

DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/18_2020

УДК 553.98(571.16)

Алеева А.О.ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет»,
Томск, Россия, RastorguevaAO_90@mail.ru

СРАВНИТЕЛЬНАЯ ПЕТРОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЮРСКИХ РАЗРЕЗОВ ГЕРАСИМОВСКОГО И КРАПИВИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЙ (В СВЯЗИ С НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬЮ ДОЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ)

На примере геофизической характеристики разрезов скважин Герасимовского месторождения, имеющего залежи в юрском и доюрском нефтегазоносных комплексах, и скважин Крапивинского месторождения, имеющего залежи в юрском нефтегазоносном комплексе, но не имеющих залежи в доюрском нефтегазоносном комплексе, аргументирована гипотеза аномальности петрофизических характеристик юрского разреза, перекрывающего залежи доюрского нефтегазоносного комплекса. Установлено, что юрские пласты-коллекторы Герасимовского месторождения аномально, в два раза, более высокоомные, чем юрские пласты Крапивинского месторождения. Показано, что на Герасимовском месторождении в интервале баженовской свиты вариации показаний метода потенциалов собственной поляризации практически отсутствуют, а уровни удельного электрического сопротивления и естественной радиоактивности в двое меньше, чем на Крапивинском месторождении.

Ключевые слова: *палеозойские залежи углеводородов, доюрский нефтегазоносный комплекс, Герасимовское месторождение, Крапивинское месторождение, Томская область.*

Введение

В настоящее время основные запасы углеводородов (УВ) Западной Сибири сконцентрированы в меловых и верхнеюрских отложениях. К новым перспективным объектам приурочены образования коры выветривания и зоны разуплотненных пород фундамента, залежи в котором относятся к трудноизвлекаемой нефти [Белозёров, Гарсия Бальса, 2018; Садыкова и др., 2019; Isaev et al., 2019].

Для обоснования теоретических основ прогноза зон нефтегазонакопления в образованиях фундамента Западной Сибири необходимо разработать комплекс критериев для осуществления стратегии и технологии поисков залежей УВ в доюрском основании.

В качестве основных критериев выступают: поиск «зон разуплотнения» и концепция «главного источника» [Исаев и др., 2014].

Существуют два концептуальных подхода для аргументации «главного источника».

Восходящая миграция УВ. Внутрипалеозойские толщи рассматриваются как самостоятельный нефтеаккумулирующий комплекс. По данным геолого-геохимических показателей нефти доюрского и юрского комплексов отличаются по группам нафтидов

палеозоя, коры выветривания и юрских отложений [Шустер, Пунанова, 2012]. Восходящая миграция УВ может протекать в виде диффузий или перетоков по системам дизъюнктивных нарушений в верхние стратиграфические этажи. О восходящей миграции УВ можно судить также и по геохимическим аномалиям ряда элементов – урана и платиноидов. Поступление ураносодержащих флюидов в осадочный чехол обеспечивает повышенную радиоактивность отдельных интервалов разреза.

Нисходящая миграция УВ. На основе геохимической корреляции состава нефтей и состава битумоидов, экстрагированных из генерационно-активных нефтематеринских пород, выявлена направленность нисходящей вертикальной межпластовой миграции УВ из ассоциированных осадочных пород тюменской свиты в доюрский комплекс по трещинам и кавернам. Нисходящая миграция УВ осуществляется по механизму перетока флюидов из областей высокого давления в сторону низкого давления (породы фундамента) под действием капиллярных сил за счет поверхностного натяжения на границе флюидальных фаз [Кузина, Коржов, Исаев, 2014].

Таким образом, вследствие возможной восходящей и нисходящей миграции УВ-флюидов происходят вторичные наложенные эпигенетические процессы, приводящие к интенсивному преобразованию литолого-петрографического и минералого-геохимического составов горных пород, включая карбонатизацию транзитных пластов. Следовательно, интенсивность процессов вторичной карбонатизации, выраженная в аномальности петрофизических характеристик транзитных пластов, может служить индикатором характера насыщения палеозойских пород [Мельник, Недоливко, Зимица, 2020].

В результате изучения разрезов поисковых и разведочных скважин, вскрывших палеозойские залежи нефти на Герасимовском и только юрские залежи нефти на Крапивинском месторождениях, сформулирована и аргументирована гипотеза аномальности петрофизических характеристик транзитных пластов [Алеева, Исаев, 2019]. Аномальность петрофизических характеристик юрских пластов выдвинута в качестве дополнительного критерия прогнозирования и поисков палеозойских залежей УВ.

В результате исследования установлено [Алеева, Исаев, 2019], что юрские пласты Герасимовского месторождения, имеющего залежи УВ в доюрском основании, отличаются от юрских пластов Крапивинского месторождения *существенно* более высокими значениями удельного электрического сопротивления (УЭС) 7...11 ом*м против 5...7 ом*м на Крапивинском месторождении. Оценка литологического состава коллекторов по акустическому каротажу доказала, что коллекторы Герасимовского месторождения вероятно карбонатизированы, а коллекторы Крапивинского месторождения характеризуются

повышенной глинистостью. Кроме того, отмечено, что в интервале баженовской свиты Герасимовское месторождение отличается от Крапивинского месторождения спокойным характером диаграмм метода потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС).

Для дальнейшего обоснования гипотезы аномального «отражения» залежей палеозоя в геофизических параметрах перекрывающих юрских отложений, в настоящей статье на Герасимовском нефтегазоконденсатном месторождении и на Крапивинском нефтяном месторождении проведен расширенный анализ геофизических и петрофизических характеристик пластов юрского разреза и интервала баженовской свиты, а также анализ карбонатности на образцах керна с применением объемного газометрического метода (рис. 1).

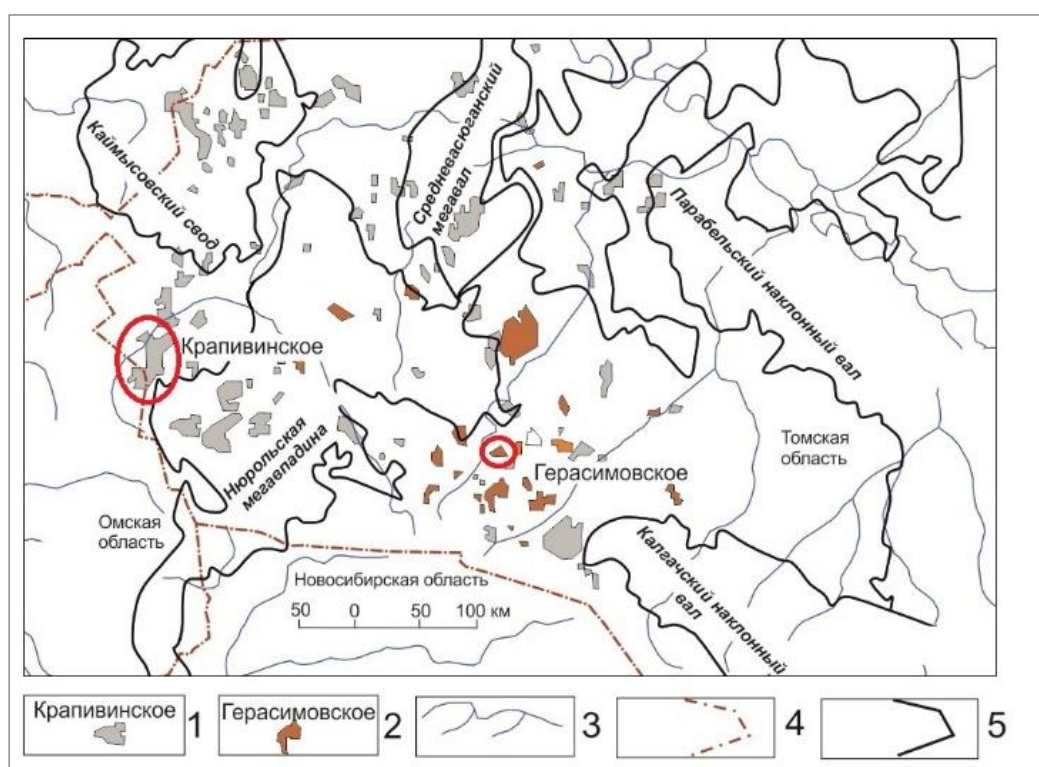


Рис. 1. Схематическая карта размещения месторождений углеводородов юго-запада Томской области

1 – месторождение УВ с залежами в юрско-меловых нефтегазоносных комплексах; 2 – месторождение УВ с залежами в доюрском нефтегазоносном комплексе; 3 – гидросеть; 4 – административная граница областей; 5 – граница тектонических элементов I порядка платформенного чехла.

Следует отметить, что по палеозойской части разреза Крапивинское месторождение находится в Туйско-Барабинской структурно-фациальной зоне (СФЗ), а Герасимовское месторождение – в Нюрольской СФЗ. При этом, по келловейской и верхне-юрской частям разреза изучаемые месторождения относятся к одной СФЗ – Пурпейско-Васюганской.

Нефтегеологическая характеристика Герасимовского нефтегазоконденсатного месторождения

Геологический разрез Герасимовского месторождения представлен песчано-глинистыми отложениями кайнозойско-мезозойской систем и карбонатными, глинисто-кремнистыми породами коры выветривания доюрского комплекса [Космачева, Федорович, 2019]. По *тектоническому районированию фундамента* Герасимовское месторождение приурочено к локальному одноименному поднятию, осложняющему восточную часть Нюрольской впадины (рис. 2а).

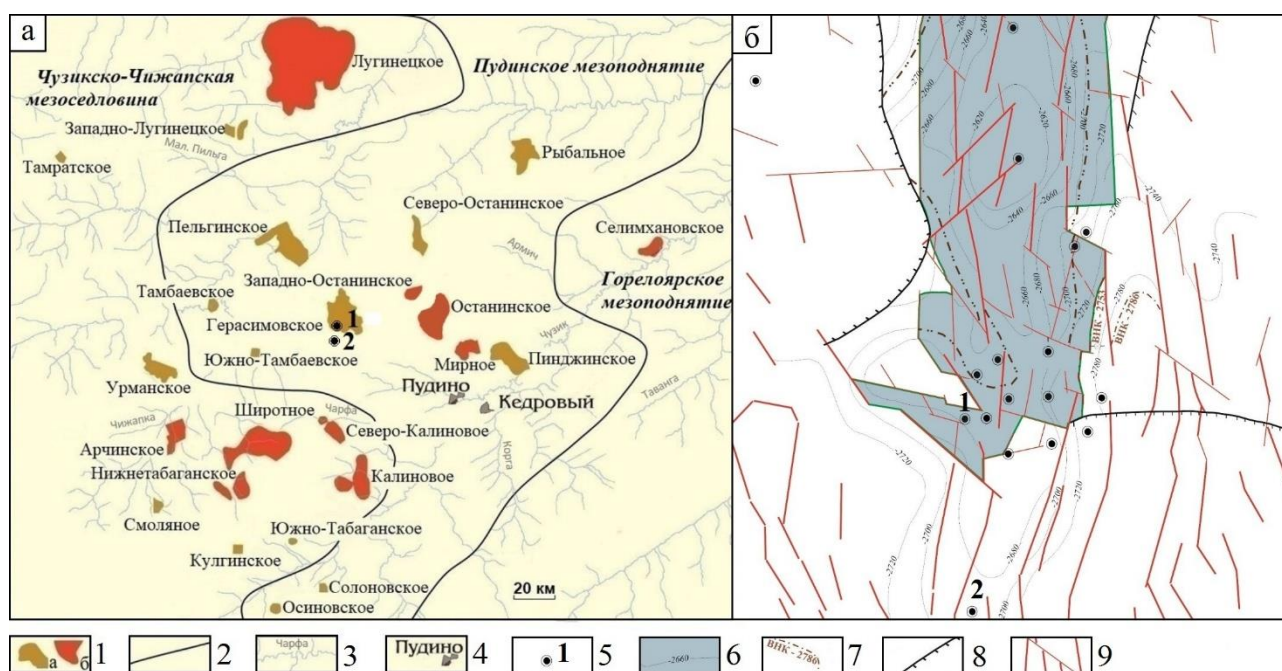


Рис. 2. Обзорная схема территории исследований Герасимовской группы месторождений углеводородов Томской области (а) и контур Герасимовского нефтегазоконденсатного месторождения (б)

1 – месторождение УВ (а – нефтяное, б – нефтегазоконденсатное); 2 – контур тектонического элемента II-го порядка платформенного чехла; 3 – речная сеть; 4 – населенный пункт; 5 – скважина и ее номер; 6 – сейсмоизогипса отражающего горизонта Φ_2 (подошва осадочного чехла); 7 – контур водонефтяного контакта по пласту М; 8 – линия замещения коллектора пласта М; 9 – тектоническое нарушение.

Нефтегазоносность Герасимовского месторождения связана с газовыми пластами Ю₁¹⁻², Ю₁³, Ю₁⁴, Ю₂, нефтяными пластами Ю₁₁, Ю₁₃, Ю₁₄, Ю₁₅ и газонефтяными пластами Ю₁₀ и М. Основными объектами разработки являются пласты М (кора выветривания палеозоя) и Ю₁₀.

Пласты группы Ю представлены песчаниками средне- и мелкозернистыми, в различной степени глинистыми и карбонатизированными, содержащими 1 – 7 пронизаемых пропластков различной толщины. Тип коллектора – межзерновыи.

Пласт М, выделенный в толще коры выветривания, представлен кремнистыми и глинистыми породами и их переходными разностями, в различной степени карбонатизированными [Белова и др., 1998]. Коллекторские свойства обусловлены широким развитием пор выщелачивания, кавернозностью и трещиноватостью. Тип коллектора, преимущественно, трещино-каверново-межзерновый. Лабораторные исследования керн показали, что наличие кавернозности и трещиноватости существенной роли в общей емкости породы не играет, поэтому коллекторы коры выветривания являются псевдогранулярными.

В целом месторождение относится к категории мелких, а по сложности геологического строения – к группе сложных.

Геофизическая характеристика юрских пластов Герасимовского месторождения

Герасимовское месторождение характеризуется многопластовостью и большим стратиграфическим диапазоном нефтеносности. Эти обстоятельства позволяют изучать и сравнивать геофизические характеристики пластов, локализованных в разных частях разреза и в различной степени нефтенасыщенных, а также геофизические параметры вмещающих эти пласты отложений.

Для анализа данных геофизических исследований юрских пластов Герасимовского месторождения выбраны разрезы скважин с разной продуктивностью (скв. 1 с нефтенасыщенными пластами в юрской и в доюрской частях разреза и скв. 2, с водонасыщенными пластами в юрской и в доюрской частях разреза (см. рис. 2б).

Исследованы следующие геофизические параметры разрезов: естественная радиоактивность (ГК), УЭС по данным бокового каротажа (БК), ПС и водородосодержание, оцененное по данным нейтронного каротажа (НГК).

В геофизических данных разрезы скважин 1 и 2 Герасимовского месторождения отображаются классическим образом.

Баженовская свита отличается от вмещающего песчано-глинистого разреза по комплексу признаков: аномально-высокими показаниями методов сопротивления и гамма-каротажа, а также ярко выраженной изменчивостью этих параметров по разрезу свиты.

Газонасыщенные пласты (Ю1(1+2), Ю1-3 и Ю1-4) в разрезе скв. 1 обладают большим сопротивлением (меньшими показаниями индукционного каротажа), чем водонасыщенные (Ю1-3, Ю1-4 в скв. 2). В целом, кроме отражения в данных ИК разного насыщения пластов Ю1-3, Ю1-4, геофизические разрезы качественно выглядят идентичными.

Ниже тюменской свиты залегает переходная зона, представленная корой выветривания (рис. 3). По данным геофизических методов эта зона выделяется аномально низкой

радиоактивностью (скорее всего связанная с гидротермально-метасоматическими процессами при ее образовании) и неоднородностью плотности гамма-квантов по кривой НГК. Названная геофизическая характеристика соответствует карбонатному составу пород разреза.

Для нефтенасыщенной части разреза (пласты Ю10, М) скв. 1 характерны более низкие показания НГК, ГК и ИК, а также отрицательные аномалии ПС.

Характерной особенностью разрезов является проявления возможной карбонатизации, развивающейся как по пластам-коллекторам (интервалы в скв. 1: 2527,8-2528,2 м, 2530,8-2531,3 м, 2634-2534,4 м), так и по перекрывающим породам (аргиллиты, интервалы в скв. 2: 2580,1-2582,8 м, 2587,6-2588,2 м). Участки прогнозной карбонатизации пород хорошо выделяются по данным ГИС (см. рис. 3) – повышениями показаний НГК и понижениями ГК при относительно неизменном уровне ПС [Yabe, Fukuchi, Namada, 2019].

Для характеристики петрофизики юрских пластов на Герасимовском месторождении использованы данные каротажа 18-ти поисковых и разведочных скважин (см. рис. 2б) – материалы Томского филиала ФГУ «ТФГИ по СФО». Судя по результатам стандартного расчета УЭС [Niab, Dinaldson, 2004] как нефтенасыщенных пластов, так и водонасыщенных пластов (табл. 1), юрские пласты-коллекторы Герасимовского месторождения имеют существенно высокие значения для нефтенасыщенных пластов $УЭС = 8...20 \text{ ом*м}$ при среднем значении 13 ом*м , а для водонасыщенных пластов $УЭС = 2,5...3,4 \text{ ом*м}$ при среднем значении $2,9 \text{ ом*м}$.

Геофизическая характеристика баженовской свиты Герасимовского месторождения

Для характеристики петрофизики аргиллитов баженовской свиты на Герасимовском нефтегазоконденсатном месторождении проанализированы разрезы скважин 1 и 2 (см. рис. 2). Сделан анализ показаний методов ПС, КС, ГК и НГК (табл. 2).

На фоне вмещающих пород баженовская свита выделяется отрицательными аномалиями НГК, положительными аномалиями радиоактивности и электрического сопротивления. Аномальное отображение баженовской свиты на диаграммах КС и ГК, как правило, связано с высоким содержанием органического вещества – с высокой битуминозностью [Конторович, 2002], а также с возможной нефтенасыщенностью [Jarvie, 2012].

В результате анализа данных в табл. 2 показаны незначительные *вариации* диаграммы метода ПС в интервале баженовской свиты.

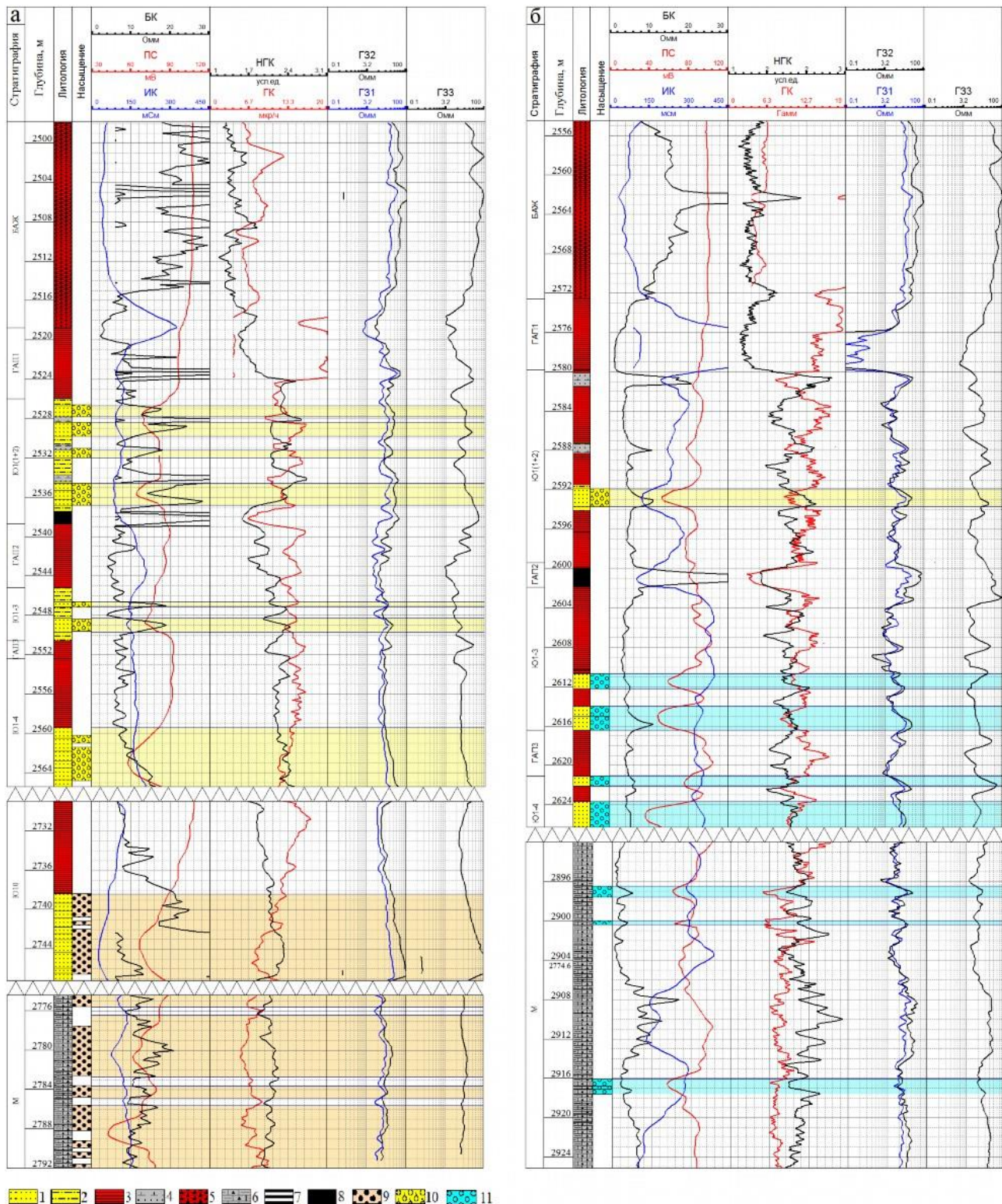


Рис. 3. Геофизическая характеристика разрезов скважин 1 (а) и 2 (б) в интервалах баженовской свиты и пластов Ю₁¹⁺², Ю₁³, Ю₁⁴, М Герасимовского месторождения
 1 – песчаник; 2 – алевролит; 3 – аргиллит; 4 – карбонатизированный песчаник; 5 – битуминозные глины; 6 – глинисто-кремнистая порода; 7 – уголь; 8 – нефтенасыщенный; 9 – газонасыщенный; 10 – водонасыщенный.

Таблица 1

Результаты расчета удельного электрического сопротивления ρ_n нефтенасыщенных (ρ_{np}) и водонасыщенных ($\rho_{вп}$) пластов Герасимовского месторождения

Пласт	* ρ_{np} , Ом·м	*коэффициент **пористости, д. е.	*коэффициент нефтенасыщенности, д. е.	* $\rho_{вп}$, Ом·м
Ю ₁ ¹⁺²	9	0,15	0,57	–
Ю ₁ ³	8	0,16	0,57	3,3
Ю ₁ ⁴	19	0,16	0,58	2,5
Ю ₂	8	0,15	0,53	3,2
Ю ₃	–	0,15	0,20	3,4
Ю ₄	13	0,15	0,64	2,9
Ю ₅	12	0,15	0,63	3
Ю ₆	14	0,14	0,61	2,7
Ю ₈	14	0,15	0,65	2,7
Ю ₉	20	0,15	0,66	3,2
Ю ₁₀	17	0,14	0,67	–
Ю ₁₁	11	0,13	0,58	–
Ю ₁₂	11	0,13	0,59	–
Ю ₁₄	14	0,14	0,64	–
Ю ₁₅	13	0,15	0,66	–
(диапазон значений), <i>среднее</i>	(8–20) 13,1	(0,13–0,16) 0,15	(0,20–0,67) 0,59	(2,5–3,4) 2,9

*средневзвешенные значения по 18 скважинам, **нефтенасыщенных пластов.

Таблица 2

Значение геофизических параметров баженовской свиты в разрезах скважин Герасимовского месторождения

Скважина	Мощность, м	Вариации ПС, мВ	КС*, Ом·м	ГК*, мкР/ч	НГК*, усл. ед.
1	21,8	± 2,1	89/39	63/33	2,0/1,6
2	18,1	± 0,8	100/53	32/26	2,1/1,6

*максимальное значение/средний уровень.

Также стоит акцентировать внимание на изменение УЭС по разрезу баженовской свиты. Как видно из диаграмм КС скв. 1 (см. рис. 3), УЭС в интервале баженовской свиты увеличивается от подошвы к кровле и в основном совпадает с ростом ГК. Верхняя часть свиты является одновременно и более высокоомной, и более радиоактивной, а, следовательно, и более битуминозной, а нижняя часть свиты, соответственно, обеднена органическим веществом.

Нефтегеологическая характеристика Крапивинского нефтяного месторождения

Крапивинское нефтяное месторождение приурочено к группе сложно-построенных локальных поднятий, отделенных друг от друга узкими линейными мульдообразными прогибами. По морфологическому признаку поднятия образуют две крупные структуры III порядка – Крапивинскую и Западно-Крапивинскую. Обе структуры имеют близкую морфогенетику и формируют в плане обособленную структурную зону, объединяющую разноамплитудные структуры Крапивинского месторождения [Kontorovich, 2009].

Нефтегазоносность на Крапивинской площади приурочена к отложениям васюганской свиты верхней юры, которая подразделяется на преимущественно глинистую нижневасюганскую подсвиту и песчано-глинистый горизонт Ю₁ [Девятков и др., 1997]. Данный горизонт формировался в трансгрессивно-регрессивную стадию развития осадочного бассейна, что позволяет выделить в его составе три осадочных пачки: подугольную, межугольную, надугольную.

Промышленная нефтеносность Крапивинского месторождения связана с терригенными отложениями продуктивного горизонта Ю₁ – пластами Ю₁² и Ю₁³, разделяющимися непроницаемыми углисто-глинистыми отложениями пласта Ю₁^{МУ} толщиной от 4 до 10 м.

Основные балансовые (промышленные) запасы нефти (около 80%) сконцентрированы в пласте Ю₁³. На данной стадии изученности месторождения в пласте Ю₁³ выявлено 6 залежей нефти: северо-западная залежь, северная залежь, центральная залежь, 2 восточные залежи, южная залежь. Пласт Ю₁² представлен единой залежью.

Геофизическая характеристика юрских пластов Крапивинского месторождения

Для анализа данных геофизических исследований и петрофизики юрских пластов Крапивинского месторождения выбраны разрезы поисковых и разведочных скважин (рис. 4б). Исследование заключалось в анализе результатов методов ПС, ГК, КС и НГК по разрезам скважин разной продуктивности (скв. 201Р с нефтенасыщенными пластами и скв. 214Р с водонасыщенными пластами в юрской части разреза).

Для пород баженовской свиты характерны аномально высокие значения УЭС и ГК.

Породы ниже залегающей васюганской свиты отличаются резкой изменчивостью геофизических параметров по причине присутствия в разрезе пород-коллекторов (пласты Ю₁), алевролитов, глинистых образований, карбонатизированных прослоев и углей, имеющих четкую однозначную геофизическую характеристику на комплексе каротажных кривых (рис. 5а, б).

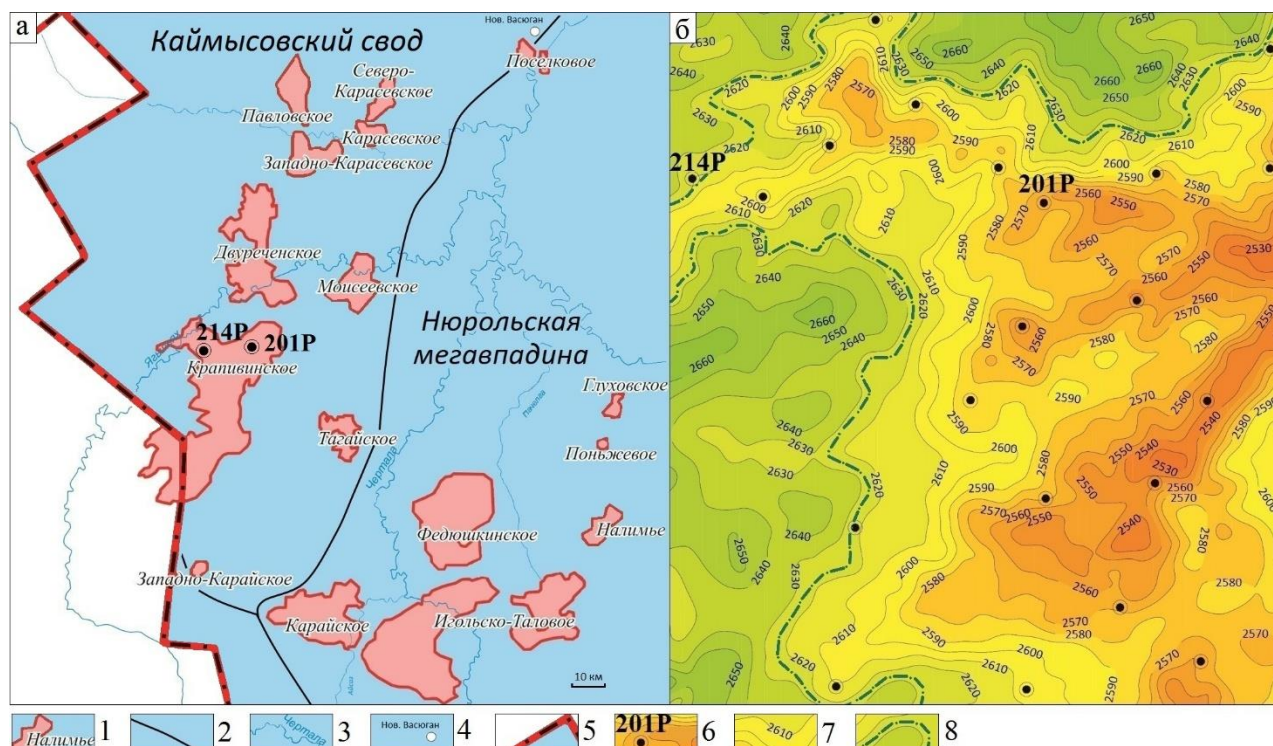


Рис. 4. Обзорная схема территории исследований – группы месторождений Каймысовского нефтегазоносного района Томской области (а) и контур Крапивинского нефтяного месторождения (б)

1 – месторождение; 2 – контур структуры I порядка платформенного чехла; 3 – речная сеть; 4 – населенный пункт; 5 – административная граница Томской области; б – скважина и ее номер; 7 – изогипса подошвы баженовской свиты, м; 8 – водонефтяной контакт по пласту Ю₁³.

Для оценки УЭС юрских пластов-коллекторов Крапивинского месторождения использованы данные геофизических исследований по разрезу 28 скважин (см. рис. 4б) – материалы Томского филиала ФГУ «ГФИ по СФО». Судя по результатам расчета УЭС как нефтенасыщенных пластов, так и водонасыщенных пластов (табл. 3), юрские пласты-коллекторы Крапивинского месторождения имеют заметно низкие значения для нефтенасыщенных пластов УЭС=6...8 ом*м при среднем значении 7 ом*м, а для водонасыщенных пластов УЭС=3...3,2 ом*м при среднем значении 3,1 ом*м.

Геофизическая характеристика баженовской свиты Крапивинского месторождения

Для характеристики петрофизики аргиллитов баженовской свиты на Крапивинском нефтяном месторождении проанализированы разрезы скважин 201Р (с нефтеносными пластами Ю₁², Ю₁³) и 214Р (с водоносными пластами Ю₁², Ю₁^{МУ}, Ю₁³). Сделан качественный и количественный (статистический) анализы показаний методов ПС, КС, ГК и НГК по тепловым нейтронам (табл. 4).

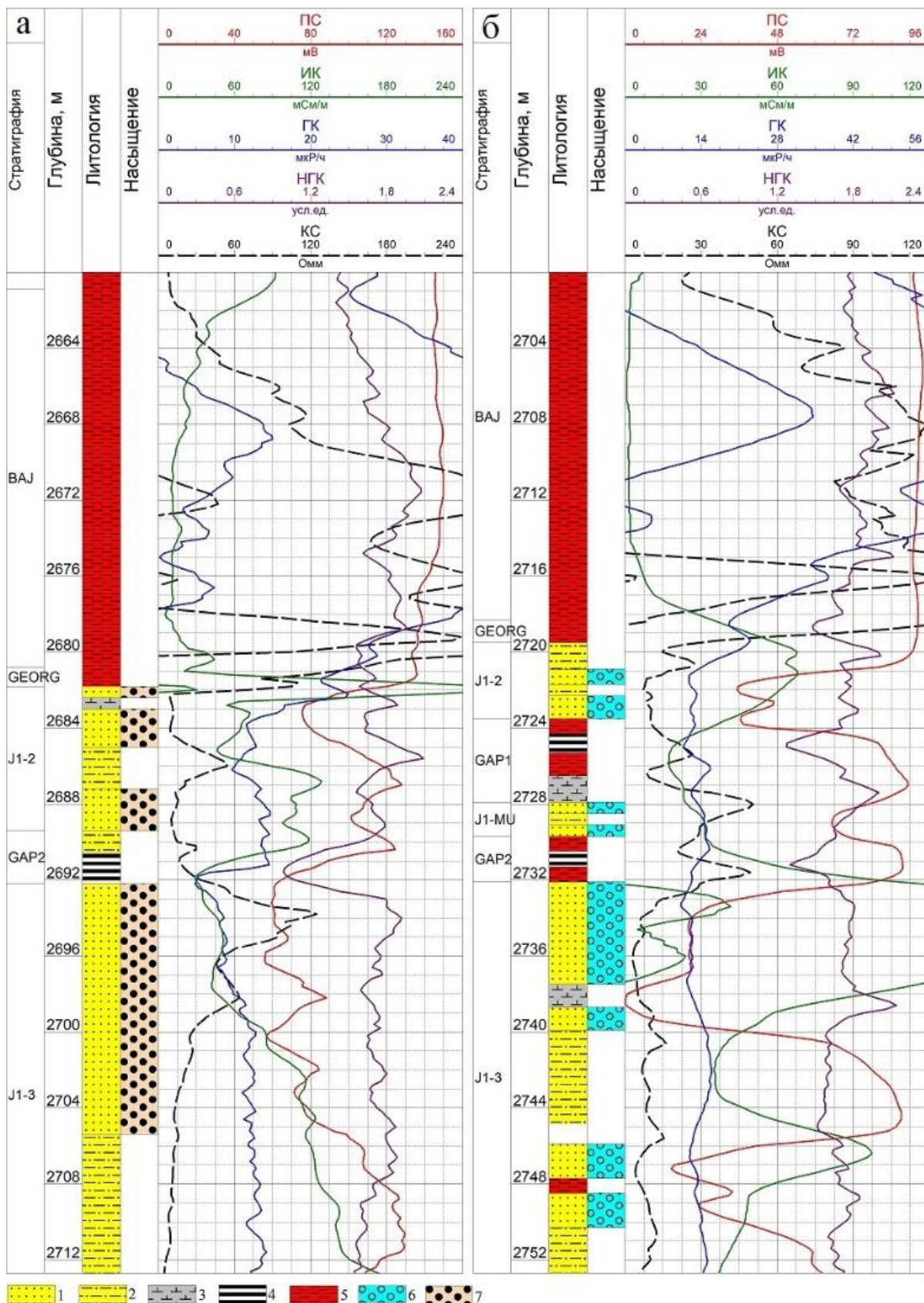


Рис. 5. Геофизическая характеристика разрезов скважин 201P (а) и 214P (б) в интервалах баженовской, георгиевской свит и пластов Ю₁² (J1-2), Ю₁^{МУ} (J1-MU), Ю₁³ (J1-3) Крапивинского месторождения

1 – песок; 2 – алевролит; 3 – карбонатная порода; 4 – уголь; 5 – глина; 6 – водонасыщенный; 7 – нефтенасыщенный.

Таблица 3

Результаты расчета удельного электрического сопротивления ρ_{np} нефтенасыщенных (ρ_{np}) и водонасыщенных ($\rho_{вп}$) пластов Крапивинского месторождения

Пласт	* ρ_{np} , Ом·м	*коэффициент **пористости, д. е.	*коэффициент нефтенасыщенности, д. е.	* $\rho_{вп}$, Ом·м
Ю ₁ ²	6	0,15	0,53	3,2
Ю ₁ ^{МУ}	-	0,14	0,27	3,0
Ю ₁ ³	8	0,15	0,45	3,2
(диапазон значений), <i>среднее</i>	(6–8) 7	(0,14–0,15) 0,15	(0,27–0,53) 0,42	(3,0–3,2) 3,1

*средневзвешенные значения по 28 скважинам, **нефтенасыщенных пластов.

Таблица 4

Значения геофизических параметров баженовской свиты разрезов скважин Крапивинского месторождения

Скважина	Мощность, м	Вариации ПС, мВ	КС*, Ом·м	ГК*, мкР/ч	НГК*, усл. ед.
201Р	19,9	± 4,8	244/92	55/42	2,0/1,7
214Р	21,4	± 2,0	479/174	91/56	2,1/1,8

*максимальное значение/средний уровень.

Особо следует выделить *значительные вариации* диаграммы метода ПС в интервале баженовской свиты в продуктивной скважине.

Важно заметить, что баженовская свита в разрезе скв. 201Р с *нефтепродуктивными* юрскими пластами обладает несколько пониженной радиоактивностью и существенно меньшим УЭС, по сравнению с *непродуктивной* скв. 214Р, что, возможно, указывает на некоторое обеднение баженовской свиты в районе скв. 201Р органическим веществом.

Оценка карбонатности юрских пластов-коллекторов Герасимовского и Крапивинского месторождений

Определение общей карбонатности пород ($C_{карб.}$) пластов-коллекторов проводилось по скважинам 1, 2 Герасимовского и 201Р, 214Р Крапивинского месторождений с помощью объемного газометрического метода. Данный метод основан на химическом разложении солей угольной кислоты под действием соляной кислоты и измерении углекислого газа, образовавшегося в результате реакции на приборе Кларка [Aleksandrov et al., 2017].

Из данных табл. 5 и графиков (рис. 6) видно, что юрские разрезы скважин Герасимовского месторождения характеризуются более высоким содержанием карбонатных минералов.

Таблица 5

Значения общей карбонатности (Скарб.) юрских пластов-коллекторов разрезов скважин Герасимовского и Крапивинского месторождений

Скважина	Скарб., %	Скважина	Скарб., %
Герасимовское		Крапивинское	
1	4,03	102	1,46
2	5,00	104	3,00
3	3,71	156	1,78
4	3,85	187	2,97
5	5,23	190	2,63
6	5,78	193	2,96
7	5,38	195	1,36
8	5,80	196	1,29
9	4,57	197	2,95
10	5,28	198	2,08
11	6,47	199	0,79
12	8,15	201	2,30
14	4,96	202	2,18
15	6,93	203	1,73
16	4,53	204	2,82
17	6,29	207	2,37
18	4,59	208	1,09
19	6,96	210	1,72
301	5,01	211	2,69
		212	1,66
		214	1,57
		216	2,17
		218	2,03
		224	0,81
		225	2,02
		226	1,02
		227	2,35
		229	2,52
		233	1,45
Среднее значение	5,4	Среднее значение	1,9

Расчет общей карбонатности юрских пластов-коллекторов показывает, что средние значения $S_{\text{карб.}}$ юрских пластов Герасимовского месторождения составляют 5,4%, а Крапивинского – 1,9%. Таким образом, в интервалах юрских пластов Герасимовского месторождения с залежами в доюрском нефтегазоносном комплексе средние показания $S_{\text{карб.}}$ в 2,5 раза превышают показания $S_{\text{карб.}}$ в интервалах юрских пластов Крапивинского месторождения, не имеющего залежей в доюрском нефтегазоносном комплексе.

Сопоставление и анализ

Герасимовское нефтегазоконденсатное месторождение является типичным месторождением юго-востока Западно-Сибирской плиты (Томская область) с залежами как в юрском, так и в доюрском нефтегазоносных комплексах, в то время как Крапивинское нефтяное месторождение имеет залежи в юрском нефтегазоносном комплексе, но в доюрском нефтегазоносном комплексе залежи отсутствуют.

Проведенные ранее исследования [Алеева, Исаев, 2019] позволили установить и оценить априорно (концептуально) предполагаемые различия петрофизической характеристики *юрских пластов* Герасимовского и Крапивинского месторождений, перекрывающих доюрские образования.

Детализированными исследованиями установлено, что юрские пласты-коллекторы Герасимовского месторождения по результатам расчета УЭС нефтенасыщенных пластов и водонасыщенных пластов 18-ти скважин имеют для нефтенасыщенных пластов $УЭС = 8...20 \text{ ом*м}$ при среднем значении $12,9 \text{ ом*м}$, для водонасыщенных пластов $УЭС = 3...3,4 \text{ ом*м}$ при среднем значении $2,9 \text{ ом*м}$.

По результатам расчета УЭС как нефтенасыщенных пластов, так и водонасыщенных пластов 28-ти скважин Крапивинского месторождения установлено, что юрские пласты-коллекторы имеют для нефтенасыщенных пластов $УЭС=6...8 \text{ ом*м}$ при среднем значении $7,4 \text{ ом*м}$, для водонасыщенных пластов $УЭС=3...3,2 \text{ ом*м}$ при среднем значении $3,1 \text{ ом*м}$.

Как ранее указывалось, юрские нефтенасыщенные пласты-коллекторы Герасимовского месторождения субстанционально, *аномально* (практически в 2 раза) более высокоомные, чем пласты Крапивинского месторождения.

Вероятно, что аномальная высокоомность транзитных юрских пластов Герасимовского месторождения может быть результатом возможной нисходящей либо восходящей *эллизии УВ-флюидов*, приводящей к процессам наложенного эпигенеза, в том числе карбонатизации транзитных пластов-коллекторов. Аномальность карбонатизации юрских пластов-коллекторов Герасимовского месторождения ($S_{\text{карб}}$ порядка 5,4%) приведена выше.

В результате сопоставления геофизической характеристики *баженовской свиты* Герасимовского и Крапивинского месторождений выявлены следующие отличия: на Герасимовском месторождении в интервале баженовской свиты вариации показаний метода ПС составляют $\pm (0,8...2,1) \text{ мВ}$, средний уровень $УЭС = 39...53 \text{ ом*м}$ и средний уровень ГК - $26...33 \text{ мкР/ч}$. При этом на Крапивинском месторождении вариации показаний ПС повышаются до $\pm (2,0...4,8) \text{ мВ}$, средний уровень $УЭС = 92...174 \text{ ом*м}$ и средний уровень ГК - $42...56 \text{ мкР/ч}$.

Возможно, что на Герасимовском месторождении отсутствие вариаций ПС свидетельствует о ее более однородном (выравненном?) составе, а низкий уровень УЭС и ГК говорит о более бедном (обедненном?) содержании органического вещества.

Обнаруженные аномальные отличия геофизической характеристики баженовской свиты Герасимовского нефтегазоконденсатного месторождения с залежами в доюрском нефтегазоносном комплексе имеют косвенные генетические обоснования, допускающие обеднение баженовской свиты органическим веществом по причине того, что, наряду с девонскими доманиками, баженовская свита является источником УВ для палеозойских залежей [Галиева, Крутенко, 2019].

Заключение

Результаты проведенных исследований на Герасимовском и Крапивинском месторождениях добавили весомые аргументы ранее высказанной и аргументированной гипотезы аномальности петрофизических характеристик юрского разреза, перекрывающего залежи доюрского нефтегазоносного комплекса.

Для дальнейшего обоснования гипотезы уникальности «отражения» залежей палеозоя в геофизических параметрах перекрывающих юрских отложениях, как возможного нефтепоискового признака палеозойских залежей, предлагается:

- провести анализ геофизических и петрофизических характеристик юрского разреза на месторождении/площади, принадлежащей Нюрольской СФЗ *по палеозойской части разреза*, но не имеющей залежей в доюрском нефтегазоносном комплексе;

- картировать зоны интенсивности проявления процессов наложенного эпигенеза (в том числе вторичной карбонатизации) с применением технологии прикладных литогеохимических исследований, а именно по уровням концентрации урана и инертного компонента алюминия, стоящим последним в ряду подвижности петрогенных компонентов Д.С. Кожинского [Шалдыбин, Столбов, Бочаров, 2002];

- выполнить *массовый*, представительный анализ геофизических характеристик баженовской свиты для установления парагенетической связи нефтеносности и карбонатизации, при этом выявленная закономерность может стать дополнительным критерием для аргументации той или другой концепции «главного источника» формирования залежей в доюрском нефтегазоносном комплексе;

- исследовать корреляцию «горячих» палеоочагов и «работающих» (современных) очагов генерации баженовской нефти и залежей в палеозое [Галиева, Крутенко, 2019].

Литература

Алеева А.О., Исаев В.И. Сравнительная петрофизическая характеристика разрезов Герасимовского и Крапивинского месторождений (в связи с нефтегазоносностью доюрских отложений) // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330. – № 9. – С. 21–31.

Белова Е.В., Буриштейн Л.М., Жилина И.В., Иванов И.А., Капитанов В.А., Конторович В.А., Тищенко Г.И., Мельников В.П. Перспективы нефтегазоносности зоны контакта отложений палеозоя и мезозоя Лугинецкого нефтегазоносного района (Томская область) // Геология нефти и газа. – 1998. – № 5. – С. 30–35.

Белозёров В.Б., Гарсия Бальса А.С. Перспективы поиска залежей нефти в отложениях Девона юго-восточной части Западно-Сибирской плиты // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329. – № 6. – С. 128–139.

Галиева М.Ф., Крутенко Д.С. Геолого-геофизические аргументы гипотезы «баженковского источника» доюрских залежей нефти Останинской группы месторождений (Томская область) // Актуальные проблемы геологии нефти и газа Сибири: Материалы 2-й Всеросс. науч. конф. молодых ученых и студентов, посв. 85-летию акад. А. Э. Конторовича. – Новосибирск: ИПЦ НГУ. – 2019. – С. 22–25.

Девятков В.П., Берилко В.И., Фоменко В.В., Карпузов Н.И. Особенности строения продуктивного пласта Ю1–3/4 Крапивинского месторождения нефти по геологосейсмическим данным // Вопросы геологии и палеонтологии Сибири. – Томск: Изд-во НТЛ, 1997. – С. 12–18.

Исаев В.И., Лобова Г.А., Коржов Ю.В., Кузина М.Я., Кудряшова Л.К., Сунгурова О.Г. Стратегия и основы технологии поисков углеводородов в доюрском основании Западной Сибири. – Томск: Изд-во ТПУ, 2014. – 112 с.

Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2002. – 253 с.

Космачева А.Ю., Федорович М.О. Нефтегазоносность Герасимовского месторождения по результатам комплексной интерпретации сейсморазведки 3-D и данных глубокого бурения // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2019. – Т.14. – №3. – http://www.ngtp.ru/rub/2019/29_2019.html. DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/29_2019

Кузина М.Я., Коржов Ю.В., Исаев В.И. Геохимическое и литологическое обоснование концепции «главного источника» доюрских залежей нефти Краснотенинского свода // Известия Томского политехнического университета. Науки о Земле. – 2014. – Т. 324. – № 1. – С. 32–38.

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

Пунанова С.А., Шустер В.Л. Геолого-геохимические предпосылки нефтегазоносности доюрских отложений Западно-Сибирской платформы // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2012. – № 6. – С. 20–26.

Садыкова Я.В., Фомин М.А., Рыжкова С.В., Новиков Д.А., Дульцев Ф.Ф., Черных А.В. Прогноз нефтегазоносности юрских и палеозойских отложений южных районов Западно-Сибирского бассейна // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330. – № 9. – С. 114–127.

Шалдыбин М. В., Столбов Ю.М., Бочаров Е.И. Оценка влияния процессов наложенного эпигенеза на фильтрационно-емкостные свойства терригенных пород-коллекторов юго-востока Западной Сибири // Сб. науч. тр. «30 лет на службе Томской геологии». – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2002. – С. 114–117.

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

Isaev V.I., Kuzmenkov S.G., Ayupov R.Sh., Kuzmin Yu.A., Lobova G.A., Stulov P.A. Hard-to-recover reserves of Yugra oil (West Siberia) // Геофизический журнал. – 2019. – Т. 41. – № 1. – С.33–43. DOI: <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v41i1.2019.158862>

Jarvie D.M. Shale Resource Systems for Oil and Gas: Part 2 – Shale-oil Resource Systems // Shale reservoirs – giant resources for the 21st century: AAPG Memoir 97. – 2012. – P. 89–119.

Kontorovich V.A. The Meso-Cenozoic tectonics and petroleum potential of West Siberia // Russian Geology and Geophysics. – 2009. – V. 50. – № 4. – P. 346–357.

Niab D., Dinaldson E.C. Petrophysics. – Oxford: Elsevier, 2004. – 926 p.

Yabe S., Fukuchi R., Hamada Y. Simultaneous estimation of in situ porosity and thermal structure from core sample measurements and resistivity log data at Nankai accretionary prism // Earth Planets Space. - 2019. - Vol. 71. - P. 1–15.

Aleeva A.O.

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia, RastorguevaAO_90@mail.ru

**COMPARATIVE PETROPHYSICAL CHARACTERISTIC OF THE JURASSIC
SECTIONS OF THE GERASIMOV AND KRAPIVIN FIELDS
(IN RELATION TO PRE-JURASSIC PETROLEUM POTENTIAL OF THE TOMSK
REGION)**

On the example of the geophysical characteristics of the Gerasimov field wells logs (Jurassic and pre-Jurassic oil and gas accumulations), and Krapivin field wells logs (Jurassic oil and gas condensate accumulation), the hypothesis of anomalous petrophysical characteristics of the Jurassic section is argued, eventually related to the overlapping pre-Jurassic petroleum bearing strata. It was established that the Jurassic reservoirs geophysical data of the Gerasimov field show abnormally values, twice as high-resistive as the Jurassic reservoirs of the Krapivin field. It was shown that in the Gerasimov field in the interval of the Bazhenov Formation there are practically no variations in the readings of the method of intrinsic polarization potentials, and the level of electrical resistivity and the level of natural radioactivity are two less than in the Krapivinsky field.

Keywords: Paleozoic hydrocarbon accumulation, pre-Jurassic petroleum bearing strata, Gerasimov field, Krapivin field, Tomsk region.

References

Aleeva A.O., Isaev V.I. *Sravnitel'naya petrofizicheskaya kharakteristika razrezov Gerasimovskogo i Krapivinskogo mestorozhdeniy (v svyazi s neftegazonosnost'yu doyrskikh otlozheniy)* [Comparative petrophysical characteristic of the sections of the Gerasimov and Krapivin fields (in relation to pre-Jurassic petroleum potential)]. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov*, 2019, vol. 330, no. 9, pp. 21–31.

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

Belova E.V., Burshtein L.M., Zhilina I.V., Ivanov I.A., Kashtanov V.A., Kontorovich V.A., Tischenko G.I., Melnikov V.P. *Perspektivy neftegazonosnosti zony kontakta otlozheniy paleozoya I mezozoya Luginetskogo neftegazonosnogo rayona (Tomskaya oblast)* [Oil and gas potential of the junction zone of Paleozoic and Mesozoic stratas of the Luginets oil and gas bearing area (Tomsk region)]. *Geologiya nefti i gaza*, 1998, no. 5, pp. 30–35.

Belozerov V.B., Garsia Bal'sa A.S. *Perspektivy poiska zalezhey nefti v otlozheniyakh Devona yugo-vostochnoy chasti Zapadno-Sibirskoy plity* [Prospects of searching for oil reservoirs in the Devonian strata of the south-eastern part of the Western-Siberian plate]. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov*, 2018, vol. 329, no. 6, pp. 128–139.

Devyatov V.P., Berilko V.I., Fomenko V.V., Karapuzov N.I. *Osobennosti stroyeniya produktivnogo plasta J1–3/4 Krapivinskogo mestorozhdeniya nefti po geologoseymicheskim dannym* [Seismic data on structure of reservoir J1–3/4 of Krapivin oil field]. *Voprosy geologii i paleontologii Sibiri*, Tomsk, Izd-vo NTL, 1997, pp. 12–18.

Galieva M.F., Krutenko D.S. *Geologo-geofizicheskie argumenty gipotezy «bazhenovskogo istochnika» doyrskikh zalezhey nefti Ostaninskoy gruppy mestorozhdeniy (Tomskaya oblast)* [Geological and geophysical arguments of the hypothesis of the «Bazhenov Formation surce» of pre-Jurassic oil accumulations of the Ostanin group of fields (Tomsk region)]. *Aktual'nye problemy geologii nefti i gaza Sibiri: Materialy 2-y Vseross. nauch. konf. molodykh uchenykh i studentov, posv. 85-letiyu akad. A. E. Kontorovicha*, Novosibirsk, IPTS NGU, 2019. pp. 22–25.

Isaev V.I., Kuzmenkov S.G., Ayupov R.Sh., Kuzmin Yu.A., Lobova G.A., Stulov P.A. Hard-to-recover reserves of Yugra oil (West Siberia). *Geofizicheskiy zhurnal*, 2019, vol. 41, no. 1, pp. 33–43. DOI: <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v41i1.2019.158862>

Isaev V.I., Lobova G.A., Korzhov Yu.V., Kuzina M.A., Kudryashova L.K., Sungurova O.G. *Strategiya i osnovy tekhnologii poiskov uglevodorodov v doyrskom osnovanii Zapadnoy Sibiri* [Strategy and fundamentals of hydrocarbon search technology in the pre-Jurassic section of Western Siberia]. Tomsk: Izd-vo TPU Tomsk, 2014, 112 p.

Jarvie D.M. Shale Resource Rystems for Oil and Gas: Part 2 – Shale-oil Resource Systems. Shale reservoirs – giant resources for the 21st century: AAPG Memoir 97, 2012, pp. 89–119.

Kontorovich V.A. *Tektonika i neftegazonosnost' mezozoysko-kaynozoysskikh otlozheniy yugo-vostochnykh rayonov Zapadnoy Sibiri* [Tectonics and oil-and-gas bearing of the Mesozoic-Cenozoic sequences in southeastern of the Western Siberia]. Novosibirsk: Izd-vo SO RAN, 2002, 253 p.

Kontorovich V.A. The Meso-Cenozoic tectonics and petroleum potential of West Siberia. Russian Geology and Geophysics, 2009, vol. 50, no. 4, pp. 346–357.

Kosmacheva A.Yu., Fedorovich M.O. *Neftegazonosnost' Gerasimovskogo mestorozhdeniya po rezul'tatam kompleksnoy interpretatsii seymorazvedki 3-D i dannykh glubokogo bureniya* [Petroleum potential of Gerasimov field according to integral interpretation of 3-D seismic survey and deep drilling data]. Neftgazovaya geologiya. Teoriya i praktika. - 2019. - T.14. - №3. - http://www.ngtp.ru/rub/2019/29_2019.html. DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/29_2019

Kuzina M.A., Korzhov Yu.V., Isaev V.I. *Geokhimicheskoe i litologicheskoe obosnovanie kontseptsii «glavnogo istochnika» doyrsskikh zalezhey nefti Krasnoleninskogo svoda* [Geochemical and lithological explains of «the main source» concept of pre-Jurassic oil accumulations in Krasnoleninsk arch (Tyumen region)]. Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Nauki o Zemle, 2014, vol. 324, no. 1, pp. 32–38.

Mel'nik I.A., Nedolivko N.M., Zimina S.V. *Vtorichnye karbonaty yursskikh peschanykh otlozheniy kak pokazateli produktivnosti paleozoya* [Secondary carbonates of Jurassic sand section as indicators of the Paleozoic productivity]. Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov, 2020, vol. 331, no.3, pp. 32–38.

Niab D., Dinaldson E.C. Petrophysics. Oxford: Elsevier, 2004, 926 p.

Punanova S.A., Shuster V.L. *Geologo-geokhimicheskie predposylki neftegazonosnosti doyrsskikh otlozheniy Zapadno-Sibirskoy platformy* [Geological and geochemical conditions of pre-Jurassic strata oil and gas potential of the West Siberian platform]. Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy, 2012, no. 6, pp. 20-26.

Sadykova Ya.V., Fomin M.A., Ryzhkova S.V., Novikov D.A., Dul'tsev F.F., Chernykh A.V. *Prognoz neftegazonosnosti yursskikh i paleozoysskikh otlozheniy yuzhnykh rayonov Zapadno-Sibirskogo basseyna* [Forecast of oil-and-gas content in Jurassic and Paleozoic of West Siberia southern regions]. Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov, 2019, vol. 330, no. 9, pp. 114–127.

Shaldybin M.V., Stolbov Yu.M., Bocharov E.I. *Otsenka vliyaniya protsessov nalozhennogo epigeneza na fil'tracionno-yemkostnyye svoystva terrigennykh porod-kollektorov yugo-vostoka Zapadnoy Sibiri* [Evaluation of the influence of superimposed epigenesis processes on the filtration-capacitive properties of terrigenous reservoir rocks of the southeast of Western Siberia]. Sb. nauch. tr. «30 let na sluzhbe Tomskoy geologii», Novosibirsk, SNIIGGiMS, 2002. pp. 114–117.

Yabe S., Fukuchi R., Hamada Y. Simultaneous estimation of in situ porosity and thermal structure from core sample measurements and resistivity log data at Nankai accretionary prism. Earth Planets Space, 2019, vol. 71, pp. 1–15.

