

СЕКЦИЯ 4. ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА. СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

Литолого-стратиграфические критерии заключаются в высоком содержании в породах рассеянного органического вещества, ритмичном чередовании глинистых и песчаных фаций (по данным нефтегазового бурения [4], глинистые породы серого цвета зачастую бывают нефтематеринскими, песчаники обладают коллекторскими свойствами).

Таким образом, в Бурятии определяется перспективность на углеводородное сырье, прогнозируемая по многочисленным проявлениям газа, битумов и нефти практически во всех межгорных впадинах. В мезозойских Селенгинской, Баргузинской и Тункинской впадинах при бурении вскрыты породы, пропитанные битумами и нефтью.

В кайнозойских впадинах широко распространены выходы нефти и газа на поверхность и в приповерхностные горизонты. В мезозойских впадинах нефтегазопоявления устанавливаются только на глубине, в процессе глубинного бурения. Проявления нефти и газа установлены при бурении в Боргойской, Гусиноозерской, Кижингинской, Зазинской, Читино-Ингодинской, Уровской, Тургино-Харанорской и Ононской впадинах.

Несмотря на весьма значительные проявления (как например в Ононской впадине), промышленная нефтеносность континентальных отложений нижнего мела, развитых в межгорных впадинах, до настоящего времени не установлена. Этот факт следует рассматривать в связи с очень сложным геологическим строением региона и отдельных впадин, незначительным объемом проведенных буровых работ и совершенно недостаточной степенью изученности [5].

Во всех перечисленных впадинах проведено колонковое бурение, только в Боргойской впадине проводилось глубокое бурение. О мощности нижнемеловых отложений можно судить, в основном, по данным геофизических работ.

По наличию общих черт тектонического развития и формирования впадин, выполняющих их осадочных толщ, аналогии геохимических показателей, рифтогенные впадины Забайкалья можно рассматривать как возможно нефтегазоносные бассейны. Ожидать крупных залежей нефти и газа в силу небольших размеров нефтесборных площадей нельзя, но вполне вероятно обнаружение промышленных скоплений.

Наибольшее внимание заслуживают крупные впадины – Ононская, Читино-Ингодинская, Еравнинская, Аргунская. Для органического вещества и битумоидов этих впадин установлена повышенная восстановленность, в компонентном составе на долю масел приходится до 50%. В составе газа обнаружены тяжелые углеводороды. Неоспоримым доказательством является и наличие пород-коллекторов I, II и III классов.

Главные направления поисков углеводородного сырья в Забайкальском крае и республике Бурятия необходимо связать с поиском мелких газовых месторождений в антиклинальных ловушках межгорных впадин, а также в надвиговых структурах. Попутно необходимо определить возможность освоения битумных сланцев и газосланцевых комплексов межгорных впадин, извлечение метана из угольных пластов.

В наиболее перспективных впадинах (Ононской, Читино-Ингодинской, Зазинско-Еравнинской) необходимо проведение сейсморазведки, электроразведки, литогазогеохимической съемки, бурения параметрических скважин глубиной 2000-3000 м. Для установления проявлений битумных и горючих сланцев требуется проведение литогазогеохимического опробования естественных обнажений и колонкового бурения битуминозных толщ.

Проведение предложенного комплекса исследований должно явиться основой, на которой будет разработан дальнейший план нефтепоисковых работ для определения действительного углеводородного потенциала этих территорий.

Литература

1. Богородицкая Н.И. О составе битума и рассеянного органического вещества пород третичных и четвертичных отложений Баргузинской впадины // Тр. ВНИГРИ, Геол. сб., 1960. – Вып. 163. – № 5. – С. 25–30.
2. Исаев В.П., Клыкова В.Д., Лыкова В.В., Исаев П.В. Прогноз нефтегазоносности Баргузинской впадины (Бурятия) по комплексу геофизических и геохимических исследований // Нефтегазогеологический прогноз и перспективы развития нефтегазового комплекса Востока России. Сб. материалов научно-практ. конф. – СПб: ВНИГРИ, 2010. С. 246–251.
3. Исаев В.П., Ширибон А.А. Геолого-геохимическое изучение нефтегазоносности Баргузинской впадины // Отчет о результатах работ в 2002-2004 гг. – Бурятгеолфонд, Улан-Удэ, 2005. – 234 с.
4. Пономарева Г.П., Самсонов В.В. Перспективы нефтегазоносности кайнозойских впадин Забайкалья // Геология и нефтегазоносность юга Восточной Сибири. – М.: Недра. 1969. – С. 218–223.
5. Самсонов В.В. Отчет о результатах работ. Том I. – Иркутск, 1967. – 286 с.
6. Самсонов В.В. Отчет о результатах работ. Том II. – Иркутск, 1967. – 118 с.
7. Фишев Н.А., Гусев Ю.П., Балханов В.В. О газоносности территории Бурятии // Экологобезопасные технологии освоения недр Байкальского региона: современное состояние и перспективы. Материалы Всероссийской науч.-практ. конференции. – Улан-Удэ: Изд-во БНЦ СО РАН, 2000. – С. 4–8.

ОСОБЕННОСТИ ЛИТОЛОГИЧЕСКОГО СОСТАВА И ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ ПЛАСТОВ XVII-XVIII ДАГИНСКОЙ СВИТЫ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ИМЕНИ Р.С. МИРЗОЕВА

А.Д. Пищик

Научный руководитель доцент Т.А. Гайдукова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время все меньше остается месторождений с легко извлекаемой нефтью. Осложняют добычу нефти различные причины, такие как отсутствие инфраструктуры, физико-географическое положение месторождения, физико-химические свойства самой нефти, особенности литологического строения пород-коллекторов и т.д. Все это несомненно сказывается на себестоимости нефти. Значительный потенциал энергетических ресурсов нашей страны сосредоточен на Дальнем Востоке. Добыча углеводородов ведется на о. Сахалин и на шельфе Охотского моря, который является ядром нефтегазодобывающей отрасли в регионе. В настоящее время в Сахалинской области происходит активное развитие нефтедобывающего комплекса.

Осложняющим фактором добычи в данном регионе является то, что Сахалин расположен в пределах Тихоокеанского тектонического пояса и характеризуется очень молодым, кайнозойским, складчато-глыбовым тектогенезом. Современная сейсмичность острова свидетельствует о незавершенности стадии контрастных тектонических движений [1].

Рассмотрим влияние литологических и тектонических особенностей строения залежей углеводородов на примере месторождения им. Р.С. Мирзоева. В административном отношении месторождение расположено в Ногликском районе Сахалинской области на побережье Дагинского залива Охотского моря в 160 км к югу от г. Оха и 55 км к северу от районного центра пгт. Ноглики.

Началом изучения геологического строения месторождения им. Р.С. Мирзоева следует считать 1926 г., в разработку месторождение введено в 1984 г. Согласно принятому нефтегазгеологическому районированию, месторождение находится в юго-восточной части Северо-Сахалинской нефтегазоносной области. В тектоническом плане о. Сахалина месторождение расположено на восточном крыле Дагинской антиклинальной зоны, осложняющей восточное погружение Сахалинского антиклинория. Здесь отчетливо выделяются два структурно-стратиграфических комплекса: нутовско-окобыкайский и дагинско-мачигарский.

Определяющее значение в формировании тектоники месторождения имеют крупные сбросовые нарушения, являющиеся западным экраном ловушек, система диагональных и субширотных сбросов и разрыв дагинских отложений.

Разрез дагинского горизонта сложен песчаниками, алевролитами, глинами. Если в верхней части преобладают песчано-алевролитовые разности, то в нижней – глины. Песчаники серые, светло-серые, в основном мелкозернистые различной сортировки, довольно часто заглинизированные, массивные, с относительно частыми известковыми прослоями. В песчаниках почти повсеместно отмечается тонкая слоистость, обусловленная скоплениями по напластованию обугленного растительного детрита и глинисто-слюдистого материала. Алевролиты темно-серые песчано-глинистые и глинистые, в основном слабо отсортированные, неясно слоистые, реже массивные. Отмечаются включения рассеянного растительного детрита, пиритовые стяжения. Глины аргиллитоподобные, темно-серые до черных, плотные, крепкие, в основном тонкопереслаивающиеся с алевролитами и песчаниками, с включениями обуглившегося растительного детрита. Встречаются однородные чистые глины без видимых включений [2].

Пласты XVII и XVIII литологически представлены переслаиванием песчаников, алевроито-песчаников и алевролитов с редкими маломощными прослоями и линзами крепких трещиноватых глин в нижней части пласта. Содержание породообразующих компонентов от их общего количества составляет: кварц – 46%, полевошпат – 24%, обломки пород – 27%. Глинистый раздел между пластами в большинстве скважин составляет 2-6 м, в единичных скважинах – 7-11 м.

Песчаники и алевроито-песчаники средне-мелкозернистые, хорошо отсортированные, с пористостью 20-24% и проницаемостью 400-600 мД, особенно такие значения фильтрационно-емкостных свойств характерны для XVIII пласта.

Толщины пластов составляют 8-40 м и 5-30 м. Максимальные толщины пластов отмечаются в южной и центральной частях структуры, минимальные – в северной ее части. По XVIII пласту в VII блоке отмечается зона замещения коллектора глинистыми отложениями.

В таблице представлены сведения о геолого-геофизической характеристике пластов XVII-XVIII по скважинам 111, 137 [1, 2].

Таблица

Характеристика пластов XVII-XVIII по скважинам 111 и 137

	Скважина 111		Скважина 137	
	XVII	XVIII	XVII	XVIII
Глубина, м	3816-3836	3844-2856	3932-3950	3960-3970
Суммарная нефтегазонасыщенность	19	13,4	15	9
Эффективная толщина, м	4	6,7	5	2,5
Общая толщина, м	22,7	13,7	17,8	9,7
Нефтегазонасыщенность, %	56,2	73,3	59,2	58,9
Пористость, %	19,6	14,5	15,8	16,9
Проницаемость, мД	250	85	120	170
Диаметр зоны проникновения м	3	4	5,5	-
Сопrotивление зоны проникновения, Ом	13	21	71	29
Сопrotивление пласта, Ом	49	90	93	29
Насыщение	Газонасыщ.	Газонасыщ.	Нефтенасыщ.	Нефтенасыщ.
Литология	Песчаник	Песчаник	Песчаник	Песчаник

Таким образом, можно сделать выводы:

СЕКЦИЯ 4. ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА. СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

- Литологический состав свидетельствует об одинаковых фациальных условиях формирования пластов, а именно прибрежно-континентальных.
- Структура месторождения претерпела влияние тектонических преобразований, что привело к формированию блоков и дополнительных зон дробления в продуктивных пластах.
- Пористость песчано-алевролитовых пород имеет средние значения, но в зонах дробления увеличивается до 20-24%, за счет присутствия трещинного типа коллектора. Обычно проницаемость песчано-алевролитовых пластов по данным исследования керна составляет 20-60 мД, но в тектонических зонах дробления проницаемость изменяется в широком диапазоне от 200 до 600 мД и пять образцов с 800-1000 мД.
- Несмотря на незначительные расстояния между скважинами 111 и 137 (около 1 км), в пластах XVII-XVIII наблюдаются значительные отличия геолого-геофизических характеристик.

Литература

1. Астафьев В.Н., Деревскова Н.А. и др. Геология и разработка месторождений нефти и газа Сахалина и шельфа. – М.: Научный мир, 1997. – 198 с.
2. Харахинов В.В. Нефтегазовая геология Сахалинского региона. – М.: Научный мир, 2010. – 276 с.

ИЗУЧЕНИЕ ТРЕЩИНОВАТОСТИ ОРИЕНТИРОВАННОГО КЕРНА СКВАЖИН НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЮРОЛЬСКОЙ СТРУКТУРНО-ФАЦИАЛЬНОЙ ЗОНЫ

А.В. Пономарева

Научный руководитель кандидат технических наук В.С. Рукавишников

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Количество месторождений нефти и газа, найденных и открытых в палеозойских отложениях, постепенно увеличивается. Запасы, сосредоточенные в палеозойских породах, относятся к трудноизвлекаемым. Углеводороды содержатся главным образом в трещинных коллекторах, изучение которых требует особого внимания.

В связи с этим анализ трещиноватости пород является весьма актуальным вопросом при выявлении залежей в доюрских отложениях.

Цель работы – изучить трещиноватость ориентированного керна на примере месторождения Ньюрольской структурно-фациальной зоны.

Объектом исследования являются палеозойские карбонатные трещинные коллекторы.

Задачи исследования сводились к следующему:

изучить пространственную ориентировку слоистости и трещиноватости коллекторов продуктивного разреза, проанализировать в них соотношение слоистости и трещиноватости.

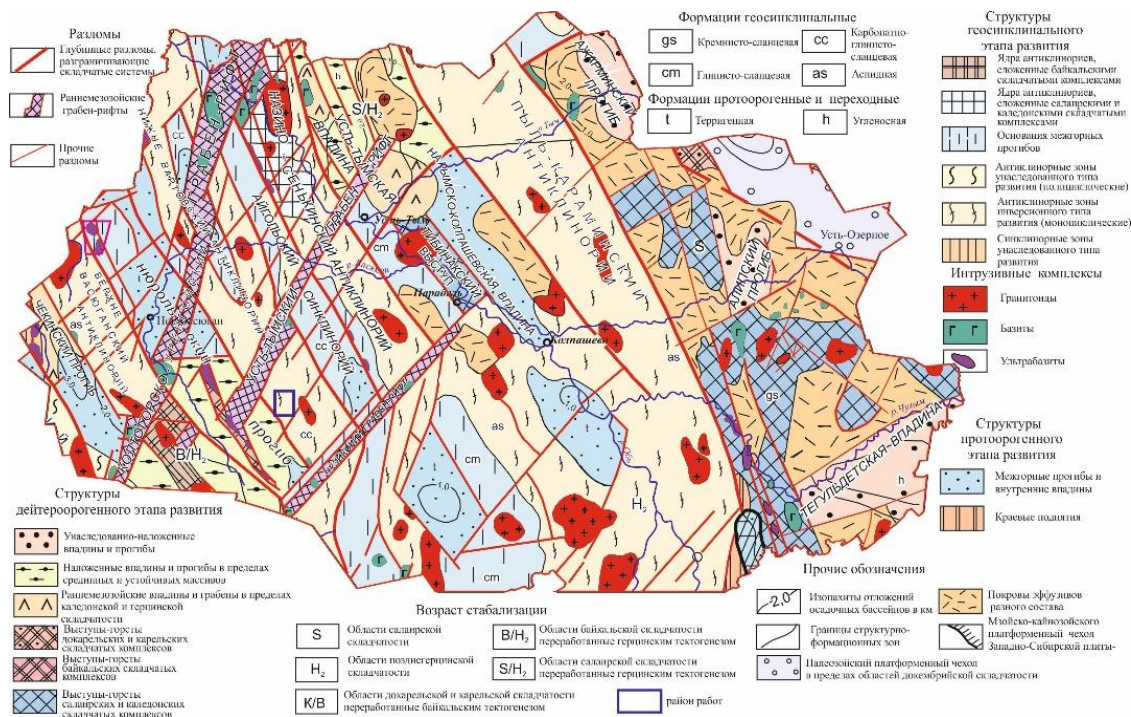


Рис. 1 Тектоническая карта фундамента Западно-Сибирской плиты. Томская область. (Редактор В.С. Сурков, 1981 г.)