

УДК 553.98:[552.3:551.72](470.1)

Щепелина Т.Н.ФГУП «Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт (ВНИГРИ)», Санкт-Петербург, Россия ins@vnigri.spb.su

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ РИФЕЙСКИХ ПОРОД ФУНДАМЕНТА ТИМАНО-ПЕЧОРСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАССЕЙНА

В настоящее время для топливно-добывающей отрасли многих стран актуальной является проблема обнаружения нетрадиционных источников углеводородов, к которым в полной мере можно отнести залежи нефти и газа в породах кристаллического фундамента древних и молодых платформ. Статья посвящена перспективам нефтегазоносности пород фундамента Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна. Подробно рассмотрены региональные, зональные и локальные предпосылки нефтегазоносности.

Ключевые слова: Тимано-Печорский нефтегазоносный бассейн, рифейский комплекс, кристаллический фундамент, скопления углеводородов.

В настоящее время для топливно-добывающей отрасли многих стран актуальной является проблема обнаружения принципиально новых, дополнительных источников энергетического сырья. Это так называемые нетрадиционные ресурсы, или скопления углеводородов (УВ), находящиеся в геологических условиях, которые под влиянием устоявшихся взглядов на пространственное размещение залежей нефти и газа и исходных теоретических предпосылок большинством исследователей рассматриваются как малоперспективные. К ним в полной мере можно отнести залежи нефти и газа в породах кристаллического фундамента (КФ) древних и молодых платформ, где уже получены промышленные притоки нефти и газа [*Нафтидогенез и проблемы...*, 2008].

Целенаправленное решение проблемы нефтегазоносности кристаллического фундамента и перекрывающего его промежуточного комплекса осуществлялось на протяжении нескольких последних десятилетий путем:

- а) сверхглубокого бурения на территории Балтийского щита (Сильян, Кольская Сверхглубокая);
- б) глубокого бурения в пределах Татарского свода;
- в) глубокого бурения на северном борту Днепровско-Донецкой впадины;
- г) бурения многочисленных скважин, достигших байкальского комплекса в пределах Тиманского поднятия и прилегающих структур;

д) геофизических исследований, особенно различными сейсморазведочными методами.

В результате проведенных работ установлено широкое развитие в архейско-нижнепротерозойском КФ разновозрастных зон дезинтеграции различной природы, которые подтверждены как промыслово-геофизическими и промыслово-геологическими методами, так и данными петрофизического и петрографического изучения керн. Выделены разные генетические типы зон разуплотнения, существенно отличающиеся по морфологии разуплотненных массивов, строению пустотного пространства, минералогическим и геохимическим особенностям сингенетичных образований, перспективам нефтегазоносности [Докембрий Восточно-Европейской..., 2002].

Нефтегазоносность КФ подтверждается открытием в конце XX века группы крупных нефтяных месторождений на Зондском шельфе и, в частности, гигантской (520 млн.т) массивной нефтяной залежи в разуплотненном мезозойском гранитоидном массиве месторождения Белый Тигр на шельфе южного Вьетнама. В конце XX века открыта группа нефтяных и газоконденсатных месторождений (Хухринское, Юлиевское, Чернетчинское, Гашиновское и др.) в докембрийском (архейско-нижнепротерозойском) фундаменте на северном борту Днепровско-Донецкой впадины. В Российской Федерации докембрийский фундамент перспективен для поисков нефти и газа расположен в следующих крупных нефтегазоносных бассейнах: Волго-Уральский нефтегазоносный бассейн, Тимано-Печорский нефтегазоносный (ТП НГБ) бассейн и Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн.

Остановимся на Тимано-Печорский нефтегазоносном бассейне, где значительный интерес с точки зрения перспектив нефтегазоносности представляют отложения рифейского комплекса, большинством исследователей отнесенных к байкальскому фундаменту.

На Ухтинском валу и в Ижемской антиклинальной зоне Тиманского поднятия эти отложения вскрыты более чем 4000 скважин, причем во многих из них наблюдались нефтегазопроявления. Пробуренная в своде Ухтинской складки, осложненной разломом, скважина Ярега №700, показала, что с увеличением глубины проходки увеличивается суммарная газоносность отложений [Докембрий Восточно-Европейской..., 2002]. Отмечено также массовое распределение в породах мельчайших газово-жидких включений, заполненных водным рассолом, жидкими УВ, битумами и газами.

Тимано-Печорский бассейн характеризуется следующими предпосылками нефтегазоносности рифейского комплекса.

Региональные предпосылки нефтегазоносности. В целом, образования рифейского комплекса характеризуются следующими особенностями, свидетельствующими в пользу перспектив их нефтегазоносности.

Тектонический фактор. Трактовка позднепротерозойских структур ТП НГБ как авлакогенов, а выполняющих их образований как промежуточного комплекса, позволяет отнести их к категории нетрадиционных перспективных нефтегазоносных объектов. Изучение структур этого типа, проводящееся в последние десятилетия на Восточно-Европейской и других древних платформах, показало их практическую значимость в отношении нефтегазоносности.

Немаловажным является то обстоятельство, что Тиманский и Печоро-Колвинский авлакогены не являются изолированными, а входят вместе с авлакогенами Волго-Уральского НГБ в единую систему Уральского перикратонного опускания. Выявленные структурные связи авлакогенов ТП НГБ с расположенными южнее авлакогенами Волго-Уральского НГБ, где известны разнообразные нефтегазопроявления и получены притоки нефти и газа из верхней части рифейского комплекса, повышают значимость авлакогенов ТП НГБ как возможных новых нефтегазоперспективных объектов регионального уровня.

Формационный состав. Современная нефтяная геологическая наука утверждает, что никакая осадочная или осадочно-эффузивная формация не является «запретной» для обнаружения в ней скоплений УВ. Вопрос сводится лишь к масштабу и характеру нефтегазоносности в каждой из конкретных формаций и с этой точки зрения рифейские формации ТП НГБ не являются исключением. Они представлены относительно слабо метаморфизованными до зеленосланцевой фации образованиями. Четкая расслоенность рифейских отложений и сохранившиеся различия литолого-петрографических особенностей пород, представленных не только терригенными, но и карбонатными, разностями, позволяют при оценке нефтегазоносности рассматривать их как осадочные формации. Следует только учитывать палеотипный облик пород, их неудовлетворительные коллекторские свойства, увеличение степени динамометаморфизма по мере увеличения глубины залегания рифейского комплекса.

Основной признак внутренней структуры рассмотренных формаций – их ритмичное строение, выражающееся в многократной смене различных типов пород по разрезу. Ритмичное строение рифейских толщ обеспечивает закономерное чередование проницаемых в различной степени и экранирующих горизонтов.

Наличие нефте-, газо- и битумопроявлений. Нафтидопроявления фиксируются в виде выпотов, примазок тяжелой нефти по трещинам, иногда пропиток пород тяжелой нефтью. Битумопроявления отмечаются в виде примазок, приуроченных к стенкам трещин. Газопроявления различной интенсивности установлены при бурении скважин. Состав газа в зависимости от глубины колеблется от азотного с небольшим количеством УВ газов до метанового, содержащего его тяжелые гомологи.

Гидрогеологическая обстановка. Имеющиеся, хотя и немногочисленные данные по гидрогеологии и гидрохимии позволяют оценивать рифейский комплекс как благоприятный для сохранения возможных залежей УВ. Пластовые воды представляют собой рассолы хлор-кальциевого типа с высокой минерализацией, составляющей 210 – 285 г/л. Для вод характерна высокая степень метаморфизма с коэффициентами, достигающими величины 0,5 – 0,7. Количество сульфатов невысокое, редко превышающее 100 мг/л. Обращает на себя внимание довольно высокая насыщенность растворенных в воде газов гелием, содержание которого колеблется в пределах 0,7 – 1,15%. Все это указывает на застойный режим пластовых вод, благоприятный для консервации возможных залежей УВ.

Зональные предпосылки нефтегазоносности. Практически во всех НГБ значительное количество выявленных зон нефтегазонакопления тяготеет к приразломным зонам. Во-первых, это объясняется большой структурообразующей ролью дизъюнктивных нарушений и, во-вторых, лучшими условиями подтока УВ флюидов по тектонически ослабленным, отличающимся повышенной проницаемостью, каналам.

В ТП НГБ можно предположить наличие ареолов нефтегазонакопления в приразломных зонах, где дислоцированные рифейские отложения образуют линейные валлообразные поднятия. Здесь же на границах разнопогруженных относительно друг друга линейных блоков, вдоль поверхностей сместителей можно ожидать наличия зон нефтегазонакопления, обусловленных развитием дизъюнктивно-экранированных ловушек.

С точки зрения оценки зональных предпосылок нефтегазоносности наибольший интерес представляют долгоживущие глубинные разломы с неоднократной активизацией, в том числе и в новейшее время. К числу таких разломов в ТП НГБ относятся разломы северо-западного (тиманского) простирания, которые характеризуются длительностью и сложностью развития в условиях неоднократной смены геодинамических обстановок.

И, наконец, в качестве зон нефтегазонакопления могут рассматриваться органогенные постройки павьюгской свиты быстринской серии, прослеживающиеся по всему Тиману до Полюдова кряжа и далее в Пермском Прикамье [*Докембрий Восточно-Европейской...*, 2002] .

В качестве зональных покровов на Тиманском поднятии могут служить кора выветривания рифейских сланцев, мощность которой достигает нескольких десятков метров, и глинистые тиманско-саргаевские отложения верхнего девона в местах их залегания на рифейских породах.

Локальные предпосылки нефтегазоносности в слабо изученных бассейнах сводятся к анализу имеющихся локальных ловушек и резервуаров. Характеристика возможных ловушек в образованиях рифейского комплекса была приведена выше. Локальными же экранами в большинстве случаев могут служить плохо проницаемые пачки и прослои сланцев и карбонатных пород (глинистых доломитов) внутри рифейских образований.

Проведенная по отдельным участкам Тиманского поднятия количественная оценка ресурсов УВ выявила следующее. Так было определено количество растворенного в воде газа в районе Ярегского месторождения до глубины 300 м. При газовом факторе, составляющем $1 \text{ м}^3/\text{м}^3$ в воде, трещинной пустотности 0,5% эта цифра составила 50 млрд. м^3 .

Для оценки перспектив нефтегазоносности таких слабо изученных объектов как фундамент и промежуточный комплекс древних платформ, помимо экспертной оценки, была применена методика, разработанная В.С. Лазаревым (1981). Этот метод, являющийся одним из модификаций сравнительно-геологических методов, опирается не на общие аналогии, а на сходство по отдельным признакам, определяющим нефтегазоносность. В основе метода лежат эмпирические закономерности изменения удельных запасов нефти и газа в зависимости от количественных показателей, отражающих основные стадии онтогенеза УВ в недрах, т.е. генерацию, миграцию и эволюцию сформировавшихся залежей УВ. Это определяет набор показателей, характеризующих эти процессы (содержание рассеянного органического вещества, фильтрационно-емкостные свойства, тектоническое положение, условия латеральной и вертикальной миграции, амплитуда и мощность структур и комплексов и др.) [*Анализ схем формирования..., 1977*]. Выявленные закономерности изменения удельных запасов в зависимости от геологических показателей используются для количественной оценки нефтегазоносности по принципу «наислабейшего звена». Рассчитанные по этому методу начальные потенциальные ресурсы нефти и газа в рифейском комплексе ТП НГБ приведены в табл. 1.

Из таблицы видно, по составу УВ в рифейском комплексе преобладает газ – 80%. Это связано с тем, что генерационные возможности в отношении нефти в ТП НГБ, как и в большинстве древних платформ, были реализованы уже к началу мезозоя и далее стали преобладать процессы газогенерации. На протяжении палеозойской истории осуществлялись

главным образом процессы переформирования и разрушения возникших ранее залежей. В целом, оценки, полученные каждым из способов, показывают вполне удовлетворительную сходимость результатов [Докембрий Восточно-Европейской..., 2002].

Таблица 1

**Начальные потенциальные ресурсы углеводородов рифейского комплекса
Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна**

Структура	Метод «наислабейшего звена»			Экспертная оценка
	нефть, млн. т	газ, млрд. м ³	сумма УВ, млн. т у.т.	сумма УВ, млн. т у. т.
Тиманский авлакоген	56,0	224,0	280,0	390,0
Печоро-Колвинский авлакоген	19,0	77,0	96,0	50,0
Северо-Предуральский перикратон	38,0	152,0	190,0	96,0
Всего	113,0	453,0	566,0	536,0

На примере хорошо изученных НГБ мира эмпирически установлено, что в рассматриваемых комплексах древних платформ может быть сосредоточено не более 10% ресурсов УВ. В Тимано-Печорском НГБ эта цифра, без учета потенциальных ресурсов стабильных Ижма-Печорского и Большеземельского мегаблоков, составляет 3,5%. Однако доля УВ газа в рифейском комплексе резко возрастает и достигает 16%, что вполне сопоставимо с ресурсами газа, содержащимися в хорошо изученном верхнепермско-триасовом нефтегазоносном комплексе.

Итак, все вышесказанное позволяет утверждать, что образования рифейского комплекса Тимано-Печорского НГБ на доступных для бурения глубинах могут рассматриваться как новый нетрадиционный нефтегазоперспективный объект для постановки нефтегазопроисловых работ в ближайшем будущем.

Литература

Анализ схем формирования месторождений и прогноз нефтегазоносности структур /Аминов Л.З., Амосов Г.А., Белонин М.Д., Бескровный Н.С., Войтович Е.Д., Жуков Ю.А., Иванова К.П., Кац З.Я., Кругликов Н.М., Кузнецов Ю.И., Лазарев В.С., Надежкин А.Д., Наливкин В.Д., Никулин А.В., Петрова В.Г., Рыбаков А.В., Сахибгареев Р.С., Сверчков Г.П., Сорокин А.Г., Халимов Э.М., Черников К.А., Шевцов С.И. – Л.: Недра, 1977. – 187 с.

Докембрий Восточно-Европейской платформы: геология и нефтегазоносность /Айсберг Р.Е., Аксаментова Н.В., Белонин М.Д., Бескопильный В.Н., Буданов Г.Ф., Гатиятуллин Н.С., Гарецкий Р.Г., Гладун В.В., Дворянин В.С., Изотов В.Г., Кавеев И.Х., Лукин А.Е., Макаревич В.Н., Муслимов Р.Х., Нагорный М.А., Попов С.Ю., Прищепа О.М.. - СПб.: ВНИГРИ, 2002. - 391 с.

Нафтидогенез и проблемы нефтегазоносности фундамента /Хисамов Р.С., Гатиятуллин Н.С., Макаревич В.Н., Баранов В.В., Донцов В.В., Соболев В.С. - СПб.: ВНИГРИ, 2008. - 306 с.

Schepelina T.N.

All Russia Petroleum Research Exploration Institute (VNIGRI), St. Petersburg, Russia
ins@vnigri.spb.su

PETROLEUM PROSPECTS OF RIPHEAN BASEMENT ROCKS, TIMAN-PECHORA OIL-GAS BASIN

At present the problem of discovering the unconventional sources of hydrocarbons is considered to be actual for the fuel-produced industry of many countries. Oil and gas pools in crystalline basement rocks fall into this category. The paper is devoted to the petroleum prospects of basement rocks of the Timan-Pechora oil-gas basin. The regional, zonal and local prerequisites for petroleum potential are considered.

Key words: *Timan-Pechora oil-gas basin, Riphean complex, crystalline basement, hydrocarbon accumulations.*

References

Analiz shem formirovaniâ mestorozhdenij i prognoz neftegazonosnosti struktur /Aminov L.Z., Amosov G.A., Belonin M.D., Beskrovnyj N.S., Vojtovič E.D., Žukov Ū.A., Ivanova K.P., Kac Z.Â., Kruglikov N.M., Kuznecov Ū.I., Lazarev V.S., Nadežkin A.D., Nalivkin V.D., Nikulin A.V., Petrova V.G., Rybakov A.V., Sahibgareev R.S., Sverčkov G.P., Sorokin A.G., Halimov È.M., Čemikov K.A., Ševcov S.I. – L.: Nedra, 1977. – 187 s.

Dokembrij Vostočno-Evropejskoj platformy: geologiâ i neftegazonosnost' /Ajsberg R.E., Aksamentova N.V., Belonin M.D., Beskopyl'nyj V.N., Budanov G.F., Gatiâtullin N.S., Gareckij R.G., Gladun V.V., Dvorânin V.S., Izotov V.G., Kaveev I.H., Lukin A.E., Makarevič V.N., Muslimov R.H., Nagomyj M.A., Popov S.Ū., Prišepa O.M.. - SPb.: VNIGRI, 2002. - 391 s.

Naftidogenez i problemy neftegazonosnosti fundamenta /Hisamov R.S., Gatiâtullin N.S., Makarevič V.N., Baranov V.V., Doncov V.V., Sobolev V.S. - SPb.: VNIGRI, 2008. - 306 s.