

разреза комплексного параметра V_p/V_s . Данное упрощение проведено ввиду различной скорости распространения упругих волн разного типа и, следовательно, времени прихода волн разного типа. По данным временного разреза по Z-компоненте можно проследить три ярко выраженные отражающие границы, соответствующих кровле сеноманского (время прихода – около 900 мс), аптского (время прихода – около 1500 мс) ярусов, и, наконец, кровля верхней юры (баженовская свита) – время прихода около 2000 мс. На разрезе X-компоненты прослеживаются с меньшим качеством записи два горизонта (аптский и баженовский) с временами прихода 2800-3000 и 3800-4000 мс соответственно, в то время как выше залегающий сеноманский горизонт ярко выделяется в интервале времен прихода волны 1400-1700 мс. Исходя из среднего соотношения времени прихода отраженных волн разного типа по данным моделирования, данные временные разрезы сопоставляются друг с другом с минимальной погрешностью.

Окончательный этап интерпретации данных после анализа и корреляции временных разрезов по трем компонентам – построение попластовой карты распределения значений комплексного параметра $\gamma = V_p/V_s$ (рис.3), где наименьшие его значения соответствуют перспективным участкам нефтенасыщения.

Предположение о наличии зон нефтенасыщения, выдвинутое по результатам проведения сейсморазведочных работ ЗС, было подтверждено последующим бурением. Таким образом, детальный анализ результатов позволил свести к минимуму погрешность выделения зоны нефтенасыщения применительно к нетрадиционным коллекторам Западной Сибири, по сравнению с традиционными методами сейсмических исследований.

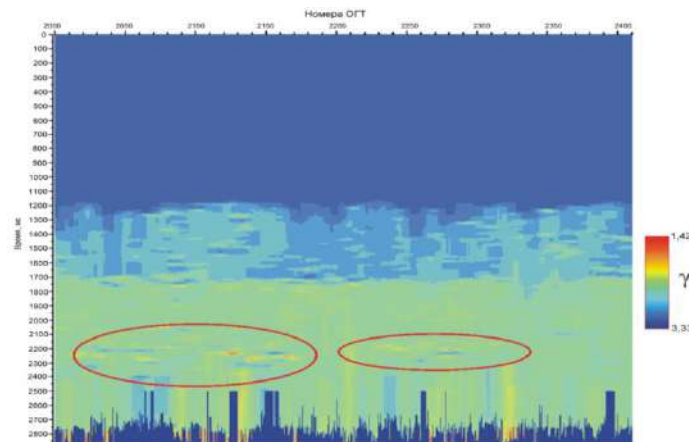


Рис.3. Разрез распределения значений комплексного параметра $\gamma = V_p/V_s$. $\gamma = (1,42-3,33)$ соответствует значениям коэффициента Пуассона $\sigma = (0,01-0,45)$. Выделенные области - области нефтенасыщения.

Предлагаемая нами технология ЗС-сейсморазведки (на примере Ван-Еганского месторождения) позволила оптимизировать разработку трудноизвлекаемых запасов, сосредоточенных в нетрадиционных коллекторах Западной Сибири, суммарные геологические запасы нефти которой оцениваются в размере от 0,8 до 2,1 триллионов тонн, а потенциал прироста извлекаемых запасов нефти оценивается в размере не менее 30-40 млрд тонн. Технология имеет большой экономический потенциал, поскольку, при удорожании общей стоимости проекта проведения работ ЗС примерно в 1,5 раза, он окупается более чем в 2-3 раза ввиду значительного качества информации [1].

Литература

1. Нестеров И.И. Перечень инновационных, в том числе, прорывных технологий, не имеющих аналогов за рубежом. – Тюмень: НОЦ ТИУ, 2015. – 73 с.
2. Hardage B.A., DeAngelo M.V., Murray P.E., Sava D. Multicomponent seismic technology. – Tulsa: SEG, 2011. – 318 с.

СОПОСТАВИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ОЦЕНКИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ВЕРХНЕБУРЕЙНСКОЙ ВПАДИНЫ НА ОСНОВЕ ПРИМЕНЕНИЯ ОТЕЧЕСТВЕННОГО И ЗАРУБЕЖНОГО ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ БАСЕЙНОВОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ П.Н.Прохорова

Научный руководитель профессор В.И. Исаев
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия

Постановка задачи. Верхнебуреинская впадина (Буреинский осадочный бассейн) – одна из наиболее интересных в нефтегазоносном отношении межгорных впадин южной части материка в Дальневосточном регионе. Положительная оценка в отношении перспектив обнаружения в отложениях бассейна месторождений нефти и газа обоснована результатами ранее проведенных производственных и научных работ [2].

В настоящее время при решении задач, связанных с прогнозом нефтегазоносности, широко применяется бассейновое моделирование [5]. Существующие на сегодняшний день программно-математические комплексы

СЕКЦИЯ 5. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ЗЕМЛИ И ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ. ГЕОИНФОРМАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ В ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЯХ.

бассейнового моделирования (ГАЛА, Temis и др.) характеризуются разными подходами к рассмотрению тектоно-седиментационных и термических условий генерации углеводородов в бассейне.

Первая оценка реализации генерационного потенциала нефтематеринских отложений Буреинского бассейна в пределах Кындалского грабена методом бассейнового моделирования была реализована с применением программного обеспечения PetroMod 1D компании Шлюмберже [4].

Основная цель исследования – аргументация перспектив нефтегазоносности верхнеюрско-нижнемеловых отложений Буреинского бассейна на основе применения отечественного программного обеспечения бассейнового моделирования TerploDialog, обладающего оригинальными особенностями.

Палеорекострукция истории погружения и геотемператур выполнены для трех глубоких скважин: 1А, 1С и 1Пр Кындалского грабена [3, 4].

В комплексе TerploDialog реализован метод палеотемпературного моделирования, основанный на численном решении уравнения теплопроводности горизонтально-слоистого твердого тела с подвижной верхней границей. Метод опирается на решение прямой задачи геотермии, как частный случай найденных решений для набора горизонтальных бесконечных плоскопараллельных слоев, расположенных в нижнем полупространстве [1].

Отличия TerploDialog и PetroMod заключаются в разных подходах к определению граничных условий при моделировании тектонической и тепловой истории отложений осадочного бассейна. Нижним граничным условием является значение теплового потока из основания бассейна осадконакопления. При моделировании в PetroMod предусматриваются переменные значения плотности теплового потока из основания осадочного чехла, определяемые на основе модели растяжения двухслойной литосферы Маккензи [6]. При палеотемпературном моделировании в TerploDialog предполагается квазипостоянство значения плотности теплового потока из основания. В TerploDialog глубинный тепловой поток определяется решением обратной задачи геотермии, в рамках параметрического описания седиментационной истории и истории теплофизических свойств только осадочной толщи, без привлечения сведений о геодинамике ниже основания осадочного разреза.

Верхнее граничное условие – вековой ход поверхностных температур на протяжении моделируемого отрезка истории развития бассейна. В отличие от TerploDialog, в котором используются экспериментальные данные о вековом ходе температур на земной поверхности, в PetroMod реализован теоретический расчёт поверхностных палеотемператур на основе значений палеошироты территории исследований, определяющей интенсивность соляного источника тепла.

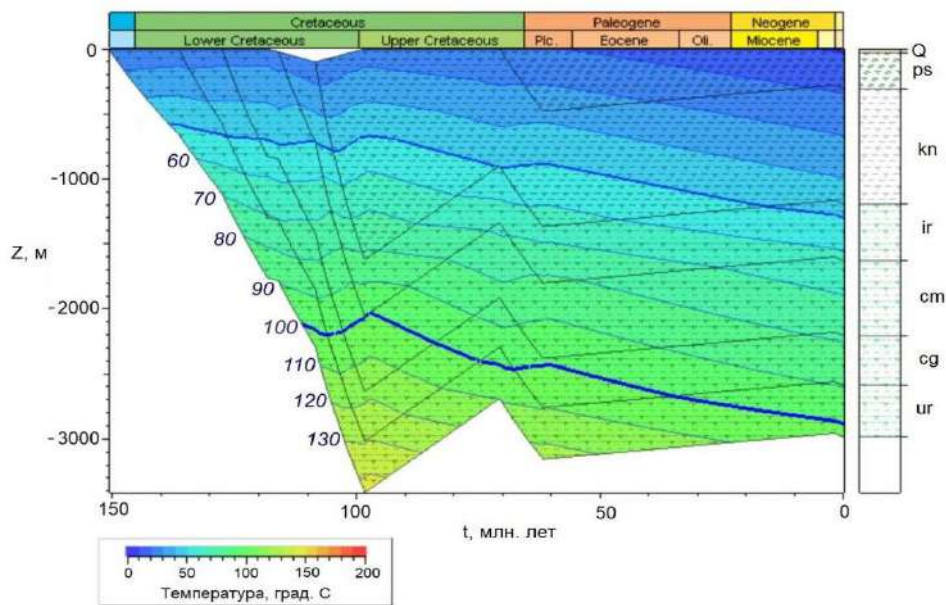


Рис. 1 Палеорекострукция тектонической и термической истории в разрезе скважины 1А на основе применения программного обеспечения PetroMod [4]

Тепловой поток и термическая история. Рассчитанные в TerploDialog значения плотности глубинного теплового потока (45–49 мВт/м²) согласуются со значениями современной плотности теплового потока, полученными с помощью PetroMod (48–49 мВт/м²).

Установлено, что геотермия Кындалского грабена, начиная с юрского времени, благоприятствовала процессам генерации жидких углеводородов в породах осадочного чехла, которые могли начаться около 107 млн лет назад, в середине альба. Наиболее интенсивно нефтегенерация происходила в период 107–40 млн лет назад, до середины эоцена. На сегодняшний день температурные условия генерации жидких углеводородов сохраняются для галынджанского очага.

Наибольшая продолжительность температурных периодов, благоприятных для газообразования, наблюдается в чемчукинском очаге. В настоящее время условия генерации газа сохраняются для ургальского и чагдомынского очагов.

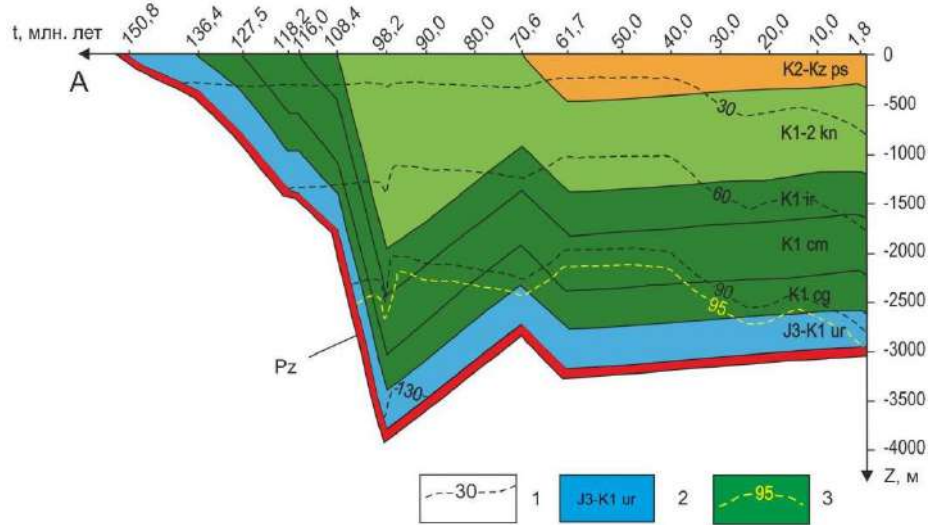


Рис. 2 Палеорекострукция тектонической и термической истории в разрезе скважины 1А на основе применения программного обеспечения TeploDialog [3]. 1 - изотермы; 2- стратиграфическая приуроченность отложений; 3- изотерма пороговой температуры главной зоны нефтеобразования.

Заключение. Сопоставительным анализом результатов настоящей работы, выполненной с использованием российского комплекса палеотемпературного моделирования TeploDialog, с предшествующей оценкой территории исследований, выполненной ранее с применением импортной системы PetroMod, установлено, что термический режим прогнозируемых очагов генерации УВ (продолжительность периодов нефте- и газообразования, максимальные температуры периодов интенсивной генерации нефти и газа) отличается несущественно (рис. 1 и 2).

Если провести сопоставление результатов TeploDialog и PetroMod по всем трем скважинам (1А, 1С и 1ПР), то перечни выделенных по геотемпературному критерию очагов генерации нефти (талынджанский, ургальский, чагдомынский) и очагов газогенерации (ургальский, чагдомынский, чемчукинский, йорекский) полностью совпадают.

Литература

- Исаев В.И., Искоркина А.А., Лобова Г.А., Старостенко В.И., Тихоцкий С.А., Фомин А.Н. Мезозойско-кайнозойский климат и неотектонические события как факторы реконструкции термической истории нефтематеринской баженовской свиты Арктического региона Западной Сибири (на примере п-ва Ямал) // Физика Земли. - 2018. - № 2 - С. 124-144.
- Осадочные бассейны Востока России. Т. 4. Буреинский осадочный бассейн: геолого-геофизическая характеристика, геодинамика, топливно-энергетические ресурсы / гл. ред. А.И. Ханчук, отв. ред. Г.Л. Кириллова. – Владивосток: Дальнаука, 2012. - 360 с.
- Прохорова П.Н., Развозжаева Е.П., Исаев В.И. Геотермия и оценка нефтегазового потенциала Буреинского бассейна (Дальний Восток России) // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330. – № 1. – С. 65-76.
- Развозжаева Е.П., Прохорова П.Н., Лапковский В.В. Численное моделирование тектонической и термической истории Кындальского грабена Буреинского бассейна (Дальний Восток России) // Тихоокеанская геология. - 2017. - Т. 36 - № 3. - С. 70 - 87.
- Galushkin Yu. Non-standard Problems in Basin Modelling. – Switzerland: Springer, 2016. – 274 p.
- Hantschel T., Kauerauf A.I. Fundamentals of basin and petroleum systems modeling. – Heidelberg: Springer, 2009. – 476 p.

ПЕРСПЕКТИВЫ ОТКРЫТИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В БАЙКИТСКОЙ НГО (ВОСТОЧНАЯ СИБИРЬ)

В.В.Серов

Научный руководитель ведущий научный сотрудник Абросимова О.О.

Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт, Новосибирский филиал, г. Новосибирск, Россия

Байkitская нефтегазоносная область (НГО) расположена на западе Сибирской платформы в междуречье Ангары и Подкаменной Тунгуски и входит в состав Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции. Рассматриваемая НГО и Нижнеангарский самостоятельный нефтегазоносный район приурочены к Байkitской антиклизе, которая вместе с примыкающими районами является регионом с промышленной нефтегазоносностью самых древних осадочных комплексов (нефтегазоносность протерозойских отложений в региональном плане установлена только в пределах бассейнов Сибирской платформы). На территории НГО открыто 8 месторождений углеводородов, область входит в состав основных нефтедобывающих центров России.