

## Геология нефти Башкортостана: современное состояние и перспективы развития

Г.Х.Габитов (ОАО «АНК «Башнефть»), С.К.Мустафин (Башкирский госуниверситет),  
Антонов К.В. (Министерство природных ресурсов Республики Башкортостан)

Месторождения углеводородов (УВ) Республики Башкортостан (РБ), расположенной на юго-восточной окраине Восточно-Европейской платформы, относятся к Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Основными структурными элементами региона являются: Южно-Татарский и Башкирский своды, Бирская седловина, Верхне-Камская, Благовещенская, Бымско-Кунгурская и Салмышская впадины, а также, расположенные в пределах Предуральского краевого прогиба, Юрюзано-Сылвенская, Бельская, Мраковская депрессии и Шихано-Ишимбайская седловина (см. рисунок). Фундамент платформы погружается в восточном направлении от 1,5 км до 8-12 км, увеличивается до 8-10 км и мощность дислоцированных отложений рифей-вендского (R-V) комплекса, залегание кровли которого контролируется блоковым строением фундамента.

Выделяются семь нефтегазоносных комплексов: терригенная толща девона мощностью до 170 м, верхнедевонский-турнейский карбонатный (190 - 940 м), терригенная толща нижнего карбона (3-150м и более), окско-башкирский карбонатный (200–600м), верейский терригенно-карбонатный (27-115м), каширо-гжельский карбонатный (355–2000м) и нижнепермский карбонатный (190 - 3500м) (табл. 1).

В разрезе PZ выделено более 50 продуктивных пластов, в т.ч. P<sub>1</sub> – 2, C<sub>2,3</sub> - до 7, C<sub>1</sub> - до 20, в D<sub>2,3</sub> – более 20. В терригенных коллекторах заключено 58,4%, карбонатных – 41,6% оценочных перспективных ресурсов нефти отложений PZ. Ресурсы УВ R-V комплекса оценены в 5,3 млрд. т условного топлива в т. ч. 0,525 млрд. т нефти [1, 7, 8].

Таблица 1

Степень разведанности начальных суммарных ресурсов нефти и свободного газа по нефтегазоносным комплексам пород РБ [15]

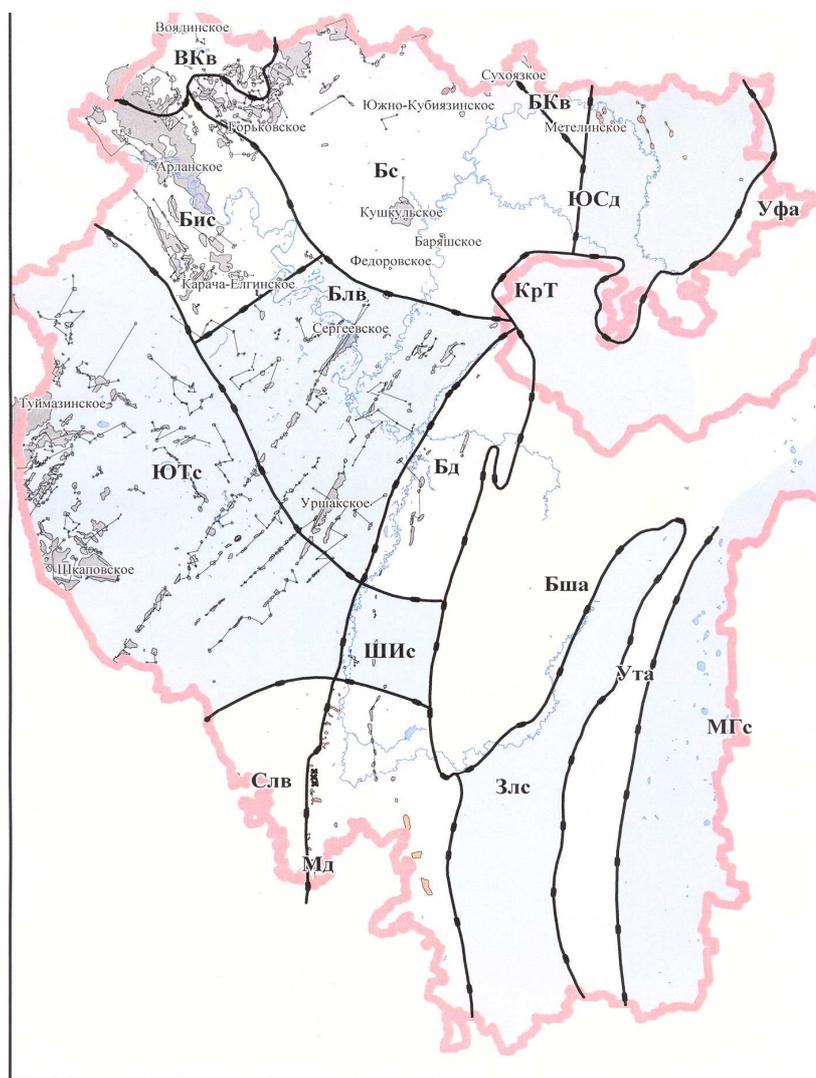
Нефтегазоносные комплексы (возраст)	Начальные суммарные ресурсы, %	В том числе, %			Разведанность, %
		накопленная добыча	запасы	неразведанные ресурсы	
Нефть					
I терригенный (D)	37,0	73,4	10,2	16,4	83,6
II карбонатный (D <sub>3</sub> -C <sub>1</sub> )	11,4	24,9	19,2	55,9	44,1
III терригенный (C <sub>1</sub> )	40,2	76,2	16,2	7,6	92,4
IV карбонатный (C <sub>1,2</sub> )	3,1	25,1	24,7	50,2	49,8
V карбонатно-терригенный (C <sub>2</sub> )	2,0	26,4	36,1	37,5	62,5
VI карбонатный (C <sub>2,3</sub> )	2,6	16,0	47,1	36,9	63,1
VII карбонатный (P <sub>1</sub> )	3,7	68,2	104	21,4	78,6
Свободный газ + газ газовой шапки					
IV карбонатный (C <sub>1,2</sub> )	54,5	0,1	11,9	88,0	12,0
V карбонатно-терригенный (C <sub>2</sub> )	3,2	3,6	38,2	58,2	41,8
VI карбонатный (C <sub>2,3</sub> )	34,6	-	40,5	59,5	40,5
VII карбонатный (P <sub>1</sub> )	7,7	74,4	11,1	14,5	85,5

Система грабенообразных прогибов делит отложения D на блоки северо-восточной ориентировки. Прогибам свойственны: протяжённость до 200 км, ширина до 2 км, значительные (до 100 м) амплитуды и крутые (60-90°) углы падения разрывов, а также наличие «оперяющих» разломов.

Аргиллиты кыновского горизонта, заполняющие полости разломов, служат литологическим экраном для залежей нефти объектов юго-восточных бортов грабенов. В фамен-турнейское время сформировались ветви Камско-Кинельской системы некомпенсированного прогиба, которые отличают: уменьшение мощности карбонатных отложений D<sub>3</sub>, увеличение мощности турнейских отложений в бортовых зонах и заполнение осевой части терригенными и глинисто-карбонатными отложениями елхово-бобриковского возраста (C<sub>1</sub>). В C<sub>3</sub> - P<sub>1</sub> сформировался Предуральский краевой прогиб с рифами у западного борта и тремя разломами вдоль Бельской впадины, контролирующими размещение антиклинальных структур, вмещающих залежи УВ. Амплитуды взбросов к югу увеличиваются от нескольких до 1000 м. Месторождения УВ приурочены к антиклиналям, куполам, тектонически или литологически ограниченными моноклиналям и поднятиями, экранированным тектонически и литологически грабенообразными прогибами. Коллекторами УВ служат рифогенные постройки C, P<sub>1</sub> [1,5,6]. Структура Предуральского краевого прогиба сопоставима с Терско-Каспийским прогибом расположенном на сочленении Скифской плиты и складчатых сооружений Большого Кавказа в пределах которого размещены месторождения УВ Дагестана [10, 11].

РБ занимает в РФ пятое место по добыче нефти и первое – по её переработке. За 70 лет из недр региона добыто более 1,5 млрд. т нефти и 70 млрд. м<sup>3</sup> газа. % [5, 15].

Концентрация микрокомпонентов в нефтях и пластовых водах месторождений УВ является важным комплексным генетическим, промышленным, экологическим параметром. При изучении процессов нефтеобразования особое значение имеют, так называемые, «биогенные» элементы V, Ni, Fe, Co, Cr, Zn, As, Pb, Vg и др., определяющие как подобие, так и отличие распределения микроэлементов (МЭ) в глинистых породах, что рассматривается как существенный аргумент в пользу вывода о генетической связи процессов нефтеобразования с живым веществом [14].



Масштаб 1: 2 500 000

Рис. 1 Обзорная карта месторождений нефти и газа Республики Башкортостан (по данным БашНИПИнефть) (объект изучения: Федоровское месторождение).

Условные обозначения к рисунку 1	
ЮТс – Южно-Татарский свод	ШИС – Шихано-Ишимбайская седловина
Бс – Башкирский свод	Мд - Мраковская депрессия
Блв- Благовещенская впадина	Уфа – Уфимский амфитеатр
Бис - Бирская седловина	КрТ – Каратауский структурный компле
ВКв– Верхне-Камская впадина	Бша – Башкирский антиклинорий
БКв– Бымско-Кунгурская впадина	Ута – антиклинорий Урал-Тау
Слв – Салмышская впадина	МГс – Магнитогорский мегасинклинорий
ЮСд -Юрюзано-Сылвенская депрессия	Злс – Зилаирский синклинорий
Бд - Бельская депрессия	

В составе УВ объектов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (НГП) МЭ, в том числе металлы концентрируются относительно других НГП в более существенных количествах (табл.2), но распределены по нефтегазоносным комплексам весьма неравномерно.

Максимальные концентрации V и Ni свойственны нефтям терригенных комплексов D и C<sub>1</sub>, карбонатных комплексов D<sub>3</sub>-C<sub>1</sub> и P<sub>1</sub>. Высокие содержания Br, Sr и K отличают пластовые воды терригенных D, C<sub>1</sub> и карбонатных D<sub>3</sub>-C<sub>1</sub>, C<sub>2-3</sub> и P<sub>1</sub> комплексов [3]. В составе пластовых вод коллекторов Кушкульского, Сергеевского, Бузовьязовского, Чекмагушевского месторождений УВ установлены, превышающие уровень соответствующих минимальных промышленных концентраций, содержания следующих микрокомпонентов (мг/дм<sup>3</sup>): Li (4,8 -18,4), Mg (2870 – 9680), Sr (331 – 562), Br (1768 – 2209), что позволяет рассматривать их как перспективные виды гидроминеральных ресурсов нефтяных месторождений РБ [6].

Максимальные концентрации доминирующих МЭ в нефтях различных нефтегазоносных бассейнов  
(Составлено с использованием данных работ [2, 4, 12, 13, 14])

Нефтегазоносные бассейны, области	Содержание микроэлементов (ppm)								
	V	Ni	Fe	Mn	Cr	Cu	Zn	Pb	Co
Коллекторы палеозойского возраста									
Прибалтийский, (РФ)	0,96	0,55	3,1	0,65	0,8	1,5	2,8	0,19	0,14
Тимано-Печорский (РФ)	250	170	330	2,5	0,6	6	3	0,8	0,7
Волго-Уральский, (РФ)	248	124	131	12	0,7	38	6	8	0,03
Коллекторы мезозойского возраста									
Западно-Сибирский (РФ)	68	10	24	1,3	1,1	2,4	23	-	0,2
Битумоиды баженов (ср)	230	130	Н.д.	0,7	0,6	23	4,6	0,3	0,02
Устюртский, Бузачин-ский свод (Казахстан)	240	130	1300	2,3	8,5	2,2	18	-	2,2
Южно-Мангышлакский (Казахстан)	0,8	27	-	4,0	0,8	0,8	15	-	0,5
Каракумский, Бухаро-Хивинская (Узбекистан)	4,87	472	49	0,01	0,03	0,3	0,6	0,7	0,04
Коллекторы кайнозойского возраста									
Ферганский (Узбекистан)	6,1	24	48	-	0,2	0,5	2,4	4,7	0,06

Исследования проведенные в ДООО «Геопроект» показали, что пластовые воды месторождений УВ Западно-Сибирской НПП по сравнению с таковыми Волго-Уральской НПП более пресные и на порядок уступают по уровню минерализации. Такая же тенденция установлена для катионов: кальция, натрия, калия, лития, рубидия, цезия, анионов: хлора и брома. Аномально низкие, сравнительно, концентрации сульфат-иона магния, а также гидрокарбонат-иона и йода свойственны для Западно-Сибирской НПП.

Таблица 3.

Распределение МЭ в пластовых и промысловых водах месторождений Волго-Уральской (Республика Башкортостан) и Западно-Сибирской (Среднее Приобье) НПП [16]

МЭ	Число данных		Среднее содерж., мг/л		Стандартное отклонение, мг/л		Коэффициент вариации, %	
	ВУП	ЗСП	ВУП	ЗСП	ВУП	ЗСП	ВУП	ЗСП
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Li <sup>+</sup>	169	26	6,6	0,66	5,3	0,54	80	82
Na <sup>+</sup>	109	28	58,7·10 <sup>3</sup>	5,9·10 <sup>3</sup>	22,2·10 <sup>3</sup>	0,96·10 <sup>3</sup>	38	16
Mg <sup>2+</sup>	98	26	2,9·10 <sup>3</sup>	37	1,2·10 <sup>3</sup>	15	40	40
Cl <sup>-</sup>	109	28	123,6·10 <sup>3</sup>	9,6·10 <sup>3</sup>	52·10 <sup>3</sup>	2,3·10 <sup>3</sup>	42	23
K <sup>+</sup>	107	21	1,2·10 <sup>3</sup>	51	1,3·10 <sup>3</sup>	28	116	55
Ca <sup>2+</sup>	104	20	12,6·10 <sup>3</sup>	438	7,9·10 <sup>3</sup>	575	63	131
Br <sup>-</sup>	163	28	557	53	506	12,7	89	24
Sr <sup>2+</sup>	165	24	154	67	181	86	118	124
Rb <sup>+</sup>	9	24	0,87	0,12	0,37	0,07	42	63
I <sup>-</sup>	9	27	13,7	21	9,9	6,3	72	30
Cs <sup>+</sup>	2	23	0,5	0,03	0,1	0,04	20	133
Ba <sup>2+</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-
B <sup>-</sup>	9	-	18,6	-	18,3	-	97	-
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	107	28	538	9,5	505	18,1	94	190
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	94	28	140	774	158	540	113	70
Минерализация*	109	28	202·10 <sup>3</sup>	17·10 <sup>3</sup>	104·10 <sup>3</sup>	3,4·10 <sup>3</sup>	51	20

Примером сочетания экономической выгоды, экологической целесообразности и социальной значимости получения МЭ из попутных, минерализованных (до 220 г/л), вод служит разработка АзГосНИ-Пинефтегаз для месторождений Абшеронского полуострова (Республика Азербайджан) [7]. Добыча 1 т нефти сопровождается 23-24 т пластовой воды содержащих около 1,6 т солей. Стоимость хлоридов Na, K, Ca, Mg, карбоната Ca, I, Br и Sr составляет 260 у.е., т.е. более 50% стоимости 1 т нефти [7].

Опыт азербайджанских коллег будет полезен нефтяникам Дагестана при добыче УВ в их секторе Каспия, как с геолого-экономической, так и геолого-экологической позиций.

Оптимизация процессов освоения объектов старых регионов добычи, транспорта и переработки УВ, к которым относится РБ, требует реализации программ комплексного решения геологических и экологических проблем. Эти задачи ОАО «АНК «Башнефть» решает, осуществляя широкий спектр мероприятий в рамках выполнения республиканской программы «Экология и природные ресурсы Республики Башкортостан (2004-2010 гг.)».

#### Литература

1. Баймухаметов К.С., Виктор П.Ф., Гайнуллин К.Х., Сыртланов А.Ш. «Геологическое строение и разработка нефтяных и газовых месторождений Башкортостана». – Уфа: РИЦ АНК «Башнефть», 1997. – 424 с.
2. Вешев С.А., Степанов К.И., Васильева Т.Н. Определение широкого круга элементов-примесей в нефтяных объектах // Геохимия, 2000, №10. – С. 1132.
3. Габитов Г.Х., Мустафин С.К. Микрокомпоненты в нефтях, отходах их добычи и переработки // Фундаментальные проблемы разработки нефтегазовых месторождений, добычи и транспорта УВ. М.: ГЕОС, 2004. – С. 297 - 299.
4. Гольдберг И.С. Нафтаметаллогенические провинции мира и генезис рудных концентраций в тяжёлых нефтях и битумах // Геология нефти и газа. 1990. №3. – С. 2-7.

5. Исхаков И.А., Габитов Г.Х., Лозин Е.В. Геологические задачи по восполнению минерально-сырьевой базы углеводородов в условиях детальной разведанности / Мат-лы конф. «Геология, полезные ископаемые и проблемы экологии Башкортостана». Первые Тимергазинские чтения. Уфа: Тау, 2004. С. 113 – 124.
6. Кузнецов В.А., Колокольников В.А. Перспективы организации химических производств с использованием гидроминеральных ресурсов нефтяных месторождений Башкортостана // Геология и перспективы расширения сырьевой базы Башкортостана и сопредельных территорий. Мат-лы IV респ. геолог. конф. Т. 2. Уфа: ИГ УНЦ РАН, 2001. С. 265-271
7. Лозин Е.В. Тектоника и нефтеносность платформенного Башкортостана. Ч. 1 и 2. М.: ВНИИОНГ, 1994. 65 и 78 с.
8. Масагутов Р.Х. Рифтогенез и перспективы нефтегазоносности рифея восточной окраины Восточно-Европейской платформы. Георесурсы. 2000. №2 (3). С. 2-12.
9. Мехтиев У.Ш., Гаджиев Ф.М. Воды нефтегазовых месторождений Абшеронского полуострова как сырьё для получения ценных компонентов / Мат-лы междунар. конф. посвящённой 80-летию А.А.Карцева «Фундаментальные проблемы нефтегазовой гидрогеологии. – М.: ГЕОС, 2005. – С. 309-312.
10. Мирзоев Д.А., Пирбудагов В.М. Тектоника и нефтегазоносность Дагестанского сектора Терско-Каспийского прогиба // Сб.: Современные проблемы геологии нефти и газа. М.: Научный мир, 2001. – С.265-270.
11. Мирчинк М.Ф., Крылов Н.А., Летавин А.И. и др. Тектоника Предкавказья. М.: Гостехиздат, 1963. - 188с.
12. Нукунов Д.Н., Пуананова С.А. Металлы в нефтях и перспективы добычи ванадия в нефтях Бузачинского свода Туранской платформы // Там же. 247-253 с.
13. Петренко В.И. Ресурсы нетрадиционных полезных ископаемых газовых и газоконденсатных месторождений // Советская геология. 1992. №6. - С.18 - 22.
14. Пуананова С.А. Геохимические особенности распределения микроэлементов в нефтях и металлоносность осадочных бассейнов СНГ // Геохимия. 1998, №9. С.959-972.
15. Чернов А.Л., Антонов К.В., Гуфранов Р.А. Состояние и перспективы развития минерально-сырьевой базы Республики Башкортостан / Геология, полезные ископаемые и проблемы экологии Башкортостана/ Мат-лы конф. «Первые Тимергазинские чтения». Уфа: Тау, 2004. - С. 27 – 44.
16. Ширяева Н.Г., Васильева З.А., Файзуллин М.Х. Инструментальные методы исследования микроэлементного состава пластовых вод нефтяных месторождений Западной Сибири // Сб.: Молодые учёные - нефтяной науке Башкортостана. Уфа: Башнипинефть, 2003. С. 32-46.

### Опыт добычи нефти заводнением: достижения и геоэкологические проблемы

Г.Х. Габитов (ОАО АНК «Башнефть»), С.К. Мустафин (Башкирский госуниверситет),  
К.В. Антонов (Министерство природных ресурсов Республики Башкортостан)

Заводнение сегодня широко используется как вторичный метод добычи нефти. Начало эффективной реализации заводнения положено в США при добыче УВ из терригенных коллекторов месторождений Аллегани (1920 г.), Брэдфорд (1921 г.) [10].

Успех метода определяют знания о состоянии подземных вод объекта разработки [8].

В отечественной практике нефтедобычи заводнение впервые было использовано в Республике Башкортостан (РБ) при разработке пластов ДП и ДИ, приуроченного к Южно-Татарскому своду, Туймазинского месторождения – одного из крупнейших объектов нефтедобычи Волго-Уральской нефтегазодобывающей провинции. ОАО АНК «Башнефть» имеет богатый опыт эффективного использования заводнения. Закачка воды динамично росла с 0,2 млн. м<sup>3</sup> в 1948 г. при добыче 3,77 млн. т нефти до своего максимального значения – 301 млн. м<sup>3</sup> обеспечившего в 1988 г. добычу 30,51 млн. т нефти (табл.1).

Таблица 1

Динамика изменения показателей разработки месторождений нефти Республики Башкортостан с использованием заводнения (по материалам [1])

Год	Добыча, млн. т		Действующий фонд скважин, ед.		Закачка воды, млн. м <sup>3</sup>	Обводнённость, % вес.
	нефти	жидкости	добывающих	нагнетательных		
1932	0,004	0,004	4	-	-	-
1936	0,97	0,97	97	-	-	-
1942	1,02	1,02	481	-	-	-
1943	0,78	0,79	495	-	-	1,1
1944	0,84	1,04	500	-	-	20,0
1946	2,23	2,46	547	-	-	9,6
1948	3,77	4,11	688	13	0,2	8,1
1952	8,70	9,14	1118	70	11,9	4,8
1956	18,17	19,56	1828	190	28,6	7,1
1960	28,77	32,71	2808	227	44,3	12,1
1964	41,32	57,65	4364	382	76,0	28,3
1966	46,39	79,91	5383	656	96,9	42,0
1967	47,85	91,35	5946	812	115,9	47,6
1968	46,75	102,59	6447	950	127,8	54,4
1972	40,11	119,81	8836	1370	136,0	66,5
1976	40,16	159,95	11092	1796	157,5	74,9
1980	39,87	233,46	13516	2309	217,6	82,7
1984	35,11	282,68	15670	2873	254,2	87,6
1988	30,51	330,92	18554	3683	301,2	90,8
1992	23,78	289,44	18479	3615	258,4	91,8
1994	18,81	234,46	16473	3271	203,2	92,0
1995	17,74	208,16	15602	3076	180,7	91,5

Пик нефтедобычи 47,85 млн. т достигнутый в 1967 году обеспечивался закачкой 115,9 млн. т воды [1].