

НЕФТЕНОСНОСТЬ ПЕРМСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ В СЕВЕРНОЙ ЧАСТИ ОРЕНБУРГСКОЙ ОБЛАСТИ

В работе охарактеризована нефтеносность пермских отложений северной части Оренбургской области по результатам изучения описаний керна структурных скважин. Представлено распределение слоев пермской системы по интенсивности и равномерности насыщения их нефтью, а также литологии коллекторов.

Ключевые слова: нефтеносность, пермская система, продуктивный пласт, керн, структурная скважина.

В Татарском геологоразведочном управлении ОАО «Татнефть» на протяжении длительного времени успешно ведутся работы по изучению особенностей геологического строения пермских отложений и их нефтеносности не только в пределах Республики Татарстан, но и на территории сопредельных административных субъектов Российской Федерации, в частности, северной части Оренбургской области.

В тектоническом отношении рассматриваемая территория расположена на южном склоне Южно-Татарского свода (ЮТС). Вдоль его периферии, на находящемся на границе между ЮТС и Бузулукской впадиной Большекинельском валу известны промышленные залежи нефти пермской системы. В Башкортостане получен промышленный приток нефти из нижнепермских отложений Бахтинской локальной структуры Самарской области Тарказино-Чегодаевской площади, примыкающей к Аркаевскому лицензионному участку ОАО «Татнефть» с юго-востока. Севернее, в Татарстане выявлено Николашкинское месторождение и 11 перспективных нефтескоплений в сакмаро-артинском комплексе. Непосредственно на рассматриваемой территории установлено большое количество нефтепроявлений в кернах структурных скважин, отобранном из пермских отложений (Рис. 1). Учитывая вышеизложенное, в северной части Оренбургской области возможно выявление в пермском комплексе новых промышленно значимых залежей нефти. Это относится также к Аркаевскому и Абдулинскому лицензионным участкам недр ОАО «Татнефть», расположенных в пределах района исследований и входящих в состав Татарской нефтегазоносной области, характеризующейся нефтеносностью девонской, каменноугольной и пермской систем.

Немаловажен тот факт, что в отличие от РТ в пределах рассматриваемой территории специализированных работ на пермские УВ не проводилось, отбор керна при структурном бурении из перми отбирался в небольшом количестве, в основном для отбивки опорных горизонтов. Также ранее не оценивались перспективы на пермские УВ в крупномасштабном плане.

В районе исследований коллекторские свойства пермских пород относительно низкие. Однако при структурном бурении отмечены многочисленные случаи пропитки их нефтью, в том числе интенсивной и равномерной. Нефтепроявления встречены при бурении 51 структур-

ной скважины во всех ярусах пермской системы, кроме татарского.

В таблице 1 представлено распределение слоев пермской системы по интенсивности и равномерности насыщения их нефтью.

Вмещающие нефть горные породы представлены в основном доломитом (94 слоя или 76%), а также известняком (23 слоя или 19%) и песчаником (6 слоев или 5%). Карбонатный тип коллектора характерен для сакмарского, артинского и кунгурского ярусов, терригенный – для уфимского яруса.

Значения мощности нефтенасыщенных слоев (в скобках указаны скважины с максимальными значениями мощности) составляют:

- сакмарский ярус – 0,30-25,0 м (скв. 39 Покровской площади), среднее 7,6 м;
- артинский ярус – 0,50-10,0 м (скв. 4 Покровской площади), среднее 4,2 м;
- кунгурский ярус – 0,60-17,0 м (скв. 29 Покровской площади), среднее 6,3 м;
- уфимский ярус – 0,17-16,6 м (скв. 214 Сулинской площади), среднее 6,5 м.

В нижнеказанском подъярусе установлены два нефтенасыщенных прослоя мощностью по 0,15 м каждый.

В ассельском ярусе непосредственно в пределах района исследований признаков нефтеносности не установлено. Возможно, причиной этому является то, что многие структурные скважины здесь не добурены до асселя в связи с его глубоким залеганием. В тех же редких случаях, когда ярус вскрывался, процент выноса керна из него был довольно низким. Ближайшие к району работ зоны нефтенакопления в ассельских отложениях приурочены к Байтуганскому и Бавлинско-Туймазинскому валам.

Нефтеносность сакмарских отложений установлена почти во всех скважинах, пробуренных с отбором керна. Нефтепроявления связаны в основном с пластом-коллектором P_v , залегающим в верхней части сакмарского яруса. В северо-западной части территории данный пласт теряет свое значение в связи с сильной засульфаченностью карбонатных пород и выклиниванием покрывки. Пласт P_v представлен в основном доломитами, реже известняками светло-серыми, зеленовато-светло-серыми, коричневатого-серыми, мелко-кристаллическими, пористыми, трещиноватыми, нефтеносными. Мощность умеренно и интенсивно насыщенных нефтью слоев изменя-

ется от 3 до 14 м, чаще – от 7 до 9 м. В ряде скважин, в основном на востоке района работ, толщина нефтенасыщенных интервалов увеличивается до 25 (скв. 35)–30 (скв. 36) м. Из скв. 187 получен слабый приток нефти.

В центральной части района работ отдельными скважинами пройдены слои органогенно-обломочных карбонатных пород, приуроченные к верхней части сакмарского яруса. Так, при бурении скв. 26 встречен слой известняка пористого, органогенно-обломочного, интенсивно пропитанного нефтью, мощностью 4 м.

Покрышкой для продуктивного пласта P_V служит пласт кристаллического ангидрита артинского яруса. Мощность его в основном 4–8 м, в юго-восточной части территории достигает 25 м (скв. 1). В крайней западной части района работ данная покрышка, как и весь артинский ярус, отсутствует.

Продуктивный пласт P_{VI} приурочен к тастубскому горизонту сакмарского яруса. Он распространен в северо-западной части района работ. Пласт представлен доломитом серым, мелкокристаллическим, пористым, трещиноватым. Мощность его в основном 2–5 м. Покрышкой служит пласт кристаллического ангидрита тастубского горизонта. Мощность его достигает 36 м (скв. 436), чаще колеблется от 10 до 12 м.

На рисунках 2–3 графически представлены распределения нефтенасыщенных слоев сакмарского яруса по интенсивности и толщине, а на рис. 4 – распределение интенсивно и умеренно нефтенасыщенных слоев по толщине.

Большинство интенсивно нефтенасыщенных слоев сакмарского яруса сложены доломитом. При этом толщина слоев колеблется в интервале от 1 до 14 м (в среднем 4,6 м). Толщина слоев с интенсивной равномерной нефтенасыщенностью в среднем составляет 2,5 м.

Из 17 слоев с умеренной нефтенасыщенностью тринадцать сложены доломитом, четыре – известняком. Мощность слоев варьирует в пределах от 1,3 до 19 м (в среднем 7,1 м). При этом толщина слоев с умеренной равномерной нефтенасыщенностью изменяется в интервале от 3 до 14 м, в среднем составляя 7,8 м.

Нефтепроявления в артинском ярусе распространены в восточной части территории. Западнее мощность яруса уменьшается вплоть до полного его выклинивания. На большей части территории, в том числе и на Аркаевском лицензионном участке ОАО «Татнефть», артинский ярус

целиком сложен ангидритом. На других площадях района исследований в пласте ангидрита появляется прослой доломита небольшой толщины, который зачастую бывает нефтеносным.

Нефтенасыщенность артинских коллекторов в районе исследований в основном слабая. Лишь в крайней юго-восточной его части появляются пласты с более интенсивной пропиткой нефтью. Здесь в скважинах №№ 1, 2, 3, 4 и 9 Покровской площади отмечена умеренная, реже интенсивная нефтенасыщенность прослоя доломита мощностью от 2 до 7,5 м, заключенного в пласте ангидрита, верхняя часть которого служит покрышкой.

Все слои артинского яруса, насыщенные нефтью, представлены доломитом. Толщина их от 0,5 до 10,0 м (в среднем 4,2 м). При этом мощность слоев с интенсивной и умеренной нефтенасыщенностью изменяется в пределах от 0,5 до 6 м (в среднем 3,7 м) и от 1 до 7 м (в среднем 3,1 м) соответственно.

К нижней части кунгурского яруса приурочен продуктивный пласт P_{III} , представленный доломитом и залегающий в нижней части кунгурского яруса. Наличие нефти в ярусе установлено в 16 скважинах, причем в 14 из них нефтеносными являются и сакмарские отложения. В 6 скважинах, одна из которых пробурена на Аркаевском участке, отмечена умеренная и интенсивная нефтенасыщенность. Наиболее интенсивные нефтепроявления отмечаются в восточной половине территории.

Все слои кунгурского яруса, насыщенные нефтью, представлены доломитом. При этом толщина слоев варьирует в пределах от 0,6 до 17,0 м (в среднем 6,3 м).

Мощность слоев с интенсивной нефтенасыщенностью составляет 2–9 м (в среднем 5,7 м), а умеренной нефтенасыщенностью – 0,6–5 м (в среднем 2,5 м).

Равномерно насыщенные нефтью слои уфимского яруса выявлены в пределах отдельных площадей Бавлинско-Туймазинского вала, где мощности этих слоев от 5,5 (скв. 73) до 8,0 м (скв. 386), и Жмакинской структурной зоны, где мощность нефтеносных слоев достигает 6,9 м (скв. 285). Южнее нефтеносность уфимского яруса в районе работ установлена в одной скважине (№ 214 Сулинской площади), хотя на крайнем юге (Большекинельский вал) и северо-западнее (западный и юго-западный склоны Южно-Татарского свода) этого района известны промышленные залежи углеводородов, а в самом районе распространен

Ярус \ Количество слоев, шт	сакмарский	артинский	кунгурский	уфимский	казанский	пермские отложения в целом
с интенсивной пропиткой (равном./неравном.)	14 (9/5)	5 (2/3)	4 (3/1)	1 (-/1)	-	24 (14/10)
с умеренной пропиткой (равном./неравном.)	17 (7/10)	5 (3/2)	3 (2/1)	2 (-/2)	-	27 (12/16)
со слабой пропиткой	42 (10/32)	11 (-/11)	11 (-/11)	3 (-/3)	2 (-/2)	69
со следами УВ	1	1	-	-	-	2
с запахом нефти	-	-	1	-	-	1
всего	74	22	19	6	2	123

Табл. 1. Распределение слоев пермской системы по интенсивности и равномерности насыщения нефтью.

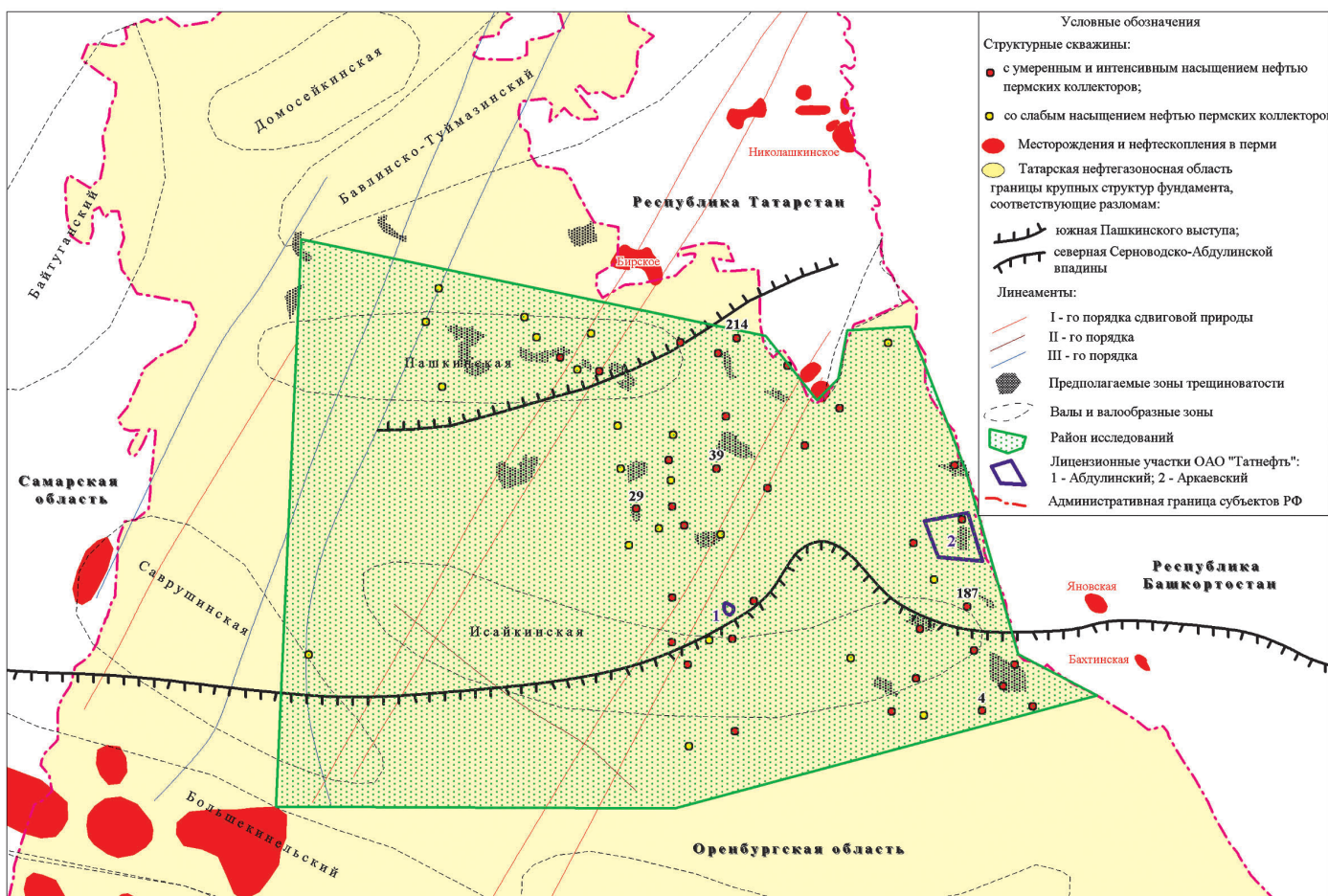


Рис. 1 Карта нефтеносности пермских отложений в северной части Оренбургской области.

продуктивный пласт U_1 .

В скв. 214 Сулинской площади основной нефтеносный пласт расположен в прикровельной части шешминского горизонта, под плотными известковистыми «лингюловыми глинами» нижнеказанского подъяруса. Пласт представлен песчаником серым, зеленовато-серым, тонкозернистым, известково-глинистым, плотным, крепким, прослоями средней крепости, слюдястым. Мощность пласта – 15,5м. Нефтенасыщенность песчаников в основном слабая неравномерная, в нижней части пласта встречены прослой черного песчаника, интенсивно пропитанного нефтью, общая мощность которых составляет 3 м.

Небольшое число зафиксированных нефтепроявлений

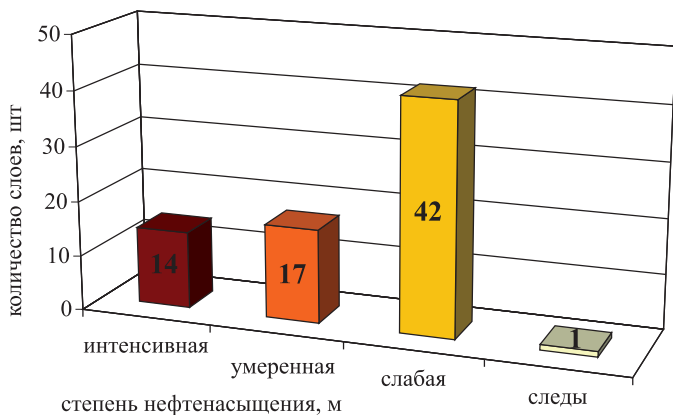


Рис. 2. Распределение слоев сакмарского яруса по степени нефтенасыщенности.

в уфимском ярусе объясняется следующим. Во-первых, из яруса керн отбирался лишь в нескольких скважинах. Во-вторых, по аналогии с седиментационными нефтеносными структурами шешминского горизонта Татарстана, ловушки в районе работ относительно небольших размеров, сгруппированы в линейно вытянутые гряды, следовательно выявление их требует более плотной и специфической сети скважин (Рис. 5).

Нефтепроявления в калиновской свите нижнеказанского подъяруса встречены в районе работ лишь в одной скважине (№ 214 Сулинской площади). Представлены они двумя слабо нефтебитумонасыщенными слоями мощностью по 0,15 м. Калиновская свита представлена преиму-

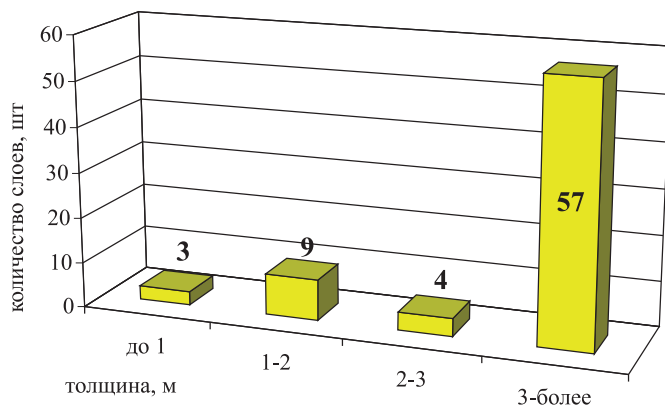


Рис. 3. Распределение нефтенасыщенных слоев сакмарского яруса по толщине.

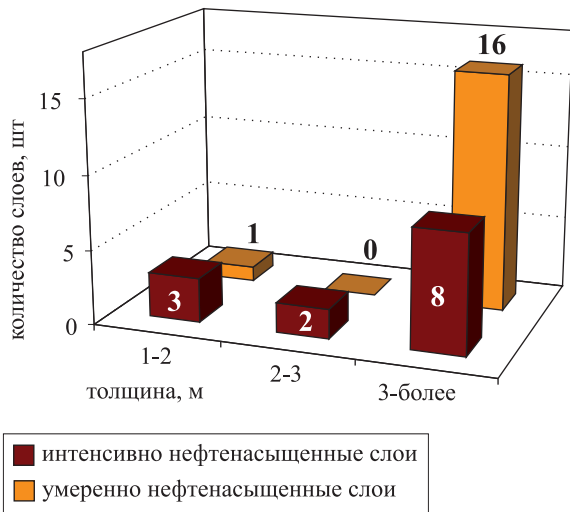


Рис. 4. Распределение интенсивно и умеренно нефтенасыщенных слоев сакмарского яруса по толщине.

щественно глинистыми породами, выдержанные пласты-коллекторы в ней отсутствуют.

Итак, керн из пермских отложений при проведении структурного бурения в пределах района исследований отбирался в сравнительно небольшом объеме, поэтому получить полное представление о нефтеносности рассматриваемого комплекса весьма затруднительно. Однако и с учетом имеющегося фактического материала можно сде-

лать ряд выводов.

1. В районе исследований распространен нижнепермский нефтеносный комплекс, включающий в себя сакмарский, артинский, кунгурский и уфимский ярусы. Наиболее интенсивные нефтепроявления в юго-восточной части района (южнее Аркаевского участка) приурочены к сакмарскому и артинскому ярусам, на остальной части района – к сакмарскому.

2. Коллекторами нижнепермских отложений в районе работ являются порово-трещинные карбонатные породы, в основном доломиты, и поровые терригенные породы (песчаники уфимского яруса).

3. Большая часть установленных при описании керна 123-х нефтенасыщенных слоев района исследований приурочена к сакмарскому ярусу (60%), меньшая – к артинскому (18%), кунгурскому (15%), уфимскому (5%) и казанскому (2%) ярусам.

4. Наиболее распространенная из форм проявления нефти – неравномерная и равномерная пропитка пород по порам, кавернам и трещинам от слабой до интенсивной.

5. Большинство нефтеносных зон тяготеет к присводовым и сводовым частям локальных структур, осложняющих более крупные тектонические зоны. Также просматривается связь нефтепроявлений с зонами предполагаемой трещиноватости нескольких пермских ярусов. На всех этих участках, где пробурены структурные скважины, отмечается умеренная и интенсивная нефтенасыщенность

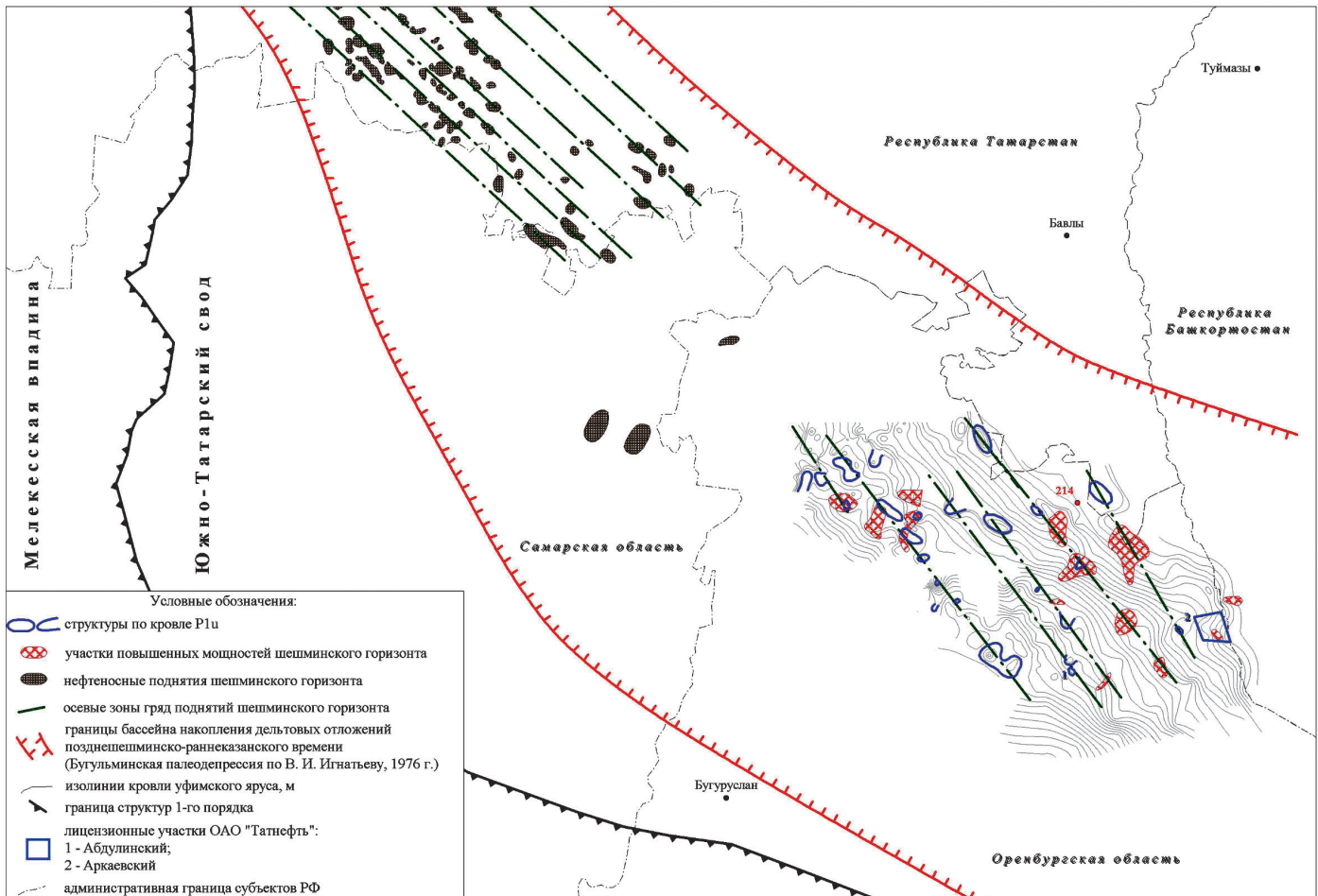


Рис. 5. Перспективы обнаружения шешминских песчаных тел-ловушек седиментационного генезиса в северной части Оренбургской области.

ПЕРСПЕКТИВЫ ПОИСКА И ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ МИНЕРАЛЬНЫХ ВОД В ТЕТЮШСКОМ РАЙОНЕ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

В статье анализируются результаты геолого-гидрогеологических исследований на лечебные минеральные воды в Тетюшском районе Республики Татарстан. Показаны типы минеральных вод и условия их формирования. Проведенные поисковые работы, а также геолого-гидрогеологические условия рассматриваемого района свидетельствуют о том, что перспективы поиска лечебно-столовых, лечебных минеральных и бальнеологических вод достаточно высокие.

Ключевые слова: геолого-гидрогеологические условия, типы лечебных минеральных вод, химический состав, условия формирования подземных вод.

Лечебные минеральные воды (ЛМВ) Республики Татарстан до последнего времени остаются слабоизученными. Между тем географическое положение, экономические, а также геологические и гидрогеологические условия республики дают основание для расширения работ по поиску, разведке и эксплуатации подземных вод в качестве минеральных лечебных с перспективой организации санаторно-курортного строительства. Особенно это касается юго-западных районов.

Наиболее перспективным в этой связи является Тетюшский район Республики Татарстан, который отличается ещё и благоприятной экологической обстановкой и исключительным лесопарковым ландшафтом. Исследования,

проведенные в этом районе, показывают, что здесь сложились благоприятные условия для формирования нескольких типов минеральных лечебных вод.

Первые сведения о подземных водах изучаемой территории были получены еще в первой половине XIX века. Так, в 1812 г. в газете «Северная почта» было напечатано подробное сообщение из Казани об обследовании сероводородных ключей в 18 км от г. Тетюши (с. Сюкеево), сходных с Сергиевскими серными водами. Сероводородные воды в районе с. Сюкеево уже в 1830-х годах использовались для лечения. Аналогичная с Сюкеевской вода выходит у д. Долгая Поляна, что в 6 км ниже по Волге. Сюкеевские сероводородные источники достаточно под-

Окончание статьи И.Е. Шаргородского, А.З. Ахметшина «Нефтеносность пермских отложений в северной части Оренбургской области»

коллекторов (Рис. 1). Это связано, очевидно, с благоприятными условиями миграции углеводородов из более глубоких горизонтов.

6. Качество нефти в районе исследований определено по одной пробе из сакмарских отложений (скв. 187, Абдулинская площадь). Нефть тяжелая (плотность – 0,9068 г/см³), с высоким содержанием серы (2,56%).

По пробе из скв. 1 Тарказинско-Чегодаевской площади (Башкортостан), находящейся в 18 км юго-восточнее Аркаевского участка, определены параметры кунгурской нефти: плотность – 0,8835 г/см³, динамическая вязкость – 13,64 мПа·с, серы – 3,26%. Пермская нефть этой площади характеризуется кондиционным содержанием ванадия.

Подытоживая, можно сказать, что северная часть Оренбургской области представляет интерес для дальнейших исследований особенностей геологического строения и нефтеносности нижнепермских отложений.

I.E. Shargorodskiy, A.Z. Akhmetshin. Oil bearing of Permian Sediments in the Northern Part of Orenburg Region
Oil bearing of Permian deposits of the northern part of

Orenburg region on the results of the core study of structural wells are characterized. Distribution of the Permian system layers on the intensity and uniformity of oil saturation, as well as reservoir lithology are described in this work.

Keywords: oil bearing, Permian system, reservoir, core, structural well.

Игорь Ефимович Шаргородский

Канд. геол.-мин. наук, ведущий геолог Информационно-аналитического центра. Научные интересы: геология и нефтеносность пермских отложений, тяжелая сверхвязкая нефть, геология твердых полезных ископаемых.

Артур Зуфарович Ахметшин

Геолог 2 категории Информационно-аналитического центра. Научные интересы: геология и нефтеносность пермских отложений, тяжелая сверхвязкая нефть.

Татарское геологоразведочное управление ОАО «Татнефть»

420111, г. Казань, ул. Чернышевского, 23/25.

Тел.: +7 (843) 292-55-53.