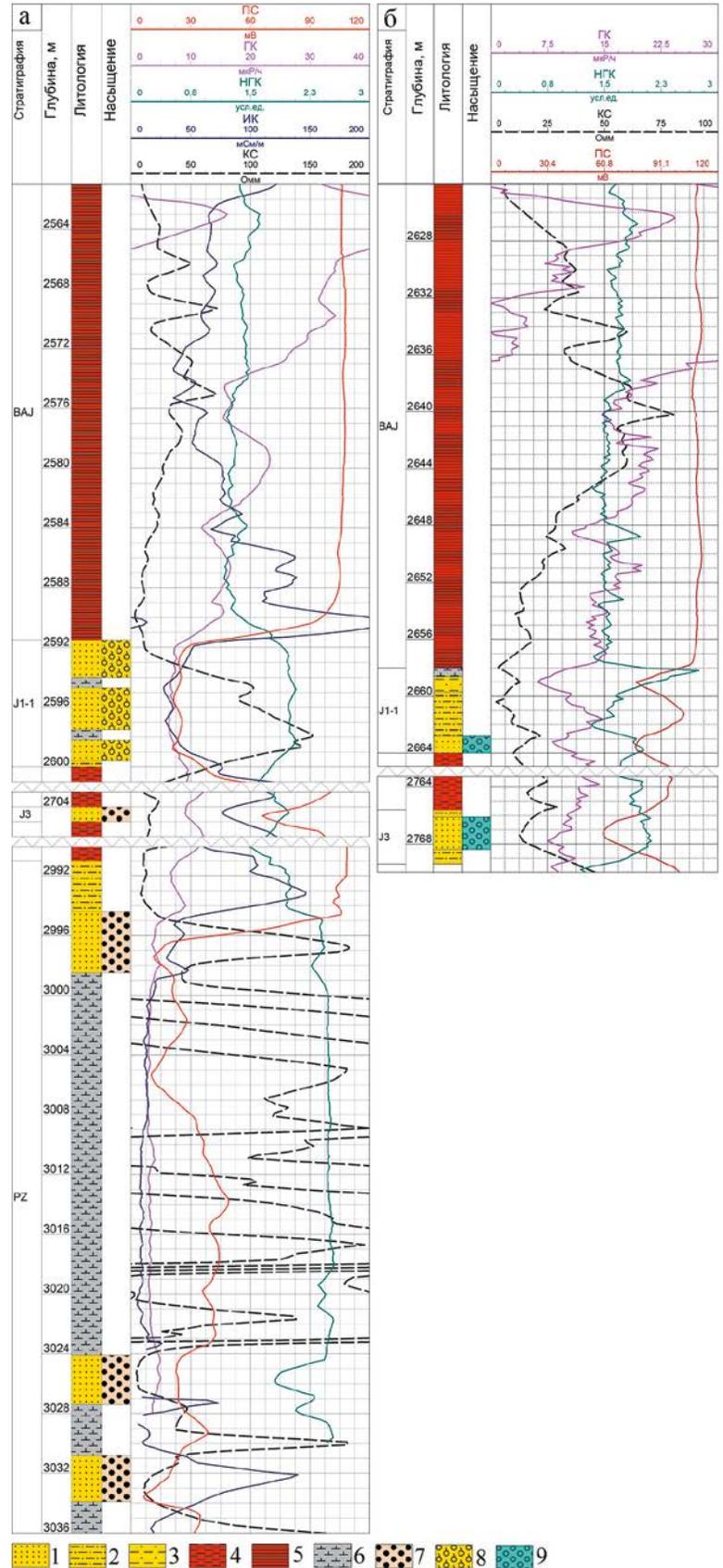


Рис. 4. Нижнетабаганское месторождение. Геофизическая характеристика разрезов скважин 3П (а) и 12П (б) в интервалах баженовской свиты (BAJ), юрских пластов Ю₁¹ (J1-1), Ю₃ (J3) и палеозойских образований (PZ): 1 — песчаник; 2 — алевролит; 3 — песчаник глинистый; 4 — глина; 5 — аргиллит; 6 — карбонатная порода; 7 — нефтенасыщенный интервал; 8 — газонасыщенный; 9 — водонасыщенный

Породы нижезалегающей васюганской свиты характеризуются резкой изменчивостью геофизических параметров в связи с присутствием в разрезе пород-коллекторов, а также глинистых песчаников, алевролитов, глинистых образований, карбонатизированных прослоев, имеющих однозначную геофизическую характеристику на каротажных диаграммах. Пласты-коллекторы, сложенные песчаниками, на уровне глинистых образований выделяются отрицательной аномалией ПС, средними и повышенными значениями по диаграмме НГК, а также низкими значениями радиоактивности.

Характерной особенностью юрского разреза (рис. 4) является осязаемое проявление карбонатизации пород. Плотные карбонатные пропластки выделяются по аномально высоким показаниям метода НГК, низким показаниям гамма-метода.

По данным геофизических исследований скважин доюрский интервал разреза выделяется высокой изрезанностью графика КС, что подтверждает переход от терригенного разреза, сложенного породами юрского возраста, к карбонатному разрезу, представленному отложениями палеозойского возраста. Доюрский интервал разреза также отличается по ГК аномально низкими показаниями ИК и низкой плотностью гамма-квантов по кривой НГК.

Для характеристики петрофизики и фильтрационно-емкостных свойств юрских пластов на Нижнетабаганском месторождении использованы данные каротажа поисковых и разведочных скважин — материалы Томского филиала Федерального государственного учреждения «Территориальный фонд геологической информации по Сибирскому федеральному округу» (ТФ ФГУ «ТФГИ по СФО»).

Судя по результатам расчета УЭС нефтенасыщенных и водонасыщенных пластов (табл. 1), юрские пласты-коллекторы Нижнетабаганского месторождения имеют *высокие значения* — для нефтенасыщенных пластов УЭС = 10–14 ом·м при среднем значении 12 ом·м, для водонасыщенных пластов УЭС = 6–9 ом·м при среднем значении 7 ом·м.

Геофизическая характеристика баженовской свиты

Для геофизической характеристики аргиллитов баженовской свиты анализируются разрезы скважин с разной продуктивностью:

скважины 20Р, 3П, 13П с нефтенасыщенными, газонасыщенными и водонасыщенными пластами в юрской части разреза, а скважина 12П только с водонасыщенными пластами. Сделан анализ показаний методов ПС, КС, ГК (табл. 2).

Баженовская свита на фоне вмещающих отложений выделяется положительными аномалиями радиоактивности и высокими значениями электрического сопротивления (рис. 4). Аномальное отображение баженовской свиты на диаграммах КС и ГК связано с высокой битуминозностью и высоким содержанием органического вещества — высокоомного адсорбента радиоактивных элементов [6].

Интересно обратить внимание на изменение естественной радиоактивности и УЭС по разрезу баженовской свиты. Из диаграмм ГК (рис. 4) можно наблюдать как радиоактивность в интервале баженовской свиты увеличивается от подошвы к кровле и в основном совпадает с менее выраженным ростом УЭС. Таким образом, верхняя часть свиты является одновременно и более радиоактивной, и более высокоомной, и, следовательно, и более битуминозной. Нижняя часть свиты соответственно обеднена органическим веществом.

Наряду со сравнительно низкой естественной радиоактивностью баженовской свиты на Нижнетабаганском месторождении 23–31 мкР/ч при среднем уровне 27 мкР/ч, наблюдаются и существенно низкие значения электрического сопротивления в диапазоне 28–38 ом·м при среднем уровне 33 ом·м.

Таблица 1
Результаты расчета удельного электрического сопротивления ρ_n нефтенасыщенных ($\rho_{нп}$) и водонасыщенных ($\rho_{вп}$) пластов Нижнетабаганского месторождения

Пласт	* $\rho_{нп}$, ом·м	*коэффициент пористости, д. е.	*коэффициент нефтенасыщенности, д. е.	* $\rho_{вп}$, ом·м
Ю ₁ ¹	10	0,17	0,61	8,2
Ю ₂	12	0,15	0,55	5,9
Ю ₃	14	0,15	0,58	5,8
Ю ₄	—	0,14	0,48	8,6
Ю ₅	—	0,16	0,39	5,6
(диапазон значений), среднее	(10–14), 12	(0,14–0,17), 0,15	(0,39–0,61), 0,52	(5,6–8,6), 6,8

*средневзвешенные значения по 23 скважинам

**нефтенасыщенных пластов

Таблица 2
Значение геофизических параметров баженовской свиты в разрезах скважин Нижнетабаганского месторождения

Скважина	Мощность, м	Вариации ПС, мВ	КС*, ом·м	ГК*, мкР/ч
20Р	27,0	± 1,3	78/38	67/30
3П	19,0	± 0,7	72/33	56/31
13П	35,0	± 1,1	74/28	72/27
12П	34,0	± 1,4	80/34	56/23

* максимальное значение/средний уровень

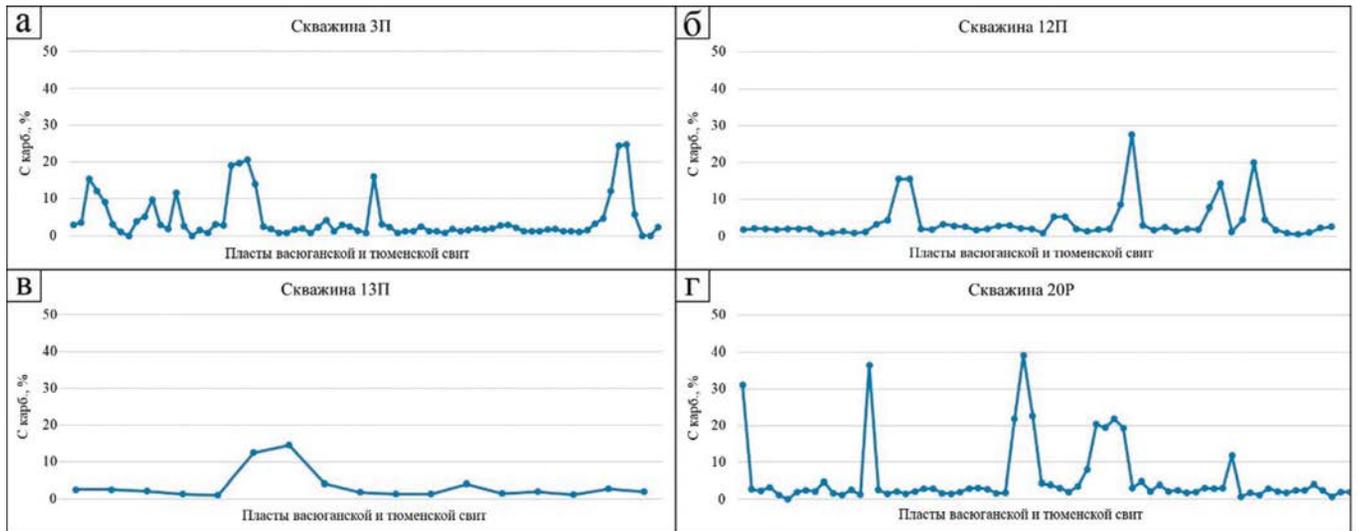


Рис. 5. Карбонатность ($C_{\text{карб.}}$) образцов керна скважин 3П (а), 12П (б), 13П (в) и 20П (г) Нижнетабаганского месторождения

Важно отметить практическое отсутствие вариаций диаграммы метода ПС в интервале баженовской свиты. Возможно, что на Нижнетабаганском месторождении *отсутствие вариаций ПС* свидетельствует о ее более однородном (выравненном?) составе, а сравнительно *низкий уровень УЭС и естественной радиоактивности* говорит о более бедном (обедненном?) содержании органического вещества.

Оценка карбонатности юрских пластов-коллекторов

Определение общей карбонатности пород ($C_{\text{карб.}}$) пластов-коллекторов проводилось по 23 скважинам Нижнетабаганского месторождения с помощью объемного газометрического метода. Установлено, что юрские разрезы изучаемых скважин характеризуются содержанием карбонатных минералов в диапазоне 3,1–6,5 % при *высоком* среднем значении 5 %. В качестве иллюстрации на рис. 5 приведены графики карбонатности образцов керна по 4 скважинам.

Пельгинское нефтяное месторождение

Нефтегеологическая характеристика месторождения

В тектоническом отношении осадочного чехла Пельгинское месторождение приурочено к северо-восточной части Чузиско-Чижапской мезоседловины (рис. 2). Всего на месторождении пробурено три поисковых скважины: 1П, 2П, 3П (рис. 6).

Нефтегазоносность месторождения приурочена к *верхнеюрской* васыуганской свите. Продуктивный пласт $Ю_1^1$ в скважине 1П представлен переслаиванием алевролитов и песчаников серых, мелкозернистых, крепкоцементированных. Коэффициент пористости по каротажу составляет 13 %. В скважине 2П пласт $Ю_1^1$ представлен песчаниками темно-серыми, мелко-среднезернистыми, среднецеменированными с плохой сортировкой обломков. Коэффициент пористости 15 %.

Доюрские образования вскрыты скважинами 1П, 2П и 3П. В скважине 1П в интервале 3010–3054 м встречены выветрелые и коренные породы палеозоя (литологически не охарактеризованы), заключение

испытаний — *объект «сухой»*. Интервал 3050–3200 м представлен известняками темносерыми, трещиноватыми — *объект «сухой»*.

В скважине 2П интервалы палеозоя 3035–3051 м и 3105–3200 м — известняки темно-серые органогенные, интенсивно трещиноватые. Большая часть трещин залечена кальцитом. В этих интервалах получены притоки *пластовой воды* 5,5–9,5 м³/сут с небольшим количеством растворенного газа. В скважине 3П интервал 2968–2996 м представлен органогенными, светло-серыми с буроватым оттенком доломитизированными трещиноватыми известняками. Получен слабый приток смеси фильтрата и *пластовой воды*.

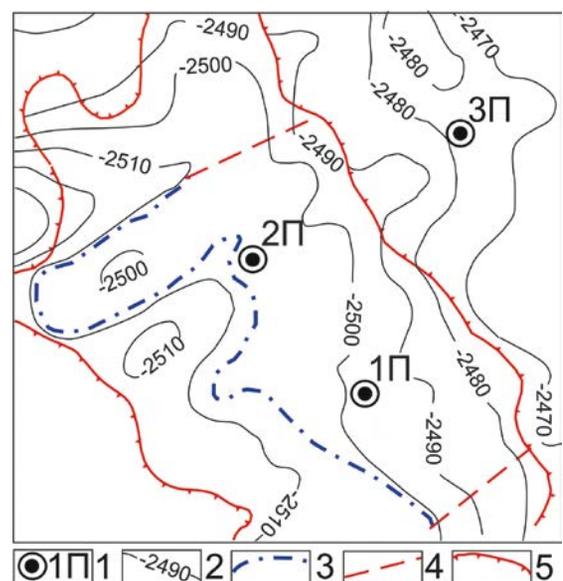


Рис. 6. Схема Пельгинского нефтяного месторождения: 1 — скважина и ее номер; 2 — сейсмоизогипса подошвы верхнеюрской баженовской свиты; 3 — контур ВНК по пласту $Ю_1^1$; 4 — линия условного ограничения залежи; 5 — установленная линия замещения продуктивного пласта

Геофизическая характеристика юрских пластов

Иллюстрация данных геофизических исследований, литологии и продуктивности юрских пластов-коллекторов Пельгинского месторождения представлена разрезами скважин (рис. 7) с разным характером насыщения (скважина 1П с нефтеводонасыщенным пластом Ю₁¹, скважина 3П с неоцененным насыщением в юрской части разреза).

Оценка УЭС юрских пластов-коллекторов Пельгинского месторождения выполнена по данным геофизических исследований по разрезу 3-х скважин (рис. 6) — материалы ТФ ФГУ «ТФГИ по СФО». Судя по результатам расчета УЭС, юрский пласт-коллектор Ю₁¹ Пельгинского месторождения имеет невысокие значения УЭС: для нефтенасыщенных пластов УЭС = 7 ом·м, для водонасыщенных пластов УЭС = 4 ом·м (табл. 3).

Геофизическая характеристика баженовской свиты

Для характеристики аргиллитов баженовской свиты на Пельгинском месторождении проанализированы разрезы скважин 1П, 2П с нефтеводонасыщенным пластом Ю₁¹ и скважина 3П с неоцененным насыщением. Был сделан анализ показаний методов ПС, бокового каротажа (БК) и ГК (табл. 4).

Можно отметить *незначительные вариации* диаграмм метода ПС в интервале баженовской свиты как в продуктивных, так и в непродуктивной скважинах.

Баженовская свита в разрезах скважин 1П и 2П с *продуктивными* юрскими пластами обладает заметно меньшей радиоактивностью и несколько меньшим УЭС по сравнению с *непродуктивной* скважиной 3П. Возможно это указывает на некоторое обеднение баженовской свиты органическим веществом в районе скважин 1П и 2П.

Оценка карбонатности юрских пластов-коллекторов

Определение общей карбонатности пород (С_{карб.}) пластов-коллекторов проводилось по поисково-оценочным (1П, 2П, 3П) скважинам с помощью объемного газометрического метода. Расчет общей карбо-

Таблица 5
Общая карбонатность (С_{карб.}) пластов-коллекторов Пельгинского месторождения

Скважина	С _{карб.} , %
1П	3,94
2П	2,38
3П	6,07
Среднее значение	3,07

натности юрских пластов-коллекторов Пельгинского месторождения показывает, что среднее значение С_{карб.} юрских пластов составляют 3 % (табл. 5).

Обсуждение результатов

Вернемся к постановке основной задачи проведенных исследований. Задача состояла в проведении анализа и сопоставлении геофизических и петрофизических характеристик юрских пластов *разного типа* месторождений, расположенных в *пределах одной палеозойской СФЗ* — Нюрольской. Месторождения первого типа (без признаков нефтеносности доюрского разреза) — это Пельгинское месторождение, месторождение второго типа (с промышленными притоками УВ в доюрском комплексе) — Нижнетабаганское.

Исследованиями показано, что юрские пласты-коллекторы Нижнетабаганского месторождения по результатам расчета УЭС как нефтенасыщенных пластов, так и водонасыщенных пластов 23-х поисково-оценочных и разведочных скважин, имеют для нефтенасыщенных пластов УЭС = 10–14 ом·м при среднем значении 13 ом·м, для водонасыщенных пластов УЭС = 6–9 ом·м при среднем значении 7 ом·м. Отмечается высокая карбонатизация юрских пластов-коллекторов — 5 %. Установлено, что на Нижнетабаганском месторождении геофизические характеристики баженовской свиты следующие: незначительные вариации показаний метода ПС = ± (0,7–1,4) мВ; низкий уровень УЭС = 28 ом·м и естественной радиоактивности 33 мкР/ч.

Результаты исследований УЭС и карбонатизации юрских пластов, а также вариаций ПС, уровня УЭС и естественной радиоактивности баженовской свиты Нижнетабаганского месторождения практически полностью повторили результаты изучения геофизики и петрофизики юрских пластов-коллекторов и баженовской свиты Герасимовского [1] и Останинского [3] месторождений, имеющих промышленные залежи УВ в доюрском НГК.

С уверенностью можно полагать, что высокоомность

Таблица 3

Результаты расчета удельного электрического сопротивления ρ_n нефтенасыщенных ($\rho_{нп}$) и водонасыщенных ($\rho_{вп}$) пластов Пельгинского месторождения

Пласт	* $\rho_{нп}$, ом·м	*коэффициент пористости, д. е.	*коэффициент нефтенасыщенности, д. е.	* $\rho_{вп}$, ом·м
Ю ₁ ¹	(6–9) 7	0,14	0,55	(3–5) 4

*средневзвешенные значения по 3 скважинам.

**нефтенасыщенных пластов

Таблица 4

Значение геофизических параметров баженовской свиты в разрезах скважин Пельгинского месторождения

Скважина	Мощность, м	Вариации ПС, мВ	БК*, ом·м	ГК*, мкР/ч
1П	22,4	± 1,6	91/35	49/33
2П	19,0	± 1,9	97/41	61/35
3П	20,4	± 2,5	145/66	63/39

*максимальное значение/средний уровень

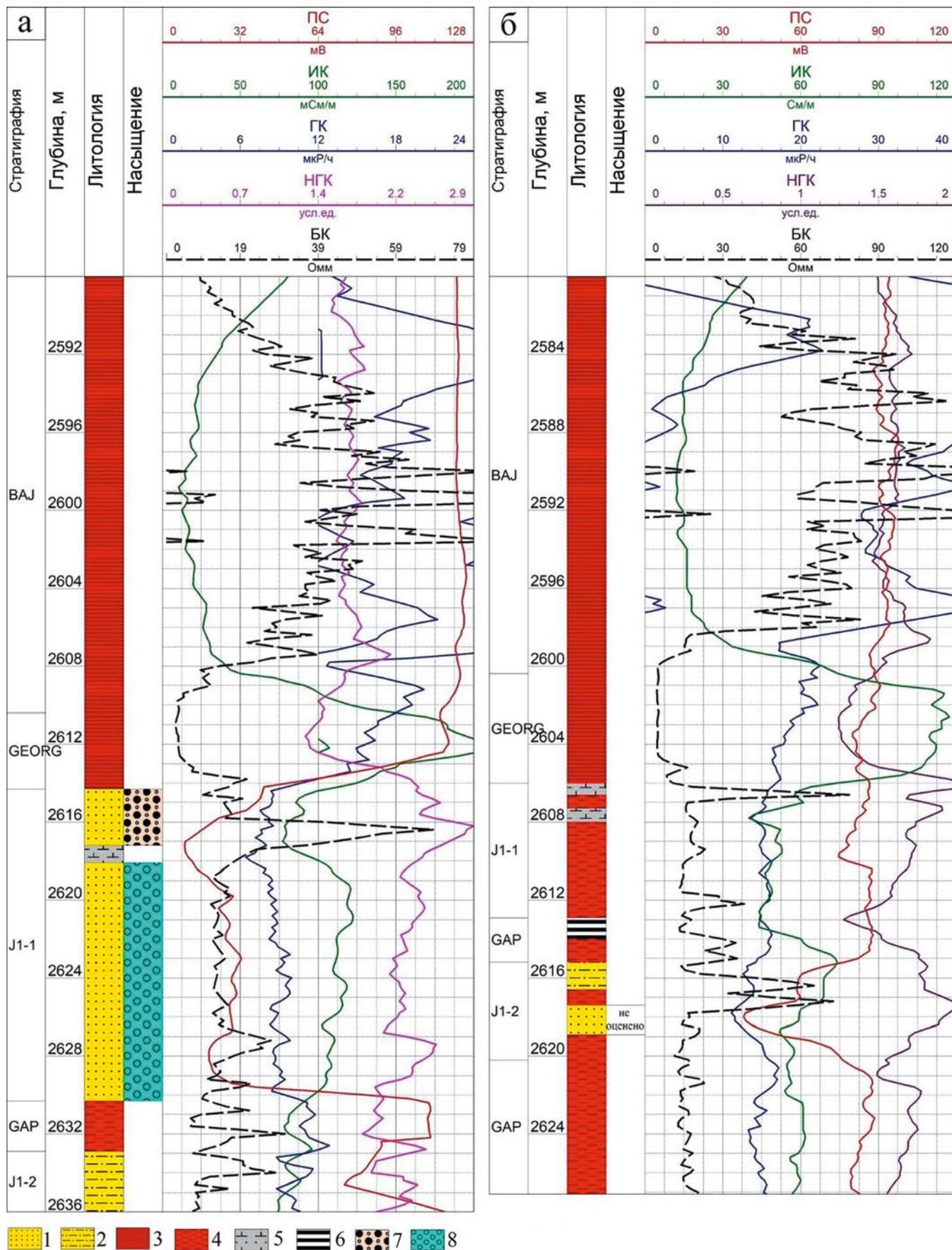


Рис. 7. Пельгинское месторождение. Геофизическая характеристика разрезов скважин 1П (а) и 3П (б) в интервалах бажендовской свиты (BAJ), георгиевской свиты (GEORG) и пластов Ю₁¹, Ю₁²: 1 — песчаник; 2 — алевролит; 3 — аргиллит; 4 — глина; 5 — карбонатизированный песчаник; 6 — уголь; 7 — нефтеводонасыщенный; 8 — водонасыщенный

транзитных юрских пластов как Нижнетабаганского, так и Герасимовского, Останинского месторождений есть следствие нисходящей/восходящей *миграции УВ-флюидов*, обеспечивающей или нефтесбор в ловушках доюрского НГК или являющейся элизией углеводородов доюрского НГК как самостоятельного генерирующего комплекса. В результате вертикальной миграции химически агрессивных УВ-флюидов в юрском разрезе происходят процессы наложенного эпигенеза, приводящие к вторичной наложенной *аномальной* карбонатизации транзитных пластов-коллекторов, и, как следствие, к аномальному увеличению их УЭС.

Можно полагать, что на Нижнетабаганском, Герасимовском и Останинском месторождениях отсутствие вариаций ПС, низкий уровень УЭС и естественной радиоактивности обусловлены более однородным, выравненным вещественным составом свиты, обедненным содержанием органического вещества. Замеченные отличия геофизической характеристики баженовской свиты месторождений, имеющих залежи в доюрском НГК, пока не имеют однозначного генетического обоснования. Вместе с тем, указанные отличия геофизической характеристики баженовской свиты Нижнетабаганского нефтегазоконденсатного месторождения с залежами в доюрском НГК имеют объяснение, допускающее обеднение баженовской свиты органическим веществом, вследствие того, что, наряду с девонскими доманиками баженовская свита является источником УВ для палеозойских залежей [4].

По результатам расчета УЭС как нефтенасыщенных пластов, так и водонасыщенных пластов 3-х поисковых скважин Пельгинского месторождения установлено, что юрские пласты-коллекторы имеют для нефтенасыщенных пластов УЭС = 6–9 ом·м, для водонасыщенных пластов УЭС = 3–5 ом·м. Отмечена невысокая карбонатизация юрских пластов-коллекторов — 3 %. Геофизические характеристики баженовской свиты — это небольшие вариации показаний метода ПС = ±2,0 мВ; средний уровень УЭС = 35–66 ом·м и естественной радиоактивности 33–39 мкР/ч.

Исследования УЭС и карбонатизации юрских пластов, анализ вариаций ПС, уровня УЭС и естественной радиоактивности баженовской свиты Пельгинского месторождения в значительной степени повторили результаты изучения юрских пластов-коллекторов и баженовской свиты Крапивинского [1] и Двуреченского [3] месторождений, не имеющих залежей УВ в доюрском НГК и иных прямых признаков нефтегазоносности палеозоя. Как для Пельгинского, так и для Крапивинского и Двуреченского месторождений однозначно характерно отсутствие высокоомности и аномальной карбонатизации юрских пластов-коллекторов, т.е. отсутствие признаков нисходящего/восходящего транзита УВ-флюидов как критерия нефтегазоносности палеозоя.

Заключение

Суммируя полученные результаты, *назовем шесть геофизических и петрофизических характеристик юрского разреза как прогностических показателей для*

оценки нефтегазоносности доюрского (палеозойского) разреза:

1 — высокое УЭС юрских нефтенасыщенных пластов-коллекторов, показатель 1-го ранга значимости (пороговое значение ≥ 10 ом·м);

2 — высокое УЭС юрских водонасыщенных пластов-коллекторов, показатель 1-го ранга значимости (пороговое значение ≥ 7 ом·м);

3 — высокая карбонатность юрских пластов-коллекторов, показатель 1-го ранга значимости (пороговое значение ≥ 5 %);

4 — незначительные вариации (\pm) показаний метода ПС баженовской свиты, показатель 2-го ранга значимости (пороговое значение < 2 мВ);

5 — низкие показания ГК баженовской свиты, показатель 2-го ранга значимости (пороговое значение < 40 мкР/ч);

6 — низкие показания КС баженовской свиты, показатель 2-го ранга значимости (пороговое значение < 50 ом·м).

Использование полученных и приведенных в настоящей работе теоретических и прикладных результатов, обосновывающих новый критерий прогнозирования, повысит эффективность поисков и освоения зон нефтегазоаккумуляции в новом стратиграфическом горизонте — в доюрском нефтегазоносном комплексе. Этот горизонт отнесен к трудноизвлекаемой нефти, но является инвестиционно привлекательным из-за приуроченности к территориям нефтепромыслов с развитой инфраструктурой. Кроме того, для прогностической оценки (диагностики) палеозойского разреза можно использовать материалы геофизики и петрофизики старого фонда скважин, пробуренных на юрско-меловые поисковые объекты.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Алеева, А.О.* Сравнительная петрофизическая характеристика юрских разрезов Герасимовского и Крапивинского месторождений (в связи с нефтегазоносностью доюрских отложений Томской области) / А.О. Алеева // Нефтегазовая геология. Теория и практика. — 2020. — Т. 15. — № 2. — http://www.ngtp.ru/rub/2020/18_2020.html.
2. *Алеева, А.О.* Сравнительная петрофизическая характеристика разрезов Герасимовского и Крапивинского месторождений (в связи с нефтегазоносностью доюрских отложений) / А.О. Алеева, В.И. Исаев // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. — 2019. — Т. 330. — № 9. — С. 21–31.
3. *Алеева, А.О.* Сравнительная петрофизическая характеристика юрских разрезов Останинского и Двуреченского месторождений (в связи с нефтегазоносностью доюрских отложений Томской области) / А.О. Алеева, В.И. Исаев, Г.А. Лобова // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. — 2020. — Т. 331. — № 9. — С. 49–62.
4. *Исаев, В.И.* Палеотемпературное моделирование очагов генерации углеводородов и их роль в формировании залежей «палеозойской» нефти (Останинское месторождение, Томская область) / В.И. Исаев, М.Ф. Галиева, А.О. Алеева, Г.А. Лобова, В.И. Старостенко, Фомин А.Н. // Георесурсы. — 2021. — № 1. — (в печати).
5. *Исаев, Г.Д.* Кораллы, биостратиграфия и геологические модели палеозоя Западной Сибири / Г.Д. Исаев. — Новосибирск: Гео, 2007. — 248 с.
6. *Конторович, В.А.* Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири / В.А. Конторович. — Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2002. — 253 с.

Коржов, Ю.В. Генезис доюрских залежей нефти Рогожниковской группы месторождений (по результатам изучения вертикальной зональности алканов) / Ю.В. Коржов, В.И. Исаев, М.Я. Кузина, Г.А. Лобова // Известия Томского политехнического университета. — 2013. — Т. 323. — № 1. — С. 51–56.

7. Кузина, М.Я. Геохимическое и литолого-петрографическое обоснование концепции «главного источника» доюрских залежей нефти Рогожниковской группы месторождений / М.Я. Кузина, Ю.В. Коржов, В.И. Исаев // Разведка и охрана недр. — 2014. — № 6. — С. 24–30.

8. Кузьменков, С.Г. Развитие нефтегазового комплекса Югры, трудноизвлекаемые запасы / С.Г. Кузьменков, В.И. Исаев, В.И. Булатов, Р.Ш. Аюпов, Н.О. Игенбаева, Ю.А. Кузьмин, П.А. Стулов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. — 2018. — Т. 329. — № 11. — С. 103–113.

9. Мельник, И.А. Вторичные карбонаты юрских песчаных отложений как показатели продуктивности палеозоя / И.А. Мельник, Н.М. Недолишко, С.В. Зимица // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. — 2020. — Т. 331. — № 3. — С. 32–38.

10. Решение 5-го Межведомственного регионального стратиграфического совещания по мезозойским отложениям Западно-Сибирской равнины, Тюмень, 1990 г. — Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1991. — 54 с.

11. Решения межведомственного совещания по рассмотрению и принятию региональной стратиграфической схемы палеозойских образований Западно-Сибирской равнины / редкол.: В.И. Краснов, В.С. Бочкарев, Ф.Г. Гурари и др. — Новосибирск: ротاپринт СНИИГГиМС, 1999. — 80 с.

12. *Ablya, E. Paleozoic-sourced petroleum systems of the Western Siberian Basin — What is the evidence?* / E. Ablya, D. Nadezhkin, E. Bordyug, T. Korneva, E. Kodlaeva, R. Mukhutdinov, M.A. Sugden, P.F. van Bergen // *Organic Geochemistry*. — 2008. — V. 39. — no. 8. — pp. 1176–1184.

13. *Aleksandrov, V.M. Digital petrophysics and standard laboratory methods for determining terrigenous container rocks capacitive properties* / V.M. Aleksandrov, A.A. Ponomarev, G. Imashev, V.E. Makhatova, A.N. Shakibayeva // *Journal of Industrial Pollution Control*. — 2017. — vol. 33. — no. 1. — pp. 1048–1051.

© Коллектив авторов, 2021

Алеева Анна Олеговна // rastorguevaa_90@mail.ru

Исаев Валерий Иванович // isaewi@tpu.ru

Меренкова Анна Сергеевна // a.merenkova@yandex.ru

Осипова Елизавета Николаевна // osipovaen@tpu.ru

ГИДРОГЕОЛОГИЯ И ИНЖЕНЕРНАЯ ГЕОЛОГИЯ

УДК 556.3; 504.4.054

Куваев А.А., Семенов М.Е., Коннов Д.В. (ФГБУ «Гидроспецгеология»)

МЕТОДИКА ОБРАБОТКИ И ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ МОНИТОРИНГА ПРИ ОЦЕНКЕ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ПОДЗЕМНЫХ ВОД С УЧЕТОМ ИХ ВОЗРАСТА

Предложена методика обработки и интерпретации данных гидрогеологического мониторинга с целью ретроспективной оценки источника промышленного загрязнения подземных вод и прогноза их воздействия на подземные и поверхностные воды. Показано, что учет возраста загрязненных подземных вод при калибровке геомиграционной модели позволяет существенно уточнить параметры источников загрязнения и повысить достоверность прогнозных геомиграционных расчетов. **Ключевые слова:** ретроспективная оценка источников промышленного загрязнения грунтовых вод, геофильтрационное и геомиграционное моделирование, возраст подземных вод, современный и прогнозные ореолы загрязнения подземных вод.

Kuvaev A.A., Semenov M.E., Konnov D.V. (Hydrospeitsgeology)

METHODS OF PROCESSING AND INTERPRETATION OF MONITORING DATA WHEN ASSESSING GROUNDWATER CONTAMINATION CONSIDERING THEIR AGE

The hydrogeological monitoring data processing and interpretation approach for retrospective estimation of the impact assessment of industrial storage basin on groundwater was developed. As is shown the consideration of the groundwater age

*at the model calibration allows getting the refined information on the intensity of source of groundwater contamination and improves the reliability of model forecast calculation. **Keywords:** hydrogeological simulation, groundwater age, estimation of industrial source of groundwater contamination.*

Актуальность проблемы

Вблизи многих населенных пунктов имеются хранилища промышленных или бытовых отходов. Нередко хранилища отходов располагаются в долинах рек, которые являются участками конечной разгрузки загрязненных грунтовых вод. Прежде всего, это относится к хранилищам, созданным десятки лет назад, т.е. в те времена, когда вопрос о влиянии такого рода объектов на окружающую среду практически не рассматривался. Современные условия требуют проведения количественной оценки воздействия хранилищ отходов на окружающую среду, включая оценку воздействия на грунтовые и поверхностные воды.

Одна из проблем оценки хранилищ отходов как источников загрязнения грунтовых вод связана с отсутствием информации о режиме работы их в течение всего периода эксплуатации, продолжительность которого может составлять, как отмечено выше, десятки лет.

Объект, цель и задачи исследований

Объектом исследования в настоящей работе является геофильтрационный и геомиграционный поток, формирующийся вблизи промышленных водоем-накопителей, расположенных в долине р. Вятка, на западной окраине г. Кирово-Чепецк.

Расстояние от хранилищ отходов до р. Вятка, которая является источником питьевого водоснабжения, составляет 2–3 км. Грунтовые воды приурочены