

5. **Попков В. И.** Нетрадиционные нефтегазоносные объекты / В. И. Попков, А. О. Серебряков. – Астрахань : Изд. дом «Астраханский университет», 2009. – С. 183.
6. **Рихтер Я. А.** Очерки региональной геодинамики Прикаспийской впадины и ее обрамления / Я. А. Рихтер. – Саратов, 2003. – С. 86.
7. **Свиточ А. А.** Плейстоцен Маныча / А. А. Свиточ, Г. А. Янина [и др.]. – М. : Изд-во МГУ, 2010. – С. 136.
8. **Свиточ А. А.** Четвертичные отложения побережья Каспийского моря / А. А. Свиточ, Г. А. Янина. – М. : Изд-во МГУ, 1997. – С. 268.
9. **Серебрякова О. А.** Формирование скоплений углеводородов в донных породах морских акваторий / О. А. Серебрякова // Известия Отдела наук о Земле и природных ресурсов Республики Башкортостан. – 2010. – № 1. – С. 58–62.
10. Хаин В. Е. Региональная геотектоника. Альпийский средиземноморский пояс / В. Е. Хаин. – М. : Недра. 1984. – С. 344.
11. **Холодов В. Н.** История развития Среднего Каспия в олигоцен-четвертичное время / В. Н. Холодов // Литология и полезные ископаемые. – 1992. – № 2. – С. 14–28.

## **ДИККИТ В НИЖНЕМЕЗОЗОЙСКИХ ВУЛКАНИТАХ ШАИМСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО РАЙОНА КАК ИНДИКАТОР ТЕКТОНО-ГИДРОТЕРМАЛЬНОЙ АКТИВИЗАЦИИ**

**Д.А. Шелепов, сотрудник**

*Саратовский государственный университет,  
тел.: (8452)50-27-08; e-mail: shelepov@renet.ru*

**А.Д. Коробов, сотрудник**

*Саратовский государственный университет,  
тел.: (8452)51-64-29; e-mail: Korob@info.sgu.ru*

Рецензент: Серебряков А.О.

Проведены литологические исследования нижнемезозойских вулканитов (туринская серия) Шаимского нефтегазоносного района.

Lithological studies of low mesozooy volcanics (Turin series) of Shaimsky oil and gas area have been done.

*Ключевые слова:* диккит, нижнемезозойские вулканиты, тектоно-гидротермальная активизация.

*Key words:* dickite, low mesozooy volcanics, tectonical and hydrothermal activation.

Геологическое строение Западно-Сибирской плиты в связи с проблемами ее нефтегазоносности в последнее время изучается все интенсивнее и широко обсуждается в литературе. Особый интерес при поисках месторождений нефти и газа стали вызывать породы фундамента, а также осадочно-вулканогенные образования так называемого «переходного» (предчехольного) комплекса. Для изверженных пород существенную роль в формировании коллекторов, наряду с тектоническими и гипергенными (образование коры выветривания) факторами, играют гидротермально-метасоматические процессы. Это в полной мере относится к кровельной части доюрского комплекса Шаимского нефтегазоносного района (НГР), где широким распространением пользуются нижне-среднетриасовые базальты, прорываемые риолитовыми экструзивными куполами. Эти контрастные по составу породы, выделен-

ные в туринскую серию, выполняют погребенные палеорифтовые системы и изолированные впадины и несут следы интенсивных вторичных изменений.

Проведенные исследования [5] позволяют утверждать, что коллекторы в породах фундамента и переходного комплекса Шаимского НГР являются совокупным продуктом различных по своей специфике гидротермальных процессов, протекавших на этой территории в раннем – среднем триасе и, предположительно, на границе поздней юры и раннего мела. В раннем-среднем триасе при формировании континентального рифта Западно-Сибирской плиты в изолированных грабенах Шаимского района существовали тафrogenные (рифтогенные) гидротермальные системы. Своим происхождением они были обязаны вулканогенным породам туринской серии, в толще которых зарождались и циркулировали горячие растворы, приводившие к глубокому преобразованию изверженных толщ туринской серии и пород палеозойского фундамента. При этом была сформирована метасоматическая зональность, контролируемая формационно-фациальной принадлежностью преобразуемых вулканитов. В центральных частях экструзивов на глубине развиваются фельдшпатизация, серицитизация и окварцевание, сменяющиеся к поверхности продуктами кислотного выщелачивания (кварц + каолинит). На периферии куполов низкотемпературная пропилитизация вверх по разрезу переходит в гидротермальную аргиллизацию (каолинит, монтмориллонит). Базальты туринской серии, вмещающие кислые экструзивы, в основном аргиллизированы (монтмориллонитизированы), реже пропилитизированы.

Раннемезозойская метасоматическая зональность определила особенности всех, в том числе и связанных с нефтенакплением, наложенных процессов, протекавших в условиях погребенных изолированных впадин.

При образовании рифтогенных осадочных бассейнов и погребенных изолированных грабенов в периоды относительной тектонической стабилизации возникали инфильтрационные системы «доюрский комплекс – породы осадочного чехла», которые порождали оглеение, или глеевый эпигенез. Он проявлялся в перерождении гидротермалитов туринской серии, а также в преобразовании пород фундамента под действием нисходящих кислых восстановительных растворов с возникновением так называемых «кор выветривания» по породам доюрского комплекса. Оглеение выражается в сидеритизации (развит сферосидерит), каолинизации, метагаллуазитизации и обелении кровельной части пород фундамента и переходного комплекса.

Однако в ряде случаев в изверженных кислых породах туринской серии, испытавших гидротермально-метасоматические изменения и глеевый эпигенез, наблюдаются белые и светлоокрашенные прожилки. Состав их отличается от состава вмещающих пород. В частности, на Тальниковом месторождении в скв. 10666 (глуб. – 1774,2–1802,0 м) глинистые минералы слюдисто-кварц-каолинитовой зоны риолитов, испытавших интенсивное обеление под действием глеевого эпигенеза, представлены структурно совершенным каолинитом (52–68 %) и метагаллуазитом (12–15 %). Редко и в небольших количествах присутствует диксит. Секущие их прожилки выполнены, главным образом, структурно совершенным триклинным каолинитом (10–94 %), дикситом (3–45 %), кварцем (10–30 %) и карбонатами (сидеритом, доломитом и др.) – до 10 %. Во многом схожая картина наблюдается в измененных кислых породах скв. 10329 (глуб. 1730,9–1736,5 м) Тальникового месторождения и в преобразованных углисто-мусковит-кварцевых палеозойских сланцах, а также в рвущих их кислых интрузиях туринской серии Толумского месторождения

(скв. 10515, глуб. – 1734,5–1739,0 м). Принципиально важным является то, что испещренные диккит-каолинитовыми прожилками породы либо пропитаны нефтью (скв. 10666, глуб. 1774,0–1796,0 м, Тальниковое месторождение), либо дают нефтепритоки: Тальниковое месторождение, скв. 10329, глуб. – 1735,5–1741,0 м, дебит 66 т/сут.; Толумское месторождение, скв. 10515, глуб. – 1709,0–1724,0 м, дебит – 14 т/сут.; глуб. – 1732,0–1745,0 м, дебит 4,3 – т/сут.

Наблюдения в шлифах свидетельствуют, что битумы зачастую приурочены к полям развития минералов группы каолинита, перекристаллизованного кварца и ассоциируют в прожилках и кавернах с поздними карбонатами (сидеритом, доломитом и др.). Карбонаты и битумы секут (замещают) многие минералы, включая ранний каолинит, глеевый сидерит и залечивают пустоты, трещины, каверны. На основании сказанного и анализа многочисленных литературных материалов нами впервые выделена самостоятельная стадия тектоно-гидротермальной активизации региона на рубеже юры и мела. При этом в погребенных изолированных грабенах Шаимского района появлялись флюидо-динамические системы «изверженные образования туринской серии – породы осадочного чехла».

Рассматриваемые породы кровельной части доюрского комплекса, как правило, интенсивно обелены и зачастую не очень прочны. Как уже отмечалось, у геологов сложилось устойчивое мнение, что такие каолинит-сидеритовые образования являются корой выветривания, а в нашем случае еще и нефтенасыщенной, но специальные исследования И.И. Гинзбурга и И.А. Рукавишниковой (1951), В.П. Петрова (1967) и В.И. Разумовой (1977) показали, что диккит в корах выветривания вообще не отмечается. Диккит весьма характерен для гидротермальных и гидротермально-метасоматических процессов [1, 2, 6].

Единичным находкам диккита и сопутствующему ему структурно совершенному триклинному каолиниту в изверженных породах доюрского комплекса Шаимского района [3, 9] никакого значения не придавалось, но анализ причин появления этих минералов в породах осадочного чехла Среднеширотного Приобья вызвал исключительный интерес. Диккит и каолинит в больших количествах отмечаются, в частности, в нижнеюрских отложениях Талинского месторождения, которые там индексированы как ЮК<sub>10</sub> и ЮК<sub>11</sub> шеркалинской свиты. Эта свита содержит крупнейшие скопления углеводородов. Диккит и каолинит шеркалинской свиты (шеркалинского-тюменского комплекса) изучались В.И. Белкиным и А.К. Бачуриным (1990), Р.А. Абдуллиным (1991), М.Ю. Зубковым с соавторами (1991), Ю.П. Казанским с коллегами (1993), А.Е. Лукиным и О.М. Гариповым (1994) и А.Э. Конторовичем с соавторами (1995). Исследования, в частности, показали, что резкое улучшение фильтрационно-емкостных свойств пород шеркалинской свиты связано с гидротермальной проработкой пласта, где наблюдается диккит-каолинит-кварцевая ассоциация. В результате гидротермальной проработки возникает вторичная пористость и формируется порово-кавернозный коллектор, который может быть отнесен к новому классу вторичных коллекторов гидротермального происхождения [3].

Изучение стадийных соотношений между диккитом и триклинным каолинитом, данные экспериментальных исследований по трансформационным преобразованиям слоистых силикатов при повышенных давлениях и температурах [10] свидетельствуют о том, что именно триклинный упорядоченный каолинит является наиболее устойчивым из минералов данной группы, образуя

вместе с нефтью самую позднюю генерацию во вторичных коллекторах [7]. Диккит, формирование которого по комплексу признаков сопряжено с наиболее высокотемпературными (260–280 °С) для данной флюидно-породной системы гидротермами [3], при последующем охлаждении в значительной мере трансформировался в триклинный каолинит. В ряде случаев процесс этого полиморфного перехода не доходил до конца. На основании сказанного А.Е. Лукин и О.М. Гарипов (1994) считают, что диккит совместно с триклинным высокоупорядоченным каолинитом следует рассматривать как минералогический индикатор нефтеносных вторичных коллекторов.

По характеру вторичных изменений аналогом шеркалинской свиты в Шаимском районе является вогулкинская толща (продуктивный пласт П). И.Н. Ушатинским, П.К. Бабицыным и Ф.П. Киселевой (1973) впервые установлены в поровом цементе верхнеюрских песчаников пласта П совместно присутствующие каолинит, диккит и накрит. Эти минералы хорошо окристаллизованы и, по мнению вышеуказанных авторов, возникали из поровых растворов в гидротермальной обстановке.

Активная тектоническая деятельность на рубеже верхней юры и раннего мела привела к появлению многочисленных дизъюнктивных нарушений, большинство из которых секут как породы фундамента, так и осадочный чехол, исчезая при подходе к отложениям нижнего мела (Денисов, 2002). По их мнению, такие нарушения создают гидродинамическую связь между отдельными продуктивными пластами юрской толщи и породами доюрского основания. А.Э. Конторовичем и его соавторами (1964) получены данные, позволяющие считать, что нефти вогулкинской толщи и низов тюменской свиты образуют единую по физико-химическим характеристикам и углеводородному составу группу. В пределах Даниловского, Северо-Даниловского и Тальникового месторождений сложилась такая геологическая обстановка, при которой разновозрастные пласты – коллекторы – связаны через флюидопроводящие каналы в единые флюидодинамические системы [8]. Таким образом, залежи, открытые в кровельной части доюрского комплекса Шаимского района, заполнены юрской нефтью [3].

Результаты исследований свидетельствуют, что в период позднеюрской-раннемеловой тектоно-гидротермальной активизации Западно-Сибирской плиты в изолированных погребенных грабнях возникали флюидодинамические системы «изверженные образования туринской серии – породы осадочного чехла». В условиях этих систем не только создавались коллекторы и флюидоупоры, но и формировались углеводороды.

#### Библиографический список

1. *Волостных Г. Т.* Аргиллизация и оруденение / Г. Т. Волостных. – М. : Недра, 1972. – 240 с.
2. *Годовиков А. А.* Минералогия / А. А. Годовиков. – М. : Недра, 1975. – 919 с.
3. *Зубков М. Ю.* Литолого-петрографическая база для создания методики определения подсчетных параметров пород-коллекторов доюрского комплекса Шаимского района / М. Ю. Зубков, М. Ф. Печеркин // Особенности геологического строения и разработки месторождений Шаимского нефтегазоносного района. – Урай-Тюмень, 2002. – С. 183–192.
4. *Зубков М. Ю.* Перспективы промышленной нефтегазоносности кровельной части доюрского комплекса Шаимского района / М. Ю. Зубков, В. В. Шелепов, М. Ф. Печеркин, О. Е. Васильев // Пути реализации нефтегазового потенциала Ханты-Мансийского автономного округа : мат-лы II науч.-практич. конф. – Ханты-Мансийск, 1999. – С. 173–185.

5. **Коробов А. Д.** Гидротермально-метасоматические процессы погребенных палеорифтов Западной Сибири и их роль в формировании резервуаров нефти и газа / А. Д. Коробов, Т. Ф. Букина, Д. А. Шелепов // Вестник Томского государственного университета. – 2003. – № 3 (2). – С. 286–288. – (Приложение).
6. **Костов И.** Минералогия / И. Костов. – М. : Мир, 1971. – 584 с.
7. **Лукин А. Е.** Литогенез и нефтеносность юрских терригенных отложений Среднеширотного Приобья / А. Е. Лукин, О. М. Гарипов // Литология и полезные ископаемые. – 1994. – № 5. – С. 65–85.
8. **Москвин В. И.** Генезис нефтей Шаимского нефтегазоносного района / В. И. Москвин, В. П. Данилова, Е. А. Костырева [и др.] // Особенности геологического строения и разработки месторождений Шаимского нефтегазоносного района. – Урай-Тюмень, 2002. – С. 183–192.
9. **Ушатинский И. Н.** О дикките и накрите в отложениях мезозоя Западной Сибири / И. Н. Ушатинский, П. К. Бабицын, Ф. П. Киселева // Доклад АН СССР. – 1973. – Т. 209, № 3. – С. 677–679.
10. **Франк-Каменецкий В. А.** Трансформационные преобразования слоистых силикатов при повышенных P-T параметрах / В. А. Франк-Каменецкий, Н. С. Котов, В. А. Гойло. – Л. : Недра, 1983. – 151 с.

## ЙОДО-БРОМНЫЕ ВОДЫ ОРЕНБУРГСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

**О.М. Севастьянов, заведующий лабораторией гидрогеологии;**  
**Е.Е. Захарова, заместитель заведующего лабораторией гидрогеологии**  
ООО «ВолгоУралНИПИГаз», г. Оренбург,  
тел.: 8 (3532) 73-13-90; e-mail: gidrogeolog@yunipigaz.ru

Рецензия: Мурзагалиев Д.М.

Дана оценка подземных вод Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения как йодо-бромного сырья.

An estimation of Orenburg oil-gas-condensate field's underground waters is given as iodine bromine raw material.

*Ключевые слова:* подземные воды, йод, бром.

*Key words:* underground waters, iodine, bromine.

Для промышленного извлечения йода и брома приняты следующие предельно минимальные концентрации их в воде: йода – 18 мг/л (йодные воды), брома – 250 мг/л (бромные воды), при совместном извлечении йода и брома (йодо-бромные воды) концентрации их должны быть не менее 10 мг/л и 200 мг/л соответственно. Подземные воды с такими и более высокими концентрациями йода и брома на Оренбургском НГКМ развиты в соляных отложениях кунгурского яруса нижней перми, перекрывающих газоконденсатную залежь, и в карбонатных отложениях нижней перми и карбона, подстилающих газоконденсатную залежь.

**Рассолы соленосных отложений кунгурского яруса нижней перми.** В соленосных кунгурских отложениях рассолы развиты в виде нескольких линз. Скважины, вскрывшие рассолы, расположены по площади неравномерно, преимущественно группами на западном, северо-западном, северном, юго-восточном, южном участках месторождения и в районе газоперерабатывающего завода. Рассолы вскрыты на глубинах 425–1301 м от поверхности