

# ПРИРОДНЫЕ БИТУМЫ И ВЫСОКОВЯЗКИЕ НЕФТИ ВОСТОКА РУССКОЙ ПЛИТЫ (НА ПРИМЕРЕ БАШКОРТОСТАНА)

Природные битумы и высоковязкие нефти в верхней части осадочного чехла по данным бурения встречаются во многих тектонических регионах башкирского сектора Русской плиты (Рис. 1). Ниже приводятся сведения по некоторым из них.

Во внешней зоне Бельской депрессии битумные залежи в песках и гравийных отложениях неогеновой системы выявлены при изучении нефтеносности отдельных рифовых массивов барьерной полосы органогенных построек нижнепермского возраста. Так, бурением поисковых скважин на Ивановской площади установлено, что континентальные неогеновые отложения, залегающие на эродированной поверхности уфимских отложений над сводами Северо-Покровского и Старо-Кармалинского рифов артинско-ассельского возраста, содержат черный битум вязкой консистенции. Битум обильно обволакивает песчинки и гравийные зерна. Он состоит из парафина (30,02 %), силикагелевых смол (20,25 %) и асфальтенов (14,8 %). Температура плавления парафина – 57°C. Плотность и вязкость битума не определены. В скважине 74 Ивановка (Северо-Покровский риф) битуминозные породы залегают в интервале 117 – 157 м и выделяются повышенными значениями кажущегося удельного электрического сопротивления, пониженными значениями на диаграммах гамма-каротажа. На Старо-Кармалинском рифе битуминозные песчаные и гравийные отложения залегают в интервале 155 – 180 м. В обоих случаях они перекрыты глинами.

Севернее Ивановской площади в том же тектоническом регионе установлена битуминозность кунгурских отложений в разрезе скв. 160 Зилим (Рис. 2), пробуренной на погружении Абзановской антиклинальной складки, сформированной дизъюнктивной дислокацией субуральского направления взбросо-надвигово типа. На глубине 820 – 855 м скважина прошла выщелоченные каменные соли, содержащие битум, угловатые обломки доломитов, черных и цветных кремней, ангидритов и желваков гипса. Последний пронизан множеством фибрул вязкого битума. В ассоциации с ними встречалось значительное количество хорошо образованных друзовых призматических кристаллов ангидрита и пластинчатого гипса в полос-

тах выщелачивания вмещающей соли (Юсупов и др., 2001).

Материал шести проб с общим весом около 0,5 кг был отсортирован на две части (битумные фибрулы весом примерно 0,2 кг и обломочный остаток). В тяжелой фракции обломочного остатка обнаружены барит, пирит, частички цинкистой меди и серебристого металла, магнитные шарики, шлаковые корки, зерна магнетита и хромита. В легкой фракции присутствовало много чешуек графита, гипс и обломки кристалликов горного хрусталя с черными включениями. В одном из обломков кристаллов горного хрусталя (разм. 0,6 x 0,35 мм) в тонком шлифе при увеличении до 1600<sup>x</sup> среди нескольких включений в комбинированном освещении удалось зафиксировать трехфазовые включения, состоящие из гексагональной плас-

Скв.	Интервал отбора керна (м)	Выход керна (м)	Описание пород
1	2	3	4
<b>Бижбуляк-Абдулинская площадь</b>			
120	198,2-203,4	3,2	0,8м. Песчаник буровато-серый за счет нефтеносности.
	203,4-207,3	1,9	Песчаник буровато-серый за счет нефтеносности
	209,7-217,3	1,7	Песчаник буровато-серый слабо пропитан нефтью
193	141,5-144,6	0,5	Песчаник, отдельные прослои буровато-серые за счет слабой нефтеносности.
	151,4-156,2	1,0	Песчаник в кровле 0,1м буровато-серый за счет нефтеносности
135	60,0-66,45	2,5	Песчаник, редко трещиноватый, по плоскостям трещин примазки нефти
	66,4-70,9	0,8	Песчаник, редко трещиноватый со слабыми выходами нефти
	70,9-75,0	1,2	Песчаник слабо неравномерно пропитан нефтью
	75,0-81,45	1,5	Песчаник темно-коричневый за счет нефтеносности
201	211,3-220,8	5,5	1м. Песчаник коричневатого-серый за счет нефтеносности, равномерно сильно пропитан нефтью 0,8м. Песчаник с буроватым оттенком за счет нефтеносности
234	199,85-205,7	0,5	Песчаник тонкими прослойками и участками пористый, где принимает коричневую окраску за счет выходов нефти
	205,7-212,2	1,6	Песчаник тонкими прослойками и участками пористый, где принимает коричневую окраску за счет выходов нефти
269	166,4-179,4	2,0	0,7м. Алевролит местами кавернозный, по кавернам кальцит, смоченный окислившейся нефтью
			0,2м. Песчаник хорошо нефтенасыщен
			0,2м. Песчаник равномерно пропитан газированной нефтью
			0,8м. Песчаник участками со слабыми выпотами нефти 0,1м. Песчаник с выпотами газированной нефти
<b>Киргиз-Миякинская площадь</b>			
53	50,0-56,0	1,3	Песчаник по всему интервалу содержит окислившуюся нефть, в кавернах иногда содержится густая нефть
	56,0-63,5	1,0	Известняк по кавернам и трещинам с содержанием густой нефти
153	97,0-99,0	0,3	0,15м. Песчаник, в средней части интервала наблюдается отдельная трещина, по которой содержится густая нефть
49	136,2-139,5	3,0	0,6м. Песчаник, очень редкими участками коричневатого-серый за счет нефтеносности
30	97,8-105,8	4,3	1,05м. Песчаник участками серовато-коричневый, слабо пропитан нефтью
			1,45м. Песчаник участками с желтоватым оттенком за счет нефтеносности
39	134,1-140,5	5,1	1,8м. Песчаник участками и линзами желтовато-коричневый за счет нефтеносности
<b>Покровская площадь</b>			
1162	95,0-100,0		1,2м. Песчаник желтовато-серый, слабо пропитан нефтью

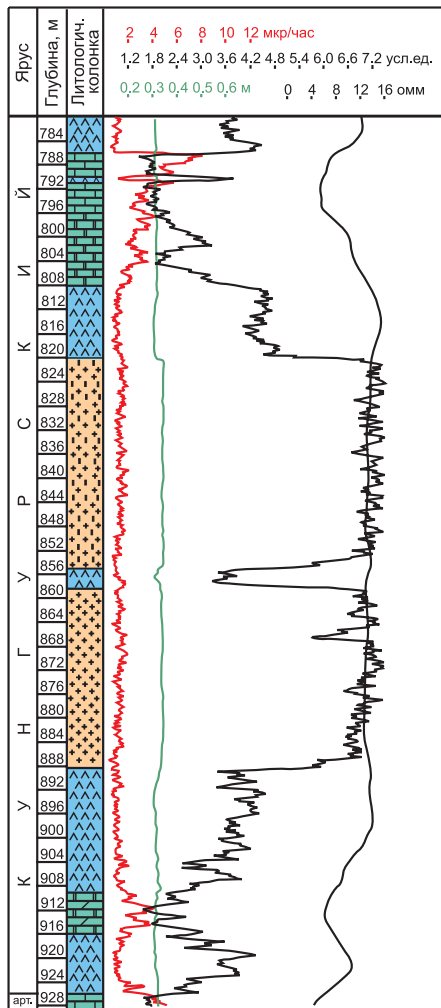
Табл. Краткая характеристика насыщенности нефтью пород уфимского яруса.

тинки графита размером 6 x 8 мкм, окруженные тонкой пленкой коричневой жидкости, в которой на грани графита четко выделяется газовый пузырек размером около 10-15% от площади последней.

Битумные фибрулы от черного до коричневого цвета и с гладкой маслянистой поверхностью, представлены проволковидными формами длиной от 5 – 6 до 20 – 30 мм и диаметром от 1 до 3-5 мкм, реже в виде сферул 2-5 мкм. Они содержат 33,13 % асфальтенов, 3,76 % парафинов, 32,02 % масел и 31,6 % механических примесей. Последние состоят из минеральных частиц вышеописанных пород, до 50 % которых представлены гексагональными табличками графита. Края табличек обычно слегка изогнуты, вероятно, вследствие трения при движении по каналам. По (Кадик и др., 1986) это может быть и признаком начала выгорания графита при окислении несущего его мантийного флюида в верхние горизонты земной коры. В битуме определено содержание ванадия в количестве 431 г/т, а никеля – 121 г/т, что превышает кондиции по ванадию в 4,31 раза, по никелю в 2,4 раза.

На этой же структуре, в более высоких структурных условиях, в трещиноватых мергелях нижней части кунгурского яруса (скв. 2 Ново-Чишминской площади, инт. 703,0-754,0 м) произошел полный уход промывочной жидкости. По аналогии с Малышевским месторождением, расположенным юго-западнее вдоль той же тектонической линии, можно предположить, что зона поглощения содержит залежь нефти. На Малышевском месторождении нефтеносность связана с переслаивающимися трещиноватыми мергелями, известняками и доломитами артинского возраста, залегающими в интервале 370 – 560 м. Мергели составляют порядка 51% нефтенасыщенного объема, остальные 49 % составляют известняки различной степени глинистости и доломитизации, часто пере-

Скв. № 160-Зилимская AI-111,87м



ность связана с переслаивающимися трещиноватыми мергелями, известняками и доломитами артинского возраста, залегающими в интервале 370 – 560 м. Мергели составляют порядка 51% нефтенасыщенного объема, остальные 49 % составляют известняки различной степени глинистости и доломитизации, часто пере-

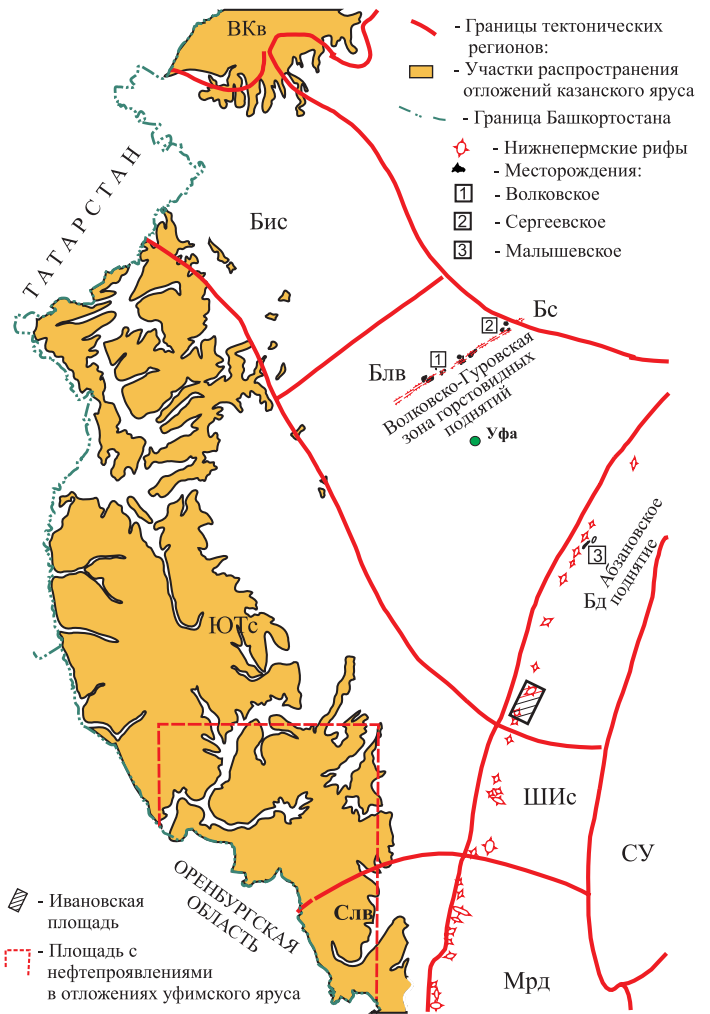
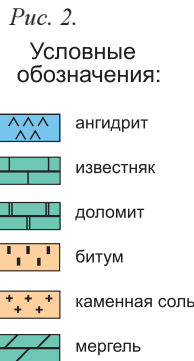


Рис. 1. ЮТс - Южно-Татарский свод, Бис - Бирская седловина, Блв - Благовещенская впадина, ВКв - Верхне-Камская впадина, Бс - Башкирский свод, Бд - Бельская депрессия, ШИС - Шихано-Ишимбайская седловина, Слв - Салмышская впадина, Мрд - Мраковская депрессия, СУ - Складчатый Урал.

ходящие в доломиты. ВНК залежи находится на отметке минус 360 м. Начальное пластовое давление составляло 4,4 – 4,5 МПа. Начальные дебиты скважины колебались в пределах 0,1 – 14,0 т/сут. Плотность нефти при 20 °С – 0,942 г/см<sup>3</sup>, кинематическая вязкость 835,7 сантистокс. При температуре от 0 до 10 °С нефть становится нетекучей. По состоянию на 01.01.07 из залежи отобрано 132 тыс. т нефти и текущий коэффициент извлечения ее составил 0,364 при конечном 0,405.

В Благовещенской впадине интересные данные по битуминосности получены на Калтаевской площади структурного бурения. Определяющим элементом тектонического строения, контролирующим размещение месторождений нефти в отложениях девона и карбона, здесь является протяженная (до 100 км) Волковско-Гуровская зона горстовидных поднятий терригенного девона северо-восточного простирания. Юго-западнее основной залежи Волковского месторождения, в непосредственной близости к разлому, выявленному сейсморазведкой МОГТ по отражающему горизонту «Д1» терригенного девона и ограничивающему горстовидную зону с юго-восточной стороны, в структурной скв. 435 Калтаево при бурении интервала 162 – 193 м (иреньский горизонт кунгурского яруса) на устье наблюдалось проявление битума, мешавшее

доведению скважины до проектной глубины (590 м). Из указанного интервала в желобную систему и приемный амбар поступило более 8 м<sup>3</sup> битума. Визуально битум представляет чешуйчатую и сыпучую массу черного цвета с резким запахом нефти. Растворяется в бензине, бензоле и спиртбензоле. В воде не растворим и разделяется в ней на сажистую массу, плавающую на поверхности, и тяжелые органические вещества, выпадающие в осадок. Групповой состав битума (по данным БашНИПИнефть) следующий: масла – 19,8 %, смолы – 23,3 % (бензолные 11 %, спиртбензолные 12,3 %), асфальтены – 56,9 %. Элементарный состав: С – 78 %, Н – 8,51 %, S – 3,89 %, O+N+др. – 9,6 %. Содержание ванадия и никеля не исследовалось.

Для изучения характера развития битумного скопления на расстояниях 100 м от скв. 435 в северо-восточном, юго-западном и западном направлениях пробурены 3 скважины с глубинами около 600 м. В их разрезах битумы не установлены. На основании изложенного и других фактов сделан вывод, что битумное скопление распространено в виде субвертикальной жилы и генетически связано с разрывным нарушением, сформировавшим Волковско-Гуровскую зону горстовидных поднятий. Поэтому протяженность жилы может достигать нескольких десятков километров и иметь значительные запасы (Масагутов, 1989).

На юго-восточном склоне Южно-Татарского свода во многих структурных скважинах на площади около 2000 км<sup>2</sup> по каменному материалу на глубинах от 33 до 291 м, преимущественно в зависимости от положения на склоне, установлена битуминозность и нефтеносность шешминских отложений уфимского яруса (Рис. 1). Осадки шешминского горизонта характеризуются резкой литологической изменчивостью как по вертикали, так и латерали. Верхняя часть его представлена в основном песчаниками с подчиненными прослоями глин и алевролитов, реже известняков, нижняя – глинами и алевролитами с подчиненными прослоями песчаников. Песчаники, содержащие углеводороды, приурочены к верхней части горизонта, и их количество в разрезах скважин колеблется от 1 до 2.

Наиболее выдержанным и наиболее представительным, как по мощности (до 10–14 м), так и по степени насыщенности, является прикровельный пласт, перекрытый темно-серыми глинами спириферового подъяруса казанских отложений. По данным исследования керна скв. 127 Бижбуляк-Абдулино пористость песчаников достигает 24,4 %, а проницаемость 0,650 мкм<sup>2</sup>. При бурении интервала 33–54 м в скв. 268 и 50–60 м в скв. 133 Бижбуляк-Абдулинской площади на поверхности промывочной жидкости наблюдались капельки и сгустки окисленной нефти, причем в первой на глубине 53,5 м произошло незначительное газирование. Нефтенасыщение песчаников часто равномерное по всей длине керна, иногда наблюдается прослоями и пятнами по пористым участкам. В ряде скважин керн содержит густую окислившуюся нефть, особенно по трещинам (Табл.).

Несмотря на то, что рассматриваемая территория Южно-Татарского свода характеризуется высокой степенью изученности буровыми работами, в геологии уфимских отложений остаются многие нерешенные вопросы. В частности, не изучен их структурный план, ареалы и закономерности распространения нефтенасыщенных пород, отсутствуют данные по физико-химическому составу

углеводородов, коллекторские свойства определялись в единичных скважинах. Это же относится и к другим регионам, в которых установлены природные битумы и высоковязкие нефти.

В связи с вышеизложенным, можно сделать следующие выводы:

1. В образовании скоплений природных битумов и высоковязких нефтей, которые помимо прочего могут быть эффективными источниками ванадия и никеля, важную роль имеет дизъюнктивная тектоника.

2. Широкое распространение разрывных нарушений в осадочном чехле востока Русской плиты указывает на возможность открытия большого числа новых месторождений.

3. Перспективы нефте- и битуминозности уфимских отложений тесно связаны с развитием спириферовых осадков казанского яруса, имеющими в подошвенной части пласты глин с хорошими изолирующими свойствами.

4. Учитывая имеющиеся технологии использования природных битумов и высоковязких нефтей в качестве топлива для тепловых электростанций и сырья для химической промышленности, необходимо составить и реализовать целевую программу по их целенаправленному изучению.

5. Всестороннее изучение состава условий залегания, формирования скоплений и других аспектов рассматриваемых углеводородов, помогут решить вопросы об их источниках, путях миграции и т.д.

## Литература

Кадик А.А., Луканин О.А. *Дегазация верхней мантии при плавлении*. М.: Наука. 1986.

Масагутов Р.Х. О возможности выявления новых видов неантиклинальных ловушек в палеозойском осадочном чехле Башкирии. *Известия АН Каз.ССР. Серия геологическая*. №2. 1989. 21-26.

Юсупов С.Ш., Масагутов Р.Х. Новые данные по минералогии, термометрии и геохимии нефтегазоносных районов Башкирского Приуралья. Тр. X Международной конференции по термобарогеохимии. ВНИИСИМС. Александров. 2001. 399-441.

Москва: ООО «Геоинформмарк», 2006 г. - 80 с

## Палеоврезы и их роль в освоении трудноизвлекаемых запасов нефти

**Р.З. Мухаметшин**

В книге освещен накопленный опыт поисково-разведочных работ на нефть в палеоврезах, выявленных на сегодня во многих нефтедобывающих регионах.

Разведочная геофизика с помощью методов ЗСБЗ и МОГТ позволяет трассировать палеоруслу с достаточной точностью, что повышает эффективность работ на поиски в них залежей нефти.

Значительная часть работы посвящена вопросам особенностей разработки залежей в таких сложных геологических объектах. По накопленному опыту в этом деле Татарстан является опытным полигоном.

Книга по своей информативности и практической направленности представляет интерес для научных и производственных кругов, занимающихся вопросами разработки трудноизвлекаемых запасов нефти.

ISBN 5-98877-013-4