

Литература

1. Багринцева К.И. Карбонатные породы – коллекторы нефти и газа. – М.: Недра, 1977. – 220 с.
2. Булыникова А.А., Сурков В.С. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности юго-восточной части Западно-Сибирской низменности. – М.: Гостоптехиздат, 1962. – 75 с.
3. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Палеозой Западной Сибири / Е.А. Елкин, В.И. Краснов, Н.К. Бахарев и др. – Новосибирск: Изд-во СО РАН Филиал «ГЕО», 2001. – 163 с.
4. Макаренко С.Н., Савина Н.И., Родыгин С.А. Корреляция разрезов среднего и верхнего девона центральной части Западной Сибири // Биостратиграфия палеогеография и события в девоне и нижнем карбоне (Международная подкомиссия по стратиграфии девона / Проект 596 МПГК). – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2011. – С. 93 – 95.
5. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири, Новосибирск, 2003 г. – Новосибирск: СНИИГГИМС, 2004. – 114 с.

ЛИТОЛОГО-ПЕТРОГРАФИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ И УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ГОРИЗОНТА АС₁₁ ПРИОБСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В.И. Воробьев

Научный руководитель доцент Н.М. Недоливко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Приобское нефтяное месторождение административно находится в Ханты-Мансийском автономном округе Тюменской области (рис. 1), согласно нефтегазогеологическому районированию – в Салымском и Приобском нефтегазоносном районах Фроловской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (рис. 2). Месторождение является частью крупной нефтегазоносной зоны меридионального простирания, приуроченной к моноклинали, осложненной группой локальных поднятий [4]. В тектоническом плане Приобское месторождение расположено в юго-западной части Сургутского свода во Фроловской впадине между Гундринской седловиной и Сырьегайской террасой. Геологический разрез месторождения слагает мощная мезозойско-кайнозойская толща осадочных терригенных пород, подстилаемых эффузивными горными породами пермотриасового возраста.

Продуктивными на Приобском месторождении являются неокомские пласты группы АС, заключенные между пимской и быстринской пачками глин [3]. В стратиграфическом отношении они приурочены к меловым отложениям черкашинской свиты (K_{1g}-br), которая литологически сложена неравномерным и частым переслаиванием аргиллитов, алевролитов и песчаников и имеет клиноформное строение [1].



Рис. 1 Расположение Приобского месторождения

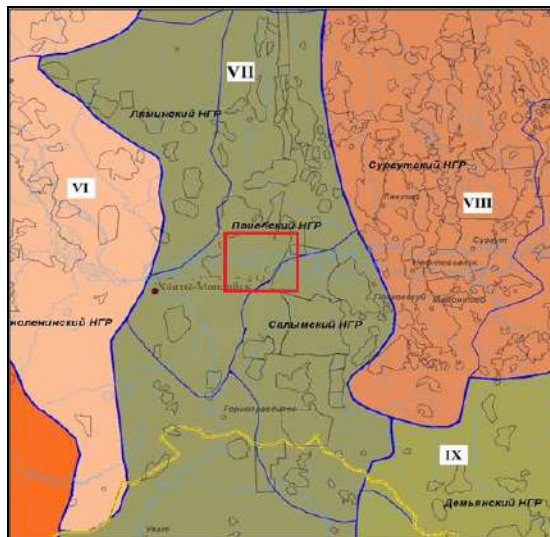


Рис. 2 Фрагмент схемы нефтегазогеологического районирования Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции

Объектом исследования является продуктивный горизонт АС₁₁. На Приобском месторождении он легко коррелируется в разрезе и имеет хорошую выдержанность по площади, простираясь в субмеридиональном направлении и ограничиваясь глинистыми породами. Горизонт имеет очень сложное косослоистое строение и состоит из нескольких песчаных пластов-клиноформ (АС_{11/0}, АС_{11/1}, АС_{11/2}, АС_{11/3}, АС_{11/4}), разделенных глинистыми пропластками. Они формировались в глубоководно-морской обстановке, представленной «ассоциацией фаций канала турбидитового потока, прирусловых валов турбидитовых потоков, междуслового пространства глубоководного склона» [2]. Количество пластов, увеличение толщин (до 78,6 м) горизонта и улучшение

СЕКЦИЯ 4. ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА. СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ. ГЕОИНФОРМАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА.

коллекторских свойств песчаных клиноформ отмечается в северо-восточном направлении; на севере развиты только пласты АС_{11/2-4}; единичные пласты распространены на юго-востоке (пласт АС_{11/2}) и в центральной части (пласт АС_{11/3}), пласт АС_{11/0} имеет линзовидное строение и распространен на юге и северо-востоке. Накопление осадков горизонта связано с боковым заполнением морского бассейна за счет поступления с востока и юго-востока обломочного материала. По разным источникам, открытая пористость коллекторов меняется 16 до 21 %, проницаемость – $2,2-87,6 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Коллекторы горизонта АС₁₁ представлены мелкозернистыми песчаниками, крупнозернистыми алевролитами, а также переслаиванием мелкозернистого (тонкозернистого) песчаника с алевролитистой глиной, реже – светло-серыми алевролитами в виде отдельных прослоев, либо линз. Текстуры пород от массивной до слоистой: линзовидно-волнистослоистой, участками горизонтально- и слабо косослоистой за счет намывов углефицированного растительного материала и углисто-глинистых прослоев. Проницаемость коллекторов от 10 до $36 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Непроницаемые прослои представлены плотными темно-серыми и черными аргиллитами, от хорошо отмученных до алевролитных, однородными и тонкослоистыми, с линзовидно-волнистой и горизонтальной слоистостью, подчеркнутой послойными намывами тонкораспыленного углефицированного растительного детрита и изредка нарушенной следами жизнедеятельности донных роющих организмов.

Реже непроницаемые прослои представлены однородными песчаниками светло-серыми мелкозернистыми, плохо отсортированными, с базальным типом цементации обломков кальцитом.

Проницаемые песчаники преимущественно имеют мелкозернистый гранулометрический состав с примесью алевроитового материала (среднее значение медианного размера обломков составляет 0,08-0,11 мм) и сложены обломками полуугловатой и полуокатанной формы с элементами регенерации и коррозии. Степень отсортированности обломочного материала хорошая, коэффициент сортировки $S_o=1,66-1,94$. Породы умеренно карбонатно-глинистые (содержание карбонатного и глинистого материала в среднем 8,2-13,1 %). Микротекстура их неясно слоистая, обусловленная частичной ориентировкой удлиненных обломочных зерен, пластинок слюд и углефицированной органики.

По вещественному составу породообразующей части песчаники близки к лититовым аркозам: в их составе преобладают полевые шпаты (44,3 %) и кварц (39,9 %), обломки горных пород находятся в подчиненном количестве (14,5-26,6 %), в незначительном количестве (0,7-1,8 %) отмечаются слюды и хлорит.

Кварц с обычными оптическими свойствами. Регенерация кварца отмечается в среднем на 62,5 % зерен и развита очень неравномерно, преимущественно в виде тонких прерывистых каемок, реже неравномерных наростов. Толщина аутигенных наростов составляет 0,002-0,010 мм, до 0,028 мм. Довольно часто отмечаются кварцитоподобные агрегаты за счет спайки кварцевых зерен вторичным кварцем.

Полевые шпаты представлены плагиоклазами, ортоклазами и микроклинами. Значительная часть зерен (40 %) неравномерно пелитизирована и серицизирована (по плагиоклазам). Микротины (совершенно неизменные зерна) отмечаются редко (2,3 %). Характерным является выщелачивание, а также регенерация отдельных зерен в виде неравномерных наростов толщиной до 0,048 мм.

Обломки пород представлены глинистыми и кварцево-слюдистыми сланцами, основными эффузивами, интрузивами (полевошпатовые гранитоиды), кварцитами. Основная масса обломков пород хлоритизирована и глинизирована (за исключением кварцитов), так же отмечается выщелачивание (особенно основных эффузивов). Характерной является пластическая деформация эффузивов и сланцев.

Среди слюд встречается гидратированный биотит, почти целиком замещенный пелитоморфным сидеритом, реже мусковит – относительно свежие, но пластически деформированные обломки. Хлорит ожелезнен, имеет зеленый с буроватым оттенком цвет.

Из аксессуарных минералов отмечен апатит, из аутигенных – лейкоксен, кальцит и сидерит.

Цемент глинистый, пленочно-поровый, участками порово-базальный, по составу полиминеральный. По результатам РФА, основным цементирующим глинистым компонентом является каолинит (46,6-48,8 %), имеющий поровое и микро-линзовидное распределение и мелко- до крупноагрегатного строение; менее распространены хлорит (35,6-30,6 %), гидрослюда (17,5-20,6 %) и смешанно-слоистые образования (7 %), выполняющие отдельные поровые каналы, или обволакивающие обломочные зерна в виде тонких прерывистых пленок.

Важным литологическим фактором, влияющим на коллекторские свойства пород, является наличие многочисленных прослоев и линз сидерита (до 20 %) и локально-порового кальцита (2,1-4,6 %).

Отмечаются седиментационные поровые каналы овальной формы диаметром до 0,025 мм, а также единичные коррозионные поры с более сложным заливообразным и изометрическим строением диаметром до 0,04-0,17 мм. Степень сообщаемости у открытых пор низкая, в основном поры изолированы гидратированным и сидеритизированным биотитом, участками кальцитом, хлоритом, сидеритом.

Литература

1. Альтемиров Д.В. Характеристика Приобского нефтяного месторождения // Молодой ученый? 2017. – №3. – С. 204 – 207.
2. Горбатов А.А. Уточнение фациального расчленения и межскважинной корреляции отложений пласта АС₁₂ Приобского месторождения // Вестник Томского государственного университета, 2014. – № 386. С. 209 – 213.
3. Исламов И.А. Нефтеносность Приобского нефтяного месторождения // Международный научный журнал «Символ науки», 2016. – №12. – С. 13 – 15.
4. Немченко Т.Н. Историко-генетическая модель формирования залежей нефти Приобского месторождения Западной Сибири // Геология нефти и газа, 2000. – № 2. С. 20 – 26.