

ЗАКОНОМЕРНОСТИ БИТУМОПРОЯВЛЕНИЙ В ПОРОДАХ КРИСТАЛЛИЧЕСКОГО ФУНДАМЕНТА, КОРАХ ВЫВЕТРИВАНИЯ, БАЗАЛЬНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ ВЕНДА ЮГО-ВОСТОКА СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

А.В. Ивановская

*Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт,
Санкт-Петербург, ins@vniigri.ru*

В 50 нефтегазоносных бассейнах мира всех древних платформ установлены более 300 месторождений нефти и газа, продуктивные комплексы которых полностью или частично приурочены к породам кристаллического фундамента, к некоторым из них отнесены и продуктивные базальные комплексы осадочного чехла (Дертев и др., 1996).

Было установлено многими исследователями, что треть залежей углеводородов в фундаменте нефтегазоносных провинций мира приурочены к гранитам. Гранитные выступы непосредственно контактируют с нефтематеринскими породами осадочного чехла.

Необходимыми условиями нефтегазоносности в кристаллических породах фундамента (Шустер, Токарев, 1997) являются: а) ловушки, коллекторы (пустотность, проницаемость); б) флюидоупоры (экран, изолирующий флюиды в коллекторе); в) разломы как структурообразующий фактор путей миграции флюидов; г) нефтематеринские толщи, залегающие в непосредственной близости от кристаллических образований; д) высокий нефтегазоносный потенциал для формирования и сохранения нефтегазоскоплений.

подавляющее число открытых месторождений нефти и газа в кристаллических породах фундамента приурочены к погребенным выступам фундамента. Выступы фундамента, расположенные в тектонически активных зонах, нередко разбиты крупными разломами, что приводит к образованию зон трещиноватости, дезинтеграции, разуплотнению пород.

Региональные разломы оказывают существенное влияние на формирование и размещение скоплений нефти и газа. Картирование неоднородности в выступах фундамента, выделение зон (блоков), участков хорошо и плохо проницаемых пород (соответственно, зон промышленной нефтеносности и «пустых» в теле массива) являются ключевыми моментами в поисках и разведке залежей УВ в гранитоидных массивах.

На территории Сибирской платформы выделяются три нефтегазоносные провинции. Породы фундамента северо-западной части антеклизы подразделяются на плагиогнейсы и гранито-гнейсы. Породы фундамента юго-западной части антеклизы более однородны — это кислые породы, которые представлены гранитоидами субщелочного и щелочного ряда калиево-натриевой серии, а также филлиты, сланцы и метаморфизованные осадочно-вулканогенные образования (Старосельцев, 1992).

Для большинства кислых пород характерна зональность продуктов выветривания (снизу вверх):

зона А — зона катаклаза (почти неизменные породы), зона А₁ — зона слабо измененных пород, которые подвергались хлоритизации биотита и роговых обманок, дезинтеграции и сопровождаются катаклазом плагиоклазов, микроклина, трещины залечены битумом;

зона Б — зона выщелачивания гидрослюдистых глин, которые развиваются по серицитизированным полевым шпатам, сопровождаются обесцвечиванием и хлоритизацией биотита, катаклазом с последующей пелитизацией, серицитизацией, каолинизацией плагиоклазов и микроклина. Количество битумопроявлений резко увеличивается (по спайности измененных плагиоклазов, между пакетами деградированных слюд);

зона В — зона гидрослюдисто-каолининовых глин, которая связана с почти полной переработкой породообразующих минералов. Разрушаются, корродируются кислые плагиоклазы, микроклин остается в виде реликтов, по которому формируются серицит и каолинит. В пределах зоны наблюдается карбонатизация, сульфатизация и заполнение пор и трещин битумом. Битум образует пленки вокруг отдельных зёрен. Пиритизация в интерстициях

выветрелых гранитов вместе с битумом свидетельствует о заполнении ловушек нефтью вплоть до фундамента;

зона Г — зона окисления; каолиновые глины в своей дисперсной части представлены каолинитом, гидрослюдой, оксидами железа и марганца. В виде реликтов наблюдается кварц, циркон, лейкоксен.

Результаты исследований взаимоотношений *битумопроявлений с минералами пород* рассмотрены как для пород фундамента, кор выветривания, так и для нефтегазоносных горизонтов и выделенных в них минеральных и породных ассоциаций (таблица).

Схема минералогических и породных ассоциаций нефтегазоносных горизонтов венда

Минералогические ассоциации	Породные ассоциации нефтегазоносных горизонтов венда
В-5: Q90>Ol-Q16>Ark-Q4>Gr-Q2	В-5: песчаники 112>глинистые породы 13>аргиллиты, аргиллиты с оолитами карбонатов 1 (Всего 126 обр.)
В-10: Q28>Ol-Q 15 >Gr-Q 8	В-10: песчаники 51>глинистые породы 16 (Всего 67 обр.)
В-13: Q20>Ol-Q 17>Gr-Q 11(QGr2-6, QGr1-5), Ark-Q9	В-13: песчаники -57>глинистые породы 20 (всего 77 обр.). Итого 276 обр.

Минералогические ассоциации: Q — кварцевая ассоциация, Ol-Q — олигомиктово-кварцевая ассоциация, Ark-Q — аркозово-кварцевая ассоциация, Q Gr₁ — кварцевая граувакка, кремнисто-слюдистая, Q Gr₂ — кварцевая граувакка, хлоритово-слюдистая. Установлено, что все песчаники В-5 (парфеновский и ботубинский горизонты), В-10 (шамановский, марковский, хамакинский горизонты), В-13 (ванаварская свита, куртунский, боханский, безымянный и талахский горизонты), В-14 (талаканская свита) соответствуют номенклатуре нефтегазоносных горизонтов

Битумопроявления представлены в виде предложенной ниже классификации признаков: 1) структурного, 2) парагенетического, 3) форм битумопроявлений.

1) *Структурный признак*: а) выполнение пор, каверн; б) вдоль контактов между зёрен; в) реликты битума в интерстициях; г) по периметру зёрен; д) окаймление пор, каверн; е) в виде линз; ж) по прослоям; з) по трещинам.

2) *Парагенетический признак*: а) окаймление скоплений пирита; б) заполнение трещин спайности полевых шпатов, карбонатов, ангидрита; в) коррозия кварца битумом в парагенезе с гидрослюдыстым цементом; д) битуминизация слюд по пакетам.

3) *Формы битумопроявления*: а) сорбция глинистым веществом, выполняющим стилолиты вместе с глинисто-слюдистыми прослойками; б) плёнки вокруг первичных контуров регенерированных зёрен; в) пленки вокруг регенерированной каймы зерен кварца, полевых шпатов и плагиоклазов; г) выполнение пор выщелачивания с образованием «ситчатых» структур плагиоклазов, микроклина; д) деасфальтизация битума в порах; е) битум в виде пленок с тонкозернистым пиритом в межзерновом пространстве, облегающим зерна.

Испытания скважин, вскрывших фундамент на территории НБА, как правило, не проводились, исключение составляют Верхне-Чонская и Аян-Ярактинская площади. Непроницаемыми или частично непроницаемыми являются породы в 15 исследуемых скважинах на Верхне-Чонском месторождении. Причиной непроницаемости могут быть эпигенетическая цементация карбонатами и (или) галитом.

Исследования взаимосвязей характера залегания кристаллических пород фундамента с базальными отложениями осадочных толщ (Ивановская и др., 2006) показали распространение кор выветривания в окраинных частях Непско-Ботубинской антеклизы вдоль западного, северного обрамлений, а также на крайнем северо-востоке антеклизы на Виллойско-Джербинском поднятии. В осевой, центральной части сводов и выступов НБА осадочная терригенная толща венда залегает с размывом на породах фундамента, иногда наблюдаются в отдельных скважинах реликты коры выветривания.

Глубина вскрытия пород фундамента в некоторых скважинах НБА достигает 11,8; 15,1 м и составляет в среднем 5,25 м (по 14 скв.). Пористость пород фундамента колеблется от сотых до 11,27 %; средние значения — 2,14 % (по 25 скв.). Проницаемость низкая, непроницаемыми

являются 41 обр. (по 17 скв.), максимальная проницаемость — 2,79 мД и средняя — 0,82 мД по 11 обр. (4 скв.).

Незначительно преобладают поровый, трещинно-поровый и единично-трещинный типы коллекторов. Их формирование определяется как тектоническим фактором, так и влиянием эпигенетических преобразований пород-коллекторов. Отсутствие проницаемости объясняется в ряде случаев карбонатностью и (или) засолонением как результат проникновения растворов по флюидопроводящим разломам (Сахибгареев, 1989).

Битумо-нефтепроявления установлены в породах кристаллического фундамента Верхнечонского месторождения, фундамент которого имеет блоковое строение (Ивановская и др., 2006). Нефтегазопроявления в значительной мере зависят от трещинной проницаемости и разломов. В выступах фундамента в Верхнечонском месторождении притоки нефти отмечаются на двух уровнях (1-ый — 1246–2157 м и 2-ой — 1264–1283 м), дебит их достигает на 1-ом — 185 м³/сут. и 2-ом — 185 м³/сут. Газопроявления встречаются на двух уровнях (1-ый — 1253–1256 м и 2-ой — 1272,7–1281 м), максимальный дебит составляет 100–176 м³/сут.

В катаклазированном граните фундамента ряда скважин наблюдается проникновение коричневого битума по спайности слюд, по контуру зерен в виде пленки (1–3%), вокруг индивидов кристаллов кварца, слагающих агрегат мозаичного кварца гранобластовой структуры, по серициту в серицитизированном микроклине и, наконец, вокруг скоплений зерен пирита.

В кристаллических слюдистых, слюдисто-кремнистых сланцах фундамента некоторых скважин слюды (биотит) обнаруживают вермикулитоподобное строение, а темно-коричневый битум проникает по спайности между пакетами вместе с пиритом. Битум также выполняет трещины.

Коры выветривания большей мощности (до 20 м) на Верхне-Чонском месторождении формировались по отложениям верхнего архея чонского комплекса, представленного сланцами, плагиогнейсами, рогообманковыми, биотитовыми гнейсами, а также разнообразными мигматитами. В ряде скважин отмечаются породы фундамента верхнего карелия, сложенного даниловским комплексом, представленного очково-парфиробластовыми гранитами, граносиенитами, гранодиоритами. По этим породам формировались коры выветривания меньшей мощности (порядка 5 м). В нескольких скважинах породы фундамента наблюдается алинский комплекс нижнего карелия — диориты, кварцевые монцодиориты, гранодиориты.

Кора выветривания Верхне-Чонского месторождения в двух скважинах сложена измененными глинистыми породами — красными глинами и метаморфическими сланцами. Пористость пород кор выветривания по четырем блокам колеблется от 0,08 до 18,02%, составляет в среднем 8,41% (107 обр. по 31 скв.). Повышенные данные межзерновой проницаемости (до 17,8–42,5–54,5 мД) отмечаются в восточном, западном и центральном блоках.

В корах выветривания преобладает поровый тип коллектора, порово-трещинный тип коллектора, который имеет ограниченное распространение. Трещинная проницаемость оказывает несомненное влияние на притоки, о чем свидетельствуют данные по газовому фактору и фонтану нефти. Притоки нефти увеличиваются в зависимости от местоположения по отношению к разломам, «узлам» их пересечений. Результаты испытаний показали, что притоки нефти в различных количествах получены во всех блоках (от 0,48 до 114,2 м³/сут.). В центральном блоке газовый фактор в коре выветривания составляет 300 м³/м³.

По строению и составу базальная пачка Аян-Ярактинского месторождения весьма неоднородна. Это может быть свежая гранитная брекчия и ритмично построенная пачка граувакково-кварцевых песчаников, близкая по составу к породам фундамента.

Граувакково-кварцевые песчаники содержат в своем составе обломки слюдистых и кремнисто-слюдистых сланцев. Для них характерна деградация слюд, которая выражается в смятии, расщеплении на отдельные волокна с частым их обесцвечиванием, сопровождаемые пиритизацией в межпакетном пространстве. Битуминизация проявляется в а) структурных признаках в виде плёнок по контуру зёрен вокруг кристаллов кварца, индивидов гранобластовой структуры, б) парагенетическом признаке — проникновении битума по спайности слюд и между пакетами при частичном их замещении.

На Аян-Ярактинской площади отмечается тонкое переслаивание алевролитов и аргиллитов с пропластками песчаников аркозово-кварцевого состава и прослоями гравийно-песчаных разностей с крупными обломками серицитизированного микроклина, мозаичного кварца гранобластовой структуры.

Аркозово-кварцевые песчаники базального безымянного горизонта (В-13) являются продуктами переотложения. Эпигенез проявляется в регенерации зёрен микроклина (альбитизации) и его последующей серицитизации. Битумопроявление проявляется в парагенетическом признаке (б) — проникновении коричневого битума по спайности полевых шпатов, коррозии битумом полевых шпатов как вдоль регенерационной каймы, так и по контуру первоначального обломочного зерна (в присутствии в цементе гидрослюд).

Довольно часто на породы фундамента ложатся олигомиктовые кварцевые песчаники с прослоями гравелитов, близкие по составу мономинеральным кварцевым разностям. В олигомиктовых кварцевых и кварцевых песчаниках нефтегазоносных горизонтов отмечается характерный и широко распространенный структурный признак (а), в котором коричневый битум окаймляет открытые поры, проникает в интерстициях между зерен и парагенетический признак (б) — коррозия регенерированных зерен кварца битумом совместно с карбонатным цементом.

Широкое и разнообразное распространение форм битумопроявлений на территории НБА в кристаллических породах фундамента, корах выветривания, а также полученные притоки в ряде месторождений показали необходимость их вскрытия с последующими испытаниями. Следует обратить внимание на области развития кор выветривания, которые в качестве глинистых составляющих могут служить для пород фундамента флидоупором.

Литература

Дертев А.К., Арчegov Б.В., Буданов Г.Ф. и др. Нефтегазоносность протерозойских отложений древних платформ. М.: Геоинформмарк, 1996. С. 18–24.

Ивановская А.В., Шибина Т.Д., Волченкова Т.Б. Взаимосвязь пород фундамента с базальными отложениями рифей-венда и их нефтегазоносностью (Восточная Сибирь, Непско-Ботубинская антеклиза) // Геологические проблемы развития углеводородной и сырьевой базы Дальнего Востока и Сибири. СПб.: Недра, 2006. С. 277–291.

Сахибгареев Р.С. Вторичные изменения коллекторов в процессе формирования и разрушения нефтяных залежей. Л.: Недра, 1989. 258 с.

Старосельцев К.В. О вещественном составе фундамента восточной Непско-Ботубинской нефтегазоносной области // Геология и геофизика. 1989. № 11. С. 19–24.

Шустер В.Я., Токарев Ю.Г. Мировой опыт изучения нефтегазоносности кристаллического фундамента // Разведочная геофизика. М.: Геоинформмарк, 1997. 71 с.