

относятся к верхней части георгиевской свиты, а аргиллиты кремнисто-глинистые (литотип АГК) относятся к нижней части куломзинской свиты.

Литература

1. Баженовский горизонт Западной Сибири. – Новосибирск: Наука, 1986. – 216 с.
2. Недоливко Н.М.. Исследование керна нефтегазовых скважин. Практикум для выполнения учебно-научных работ студентами направления «Прикладная геология» – Томск: Изд-во ТПУ, 2008. – 158 с.
3. Недоливко Н.М. Литогенетические типы и условия образования отложений баженовской свиты, по результатам бурения скважины Ю-М-413 (Томская область) // Академический журнал Западной Сибири. Материалы II научно-практической конференции с международным участием. Дубай (ОАЭ), 28–30 ноября, 2014. – Т.10. – № 5 (54). – С. 95 – 99.

ОСНОВНЫЕ МЕТОДЫ НЕФТЕПОИСКОВЫХ РАБОТ В КАРБОНАТНОМ КОМПЛЕКСЕ ДОЮРСКОГО ВОЗРАСТА ДЛЯ ТЕРРИТОРИИ ЮГО-ВОСТОЧНОГО СКЛОНА АЛЕКСАНДРОВСКОГО МЕГАВАЛА

А.Ю. Линдт^{1, 2}

Научный руководитель профессор Н.П. Запывалов²

¹Томский научно-исследовательский проектный институт нефти и газа, г. Томск, Россия

²Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Комплекс методов является важным звеном в системном анализе. Поэтому, для того чтобы выбрать наиболее информативные и подходящие методы для поиска и изучения нефтегазоносности карбонатных отложений доюрского возраста, необходимо изучить как можно большее их число. Также необходимо выявить плюсы и минусы каждого из методов в отдельности. В данной работе рассматривается перспектива применения наиболее распространённых методов прогноза локализации залежей нефти и газа в отложениях осадочного чехла, используемых в геологии при изучении пород доюрской карбонатной формации.



Рис. Фрагмент обзорной тектонической карты Томской области

Объект исследования – карбонатные отложения доюрского периода юго-восточного склона Александровского мегавала. В тектоническом отношении Александровский мегавал представляет собой структуру первого порядка, выявленную по результатам сейсморазведочных маршрутных работ в 1951 г. Территориально данная структура расположена в районе среднего течения реки Оби, в юго-восточной части Западно-Сибирской плиты, на границе Томской области и Ханты-Мансийского автономного округа.

Установлено, что нефтегазоносные области обычно приурочены к крупным тектоническим структурам, к которым относятся краевые прогибы, внутриплатформенные, межгорные, предгорные и другие впадины, выполненные мощной толщей осадочных образований (рис.).

Распространение крупных карбонатных комплексов на территории Томской области вдоль крупных положительных структур предположил М.П. Нагорский ещё в 1977 г., в последующие годы это активно подтверждалось глубоким бурением. Большинство выявленных скоплений УВ в отложениях фундамента Западной Сибири приурочено к карбонатным породам.

Палеозойские отложения Томской области входят в состав промежуточного комплекса, сформированного в сложной тектонически-напряжённой обстановке, переходной от геосинклинальной к платформенной. На территории юго-восточного склона Александровского мегавала палеозойские образования представлены преимущественно карбонатными и карбонатно-терригенными формациями. Среди карбонатных пород преобладают органогенные известняки с остатками древней морской фауны и доломиты.

Нефтегазоперспективность данного комплекса многие исследователи связывают с древними, погребёнными под толщей мезозойско-кайнозойского осадочного чехла, рифовыми комплексами и зонами дезинтеграции пород доюрского возраста. К погребённым рифам приурочена значительная часть крупных и гигантских месторождений нефти и газа Ирака, Ирана, Мексики, Канады [1].

Рифы – сложные коллекторы. Они характеризуются специфическим, трещинно-кавернозным строением. Фильтрационно-ёмкостной системой таких коллекторов является широко развитая система трещин, связывающая между собой различные виды пустот. Характерно, что морфология пустотного пространства одинакова у пород различного литологического состава. Доказано, что известняки и доломиты, даже разновозрастные, обладают одинаковыми коллекторскими свойствами и очень близкими характеристиками [1].

Общеизвестна тенденция к изменению фильтрационно-ёмкостных свойств пород с глубиной. Но эти изменения происходят неодинаково для отложений различного состава. Для пород карбонатной формации нередки примеры вторичных улучшений коллекторских свойств, что объясняется их повышенной растворимостью. Благодаря жёсткому каркасу с увеличением глубины их пористость и проницаемость в процессе уплотнения практически не меняется.

Основные методы нефтепоисковых работ:

Сейсмический анализ. При выявлении ловушек в рифовых комплексах сейсмика испытывает определённые сложности, что связано со специфическим строением таких объектов. Размеры залежей в них, как правило, незначительны по площади (200 на 300 м) и характеризуются резкой фациальной изменчивостью по латерали, а, следовательно, и разными скоростями пробега акустических волн при интерпретации. При резкой смене скорости пробега акустической волны на небольшом расстоянии сейсмики обычно рисуют разлом, хотя зачастую его там нет. В связи с этим возникают сложности заложения проектных скважин при поисках нефти и газа [2]. В то же время преимуществом таких ловушек является их мощность 100-200 м, в литературе встречаются значения до 450 и 700 м.

Палеофациальный анализ. Рост рифов происходит в пределах береговой зоны, прибрежной и внешней части шельфа и подводного склона древнего морского бассейна. Поэтому при поиске древних рифовых формаций важно определить условия формирования древнего карбонатного комплекса территории. Метод палеофациального анализа территории очень важен, с помощью него решаются многие геологические задачи. Он также позволяет определить закономерности изменения состава и размещения карбонатного комплекса палеозойского возраста в пространстве, благодаря чему появляется возможность более точно спрогнозировать районы локализации залежей нефти и газа. Опираясь на описание керна глубоких скважин юго-восточного склона Александровского мегавала и выявленные фаунистические остатки, можно сделать выводы, что формирование карбонатных отложений на протяжении практически всего палеозойского периода происходило в пределах береговой зоны, где шло активное рифостроение [4].

Геохимический анализ. Для качественной оценки возможной нефтеносности глубоких горизонтов необходимо определить историю их катагенетического развития. Считается, что образование и сохранение залежей нефти возможно в интервале градаций катагенеза от начального мезокатагенеза (МК₁) до конца среднего мезокатагенеза (МК₂). Сохранение залежей газа возможно и при более глубоких градациях катагенеза (МК₃-АК). Данные об изменении количества и состава органического вещества (ОВ), битумоидов и углеводородов (УВ) в процессе литогенеза карбонатных пород и рифовых комплексов, в частности, позволили сделать вывод о том, что максимальная интенсивность генерации и эмиграции УВ (или наступление главной фазы нефтеобразования) в этих породах смещается по сравнению с глинистыми толщами. Такому сдвигу содействует малое содержание или отсутствие глинистых минералов, являющихся катализаторами в процессах нефтеобразования. Таким образом, карбонатный каркас даже на этапах апокатагенеза способствует сохранению коллекторов на больших глубинах. Многими исследователями отмечалось устойчивость пластов-коллекторов к диагенетическим преобразованиям после прихода в них нефти, присутствие битумоидов в породах-коллекторах замедляет процессы катагенеза и способствует сохранению первичной пористости. Значительная часть палеозойского комплекса осадочных пород территории Томской области обладает высокими градациями катагенеза ОВ. В пределах Усть-Тымской впадины и смежных районах уровень зрелости ОВ отвечает градации МК₂, для Александровского мегавала характерной является преобразованность ОВ конца апокатагенеза (АК₂₋₃). Таким образом, степень преобразованности ОВ в кровле палеозоя вдоль восточного борта Александровского мегавала изменяется от градации МК₂ – среднего мезокатагенеза до АК₃ – глубокого апокатагенеза [6]. Уровень катагенеза ОВ в доюрских образованиях, был вполне достаточным для реализации глубинных фаз нефте- и газообразования. Следовательно, имели место интенсивные процессы нефтидогенеза [6]. В подтверждение данному факту, выступают отложения восточного склона Александровского мегавала, где на сегодняшний день, обнаружено значительное число залежей углеводородов и нефтепризнаков при довольно высоких градациях катагенеза. Так, в скважине №347Р Кошильской площади при предполагаемом уровне катагенеза АК₁, был получен приток нефти. Выявлены и доказаны промышленные залежи в отложениях доюрских толщ на Чкаловской площади, где градация катагенеза соответствует стадиям АК₁-АК₃.

Гидрогеохимический анализ. Типизация вод глубокозалегающих горизонтов имеет важное значение для качественной оценки перспектив нефтегазоносности доюрских отложений. Как правило, зоны локализации залежей нефти и газа характеризуются гидрогеохимическими аномалиями, которые представляют собой резкие отклонения значений гидрогеохимических значений от фоновых (усредненных) величин [5]. По классификации В.А. Сулина, пробы доюрского комплекса юго-восточного склона Александровского мегавала отвечают хлор-кальциевому типу пластовых вод (III класс). К нему относятся воды морей, океанов, морских лиманов, реликтовых водоемов. Что в очередной раз доказывает морское происхождение отложений палеозойского возраста данного региона.

Геотермический анализ. Изучение распределения тепловых полей, условий формирования и преобразования подземных вод, выяснение факторов, влияющих на формирование и размещения залежей, является важной и необходимой задачей при оценке перспективности изучаемой территории. Известно, что процессы генерации основной массы углеводородов активно протекают в температурном диапазоне 60–250 °С. Процесс образования газа начинается при температурах 45–50 °С, а нефти – при 60–70 °С. С ростом температуры возрастают масштабы генерации жидких углеводородов, увеличивается число газоконденсатных залежей, появляются газоконденсатные залежи с нефтяной оторочкой и нефтяные. При погружении отложений в зоны с температурами 85–90 °С преобладающим типом становятся нефтяные [3].

Значит, рассчитывать на возможное формирование залежей из захоронённого органического вещества, можно только при прогреве территории свыше 60 °С.

Опираясь на результаты геотермического анализа территории Томской области, проведённого В.Г. Ивановым в 1983 г., можно говорить, что с конца сеномана и до современного этапа восточный борт Александровского мегавала располагался в зоне повышенных температур, в условиях, благоприятных для формирования как нефтяных, так и газовых залежей.

Таким образом, получается, что все вышеперечисленные методы, безусловно, важны для качественной и количественной оценки перспектив нефтегазоносности карбонатного комплекса доюрского возраста юго-восточного склона Александровского мегавала. Главная проблема для применения каждого из них – недостаток геологической информации: глубокие скважины расположены на изучаемой территории хаотично, а вынос керна по породам фундамента зачастую не полный и составляет лишь первые десятки/сотни метров.

Литература

1. Запивалов Н.П., Попов И.П. Флюидодинамические модели залежей нефти и газа. – Новосибирск: Изд-во СО РАН «Гео», 2003. – 198 с.
2. Ильин В.Д., Фортунатова Н.К. Методы прогнозирования и поисков нефтегазоносных рифовых комплексов. – М.: Недра, 1988. – 201 с.
3. Курчиков А.Р. Ставицкий Б.П. Геотермия нефтегазоносных областей Западной Сибири. – М.: Недра, 1987. – 134 с.
4. Линдт А.Ю. Стратиграфическое расчленение и нефтегазоносность карбонатных пород доюрского комплекса восточного склона Александровского мегавала (Томская область) // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XVIII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных. – Томск, 2014. – Т. 1. – С. 317 – 319.
5. Назаров А.Д. Нефтегазовая гидрогеология: лабораторный практикум. – Томск: Изд-во ТПУ, 2010. – 20 с.
6. Фомин А.Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносности мезозойских (юра, триас) и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна // Дис. ... канд. г.-м. наук. – Новосибирск, 2005. – 351 с.

РЕКОНСТРУКЦИЯ ИСТОРИИ ФОРМИРОВАНИЯ КОНТАКТА ТЮМЕНСКОЙ И ВАСЮГАНСКОЙ СВИТ НА ОСНОВЕ ОПИСАНИЯ ОБРАЗЦА КЕРНА (ШИРОТНОЕ ПРИБЬЕ)

А.В. Липянина

Научный руководитель профессор В.П. Алексеев

Уральский государственный горный университет, г. Екатеринбург, Россия

Вектор изучения и освоения минерально-сырьевых ресурсов во времени естественным образом преимущественно направлен вглубь от поверхности Земли. Применительно к Западно-Сибирскому осадочному бассейну это означает постоянно возрастающий интерес к наиболее глубокозалегающему нижнеплитному комплексу, сложенному отложениями ниже-среднеюрского возраста [1].

Несмотря на хорошую изученность строения, условий залегания, литологии, стратиграфии, палеонтологии и палеогеографии тюменской, а также абалакской, васюганской и георгиевской свит, достигнутую к настоящему времени, появляются новые возможности исследования, которые в значительной степени могут уточнить имеющиеся представления. Благодаря технологическим разработкам и новым научным обоснованиям стало возможным изучать не только определенные стратиграфические горизонты, но и, что более важно, контакты свит. Огромный импульс изучение контактов получило при новых технологиях бурения нефтегазовых скважин, позволяющих получить полный выход керна в ненарушенном состоянии.

Объектом исследования стал образец керна, отобранный из скважины 135 Тевлинско-Рускинского месторождения, приуроченного к Сургутскому нефтегазоносному району (рис. 1), с глубины 2832 м. Главная особенность выбранного образца – это наличие контакта тюменской и васюганской свит, который хорошо прослеживается на диаграммах геофизических исследований скважины, представленных на рисунке 2.

Проведем последовательное описание этапов осадконакопления аналогично работе А. Зейлахера [2], с целью реконструировать процессы и условия формирования контакта тюменской и васюганской свит. Для исследуемого образца можно выделить восемь этапов осадконакопления, каждый из которых несет ценную информацию об условиях формирования отложений (рис. 3). В сжатом виде историю седиментации, реконструированную для исследованного образца, можно представить следующим образом. Изначально происходило осаждение тонкозернистых алевроитовых осадков с образованием тонкой пологоволнистой, отчасти линзовидной слоистости (рис. 3, этап а). Можно предположить, что толщина накопившихся осадков составляла около 5 м, что соответствовало завершению стадии раннего диагенеза [4]. Отложения рассматриваемого этапа,