

DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/25_2021

УДК 550.361:552.578.061.4(571.16)

Меренкова А.С.Инженерная школа природных ресурсов Томского политехнического университета, Томск, Россия, a.merenkova@yandex.ru

ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ДОЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ БАКЧАРСКОЙ ВПАДИНЫ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ДАННЫХ ГЕОТЕРМИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

На основе палеотемпературного моделирования для нижнеюрской тогурской свиты в южной части Томской области в пределах Бакчарской мезовпадины и прилегающих к ней структур и определения относительной плотности реализации её генерационного потенциала, проведено зональное районирование территории исследования и ранжирование площади по уровню перспективности нефтегазоносности с целью дальнейших исследований по поискам залежей углеводородов в доюрских отложениях. При осуществлении ранжирования учитывались качество коллекторов для разных петротипов пород доюрского основания, а также плотность тектонических разломов на выделенных участках.

Ключевые слова: *тогурская свита, геотермия, генерационный потенциал, нефтегазоносность доюрских отложений, Бакчарская мезовпадина, Томская область.*

Введение

В настоящий момент наибольший интерес в решении задачи прироста запасов нефти уделяется поиску залежей в доюрском нефтегазоносном комплексе (НГК). Применяемая в работе методика территориального районирования с ранжированием по уровню перспективности, определенная стратегией поисков углеводородов (УВ) в фундаменте Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НГП) [Исаев и др., 2014], проводилась ранее на Нюрольском, Усть-Тымском и Колтогорском участках (рис. 1) [Лобова и др., 2015; Лунёва, 2020].

В этом плане Бакчарская мезовпадина, расположенная на юге Томской области (см. рис. 1), имеет схожее геологическое строение. Здесь в разрезах скважин выявлено наличие тогурской свиты, которая считается нефтематеринской для нижнеюрского и доюрского резервуаров [Геохимия нефтей..., 1987; Костырева, 2005; Фомин, 2011]. Этот критерий считается основным для осуществления бассейнового нефтегеологического моделирования в границах распространения нефтематеринской толщи. Комплексный учет величины реализации генерационного потенциала тогурской свиты с другими геологическими параметрами дает возможность выявить наиболее перспективные участки для проведения дополнительных геофизических исследований с целью уточнения места заложения поисковых скважин, что позволяет снизить геологические риски при бурении на глубокие горизонты.

Целью работы является выполнение районирования резервуаров коры выветривания и

внутреннего палеозоя на территории Бакcharской мезовпадины и обрамляющих ее структур, ранжирование их по перспективности и предложение первоочередных участков для поисков УВ.

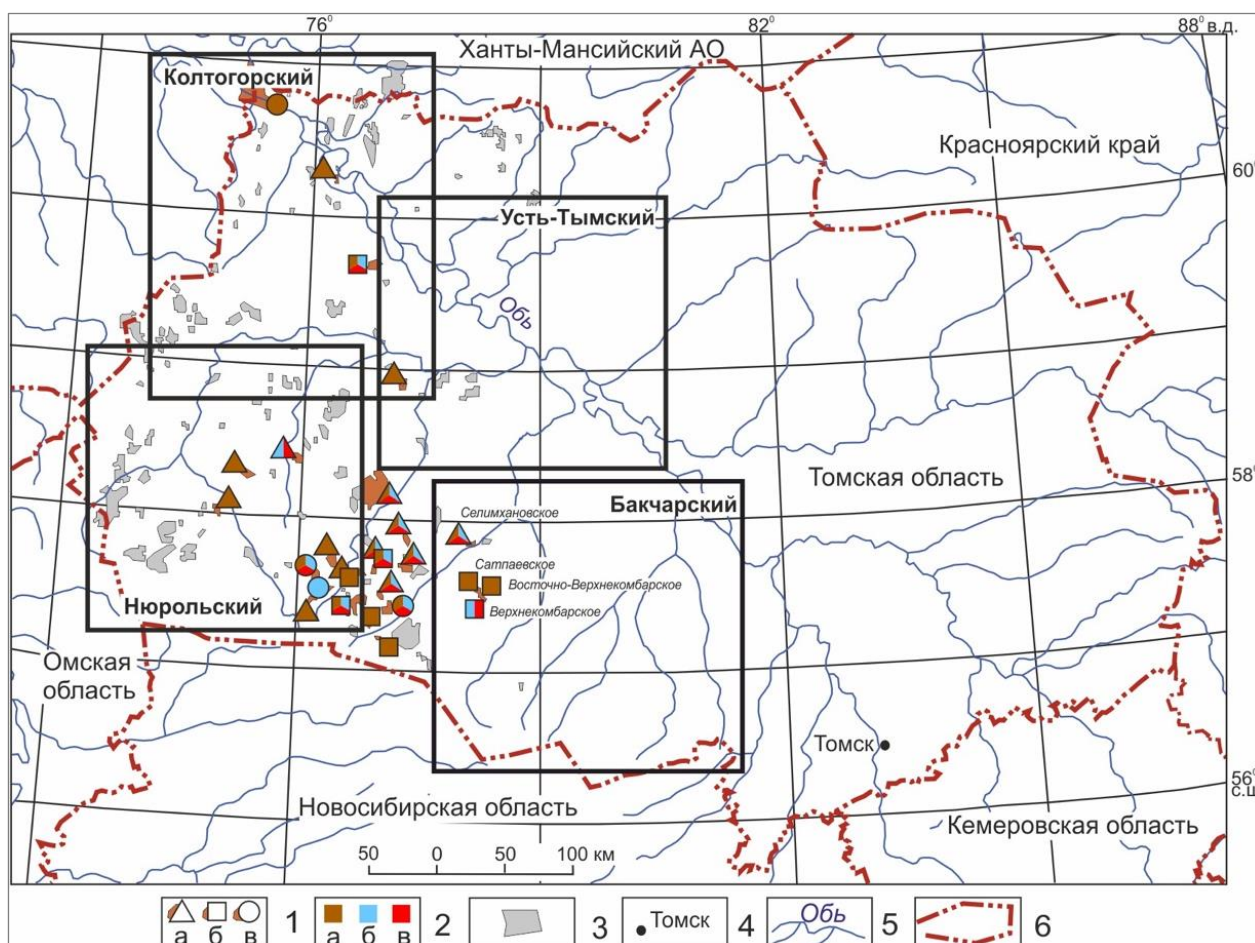


Рис. 1. Положение Колтогорского, Ньюрольского, Усть-Тымского и Бакcharского участков исследований на территории Томской области и размещение месторождений углеводородов (на основе [Лобова и др., 2019] с дополнениями)

1 - месторождение УВ с залежью в доюрском НГК: а) только в НГГЗК (пласт М), б) только во внутреннем палеозое (пласт М₁), в) гидродинамически связанная (пласты М+М₁); 2 - тип флюида: а) нефть, б) газ, в) конденсат; 3 - месторождение с залежью в юрском и меловом НГК; 4 - населенный пункт; 5 - речная сеть; 6 - административная граница.

Общая нефтегеологическая характеристика территории исследования

Согласно тектонической карте фундамента Западно-Сибирской плиты [Сурков, Жеро, 1981] территория исследования находится в области позднегерцинской складчатости, представляющей область распространения геосинклинальных комплексов. Преимущественно развиты аспидная и глинисто-сланцевая геосинклинальные формации, разделенные на крупные блоки, а также межгорные прогибы и внутренние впадины, выполненные терригенной формацией, локализованные в западной и северо-восточной частях изучаемого участка. Верхнепалеозойские крупные гранитоидные комплексы закартированы в районе скв. Северо-Колпашевская 1, на Крыловской структуре и в юго-восточной части участка. На

схематической карте осадочных бассейнов доюрского фундамента [Сурков, Жеро, 1981] в западной части находится достаточно крупный бассейн, приуроченный к Кёнгской впадине. С юго-запада на северо-восток прослеживаются триасовые базальты, слагающие фрагменты Чузикского грабен-рифта (рис. 2А).

Территория исследования в структурах осадочного чехла приурочена к тектонической структуре II порядка Бакчарской мезовпадине, которая граничит с Горелоярским мезоподнятием на западе, Калгачским мезовыступом и Барабинско-Пихтовской моноклизой на юге и с Парабельским мегавыступом на северо-востоке. Бакчарскую мезовпадину осложняют структуры III порядка – Южно-Парбигская впадина и Северо-Парбигский прогиб (рис. 2Б) [Конторович, 2002].

Помимо меловых и юрских пластов-коллекторов, на территории исследований также выделены резервуары в доюрском НГК, которые соотносятся с отложениями коры выветривания (зоны контакта) и, собственно, внутреннего палеозоя [Конторович и др., 1975].

Углеводородные залежи нефтегазоносного горизонта зоны контакта (НГГЗК) аккумулируются в пласте М, фрагментарно расположенном на отложениях внутреннего палеозоя. Покрышкой для залежей НГГЗК являются нижнеюрские непроницаемые породы и при их выклинивании среднеюрские глинистые отложения [Абросимова, 2000; Конторович, 2007]. Флюидоупорами для коллекторов резервуара внутреннего палеозоя могут стать экранирующие глинистые пропластки НГГЗК. В самом резервуаре внутреннего палеозоя покрышками могут служить плотные карбонатные пропластки и породы магматического происхождения. В случае, если между корой выветривания и внутренним палеозоем флюидоупор отсутствует, залежи резервуаров формируют совокупный этаж нефтеносности.

На территории исследования открыты четыре месторождения (см. рис. 1), связанные с залежами в доюрском НГК, в том числе с пластом М (Селимхановское нефтегазоконденсатное) и пластом М₁ (Верхнекомбарское газоконденсатное, Восточно-Верхнекомбарское нефтяное и Сатпаевское нефтяное).

Прямые признаки нефтенасыщения обнаружены при испытании скв. 1, пробуренной на Парбигской структуре, где в интервале 2779-2795 м из доюрских образований в открытом забое отмечен приток нефти с водой дебитом 1,37 м³/сутки (табл. 1).

Прямые признаки нефтенасыщения доюрского основания (см. табл. 1) получены при строительстве глубокой скв. 2 Колпашевская - в керне в интервале 2977-2987 м встречены битумы и обнаружен запах УВ. Также, на Крыловской площади отмечены признаки нефтегазоносности в виде запаха в керне в кровле доюрского основания в интервале 3070-3090 м скв. 2. В скв. Крыловская 1 в интервале 2861-3061 м приток нефти составил около 0,3 м³/сут [Коптяев и др., 1976].

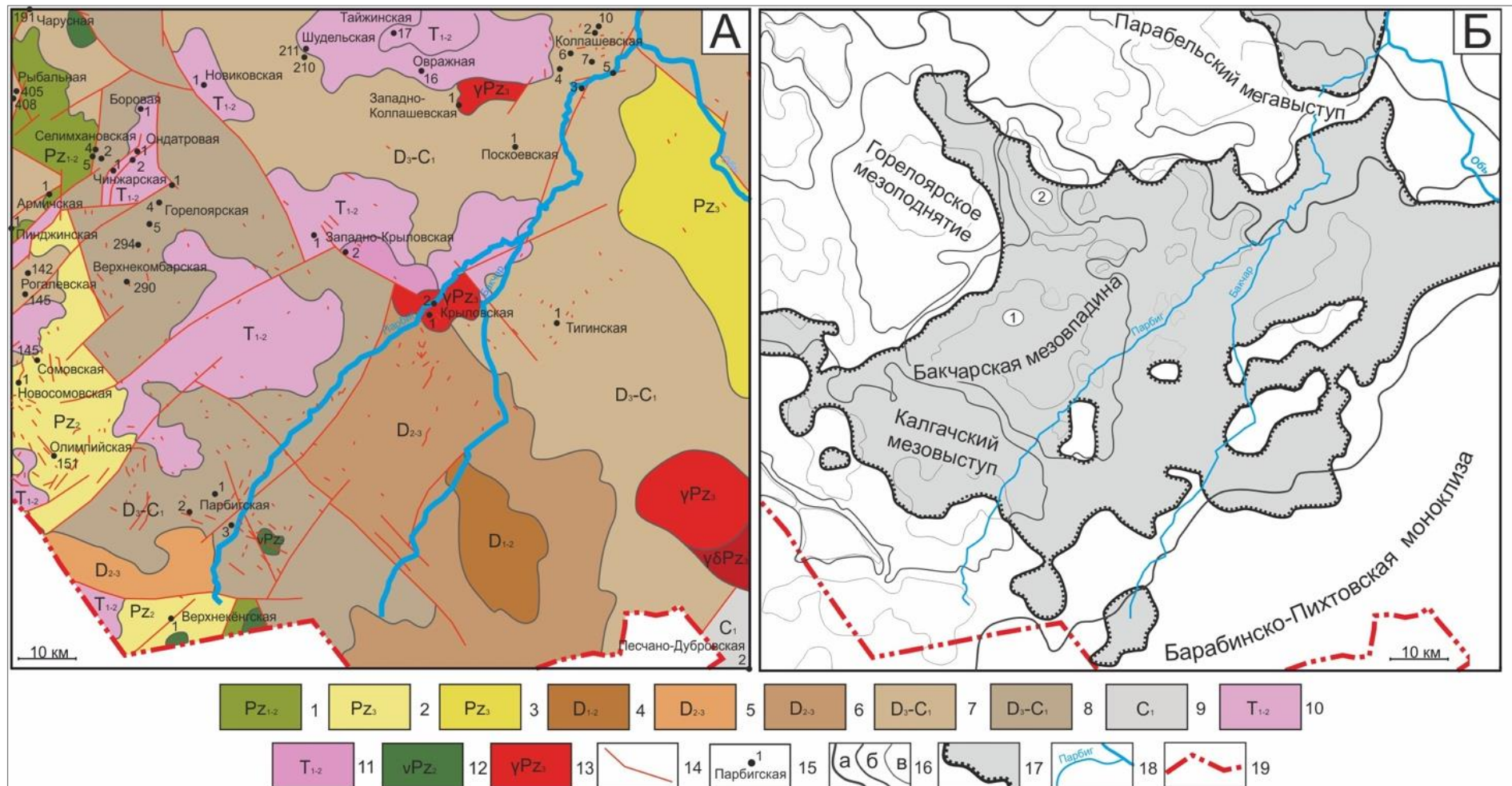


Рис. 2. Схема геологического строения фундамента на основе ([Сурков, Смирнов, 2003; Сапьяник и др., 2017] с дополнениями) (А) и тектоническая схема осадочного чехла (на основе [Конторович, 2002]) (Б) Бакчарской мезовпадины

Формация с указанием возраста формирования (1-13): 1-2 - зеленосланцевая, 3 - терригенная, 4-5 - карбонатная, 6 - терригенно-карбонатная, 7 - глинисто-сланцевая, 8-9 - терригенно-карбонатная, 10 - эффузивы основного состава, 11 - эффузивы кислого состава, 12 - базитовые интрузии, 13 - гранитоидные интрузии; 14 - дизъюнктивы; 15 - скважина, вскрывшая доюрские отложения; 16 - тектонический элемент: а) II порядка, б) III порядка (1 - Южно-Парбигская впадина, 2 - Северо-Парбигский прогиб), в) локальная структура; 17 - граница распространения тогурской свиты; 18 - речная сеть; 19 - граница Томской области.

Таблица 1

Данные по испытанию доюрского нефтегазонасного комплекса в глубоких скважинах Бакчарской впадины и структур ее обрамления

Скважина, ее условный индекс	Интервал испытания (глубина), м	Отложения (свита)	Пласт, горизонт	Приток флюида, м ³ /сут	Тип флюида	Признаки в керне
1	2	3	4	5	6	7
Армичская 1, Ар1	2817-2834	палеозой	M ₁	-	«сухо»	
	2823-2867	палеозой	M ₁	-	«сухо»	
Боровая 1, Бо1	2390-2442	тюменская, к.в., палеозой	tm+ M+M ₁	-	«сухо»	
	2462-2525	палеозой	M ₁	-	«сухо»	
Верхнекомбарская 290, ВК290		к.в.	M	39,4	Газ	
Верхнекомбарская 294, ВК294	2765-2788	тюменская, к.в.	tm-M	6,3	Вода	Запах УВ
	2857-2877	палеозой	M ₁		«сухо»	
Горелоярская 1, ГЯ1	2460-2434	тюменская, к.в.	tm+M	41,2	Вода	
Горелоярская 4, ГЯ4	2495-2585	тюменская, к.в.	tm+M	8,4	Вода	
Горелоярская 5, ГЯ5	2720-2835	палеозой	M ₁	2,8	Вода	
Западно-Крыловская 1, ЗКр1	3150-3160	палеозой	M ₁	-	«сухо»	
Западно-Крыловская 2, ЗКр2	3015-3124	урманская, палеозой	urm- M ₁	-	«сухо»	
Колпашевская опорная 2, Кол2о	2977-2987	палеозой	M ₁	0,53	Вода	Запах УВ
		к.в.	M		Вода+пленка нефти	Запах УВ, битумы
Колпашевская 7, Кол7	2980-2992	палеозой	M ₁	-	«сухо»	
Крыловская 1, Кр1	2861-3061	тюменская, палеозой	tm+M ₁	0,3	нефть	
	2799-2898	тюменская, к.в.	tm+M	1,2	Вода+пленка нефти	
	2981-3060	палеозой	M ₁	-	«сухо»	
Крыловская 2, Кр2	3070-3090	к.в.	M	-	Пленка нефти	Запах УВ
Олимпийская 151, Ол151	2650-2791	тюменская, к.в.	tm+M	0,9	Вода	
Парбигская 1, Пар1	2779-2795	к.в., палеозой	M+M ₁	0,51/1,1	Нефть+вода	
Парбигская 2, пар2	2681,5-2767,6	тюменская, палеозой	tm+ M ₁		«сухо»	
	2676-2685	палеозой	M	0,46	Вода	
Парбигская 3, Пар3	2681,5-2767,6	тюменская, палеозой	tm-M ₁	-	«сухо»	
	2768-2840			-		
	2819-2958	палеозой	M ₁	-	«сухо»	
	2955-3132			-		
	3152-3297,3			-		
Поскоевская 1, Пск1	2866-3495	палеозой	M ₁	-	«сухо»	
Селимхановская 2, Се2	2455-2470	палеозой	M ₁	0,174	Вода+нефть	
Селимхановская 5, Се5	2491-2499	палеозой	M ₁	6,4	Газоконденсат	
Тигинская 1, Ти1	2590,2-2692,4	тюменская, палеозой	tm+M ₁	-	«сухо»	
	2670,9-2793,6	палеозой	M ₁	-	«сухо»	
Чарусная 191, Чар191	3028-3100	палеозой	M ₁	-	«сухо»	
Чинжарская 3, Чи3	2724-2794	палеозой	M ₁	-	«сухо»	

Данные испытаний глубоких скважин изучены и сведены из первичных «дел скважин», отчетов по подсчету запасов, из отчетов оперативного анализа и обобщения геолого-геофизических материалов по Томской области (материалы Томского филиала ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по СФО»), а также из [Коптяев и др., 1976].

Таким образом, перспективность доюрского НГК в пределах контура исследования подтверждается установленной промышленной нефтегазоносностью доюрских отложений и получением прямых признаков в пробуренных скважинах в виде непромышленных притоков УВ и признаков в керне.

Зональное нефтегеологическое районирование резервуара коры выветривания

Резервуар НГГЗК слагают пермо-триасовые отложения, частично-распространенные в пределах Бакчарского бассейна, отражен на карте изопахит отложений коры выветривания, построенной по материалам 46-ти скважин (рис. 3А, табл. 2).

Максимальные значения толщин отмечаются в зоне сочленения Бакчарской мезовпадины и Парабельского мегавыступа и достигают 159 м, а также южнее, на западном склоне Парабельского мевыступа, и составляют 128 м. В средней части Пудинского мезоподнятия значения мощности коры выветривания тоже достаточно высокие и составляют 66 м. Выклинивание отложений в основном приурочено к обширной зоне, охватывающей почти половину площади территории исследования в юго-восточной части.

В отложениях пермо-триасового возраста, выклинивающиеся на поверхность гетерогенные и полифациальные горные породы, развитые в доюрском фундаменте, преобразуются и формируют проницаемые пропластки с различными ФЕС. Изменения происходят за счет выщелачивания зоны гипергенеза. Установлено [Ковешников, Недоливко, 2012; Михайлец, 2012], что на юго-востоке Западно-Сибирской геосинеклизы отложения коры выветривания образованы в форме субгоризонтальных линейно распространённых узких зон. Таким образом, появляются участки распространения горных пород с достаточно высокими ФЕС. Толщина таких отложений может достигать нескольких десятков метров по кремнистым глинистым и карбонатным породам. Например, в скв. Селимхановская 5 вскрыты отложения коры выветривания, представленные перекристаллизованным известняком, толщина отложений коры при этом составляет 37 м.

В интервалах коры выветривания в разрезах скважин могут выделяться участки, отличающиеся увеличением фильтрационно-емкостных характеристик и повышением трещиноватости, образовавшиеся за счет физического и слабого химического выветривания, как в разрезе скв. Крыловская 1 (см. табл. 2).

Отложения интервала коры выветривания в скв. Новиковская опорная 1 (см. табл. 2) представлены брекчией с обломками кварца, что отвечает переотложенным корам выветривания, также называемых «Калиновой свитой». [Ковешников, Недоливко, 2012].

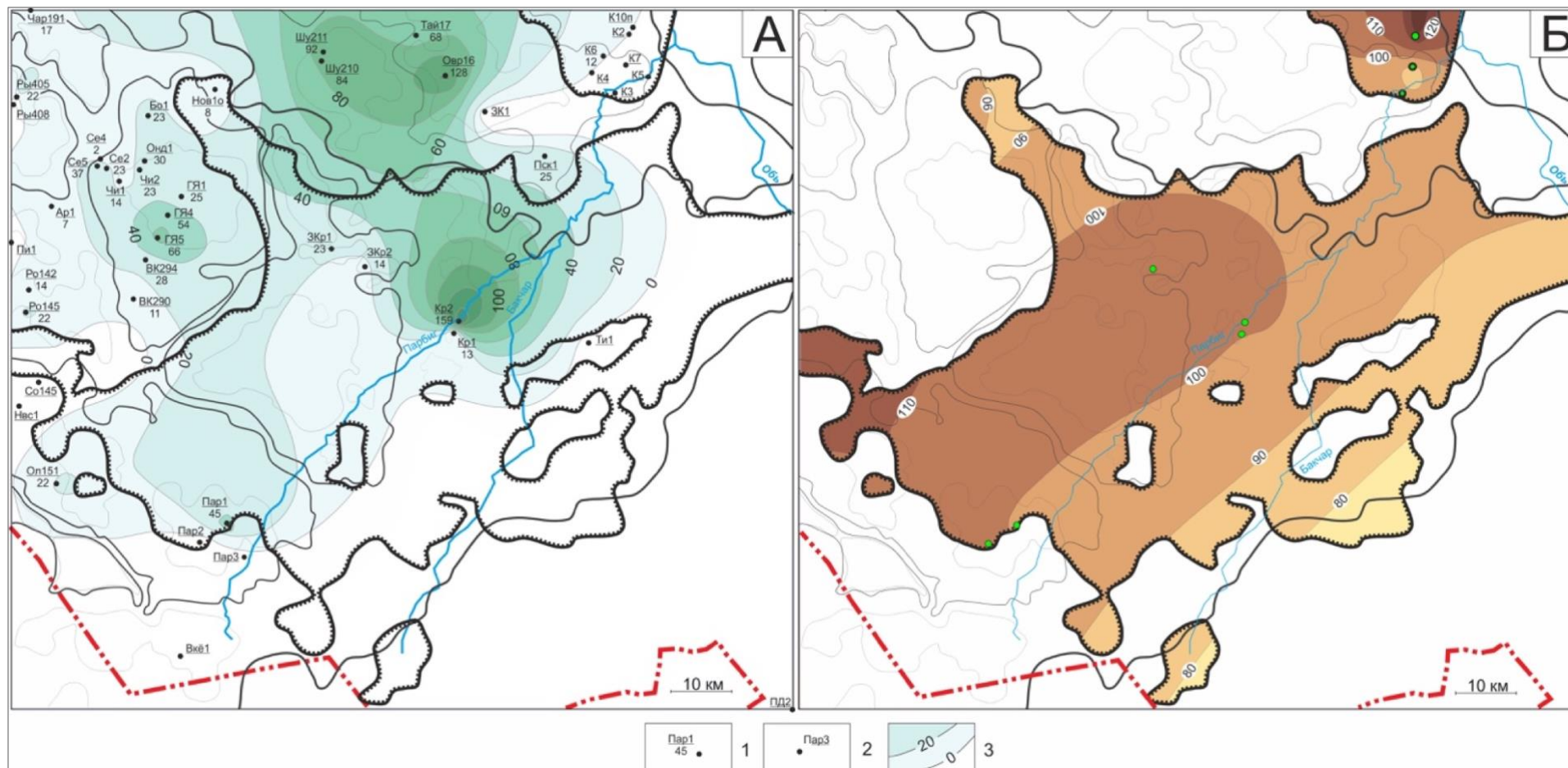


Рис. 3. Схематическая карта изопахит коры выветривания (А)

и ранее полученное [Лобова и др., 2020] распределения плотности генерации тогурской нефти (Б) Бакчарской мезовпадины

1-2 - скважина, вскрывшая кору выветривания (в числителе - условный индекс скважины, в знаменателе - мощность коры, м); 3 - изопахиты, м. Значение изолиний указано в усл. ед.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 2.

Петротипы пород коры выветривания и внутреннего палеозоя в разрезах глубоких скважин, пробуренных на территории Бакчарской мезовпадины и структур её обрамления

Скважина, ее условный индекс (рис. 2А)	Забой скважины, м	Кровля, м**		Петротипы пород доюрского фундамента* (КВ - кора выветривания, Ф - фундамент)
		коры выветривания	коренного палеозоя	
Армичская 1, Ар1	3050	2906	2913	КВ: не охарактеризована Ф: 2921-2926 – траки-долерит; 2957-2965 сланец известковый окварцованный
Боровая 1, Бо1	2537	2392	2415	КВ: не охарактеризована Ф: 2430-2433,5 – известняк мраморизованный; 2532,9-2537 – мрамор
Верхнекёнгская 1, Вкё1	2647	-	2050	Известняк серый плотный, диабазовый порфирит хлоритизированный, сосюритизированный
Верхнекомбарская 290, ВК290	2855	2791	2802	КВ: не охарактеризована Ф: известняк (по шламу)
Верхнекомбарская 294, ВК294	3301	2762	2790	КВ: кремнисто-глинистые сланцы Ф: известняк мелкокристаллический доломитизированный с редкими прослоями основных эффузивов. В нижней части разреза габбро-диабазы
Горелоярская 1, ГЯ1	2460	2435	-	КВ: кремнисто-глинистая брекчия Ф: не вскрыт
Горелоярская 4, ГЯ4	2647	2531	2585	КВ: кремнистые сланцы Ф: мрамор доломитовый, микрокварциты
Горелоярская 5, ГЯ5	3056	2574	2640	КВ: гравелито-брекчии Ф: диабаз, базальтовый порфирит
Западно-Колпашевская 1, ЗК1	2582	-	2504	Габбро-диориты, граниты, микродиориты
Западно-Крыловская 1, ЗКр1	3201	3115	3138	КВ: не охарактеризована Ф: базальтовые порфиры миндалекаменные; кварцевые порфиры
Западно-Крыловская 2, ЗКр2	3124	3074	3088	КВ: гравелит кварцево-граувакковый, обогащенный гидроокислами железа Ф: порфир фельзитовый, интенсивно серицитизированный
Колпашевская 2 опорная, К2о	3002	-	2870	Аргиллиты, углистые алевролиты, песчаники
Колпашевская 3, К3	3975	-	3778	
Колпашевская 4, К4	2729	-	2691	
Колпашевская 5, К5	2797	-	2760	
Колпашевская 6, К6	2770	2726	2738	КВ: аргиллиты выветрелые Ф: аргиллиты, алевролиты
Колпашевская 7, К7	3024	-	2727	Глинистая порода сильно карбонатизированная тонкослоистая
Колпашевская параметрическая 10, К10п	2990	-	2900	2900-2902,4 – битуминозный песчаник с линзами и пятнами алевролита
Крыловская 1, Кр1	3061	2890	2903	КВ: по гранит-порфирам Ф: гранит-порфиры, диабазы
Крыловская 2, Кр2	3203	2931	3090	КВ: не охарактеризована Ф: гранит-порфиры, туфопесчаники
Новиковская 1 опорная, Нов1о	2904	2859	2867	КВ: 2863,7-2878,2 – брекчия с обломками кварца Ф: 2871-2904 – магматическая (интрузивная?) порода салатно-светло-серого цвета, местами с включениями черного минерала
Новосомовская 1, Нвс1	3152	-	2852	Чередование метомарфизированной окремненной слабокарбонатизированной глинистой породы с прослоями алевролитовой породы и переслаивания аргиллитов, глинистых сланцев, алевролитов и песчаников
Овражная 16, Овр16	2743	2615	-	КВ: туфоалевролит выветрелый Ф: не вскрыт
Олимпийская 151, Ол151	2791	2769	-	КВ: филлиты, основной эффузив (типа диабазы) сильно измененный Ф: не вскрыт
Ондатровая 1, Онд1	2498	2392	2422	КВ: порода кварцевого состава, окремненная, тонкоалевролитовой структуры, трещины разнонаправленные, в основном открытые, реже выполнены глинистым материалом, с включениями кварцитов и халцедонов, встречаются пропластки каолиновых глин Ф: 2421,8-2423,5 – кварцит; 2438-2496 – переслаивание известняков и доломитов
Парбигская 1, Пар1	2795	2740	2785	КВ: интенсивно выветрелый филлит; алевролит каолинизированный, сидеритизированный Ф: не охарактеризован
Парбигская 2, Пар2	2802	-	2595	2760-2764 – выветрелый аргиллит серицит глинистый, структура плитовая, слегка сланцеватая
Парбигская параметрическая 3, Пар3п	3425	-	2724	Переслаивание метаморфизованных алевролитов и аргиллитов, порфирит диоритовый, габбро-диабаз, конга-диабаз, туфопесчаник метаморфизованный; 3382-3384 – керсантит
Песочнодубровская 2, ПД2	1030	-	992	Кварцевый монзонит-порфир
Пинджинская 1, Пи1	2959	-	2896	2915,6-2923,1 – сланец кварц-альбит, хлорит-мусковитовый, филлит
Поскоевская 1, Пск1	3495	2853	2878	КВ: не охарактеризована Ф: переслаивание углисто и кремнисто-глинистых сланцев, песчаников слабо рассланцованных, встречаются редкие прослои алевролитов крупнозернистых

Продолжение табл. 2

Скважина, ее условный индекс (рис. 2А)	Забой скважины, м	Кровля, м**		Петротипы пород доюрского фундамента* (КВ - кора выветривания, Ф - фундамент)
		коры выветривания	коренного палеозоя	
Рогалевская 142, Ро142	3000	2982	2996	КВ: не охарактеризована Ф: фелитизированные алевролиты и аргиллиты дислоцированные
Рогалевская 145, Ро145	3060	3038	3045	КВ: сидерит-каолинитового состава (по эффузиву) Ф: диабаз
Рыбальная 405, Ры405	2675	2600	2622	КВ: не охарактеризована Ф: 2622-2636 – катаклазит туфа плагио-базальтового порфирита, милонит
Рыбальная 408, Ры408	2600	-	2596	Глинистые сланцы пиритизированные
Селимхановская 2, Се2	2547	2431	2454	КВ: сидерит-кремнистая порода, брекчия с многочисленными обломками мергеля Ф: мергель
Селимхановская 4, Се4	2651	2649	-	КВ: песчаник брекчированный окремненный и карбонатизированный, обломки кварца халцедоновидного Ф: не вскрыт
Селимхановская 5, Се5	2552	2488	2525	КВ: не охарактеризована Ф: 2524-2526 – известняк перекристаллизованный, с включениями линз базальта
Сомовская 145, Со145	2834	-	2801	Глинистый сланец
Тайжинская 17, Тай17	2509	2441	-	КВ: кварцсодержащие слабо выветрелые породы Ф: не вскрыт
Тигинская 1, Тиг1	2801	-	2665	Порфиры андезито-дацитовые, брекчия аплита
Чарусная 191, Чар191	3100	2937	2954	КВ: не охарактеризована Ф: 2956-2998 - полевошпат-кварцевая граувака; 3025-3100 – гравелиты
Чинжарская 1, Чи1	2421	2393	2407	КВ: по туфам плагиоклазовых порфиритов Ф: туф плагиоклазовых порфиритов
Чинжарская 2, Чи2	2490	2467	-	КВ: литокластический туф (основного?) состава Ф: не вскрыт
Шудельская 210, Шу210	2583	2430	2514	КВ: не охарактеризована Ф: алевролиты и аргиллиты черные гидрослюдисто-каолининовые, метаморфизованные
Шудельская 211, Шу211	2482	2390	-	КВ: кварцсодержащий порфир метаморфизованный, туф среднего состава Ф: не вскрыт

* Описания петротипов пород фундамента по керну и шлему изучены и сведены из первичных «дел скважин» (фондовые материалы Томского филиала ФГУ «ТФГИ по СФО»), а также из источников [Сурков, Жеро, 1981; Коптяев и др., 1976];

** каталог литолого-стратиграфических разбивок скважин [Волков, 2001].

Основные магматические горные породы и породы, относящиеся к глинисто-сланцевой фракции, образуются в отложениях коры выветривания и характеризуются «плохими» фильтрационно-емкостными характеристиками. Сюда относятся отложения коры выветривания, вскрытые скважинами Крыловская 1 и Верхнекомбарская 294 (см. табл. 2).

Ранжирование участков территории исследования по перспективности основано на учете прогнозного параметра резервуаров доюрского НГК, а именно распределении значений относительной плотности аккумуляции тогурских нефтей (рис. 4А), которая рассчитана путем умножения значений плотности генерации (см. рис. 3Б [Лобова и др., 2020]) и мощности коры выветривания (см. рис. 3А).

Рассчитанные значения параметра плотности аккумуляции изменяются в интервале от 0 и более 80 усл. ед. На большей части территории значения плотности аккумуляции варьируют в интервале 0-40 усл. ед. Максимальные значения параметра локализуются в юго-восточной части зоны сочленения Бакчарской мезовпадины и Парабельского мегавыступа.

Ранжирование по степени перспективности выделенных участков производится с учетом величины площади участка, а также плотности дизъюнктивных нарушений (рис. 4Б, табл. 3).

Наибольшая перспективность участка 1.1, локализованного в юго-восточной части зоны сочленения Бакчарской мезовпадины и Парабельского мегавыступа, подтверждается наличием пленки нефти при испытании в интервале коры выветривания в скв. Крыловская 2.

Ранжирование участков 2.1 и 2.2 подтверждаются прямыми признаками нефтеносности: получен приток нефти из зоны контакта отложений тюменской свиты с доюрскими образованиями в скв. Парбигская 1, воды с пленкой нефти в скв. Колпашевская 2 (табл. 4).

Зональное нефтегеологическое районирование резервуара внутреннего палеозоя

Горные породы имеют различные петрографические характеристики, в зависимости от них отложения фундамента (рис. 5А) разделяют на 3 условные группы [Ступакова и др., 2015; Тугарева и др., 2017; Saltymakova et al., 2017; Koveshnikov et al., 2016; Сапьяник и др., 2017].

Доломиты и известняки средне-, позднедевонского и раннекарбонического возрастов, а также магматические породы пермь-каменноугольного возраста, как правило, имеют лучшие фильтрационно-емкостные характеристики – эти породы относят к первой группе, что подтверждено получением промышленных притоков УВ на трёх месторождениях – Верхнекомбарском, Восточно-Верхнекомбарском и Сатпаевском (см. рис. 1, табл. 1).

Глинистые и глинисто-кремнистые породы (в том числе сланцы) метаморфического происхождения, расположенные на контакте с интрузиями, относятся к породам второй группы. Примером могут служить глинисто-песчаные породы, вскрытые скв. Колпашевская 2 опорная (см. рис. 2А, табл. 2).

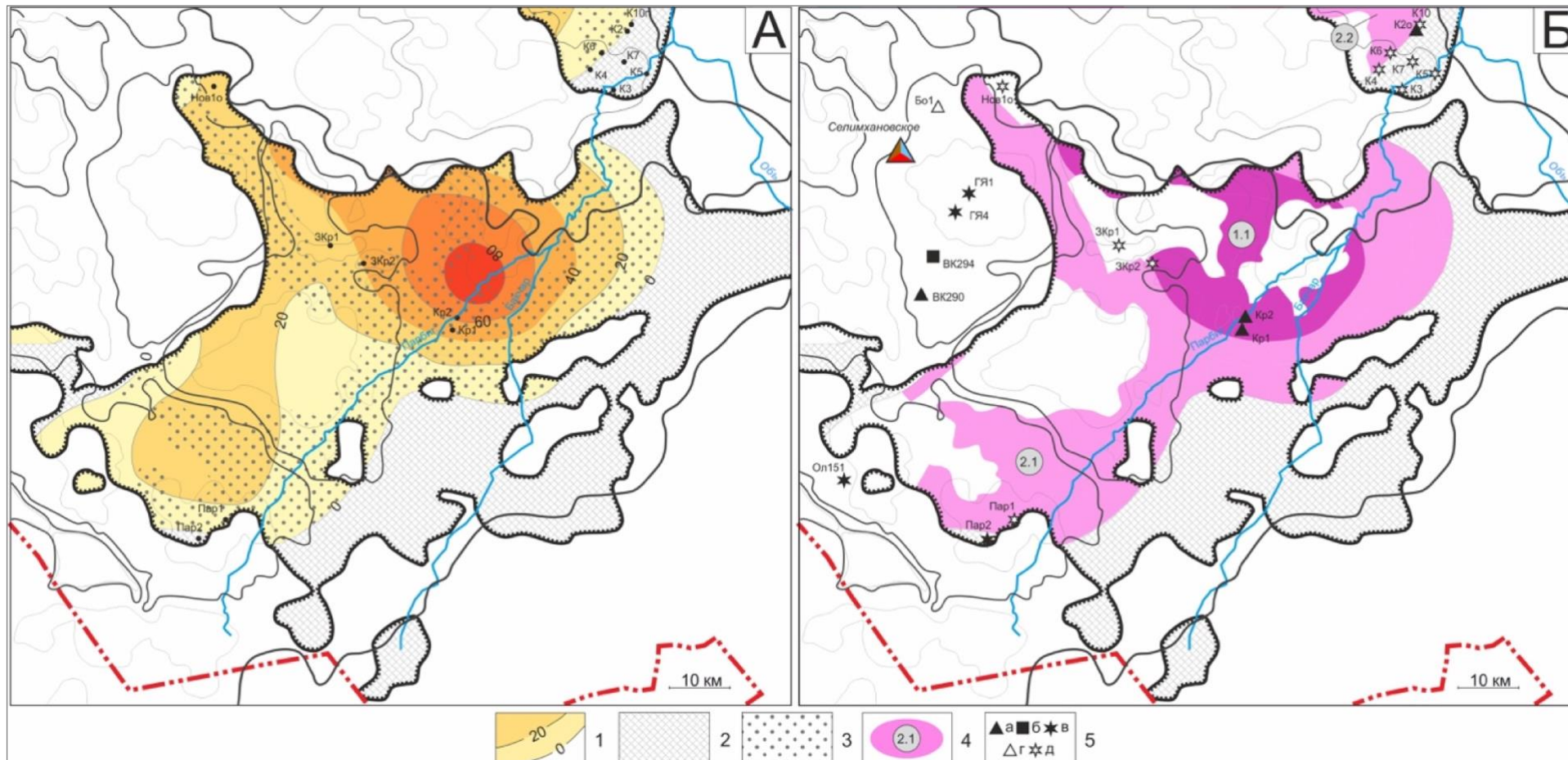


Рис. 4. Схема соотношения распределения плотности аккумуляции тогурских нефтей и качества коллекторов (А) и схема районирования и ранжирования участков по степени перспективности для поисков залежей углеводородов (Б) в отложениях коры выветривания Бакчарской мезовпадины

1 - изолинии плотности аккумуляции тогурских нефтей, усл. ед.; 2 - зона отсутствия коры выветривания в пределах распространения тогурской свиты; 3 - зоны коллекторов коры выветривания с «улучшенными» ФЕС; 4 - перспективная зона (участок), номер ранжирования (интенсивность закрашки пропорциональна степени перспективности); 5 - результаты испытаний коры выветривания: приток УВ (а), признаки в керне (б), приток воды (в), «сухо» (г), интервал не испытан (д).

Остальные усл. обозначения см. на рис. 1 и 2.

Таблица 3

Районирование коры выветривания Бакcharской мезовпадины по плотности аккумуляции тогурской нефти

Зона, участок* (рис. 4Б)	Тектоническая приуроченность	Прогнозная плотность аккумуляции, усл. ед.	Площадь, км ²
1.1	Юго-восточная часть зоны сочленения Бакcharской мезовпадины и Парабельского мегавыступа	>40	85
2.1	Восточный склон Парабельского мегавыступа, северо-восточная часть Горелоярского мезоподнятия, северная и юго-восточная части Барcharской мезовпадины, северный склон Парабельского мегавыступа, а также «переходная зона» в месте его сочленения с Бакcharской мезовпадиной	0-40	315
2.2	Северо-восточная часть Парабельского мегавыступа в районе Колпашевской структуры		18

* – ранжирование по степени перспективности.

Таблица 4

Сопоставление результатов прогнозного районирования резервуара коры выветривания и данных по испытанию отложений зоны контакта в глубоких скважинах Бакcharской мезовпадины

Зона, участок* (рис. 4Б)	Плотность генерации тогурской нефти, усл. ед./ качество коллектора	Скважины, расположенные в зоне, на участке (усл. индекс на рис. 4Б)	Результаты испытания	
			Пласт (объект)	Тип флюида
1.1	Более 40 / «улучшенные» ФЕС	Крыловская 1 (Кр1)	tm+M	Вода+пленка нефти
		Крыловская 2 (Кр2)	M	Пленка нефти, нефтепроявления в керне
2.1	0-40/ «улучшенные» ФЕС	Парбигская 1 (Пар1)	M+M ₁	Нефть+вода
2.2		Колпашевская опорная 2 (K2o)	M	Вода+пленка нефти, нефтепроявления в керне
Неперспективная зона	0 / «неудовлетворительные» ФЕС	Парбигская 2 (Пар2)	M	Вода
За пределами распространения тогурской свиты		Скважины Селимхановского месторождения	M	Нефтегазоконденсат
		Боровая 1 (Бо1)	tm+M+M ₁	«сухо»
		Горелоярская 1 (ГЯ1)	tm+M	Вода
		Горелоярская 4 (ГЯ4)	tm+M	Вода
		Верхнекомбарская 294 (BK294)	tm-M	Вода, нефтепроявления в керне
		Верхнекомбарская 290 (BK290)	M	Газ
		Олимпийская 151 (Ол151)	tm+M	Вода

Результаты испытания глубоких скважин изучены и сведены из первичных «дел скважин» (фондовые материалы Томского филиала ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по Сибирскому федеральному округу»);

* - ранжирование по степени перспективности.

Третья группа представляет породы, характеризующиеся как неблагоприятные для формирования вторичных коллекторов, и включает в себя магматические породы основного состава. К этой группе можно отнести вскрытые диабазы в скв. Горелоярская 5 (см. рис. 2А, табл. 2). При выветривании породы этой группы образуются плотные глинистые разности, которые могут стать потенциально хорошими покрышками для доюрских залежей.

Для районирования территории по степени перспективности коренного палеозоя принимается комплексный параметр, характеризующий плотность аккумуляции тогурской нефти. Этот параметр учитывает плотность дизъюнктивных нарушений (см. рис. 2А), возможность формирования коллекторов различными петротипами пород (рис. 5А) и распределения плотности генерации тогурских нефтей (см. рис. 3Б).

На основе этого на территории Бакчарской мезовпадины и структур ее обрамления выделены 3 основные зоны, которые разделены на участки. Участки, в свою очередь, проранжированы по их площади (см. рис. 5Б, табл. 5).

К наиболее перспективным зонам относятся зоны, принимающие значения комплексного параметра более 100 усл. ед. Это участки распространения коллекторов с лучшими ФЕС, с плотностью генерации тогурской нефти более 100 усл. ед., а также менее 100 усл. ед., но повышенной плотностью тектонических разломов.

К средним по перспективности участкам со значениями комплексного параметра от 90 до 100 усл. ед. относятся участки распространения коллекторов со средними ФЕС и значениями плотностью генерации тогурской нефти в интервале 90-100 усл. ед, а также зоны с лучшими ФЕС и значениями плотности генерации более 100 усл. ед., но отсутствием дизъюнктивных нарушений.

При значениях комплексного параметра менее 90 усл. ед. зоны считаются низко перспективными. Сюда относятся участки коллекторов с плохими ФЕС и плотностью генерации менее 90 усл. ед.

Зона 1 коренного палеозоя является наиболее перспективной и подразделяется на 3 проранжированных участка. Высокая перспективность участка 1.1, приуроченного к северо-восточной части Калгачского мезовыступа, юго-западному борту Бакчарской мезовпадины и зоне их сочленения (см. рис. 1) подтверждается полученным притоком воды с нефтью в скв. Парбигская 1 (табл. 6).

Ранжирование участка 1.2, который расположен в восточной части Бакчарской мезовпадины и зоне ее сочленения с Парабельским мегавыступом, подтверждено испытанием отложений палеозоя совместно с нижней частью тюменской свиты в интервале 2861-3061 м скв. Крыловская 1, где получен приток нефти объемом 0,3 м³/сут (см. табл. 1, 6).

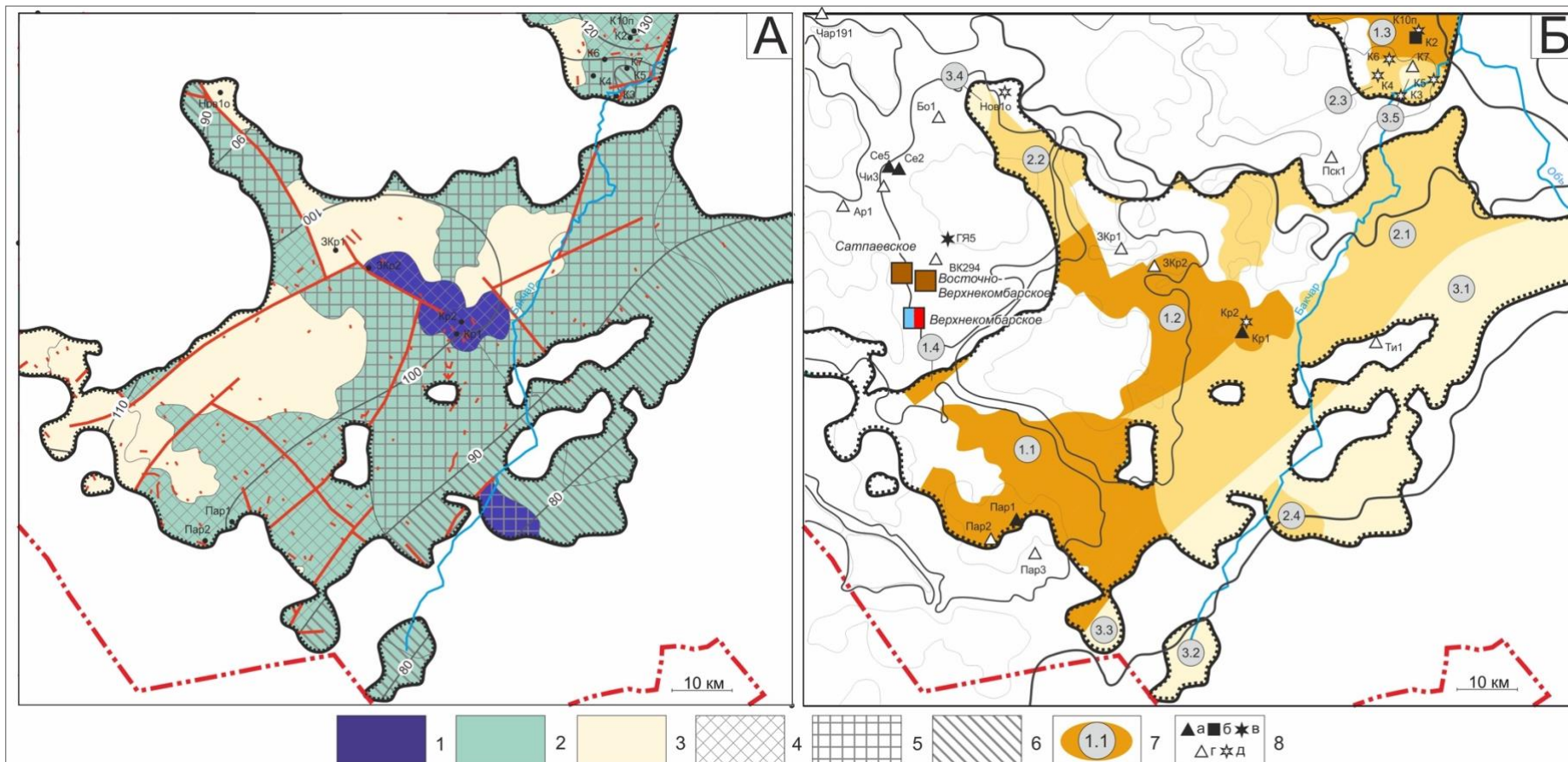


Рис. 5. Схема распределения специализированных областей петротипов пород, тектонических нарушений и качества коллекторов в палеозойском фундаменте (А), схема районирования и ранжирования участков по степени перспективности для поисков залежей углеводородов во внутреннем палеозое (Б) в пределах Бакчарской мезовпадины

1-3 - области петротипов пород, разделенных по вероятности образования коллекторов: 1 - высокая, 2 - средняя, 3 - низкая; 4-6 - зоны коллекторов: 4 - с лучшими ФЕС, 5 - с хорошими ФЕС, 6 - с плохими ФЕС; 7 - перспективные зоны и участки (интенсивность закрашки диапазона пропорциональна степени перспективности); 8 - результаты испытаний отложений коренного палеозоя: приток УВ (а), признаки в керне (б), приток воды (в), «сухо» (г), интервал не испытан (д).

Остальные усл. обозначения см. на рис. 1 и 2.

Таблица 5

Районирование палеозойского резервуара Бакcharской мезовпадины по плотности аккумуляции тогурских нефтей

Зона, участок* (рис. 5)	Тектоническая приуроченность	Комплексный параметр, усл. ед.	Площадь, км ²
1.1	Северо-восточная часть Калгачского мезовыступа, южная часть Бакcharской мезовпадины и зона их сочленения	>100	145
1.2	Восточная часть Бакcharской мезовпадины и зона ее сочленения с Парабельским мегавыступом		95
1.3	Северо-восточная часть Парабельского мегавыступа		25
2.1	Участок, простирающийся с северо-востока на юго-запад от южного склона Парабельского мегавыступа до юго-восточной части Бакcharской мезовпадины	90-100	245
2.2	Северный участок зоны сочленения Бакcharской мезовпадины и Горелоярского мезоподнятия		35
2.3	Северо-восточная часть Парабельского мегавыступа		15
2.4	Участок на границе Барабинско-Пихтовской моноклизы и зоны ее сочленения с Бакcharской мезовпадиной		13
3.1	Зона сочленения Барабинско-Пихтовской моноклизы с юго-восточным бортом Бакcharской мезовпадины	<90	175
3.2	Участок в западной части Барабинско-Пихтовской моноклизы		18
3.3	Участок в зоне сочленения Калгачского мезовыступа, и Барабинско-Пихтовской моноклизы		8
3.4	Северный склон Горелоярского мезоподнятия		7
3.5	Участок в северо-восточной части Парабельского мегавыступа		4

* - ранжирование по степени перспективности.

Перспективность участка 1.3, расположенного в северо-восточной части Парабельского мегавыступа, подтверждается нефтепроявлениями в керне в скв. Колпашевская 7 (см. табл. 6).

Участки в зонах 2 и 3 подтверждения нефтегазоносности, на данный момент не имеют.

Итак, основной перспективный район для постановки поисков залежей в резервуаре внутреннего палеозоя на территории исследования включает в себя земли северо-восточной части Калгачского мезовыступа, южной части Бакcharской мезовпадины и зоны их сочленения.

Следует отметить, что перспективность участков 1.1-1.2 палеозойского резервуара доюрского НГК согласуется с результатами прогнозных исследований ИННГ СО РАН [Садыкова и др., 2019].

Таблица 6

Сопоставление результатов прогнозного районирования резервуара палеозойского фундамента и данных по испытанию отложений палеозоя в глубоких скважинах Бакчарской мезовпадины

Зона, участок* (рис. 5Б)	Плотность генерации тогурской нефти, усл. ед./ качество коллектора	Скважины, расположенные в зоне, на участке (усл. индекс на рис. 5Б)	Результаты испытания	
			Пласт (объект)	Тип флюида
1.1	Более 40 / «улучшенные» ФЕС	Парбигская 1 (Пар1)	M+M ₁	Нефть+вода
1.2		Парбигская 2 (Пар2)	tm+ M ₁	«сухо»
		Крыловская 1 (Кр1)	tm+M ₁	Нефть
1.3		Западно-Крыловская 2 (ЗКр2)	M ₁	«сухо»
		Колпашевская опорная 2 (К2о)	M ₁	Вода, нефтепроявления в керне
2.1-2.4	0-40/ «улучшенные» ФЕС	-	-	-
3.1-3.4		-	-	-
3.5		Колпашевская 7 (К7)	M ₁	«сухо»
Неперспективная зона	0 / «неудовлетворительные» ФЕС	Западно-Крыловская 1 (ЗКр)	M ₁	«сухо»
За пределами распространения тогурской свиты		Скважины Верхнекомбарского месторождения	M ₁	Газоконденсат
		Скважины Восточно-Верхнекомбарского месторождения	M ₁	Нефть
		Скважины Сатпаевского месторождения	M ₁	Нефть
		Армичская 1 (Ар1)	M ₁	«сухо»
		Боровая 1 (Бо1)	M ₁	сухо»
		Селимхановская 2 (Се2)	M ₁	Вода+нефть
		Селимхановская 5 (Се5)	M ₁	Газоконденсат
		Чинжарская 3 (Чи3)	M ₁	«сухо»
		Горелоярская 5 (ГЯ5)	M ₁	Вода
		Поскоевская 1 (Пск1)	M ₁	«сухо»
		Верхнекомбарская 294 (ВК294)	M ₁	«сухо»
		Парбигская 3 (Пар3)	M ₁	«сухо»
Тигинская 1 (Ти1)	M ₁	«сухо»		

Результаты испытания глубоких скважин изучены и сведены из первичных «дел скважин» (фондовые материалы Томского филиала ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по Сибирскому федеральному округу»);

* - ранжирование по степени перспективности.

Заключение

В результате работы построены карты зонального районирования доюрских резервуаров территории Бакчарской мезовпадины и обрамляющих ее структур на перспективные зоны и участки для поиска залежей УВ с их ранжированием по степени перспективности. При

выполнении построений учитывалась реализация генерационного потенциала материнской тогурской свиты, объемные характеристики и прогнозные ФЕС резервуаров.

Первоочередным районом для проведения поисковых работ, связанных с резервуаром внутреннего палеозоя Бакчарской мезовпадины и структур ее обрамления, предлагается северо-восточная часть Калгачского мезовыступа, южный склон Бакчарской мезовпадины и зона их сочленения. Для резервуара коры выветривания первоочередным районом для поисковых работ прогнозируется территория, приуроченная к юго-восточной части зоны сочленения Бакчарской мезовпадины и Парабельского мегавыступа.

Таким образом, можно сказать, что нефтегазоносность резервуаров доюрского НГК на сегодняшний день обоснована, однако полнота и уровень достоверности прогноза относительно невысокие. При сопоставлении выделенных перспективных районов резервуаров коры выветривания с установленной нефтегазоносностью согласованность находится на уровне 65%. Для доюрского основания она составляет порядка 50%.

Месторождения, связанные с доюрским НГК (см. табл. 4 - Селимхановское; табл. 6 - Верхнекомбарское, Восточно-Верхнекомбарское), находятся за пределами распространения материнской тогурской толщи. Вероятно, что источником УВ для них являются нефтематеринские палеозойские породы [Галиева и др., 2021]. Возможно, что имеет место существенная латеральная миграция тогурской нефти [Локтионова, 2021]. Однако, концепция палеозойских пород доманикоидного типа как источника доюрских залежей УВ находится в стадии разработки, а возможность масштабной латеральной миграции тогурской нефти еще не нашла подтверждения бассейновым моделированием.

Автор благодарит научного руководителя исследований, профессора Г.А. Лобову и профессора В.И. Исаева за обсуждение результатов.

Литература

Абросимова О.О. Нефтегазоносность доюрских отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты // Материалы региональной конференции геологов Сибири, Дальнего Востока и Северо-Востока России. - Томск: ГалаПресс, 2000. - Т. 1. - С. 193-194.

Галиева М.Ф., Лобова Г.А., Осипова Е.Н. Моделирование палеозойско-мезозойских очагов генерации углеводородов и оценка их роли в формировании залежей девона и карбона (на землях Томской области) // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2021. - Т.16. - №2. - http://www.ngtp.ru/rub/2021/13_2021.html. DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/13_2021

Геохимия нефтей Западной Сибири / И.В. Гончаров. - М.: Недра, 1987. - 181 с.

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.

Ковешников А.Е., Недоливко Н.М. Коры выветривания доюрских отложений Западно-Сибирской синеклизы // Известия Томского политехнического университета. - 2012. - Т. 320. - № 1. - С. 77-81.

Конторович А.Э., Нестеров Н.И., Салманов Ф.К., Сурков В.С., Трофимук А.А., Эрвье Ю.Г. Геология нефти и газа Западной Сибири. - М.: Недра, 1975. - 680 с.

Конторович В. А. Сейсмогеологические критерии нефтегазоносности зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений Западной Сибири (на примере Чузикско-Чижапской зоны нефтегазонакопления (Томская область)) // Геология и геофизика. - 2007. - Т. 48. - № 5. - С. 538-547.

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

Коптяев Н.В., Тищенко В.М., Тищенко Г.И. Новые данные по нефтегазоносности юго-восточных районов Томской области // Новые данные по геологии и полезным ископаемым Западной Сибири. - Томск: Труды ТГУ. - 1976. - Вып. 11. - С.24-28.

Костырева Е.А. Геохимия и генезис палеозойских нефтей юго-востока Западной Сибири. - Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2005. - 183 с.

Лобова Г.А., Лунёва Т.Е., Исаев В.И., Фомин. А.Н., Коржов Ю.В., Галиева М.Ф., Крутенков Д.С. Тепловой поток, термическая история материнской нижнеюрской тогурской свиты и нефтегазоносность палеозоя Колтогорского мезопрогиба (южный сегмент Колтогорско-Уренгойского палеорифта) // Геофизический журнал. - 2019. - Т. 41. - № 5. - С. 128-155.

Лобова Г.А., Меренкова А.С., Кузьменков С.Г. Тепловой поток, термическая история материнской нижнеюрской тогурской свиты и нефтегазоносность Бакчарской мезовпадины // Геофизический журнал. - 2020. - Т. 42. - № 2. - С. 14-28.

Лобова Г.А., Пракойо Ф.С., Ахметов Е.М., Исаева О.С. Оценка нефтегазоносности доюрских резервуаров Усть-Тымской мегавпадины (с использованием данных геотермии и бурения) // Известия Томского политехнического университета. - 2015. - Т. 326. - № 4. - С. 67-80.

Локтионова О.А. Геология и условия формирования залежей нефти и газа в геттанг-ааленских отложениях Усть-Тымской мегавпадины // Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. - Новосибирск Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 2021. - 24 с.

Лунёва Т.Е. Зональное районирование доюрского нефтегазоносного комплекса с

использованием данных геотермии (промысловые районы Томской области) // Диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. - Томск: Национальный исследовательский Томский политехнический университет, 2020. - 181 с.

Михайлец Н.М. Формирование залежей углеводородов в породах коры выветривания фундамента Западной Сибири // Нефть газ. - 2012. - Т. 23. - №5. - С. 54-56.

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. - 2019. - Т. 330. - № 9. - С. 114-127.

Сапьяник В.В., Лантева Е.Ю., Щигорева Н.В. Комплексный подход при прогнозе нефтегазоперспективных объектов в депрессионных зонах внешнего пояса Западно-Сибирской плиты (на примере Бакчарской впадины) // Пути реализации нефтегазового потенциала Ханты-Мансийского АО: труды XX научно-практической конференции. - Ханты-Мансийск: Изд-во ТИУ, 2017. - Т. 1. - С. 269-280.

Ступакова А.В., Соколов А.В., Соболева Е.В., Кирюхина Т.А., Курасов И.А., Бордюг Е.В. Геологическое изучение и нефтегазоносность палеозойских отложений Западной Сибири // Георесурсы. - 2015. - Т. 61. - № 2. - С. 63-76.

Сурков В.С., Смирнов Л.В. Строение и нефтегазоносность фундамента Западно-Сибирской плиты // Отечественная геология. - 2003. - № 1. - С. 10-16.

Сурков В.С., Жеро О.Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. - М.: Недра, 1981. - 143 с.

Тугарева А.В., Чернова Г.А., Яковлева Н.П., Мороз М.Л. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности юрских отложений центральной части Западно-Сибирской плиты // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. - 2017. - № 5. - С. 58-66.

Фомин А.Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна / Науч. ред. академик А.Э. Конторович; СО РАН, Ин-т нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука. - Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2011. - 331 с.

Koveshnikov A.E., Nesterova A.C., Dolgaya T.F. Fracture system influence on the reservoirs rock formation of Ordovician-Devonian carbonates in West Siberia tectonic depression // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. - 2016. - V. 43. - <http://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/43/1/012008/pdf>

Saltymakova D., Krasnoyarova N., Serebrennikova O. Distinct features of crude oils from Nyurol'ka Depression (Southeast of Western Siberia) // Journal of Petroleum Science and Engineering. - 2017. - V. 154. - P. 91-99.

Merenkova S.A.

School of Earth Sciences & Engineering, Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia, a.merenkova@yandex.ru

FORECAST OF PETROLEUM BEARING OF THE PRE-JURASSIC SECTION BELONGING TO BAKCHAR DEPRESSION USING THE GEOTHERMAL ENERGY DATA (TOMSK REGION)

Based on paleotemperature modeling carried out for the Lower Jurassic Togur Formation and determining of the relative density of its generation potential, a zoning of the studied area was realised. The area was ranked according to the level of prospects for further research to search for petroleum accumulations of pre-Jurassic section in the southern part of the Tomsk Region within the Bakchar mesodepression and adjacent structures. The ranking took into account the reservoirs quality for different petrotypes of the pre-Jurassic basement rocks as well as the density of tectonic faults in the described areas.

Keywords: *Togur Formation, geothermal energy, hydrocarbon-generating potential, petroleum bearing pre-Jurassic section, Bakchar mesodepression, Tomsk region.*

References

Abrosimova O.O. *Neftegazonosnost' doyrskikh otlozheniy yugo-vostoka Zapadno-Sibirskoy plity* [Petroleum potential of Pre-Jurassic section of the south-east of the West Siberian Plate]. Materialy regional'noy konferentsii geologov Sibiri, Dal'nego Vostoka i Severo-Vostoka Rossii. Tomsk: GalaPress, 2000, vol. 1, pp. 193-194.

Fomin A.N. *Katagenez organicheskogo veshchestva i neftegazonosnost mezozoyskikh i paleozoyskikh otlozheniy Zapadno-Sibirskogo megabasseyna* [Catagenesis of organic matter and petroleum of the Mesozoic and Paleozoic strata of the Western Siberian megabasin]. Novosibirsk: INGG SO RAN, 2011, 331 p.

Galieva M.F., Lobova G.A., Osipova E.N. *Modelirovanie paleozoysko-mezozoyskikh ochagov generatsii uglevodorodov i otsenka ikh roli v formirovanii zalezhey devona i karbona (na zemlyakh Tomskoy oblasti)* [Modelling of the Paleozoic and Mesozoic foci of hydrocarbon generation to assess their role in petroleum accumulations formation belonging to the Devonian and Carboniferous section (the Tomsk Region study)]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika*, 2021, vol. 16, no. 2, available at: http://www.ngtp.ru/rub/2021/13_2021.html. DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/13_2021

Geokhimiya neftey Zapadnoy Sibiri [Geochemistry of oil in West Siberia]. I.V. Goncharov, Moscow, Nedra, 1987, 181 p.

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

Kontorovich A.E. Nesterov N.I., Salmanov F.K., Surkov V.S., Trofimuk A.A., Ervier Yu.G. *Geologiya nefi i gaza Zapadnoy Sibiri* [Geology of oil and gas in Western Siberia]. Moscow, Nedra, 1975, 680 p.

Kontorovich V.A. Petroleum potential of reservoirs at the Paleozoic-Mesozoic boundary in Western Siberia: seismogeological criteria (example of the Chuzik-Chizhapka regional oil-gas accumulation). *Russian Geology and Geophysics*, 2007, vol. 48, no. 5, pp. 422-428.

Kontorovich V.A. *Seismogeologicheskie kriterii neftegazonosnosti zony kontakta paleozoyskikh i mezozoyskikh otlozheniy Zapadnoy Sibiri (na primere Chuziksko-Chizhapskoy zony neftegazonakopleniya (Tomskaya oblast'))* [Seismogeological criteria for the oil and gas content of the contact zone between the Paleozoic and Mesozoic deposits of Western Siberia (on the example of the Chuzik-Chizhap oil and gas accumulation zone (Tomsk region))]. *Geologiya i geofizika*, 2007, vol. 48, no. 5, pp. 538-547.

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

Koptyaev N.V., Tishchenko V.M., Tishchenko G.I. *Novye dannye po neftegazonosnosti yugo-vostochnykh rayonov Tomskoj oblasti* [New data on oil and gas bearing of the Tomsk region south-eastern regions]. *Novye dannye po geologii i poleznym iskopaemym Zapadnoy Sibiri*. Tomsk: Trudy TGU, 1976, no. 11, pp. 24-28.

Kostyreva E.A. *Geokhimiya i genezis paleozoyskikh neftey yugo-vostoka Zapadnoy Sibiri* [Geochemistry and genesis of Paleozoic oils in southeastern West Siberia]. Novosibirsk: Izd-vo SO RAN, filial «Geo», 2005, 183 p.

Koveshnikov A.E., Nedolivko N.M. *Kory vyvetrivaniya doyurskikh otlozheniy Zapadno-Sibirskoy sineklizy* [Weathering crusts of pre-Jurassic section of West Siberian geosyncline]. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta*, 2012, vol. 320, no. 1, pp. 77-81.

Koveshnikov A.E., Nesterova A.C., Dolgaya T.F. Fracture system influence on the reservoirs rock formation of Ordovician-Devonian carbonates in Western Siberia tectonic depression. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, 2016, vol. 43. Available at: <http://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/43/1/012008/pdf>

Lobova G.A., Luneva T.E., Isaev V.I., Fomin A.N., Korzhov Yu.V., Galieva M.F., Krutenko D.S. *Teplivoy potok, termicheskaya istoriya materinskoy nizhneyurskoy togurskoy svity i neftegazonosnost' paleozoya Koltogorskogo mezoprogiba (yuzhnyy segment Koltogorsko-Urengoysskogo paleorifta)* [The heat flow, thermal history of the oil source Lower Jurassic Togur Formation and oil-and-gas potential of the Paleozoic of the Koltogor mesodepression (southern segment of the Koltogor-Urengoy paleorift)]. *Geofizicheskiy zhurnal*, 2019, vol. 41, no. 5, pp. 128-155.

Lobova G.A., Merenkova A.S., Kuz'menkov S.G. *Teplivoy potok, termicheskaya istoriya materinskoy nizhneyurskoy togurskoy svity i neftegazonosnost' Bakcharskoy mezovpadiny* [Heat flow, thermal history of the source Lower Jurassic Togur Formation and hydrocarbon presence in the Bakchar mesodepression (South-East of Western Siberia)]. *Geofizicheskiy Zhurnal*, 2020, vol. 42, no. 2, pp. 14-28.

Lobova G.A., Prakoyo F.S., Akhmetov E.M., Isaeva O.S. *Otsenka neftegazonosnosti doyurskikh rezervuarov Ust'-Tymsskoy megavpadiny (s ispol'zovaniem dannykh geotermii i bureniya)* [Assessment of petroleum potential of the pre-Jurassic reservoirs of Ust-Tym megadepression (using geothermics and drilling data)]. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta*, 2015, vol. 326, no. 4, pp. 67-68.

Loktionova O.A. *Geologiya i usloviya formirovaniya zalezhey nefti i gaza v gettang-aalenskikh otlozheniyakh Ust'-Tymsskoy megavpadiny* [Geology formation of oil and gas accumulation in the Gettang-Aalen section of the Ust-Tym megadepression]. Avtoreferat dissertatsii na soiskanie uchenoy stepeni kandidata geologo-mineralogicheskikh nauk. Novosibirsk Institut neftegazovoy geologii i geofiziki im. A.A. Trofimuka SO RAN, 2021, 24 p.

Luneva T.E. *Zonal'noe rayonirovanie doyurskogo neftegazonosnogo kompleksa s ispol'zovaniem dannykh geotermii (promyslovye rayony Tomsskoy oblasti)* [Zoning of the pre-Jurassic oil and gas structure using geothermal data (production areas of the Tomsk region)]. Dissertatsiya na soiskanie uchenoy stepeni kandidata geologo-mineralogicheskikh nauk. Tomsk: Natsional'nyy issledovatel'skiy Tomskiy politekhnicheskii universitet, 2020, 182 p.

Mikhaylets N.M. *Formirovanie zalezhey uglevodorodov v porodakh kory vyvetrivaniya fundamenta Zapadnoy Sibiri* [Formation of hydrocarbon accumulations in weathering crust of basement rocks of Western Siberia]. *Neft' gaz*, 2012, vol. 23, no. 5, pp. 54-56.

Sadykova Ya.V., Fomin M.A., Ryzhkova S.V., Novikov D.A., Dultsev F.F., Chernykh A.V. *Prognoz neftegazonosnosti yurskikh i paleozoyskikh otlozheniy yuzhnykh rayonov Zapadno-Sibirskogo basseyna* [Forecast of oil-and-gas content in Jurassic and Paleozoic strata of Western Siberia southern regions]. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta*, 2019, vol. 330, no. 9, pp. 114-127.

Saltymakova D., Krasnoyarova N., Serebrennikova O. Distinct features of crude oils from Nyurol Depression (Southeast of Western Siberia). *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2017, vol. 154, pp. 91-99.

Sap'yanik V.V., Lapteva E.Yu., Shchigoreva N.V. *Kompleksnyy podkhod pri prognoze neftegazoperspektivnykh ob"ektov v depressionnykh zonakh vneshnego poyasa Zapadno-Sibirskoy plity (na primere Bakcharskoy vpadiny)* [The integrated approach for forecasting oil and gas promising objects in the depression zones of the outer belt of the Western Siberian plate (on the example of the Bakchar depression)]. *Puti realizatsii neftegazovogo potentsiala Khanty-Mansiyskogo AO: trudy XX nauchno-prakticheskoy konferentsii*. Khanty-Mansiysk: Izd-vo TIU, 2017, vol. 1, pp. 269-280.

Stupakova A.V., Sokolov A.V., Soboleva E.V., Kiryukhina T.A., Kurasov I.A., Bordyug E.V. *Geologicheskoe izuchenie i neftegasonosnost' paleozoyskikh otlozheniy Zapadnoy Sibiri* [Geological survey and petroleum potential of Paleozoic section in the Western Siberia]. *Georesursy*, 2015, vol.61, no. 2, pp. 63-76.

Surkov V.S., Smirnov L.V. *Stroenie i neftegasonosnost' fundamenta Zapadno-Sibirskoy plity* [The structure and oil and gas content of the basement of the Western Siberian plate]. *Otechestvennaya geologiya*, 2003, no. 1, pp. 10-16.

Surkov V.S., Zhero O.G. *Fundament i razvitiye platformennogo chekhla Zapadno-Sibirskoy plity* [Basement and platform cover development of the Western Siberian plate]. Moscow, Nedra, 1981, 143 p.

Tugareva A.B., Chernova G.A., Yakovleva N.P., Moroz M.L. *Geologicheskoe stroenie i perspektivy neftegasonosnosti yurskikh otlozheniy tsentral'noy chasti Zapadno-Sibirskoy plity* [Geological structure and oil and gas potential of the pre-Jurassic strata of the central part of the Western Siberian plate]. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Neft' i gaz*, 2017, vol. 5, pp. 58-66.

© Меренкова А.С., 2021

