

ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ И ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ЗАЛЕГАНИЯ КОЛЛЕКТОРОВ, ФЛЮИДОВ НИЖНЕ-СРЕДНЕКАМЕННО- УГОЛЬНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРА БАШКОРТОСТАНА

GEOLOGICAL-AND-PHYSICAL CHARACTERISTICS AND
HYDROGEOLOGICAL MODES OF OCCURRENCE FOR RESERVOIRS,
LOWER-MID-CARBONIFEROUS DEPOSIT FLUIDS
IN THE NORTH OF BASHKORTOSTAN

Аюпова Е.Н., Эрман И.И.,
Габидуллин А.Ф., Сиднев А.В.

ФГБОУ ВПО «Уфимский
государственный нефтяной
технический университет»,
г. Уфа, Российская Федерация

E.N. Ayupova, I.I. Erman,
A.F. Gabidullin, A.V. Sidnev

FSBEI of HPE Ufa State Petroleum
Technological University,
Ufa, the Russian Federation

В статье рассматриваются физические особенности карбонатных коллекторов нижнего и среднего карбона, физико-химический состав пластовых вод и нефти. Отчетливо видна их взаимозависимость. Зона структур Верхне-камской впадины и Башкирского свода рекомендуется к дальнейшему геологическому изучению и поиска слабо выраженных элементов в разрезе. Закономерности изменения свойств нефтей в зависимости от глубины залегания и возраста объектов, их содержащих. Нефти турнейского пласта по сравнению с верейскими более тяжелые, в них меньше светлых фракций, они более вязкие. С возрастанием глубины уменьшается газосодержание и объемный коэффициент нефти, а из-за увеличения содержания азота в попутном (растворенном) газе, увеличивается давление насыщения. Также на данном месторождении рассматриваются пластовые воды, которые являются высокоминерализованными рассолами хлор-кальциевого типа (Cl-Ca⁺) с промышленным содержанием йода и брома (J-Br) и очень низким содержанием гидрокарбонатов и сульфатов (HCO³⁺+ SO₄²⁻).

The article considers physical characteristics of lower and mid carboniferous carbonate reservoirs, formation water and oil physicochemical composition. Their interdependence is quite obvious. The Upper-Kama (Verkhnekamskaya) depression and the Bashkir anticline structure zone is recommended for further exploration and search of slightly expressed elements in the section. Oil property change patterns depending on occurrence depth and age of oil bearing objects. Tourmaian formation oils are heavier in comparison with Vereiskian oils. They contain less light fractions and they are more viscous. With depth growing, gas-oil ratio and oil formation volume factor decrease, and due to nitrogen content in associated (dissolved) gas, bubble point pressure increases. Also in this field formation waters are considered which are highly mineralized brines of calcium chloride type (Cl-Ca⁺) with iodine and bromine (J-Br) commercial content and very low content of hydrocarbonates and sulphates (HCO³⁺+ SO₄²⁻).

Ключевые слова: карбонатные коллекторы, пластовые воды, флюиды, гидро - стратиграфические толщи, потенциал, месторождение, минералогический состав.

Key words: carbonate reservoir, formation water, fluids, hydro stratigraphic thickness, the potential, oil field, mineralogical composition.

Актуальность. Поддержание добычи на высоком уровне, а также дальнейшее развитие сырьевой базы в центральной части старейшего нефтедобывающего района – Волго-Уральской нефтегазоносной провинции и в XXI веке остается актуальным. За более чем семидесятилетнюю историю освоения территорий Башкирии, Татарстана и Удмуртии эффективность поисковых работ на данный момент существенно снизилась. В связи с этим, вновь возникла необходимость более детального изучения продуктивных и других отложений девона и карбона с целью уточнения закономерностей размещения малоразмерных локальных структур и пропущенных залежей нефти в антиклинальных ловушках и других формах.

Работа ведется в рамках Государственной научно-технической программы республики Башкортостан «Рациональное использование природных ресурсов и модернизация нефтегазовых технологий» с 2010 года. За время летней практики (2012 г.), авторы побывали на нескольких действующих объектах нефтедобычи в Башкирии и Удмуртии, а также посмотрели ряд технической документации, в том числе и по Мишкинскому месторождению в НГДУ «Удмурт нефть» и «Арланнефть».

Мишкинская зона поднятий расположена в южной части Верхне-Камской впадины (Удмуртия). В ее пределах наблюдается довольно сложное строение отдельных пачек осадочных пород. С угловым и стратиграфическим несогласием на отложениях рифейского и вендского комплексов залегают группа пород девонской системы, а выше прослеживается зона с резко увеличенными терригенными отложениями нижнего карбона. По тектонической схеме принятой в Удмуртии, во впадине прослеживаются валы северо-западного простирания (Июльский, Киенгопский, Зурийский, Дебёсский и др.).

Мишкинское месторождение нефти приурочено к юго-восточной части Киенгопского вала, представляющего собой крупную структуру, осложненную рядом брахиантиклинальных складок низшего порядка. По геофизическим материалам строение фундамента блоковое, обусловленное развитием сбросо-сдвиговых разрывных нарушений северо-восточного и северо-западного простираний. Месторождение расположено в наиболее погруженной части Верхне-Камской впадины, где глубина поверхности кристаллического фундамента достигает 5500-6000 метров.

На месторождении нефтеносными являются карбонатные пласты В-II, В-IIIа, В-IIIб верейского горизонта, А4-0 – А4-6 башкирского яруса среднего карбона, терригенные пласты С-II – С-VII визейского яруса, карбонатные пласты Ст-III, Ст-IV турнейского яруса верхнего девона. Нефтеносность отложений установлена по керну, геохимическим и промыслово-геофизическим данным, результатам опробования поисково-разведочных скважин в процессе бурения и в колонне. Сегодня на месторождении выделяются 4 объекта эксплуатации (турнейский, визейский, башкирский и верейский) (таблица 1). Основные же промышленные скопления нефти приурочены к пласту В-II башкирского яруса. Они составляют 40% от начальных извлекаемых запасов.

Таблица 1. Характеристика продуктивных коллекторов (по материалам НГДУ «Ижевск нефть»)

параметры	Верейский	Башкирский	Визейский	Турнейский
Средняя глубина залегания кровли, м	1170	1225	1425	1490
Тип коллектора	карбонатный	карбонатный	карбонатный	терригенный
Площадь нефтегазоносности, тыс. м ²	164169	97065	38031	31594
Средняя общая толщина, м	10,98	31,36	24,19	39,89
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	3,83	5,37	7,16	11,55
Коэффициент пористости, доли	0,17	0,15	0,19	0,14
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	0,82	0,705	0,783	0,88

Продуктивные пласты верейского горизонта литологически представлены раковинно-известня-

ковыми песчаниками, органогенно-диетритовыми и тонко-мелкозернистыми известняками.

Башкирский ярус сложен известняками серыми и темно-серыми, пористыми и плотными, прослоями глинистыми с включениями кремния, примазками глин по многочисленным трещинам, иногда с прослойками зеленовато-серого аргиллита. Встречаются стилолитовые швы, выполненные глинистым материалом. Продуктивными являются известняки органогенные, раковинно-известняковые песчаники, известняки органогенно-детритовые.

Терригенные отложения визейского яруса представлены переслаиванием алевролитов, аргилитов и песчаников с подчиненными прослоями доломитов. Коллекторы тульских продуктивных пластов преимущественно алевролитовые, алевропесчаниковые, реже песчаниковые. Бобриковский горизонт сложен кварцевыми мелкозернистыми и разномелкозернистыми песчаниками и алевролитами.

Турнейский ярус включает черепетский и малевско-упинский горизонты. Это серые, в большей степени, глинистые известняки и черные, темно-серые аргиллиты. Малевско-упинский горизонт - известняки светло-серые, скрыто и мелко кристаллические, мелкокавернозно-пористые, иногда трещиноватые.

Общая мощность нефтенасыщенных пород достигает 300м. Подстилают разрез плотные мелкокристаллические известняки, раковинно-известняковые песчаники, пелитоморфные органогенные известняки, доломиты и алевролиты фаменского яруса верхнего девона [1].

По результатам анализа глубинных проб нефти установлено, что нефти нижних и среднекаменноугольных отложений характеризуются по принятой классификации как средние по плотности (0,870-0,880 г/см³) и с повышенной вязкостью (10-16 мПа·с).

Газ, растворенный в нефти продуктивных отложений среднего и нижнего карбона, изучен при сепарации глубинных проб. Средние значения основных параметров газа свидетельствует о том, что газ верейских и башкирских залежей по своему составу является углеводородно-азотным (содержание азота <50%), визейских-азотно-углеводородным (содержание азота > 50%) и турнейских-азотным (содержание азота >80%).

Характеристика свойств флюидов, насыщающих продуктивные пласты месторождения, изучена по данным исследований глубинных и поверхностных проб, выполненных в разные годы в лабораториях ОАО «Удмуртгеология» и института «УдмуртНИПИнефть».

Из анализа значений основных параметров, определенных по результатам анализа глубинных проб нефти (таблица 2), можно сделать вывод о закономерности изменения свойств нефтей в зависимо-

Таблица 2. Свойства пластовой нефти по Мишкинскому месторождению (материалы «УдмуртНИПИнефть»)

Наименование параметра	Численные значения	
	Диапазон значений	Принятые значения
1	2	3
Верейские отложения		
Пластовое давление, МПа	11-13	11,8
Пластовая температура,	20-27	24
Давление насыщения, Мпа	7,49-7,99	7,81
Газосодержание, м ³ /т	17,49-20,07	19,94
Плотности в пластовых условиях, кг/м ³	878,3-882,8	879,3
Вязкость в пластовых условиях, мПа·с	16,02-18,35	16,6
Коэффициент объемной упругости, 1/Мпа·10 ⁻⁴	1,04-1,045	1,04
Плотность дегазированной нефти, кг/м ³ , при 20	880,4-918,8	892,1
Башкирские отложения		
Пластовое давление, МПа	8,4-12,6	11,5
Пластовая температура,	22-29	25
Давление насыщения, Мпа	4,6-10,7	7,11
Газосодержание, м ³ /т	10,8-24,76	15,85
Плотности в пластовых условиях, кг/м ³	854-895	880,6
Вязкость в пластовых условиях, мПа·с	10,19-28,73	17,36
Коэффициент объемной упругости, 1/Мпа·10 ⁻⁴	1,02-1,07	1,03
Плотность дегазированной нефти, кг/м ³ , при 20	869,5-922,1	891,7
Визейские отложения		
Пластовое давление, МПа	12,5-14,7	13,76
Пластовая температура,	28-31	30,1
Давление насыщения, Мпа	5,1	8,37
Газосодержание, м ³ /т	8,6-15,2	12,5
Плотности в пластовых условиях, кг/м ³	884-900,1	893,2
Вязкость в пластовых условиях, мПа·с	18,5-34,2	25,77
Коэффициент объемной упругости, 1/Мпа·10 ⁻⁴	1,02-1,05	1,03
Плотность дегазированной нефти, кг/м ³ , при 20	878,7-922,4	904,8
Пласт Ст-IV		
Пластовое давление, МПа	13,3-16,8	15,41
Пластовая температура,	28-31	29,8
Давление насыщения, Мпа	5,10-9,85	8,27
Газосодержание, м ³ /т	3,3-7,1	6,39
Плотности в пластовых условиях, кг/м ³	894,2-929,2	916,6
Вязкость в пластовых условиях, мПа·с	27,5-77,4	65,4
Коэффициент объемной упругости, 1/Мпа·10 ⁻⁴	1,01-1,02	1,01
Плотность дегазированной нефти, кг/м ³ , при 20	897,8-936,2	920,9

сти от глубины залегания и возраста объектов их содержащих. Так, нефти турнейского пласта по сравнению с верейскими более тяжелые, в них меньше светлых фракций, они более вязкие. С возрастанием глубины уменьшается газосодержание и объемный коэффициент нефти, а из-за увеличения содержания азота в попутном (растворенном) газе, увеличивается давление насыщения.

Нефти верейских отложений характеризуются по принятой классификации как «средние» по плотности и с повышенной вязкостью. Сравнение физико-химических свойств нефти показывает, что ее плотность в пластовых условиях по пласту В-II (0,878 г/см³) выше, чем по пласту В-IIa

(0,833 г/см³). Это связано с её более низким газосодержанием (17,49 м³/т). Диапазон изменения физических свойств нефти по пластам месторождения невелик, что позволяет отметить их однотипность.

По месторождению в отложениях среднего карбона не наблюдается хорошо выраженной зависимости изменения параметров пластовой нефти с глубиной залегания и по площади.

Попутный газ Мишкинского месторождения содержит большое количество инертных, негорючих составляющих, поэтому они утилизируются в атмосферу с помощью факелов. Результаты анализа проб пластовой воды приведены в таблице 3.

Таблица 3. Характеристика пластовой воды по месторождению

Показатель		Отложения (возраст)			
		Верей	Башкир	Визей	Турней
Плотность при 20, кг/м ³		1,17	1,17	1,17	1,17
	г/л	254,5	256,6	254,3	251,2
Минерализация	Мг-экв/л	8981	8988	8892	9792
Концентрации ионов, мг-экв/л	HCO ³⁻	3	1	0,1	1
	CL ⁻	4478	4481	4439	4383
	SO ₄ ²⁻	9	12	7	11
	Ca ²⁺	855	743	780	793
	Mg ²⁺	431	371	308	332
Отношение по Сулину	(K ⁺ -Na ⁺)/Cl ⁻	0,71	0,75	0,76	0,75
	Na ⁺ -K ⁺ / SO ₄ ²⁻	-135,68	-91,49	-146,71	-97,56
	CL ⁻ (K ⁺ -Na ⁺)/ Mg ²⁺	3,07	2,99	3,60	3,45
	Ca ²⁺ / Mg ²⁺	2,1	2,02	2,63	2,49
	SO ₄ ²⁻ / CL ⁻	0,21	0,27	0,16	0,26
Микроэлементы, мг/л	Бром(Br)	663	614	616	569
	Йод(I)	13	12	11	12
	Бор(B ₂ O ₃)	89	109	131	180

В заключение отметим, что добываемая продукция является высокообводненной (90% против 87% проектной). Состав пластовых вод показывает, что воды исследованных гидростратиграфических подразделений являются высокоминерализованными рассолами хлор-кальциевого типа с промышленным содержанием йода и брома (плотностью 1,17 г/см³) и очень низким содержанием гидрокарбонатов и сульфатов. Замеры концентрации водородных ионов рН-единичные, значения их близки к нейтральным и сдвинуты в сторону кислой среды. Текущий отбор жидкости превышает проектную на 20%. Ускоренная компенсация отборов закачкой воды может вызвать нежелательные последствия в экологии среды [2,3].

Выводы

Мишкинская зона на юге Верхне-Камской впадины характеризуется сложным строением фунда-

мента, обусловленным развитием сбрососдвиговых разрывных нарушений северо-восточного и северо-западного простираний;

Нефти рассматриваются как средние по плотности (0,870-0,880 г/см³) и с повышенной вязкостью (10-16 мПа с);

Пластовые воды являются высокоминерализованными рассолами хлор-кальциевого типа (-Cl-Ca⁺) с промышленным содержанием йода и брома (J-Br) и очень низким содержанием гидрокарбонатов и сульфатов (HCO³⁺+ SO₄²⁻);

В условиях ускоренной разработки Мишкинского месторождения необходимо продолжить геологические исследования нефтегазоносности карбонатных пород нижнего и среднего карбона в зоне сочленения Верхне-камской впадины и Башкирского свода. Потенциал территорий далеко не изучен и перспективен.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Авторский надзор за разработкой Мишкинского месторождения нефти. Ижевск: Ижевский нефтяной науч. центр, 2004. 293с.
2. Классификация залежей высоковязких нефтей Пермского Приуралья / Андреев В.Е.[и др.] //Разработка и совершенствование методов увеличения нефтеотдачи трудноизвлекаемых запасов.

Проблемы и решения. Уфа: изд-во «Реактив», вып. II. С. 53-56.

3. Чжан Х., Сиднев А.В. Сравнительный анализ разработки залежей турнейской нефти с повышенной вязкостью на примере месторождений Республики Башкортостан // Геологическая служба и горное дело Башкортостана на рубеже веков: материалы республ. науч.-практ. конф. (Уфа, 13-14 окт. 2000 г.). Уфа: Тат, 2000. С.446-448.

REFERENCES

1. Avtorskii nadzor za razrabotkoi Mishkinskogo mestorozhdeniya nefi. Izhevsk: Izhevskii neftyanoi nauch. centr, 2004. 293s. [in russian].
2. Klassifikaciya zalezhei vysokovyazkikh neftei Permskogo Priural'ya / Andreev V.E.[i dr.] //Razrabotka i sovershenstvovanie metodov uvelicheniya nefteotdachi trudnoizvlekaemyh zapasov. Problemy i resheniya. Ufa: izd-vo «Reaktiv», vyp. II. S. 53-56. [in russian].

3. Chzhan H., Sidnev A.V. Sravnitel'nyi analiz razrabotki zalezhei turneiskoi nefii s povyshennoi vyazkost'yu na primere mestorozhdenii Respubliki Bashkortostan // Geologicheskaya sluzhba i gornoe delo Bashkortostana na rubezhe vekov: materialy respubl. nauch.-prakt. konf. (Ufa, 13-14 okt. 2000 g.). Ufa: Tau, 2000. S.446-448. [in russian].

Аюпова Е.Н., преподаватель кафедры «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений» ФГБОУ ВПО УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация
E.N. Ayupova, Teacher of the Chair «Geology and Oil and Gas Field Exploration»,

FSBEI of HPE Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, the Russian Federation

Эрман И.И., студент гр. БГЛ-11, ФГБОУ ВПО УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

I.I. Erman, Student of БГЛ-11 group, FSBEI of HPE Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, the Russian Federation

Габидуллин А.Ф., аспирант кафедры «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений» ФГБОУ ВПО УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

A.F. Gabidullin, Post-Graduate Student of the Chair «Geology and Oil and Gas Field

Exploration», FSBEI of HPE Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, the Russian Federation

Сиднев А.В., д-р геол.-минер. наук, профессор кафедры «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений» ФГБОУ ВПО УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

A.V. Sidnev, Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Professor of the Chair «Geology and Oil and Gas Field Exploration», FSBEI of HPE Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, the Russian Federation

e-mail: vezyviana@rambler.ru