

**ТЯЖЕЛЫЕ НЕФТИ И БИТУМЫ ЮГА РОССИИ**

© Казанкова Э.Р., Корнилова Н.В.

*Институт проблем нефти и газа РАН (ИПНГ РАН), Москва*

*Природные битумы и тяжелые нефти относятся к нетрадиционным источникам углеводородного сырья, которое представляется ценным многоцелевым для многих отраслей промышленности. Изучены и обобщены материалы по месторождениям тяжелых нефтей и битумов юга России. Анализ имеющихся данных подтвердил представление об ограниченных перспективах южных территорий России на тяжелые нефти и битумное сырье. Перспективы освоения природных битумов следует связывать с подготовкой запасов для целей дорожного строительства, главным образом в Хадыженском, Зыбза-Глубокоярском битумных полях Западно-Кубанского прогиба, Черногорском, Дагестанского клина битумных полей Терско-Каспийского прогиба.*

**Ключевые слова:** нетрадиционные источники нефти, тяжелые нефти, природные битумы, юг России, месторождения, битумное поле.

В настоящее время Европейская часть России испытывает нехватку топливно-энергетических и сырьевых ресурсов в связи с истощением запасов нефти в основных нефтедобывающих провинциях. Именно это обстоятельство ставит перед геологами-нефтяниками задачу пополнения ресурсов, в том числе и за счет тяжелых нефтей и природных битумов. Как считают М.Д. Белонин, С.А. Шумейко и В.П. Якуцени сырьевой базой на дальнейшую перспективу поддержания и даже наращивания нефтедобычи в России становятся уже освоенные нефтегазоносные бассейны с развитой инфраструктурой и падающей добычей, но с достаточно значительными резервами неосвоенных, в основном трудноизвлекаемых запасов [1].

**Тяжелые нефти**

На сегодняшний день на южные территории России приходится 1,3% запасов ТН России [3]. Основные месторождения тяжелых нефтей расположены на территории Краснодарского края (37 месторождений), республики Ингушетии (Малгобек-Вознесенское-Алхазово), Чеченской республики (Эльдаровское). В Прикаспийской нефтегазоносной провинции находятся два месторождения тяжелой нефти, которые расположены в Астраханской области (Верблюжье и Бешкульское). Большинство месторождений находится в последней стадии разработки.

Залежи связаны как с терригенными, так и с карбонатными коллекторами и приурочены к отложениям палеогена и неогена. Большой интерес представляют нефти Анастасиевско-Троицкого месторождения. Оно является самым крупным месторождением Краснодарского края. Расположено месторождение в осевой зоне Западно-Кубанского прогиба и связано с диапировой структурой, осложненной разрывными нарушениями и проявлением грязевого вулканизма. Распределение залежей по глубинам залегания (вне зависимости от плотности) не равнозначно. По содержанию серы и ванадия нефти не дифференцируются, так как на многих месторождениях УВ сырье характеризуется как малосернистое (до 0,6 вес %) и малованадиевое (менее 50 г/т) (табл.1).

По данным Твердовой Р.А., на южном склоне Астраханского свода, в пределах Каракульско-Смушковской зоны поднятий, на площадях Тинакская, Разночиновская получены притоки пластовых вод с тяжелой нефтью. Плотность нефтей изменяется в пределах 935–947 кг/м<sup>3</sup>. На Тинакской площади нефть получена из байосских песчаников (J<sub>2b</sub>) дебитом от 0,7 до 2 м<sup>3</sup>/сут. Плотность нефти 899-909 кг/м<sup>3</sup>, кинематическая вязкость 31,25 м<sup>2</sup>/с, содержание серы 0,8-1,2% [2].

Таблица 1

Краткая характеристика месторождений тяжелых нефтей

1	2	3	4	5	6	7
Краснодарский край						
1.	Запорожское	$N_{1kr}$	680	947	Нет данных	Нет данных
2.	Западно-Ахтанизовское	$N_{1sr}$	1500	923	Нет данных	Нет данных
3.	Борисоглебское	$N_{1sr}$	1100-1550	908	Нет данных	Нет данных
4.	Капустина Балка	$N_{1chr}$	1250	940	Нет данных	Нет данных
5.	Благовещенское	$N_1$	500-1200	930-960	0,3	Нет данных
6.	Гирлянное	$N_1$	1000-1600	902-930	Нет данных	Нет данных
7.	Камышеватое	$N_{1chr}$	400-800	944	Нет данных	Нет данных
8.	Западно-Нефтяное	$N_{1kr}$	100-700	921	Нет данных	Нет данных
9.	Северо-Нефтяное	$N_{1kr}$	1300	916	Нет данных	Нет данных
10.	Плавневое	$N_{1chr}$	1450	945	Нет данных	Нет данных
11.	Прикубанское	$N_{1sr}$	2100-2320	916	Нет данных	Нет данных
12.	Стрельчанское	$N_1$	1050-1400	912	0,2	Нет данных
13.	Белый Хутор	$N_1$	1000-1600	920	Нет данных	Нет данных
14.	Суворово-Черкесское	$N_1$	150-1200	950	0,35	Нет данных
15.	Уташ-Юровское	$N_1$	350-600	922	Нет данных	Нет данных
16.	Джигинское	$N_1$	800-1200	972	0,27	Нет данных
17.	Курчанское	$N_1$	1650	920	0,25	Нет данных
18.	Западно-Варениковское	$N_1$	500-700	990	Нет данных	Нет данных
19.	Западно-Адагумское	$N_1$	800-1000	940	Нет данных	Нет данных
20.	Адагумское	$N_1$	200-700	945-970	Нет данных	Нет данных
21.	Южно-Адагумское	$N_1$	200-600	924-940	Нет данных	Нет данных
22.	Кудако-Киевское	$N_1$	1100	949	0,3	0,1
23.	Анастасиевско-Троицкое	$N_{1m}$	1520	909	0,15	Нет данных
24.	Крымское	$N_1 - P_2$	500-1300	887-930	0,25	Нет данных
25.	Северо-Крымское	$N_1$	1200	929	0,3	2
26.	Абинское	$N_1 - P_3$	1300-1600	940	Нет данных	Нет данных
27.	Абино-Украинское	$N_1$	1800	920	0,5	3
28.	Шептальское	$P_1$	650	910	0,4	Нет данных
29.	Ахтырско-Бугундырское	$P_1$	430	975	0,3	3
30.	Холмское	$P_1$	1500	0,9	0,25	Нет данных
31.	Зыбза-Глубокий Яр	$N_1$	980-1250	972	0,23	Нет данных
32.	Восточно-Ильское	$P_{3m}$	430-580	940	Нет данных	Нет данных
33.	Южно-Карское	$N_1$	200-350	989	Нет данных	Нет данных
34.	Старокалужское	$N_1$	100-500	970	Нет данных	Нет данных

продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7
35.	Нефтянское	$P_{3m}$	500	930	Нет данных	Нет данных
36.	Нефтегорское	$P_{3m}$	950	900	Нет данных	Нет данных
37.	Павлова Гора	-	250	915	0,5	1
Республика Ингушетия						
38.	Малгобек-Вознесенское-Алхазово	$N_1$	540	924	0,29	10
Чеченская республика						
39.	Эльдаровское	$N_1$	650	918	Нет данных	Нет данных
Астраханская область						
40.	Верблюжье	$K_{1al}$	1154-1257	930	Нет данных	Нет данных
41.	Бешкульское	$J_{2b}$ (пласты I и II), $J_{2bt}$	1300-1400	872 - 912	2%	Нет данных

На территории республики Ингушетия разрабатывается одно месторождение с тяжелой нефтью – Малгобек-Вознесенское-Алхазово. Залежь тяжелой нефти, приуроченная к караган-чокракским отложениям миоцена, залегает на глубине 540м. Коллектор сложен терригенными породами с открытой пористостью 25,8%, проницаемостью 0,472 мкм<sup>2</sup>. Плотность нефти 924 кг/м<sup>3</sup>, вязкость 39 мПа·с. Нефть малосернистая – содержание серы около 0,29 вес %. Площадь нефтеносности 25000 тыс. км<sup>2</sup>, общая нефтенасыщенная толщина 8м. Нефть месторождения Малгобек-Вознесенское-Алхазово перерабатывали на бензин А-74, лигроин, тяжелый компонент дизельного топлива и дистилляты масел (индустриального, автолового и цилиндрического).

На территории Чеченской республики разработано Эльдаровское нефтяное месторождение, расположенное в 60 км к северо-западу от г. Грозный. Эльдаровская антиклиналь по северному и южному крыльям осложнена продольными надвигами, амплитуда которых достигает 1500–2500м. Нефтяная залежь тектонически экранированная. Залежь тяжелой нефти приурочена к караган-чокракским отложениям миоцена и залегает на глубине 650м. Песчаники с открытой пористостью 20% , проницаемостью 0,2 мкм<sup>2</sup>. Нефть в залежи плотностью 918 кг/м<sup>3</sup>, вязкостью 30 мПа·с. Площадь нефтеносности 463 тыс. км<sup>2</sup>, общая нефтенасыщенная толщина 4м.

В Астраханской области расположены два месторождения с тяжелой нефтью – Верблюжье и Бешкульское. На Верблюжьем месторождении разведано две залежи тяжелой нефти. Первая залежь приурочена к маастрихским отложениям верхнего мела, расположена на глубине 862–868 метров и имеет карбонатный коллектор с открытой пористостью 39,1%. Плотность нефти в залежи 910кг/м<sup>3</sup>, сернистая, содержание серы – 1,03 вес %, парафина – 7 вес %. Площадь нефтеносности 1430 тыс. км<sup>2</sup>, нефтенасыщенная толщина 11,6м. Вторая залежь, приуроченная альбским отложениям нижнего мела, залегает на глубине 1154-1257 м и сложена терригенными породами с открытой пористостью 25,2%. Площадь нефтеносности 4870 тыс. км<sup>2</sup>, общая нефтенасыщенная толщина 15,6 м.

В 45 км к западу от Астрахани находится небольшое по запасам Бешкульское нефтяное месторождение. Структура представлена брахиантиклинальной складкой широтного простирания с размерами 10,5х5 км и амплитудой около 40 м. Разрез сложен от четвертичной системы до нижнепермского возраста. Разрабатываются две среднеюрские залежи – байосская и батская, расположенные на глубинах 1300-1400 м. Средняя эффективная мощность продуктивного пласта 5,2 м, открытая пористость 15 %, проницаемость 0,223 мкм<sup>2</sup>. Плотность нефти колеблется от 872,1 до 912,2 кг/м<sup>3</sup>, содержание парафина – 0,8–3%, серы – 2%, акцизных смол – 16%, керосиновые фракции составляют 35– 41%. Месторождение находится в стадии истощения [8].

На Разночиновской площади получены притоки пластовых вод с тяжелой нефтью из нижнеальбских ( $K_{1al}$ ), аптских ( $K_{1a}$ ) и келловейских ( $J_{3k}$ ) отложений. Из отложений аптского яруса получен приток нефти с пластовой водой, дебитом  $4 \text{ м}^3/\text{сут}$ . Плотность нефти  $933\text{--}947 \text{ кг/м}^3$ , кинематическая вязкость от  $78,14$  до  $95,6 \text{ м}^2/\text{с}$ . Содержание серы от  $0,74$  до  $1\%$ .

На сегодняшний день используется только нефть Анастасиевско-Троицкого месторождения, которая является стратегическим сырьем для изготовления арктического топлива и нужд авиа и космической промышленности [7].

### Природные битумы

Природные битумы – полезные ископаемые органического происхождения с первичной углеводородной основой, залегающие в недрах в твердом, вязком и вязко-пластичном состояниях. Скопления природных битумов на территории юга России пока недостаточно изучены. Единой генетической и промышленной классификаций битумов не создано. Классификация природных битумов и их отличия от нефтей приведены в таблице 2 (табл. 2) [9].

Таблица № 2

Классификация природных битумов в сравнении с нефтью

Битум	C, % мас.	H, % мас.	O+N+S, % мас.	$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	Масла, % мас.	Коксовое число
Нефть	84-86	12-14,0	0,5-4,0	750-960	более 65	0-5
Мальты	80-87	6-13,0	3-7,0	950-1050	40-65	5-15
Асфальты	76-86	7-12,0	5-10,0	1000-1120	25-40	10-20
Асфальтиты	75-86	6-11,0	5-10,0	1050-1120	5-25	10-55
Кериты	75-91	5-9,0	5-10,0	1050-1300	1-15	25-85
Антраксолиты	73-99	1-5,0	0,5-5,0	1000-1300	-	80-100

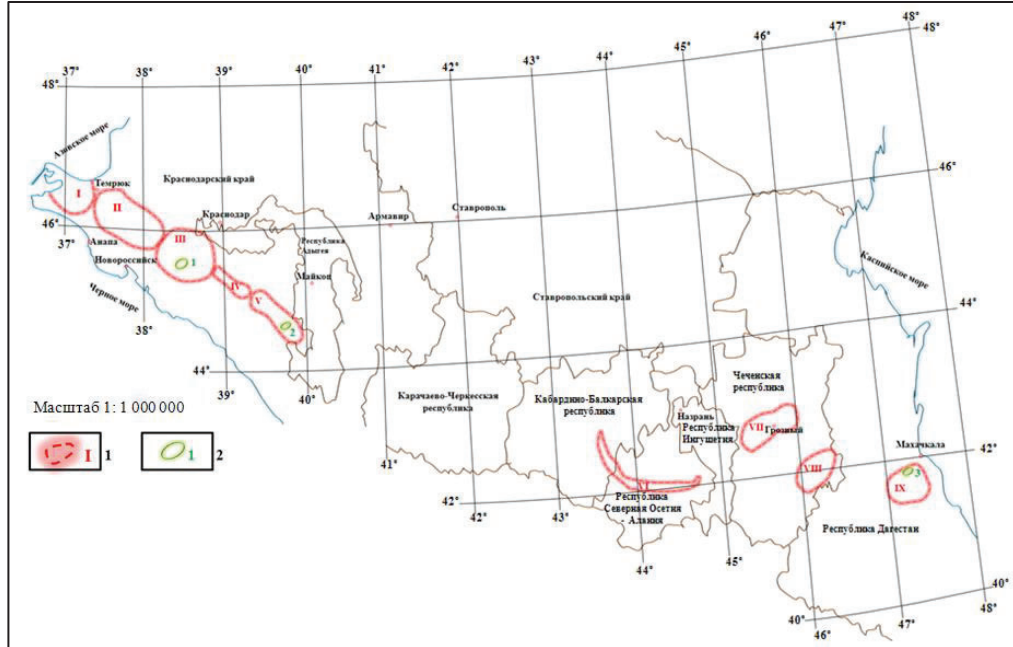


Рис. 1. Карта размещения месторождений природных битумов юга России:

1) битумные поля: I – Таманское, II – Крымско-Варениковское, III – Зыбза-Глубокоярское, IV – Старо-Калужское, V – Хадзыженское, VI – Малковское, VII – Терско-Сунженское, VIII – Черногорское, IX – Дагестанского клина; 2) Месторождения битумов: 1 – Южно-Зыбзенское, 2 – Нефтегорское, 3 – Пираузское.

На территории Северного Предкавказья оконтурены 9 битумных полей, из них 5 расположены в Краснодарском крае (Таманское, Крымско-Варениковское, Зыбза-Глубокоярское, Старокалужское и Хадзыженское), 1 в республиках Кабардино-Балкарской и Северная Осетия-Алания (Фиагдон-Малковское), 2 в Чеченской республике (Терско-Сунженское и Черногорское) и 1 в республике Дагестан (Дагестанского клина) (рис. 1) [6]. Оконтуривание границ территорий проведено до глубины залегания битумоносного комплекса не более 300 м, в связи с тем, что уже на глубинах первых сотен метров битумные скопления сменяются высоковязкими и обычными нефтями. Перспективы освоения природных битумов здесь следует связывать с подготовкой запасов битумосодержащих пород для целей дорожного строительства [5].

В таблице 3 представлены данные о 3 месторождениях битумов с разведанными запасами: Южно-Зыбзенское (Зыбза-Глубокоярское битумное поле), Нефтегорское (Хадзыженское битумное поле) и Пираузское (битумное поле Дагестанского клина) (табл. 3).

Таблица 3

Краткая характеристика месторождений битумов юга России

№ п/п	Скопление битумов	Тип битума	Возраст вмещающих пород	Содержание битума в породе, %	Глубина залегания, м	Мощность пласта, м
1	2	3	4	5	6	7
1	Южно-Зыбзенское месторождение (по данным ИГРГИ)	Битум	Плиоцен, нижние горизонты понта		Участок выходов на дневную поверхность битумонасыщенных пород понта	
2	Нефтегорское месторождение	Густая нефть, вязкая мальта	Верхний олигоцен, нижний миоцен	От 1 до 13,3 вес.%, В среднем 4,6 вес.%	Покровные излияния Выходы на поверхность нефтеносных песков 0-30м	Отдельных насыщенных прослоев десятки см., суммарная эффективная мощность до 12-15 м
3	Пираузское месторождение битумосодержащих пород (по данным ИГРГИ)	Битум	Миоцен	0,34-9,6%, средняя 5,8%		20м

**Заключение**

Тяжелые нефти и битумы, как ценное по энергетическим и химическим свойствам углеводородное сырье, не востребованы по причине отсутствия рентабельной технологии их добычи и переработки. Имеющиеся пока в России технологии не позволяют сделать добычу природных битумов коммерчески выгодной, особенно на фоне нынешних цен на нефть [4, 6].

Для практической реализации путей освоения ресурсов битумов на перспективу необходимо: приоритетное развитие новых технологий и способов добычи разведанных запасов битумов, обеспечивающих максимальную битумоотдачу, извлечение сырья без потерь его ценных компонентов, сохранение экологической обстановки и природного гидрогеологического режима на объектах разработки и экономическую рентабельность работ. То есть, необходимо применение современных геологических концепций и инновационных технологий разведки и освоения недр.

*Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Энергетика, динамика и дегазация Земли, теоретические и экспериментальные основы инновационных сейсмоакустических технологий исследования геологической среды и контроля за объектами нефтегазодобычи», № АААА-А16-116021510125-7).*

### Литература

1. Белонин М. Д., Шумейкин С. А., Якуцени В.П. Комплекс мер, стимулирующих разработку месторождений с трудноизвлекаемыми запасами и падающей добычей // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. М.: ВНИОЭНГ, 2004. № 6. С. 39-46.
2. Перспективы нефтегазоносности северного склона вала Карпинского /М.Е. Дуванова, А.В. Фирсов, А.В. Дуванов, М.В.Фадеев // Геология, география и глобальная энергия, 2013. № 4(51). С. 027-034.
3. Жузе Н.Г., Кругликов Н.М. Тяжелые нефти Российской Федерации: геология, запасы, их качество // Геология нефти и газа, 1998. № 3. С. 2-8.
4. Казанкова Э.Р., Корнилова Н.В. Геоэкологические проблемы при освоении месторождений тяжелых нефтей и природных битумов (на примере Северо-Кавказской нефтегазоносной провинции) // Проблемы недропользования, 2018. № 1. С.98-104.
5. Казанкова Э.Р., Корнилова Н.В. Природные битумы Предкавказья и их рациональное использование // Труды Института геологии Дагестанского научного центра РАН, 2011. №57. С. 127-129.
6. Казанкова Э.Р., Корнилова Н.В. Природные битумы Северо-Кавказкой нефтегазоносной провинции // Геология нефти и газа, 2014. № 6. С.48-52.
7. Месторождения. Техническая библиотека // Нефтегаз.ру. URL:[https://neftgaz.ru/tech\\_library/view/5016-Anastasievsko-Troitskoe-neftegazokondensatnoe-mestorozhdenie](https://neftgaz.ru/tech_library/view/5016-Anastasievsko-Troitskoe-neftegazokondensatnoe-mestorozhdenie) (дата обращения: 07.06.2018).
8. Пальцев Г.А. Применение новейших альтернативных разработок по интенсификации добычи нефти применительно к условиям Бешкульского месторождения // Научное сообщество студентов XXI столетия. Технические науки: сборник статей по материалам XIII Международной студенческой научно-практической конференции № 13. URL: <http://sibac.info/archive/technic/13.pdf> (дата обращения: 21.06.2018).
9. Свириденко Н.Н. Закономерности термических превращений компонентов природных битумов: дис. ... канд. хим. наук: 02.00.13. Институт химии нефти Сибирского отделения РАН. Томск, 2016. 134 с.