

Кв был значительно повышен или соответствовал остаточной насыщенности, т.е. пласты были обводнены частично или полностью.

Полученные результаты позволили продолжить добычу нефти в нескольких скважинах, которые подлежали физической ликвидации (ФЛС). Одна скважина под ФЛС, в которой нефтенасыщенные толщины не были обнаружены, была ликвидирована.

В 2017 году были проведены исследования  $\Sigma$  и C/O в скважинах сразу после обсадки колонной и цементирования. Цель данных исследований – получение фонового замера, оценка проникновения фильтрата в пласт и возможности методов в таких условиях. С первого взгляда результаты получены противоречивые – в одном случае расчетные Кв по  $\Sigma$  и C/O совпали с Кв, рассчитанному по электрическим методам (рис. 1). В другом случае совпадение наблюдалось в незначительной группе пластов.

Можно сделать вывод, что использование связи методов  $\Sigma$  и C/O позволяет с требуемой точностью определить текущее насыщение объектов на месторождениях СП «Вьетсовпетро» и получить дополнительный прирост добычи.

#### Литература

1. Анализ данных промысловых исследований: справочник / А.Асланян [и др.] // Дубай, ОАЭ, 2017 г. – 215 с.
2. Подсчет запасов нефти и растворенного газа. Отчет по НИР / СП «Вьетсовпетро» – 2010 г. – 70 с.
3. RAS (Reservoir Analysis System) (презентация) / Hunter Well Science. – США, 2016 г. – 30 с.

### ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕКТОНИЧЕСКОЙ И ТЕРМИЧЕСКОЙ ИСТОРИИ КЫНДАЛСКОГО ГРАБЕНА БУРЕЙНСКОГО БАСЕЙНА (ДАЛЬНИЙ ВОСТОК РОССИИ)

П.Н. Прохорова<sup>1</sup>

профессор В.И. Исаев<sup>1</sup>, зав. лаб. тектоники осадочных бассейнов Е.П. Развозжаева<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

<sup>2</sup>Институт тектоники и геофизики ДВО РАН, г. Хабаровск, Россия

*Постановка задачи.* Моделирование осадочных бассейнов позволяет проследить эволюцию осадочного бассейна во времени по мере заполнения его осадками, которые в конечном итоге могут образовывать или содержать углеводороды. На сегодняшний день существуют большое количество компьютерных программ по моделированию бассейнов: MatOil, Genex, Temis, PetroMod, ГАЛО (МГУ) и др.

В Дальневосточном регионе компьютерное моделирование применялось при изучении осадочных бассейнов Сахалина и Охотоморья. Бассейны континентальной части Дальнего Востока изучены значительно хуже, есть примеры применения компьютерных технологий расчета термической истории лишь для одной из площадей в Переяславском грабене [2].

*Основная цель исследования* – оценка реализации нефтегазового потенциала юрско-меловых отложений Кындалского грабена путем проведения одномерного моделирования тектонической и термической истории осадочного разреза трёх глубоких скважин 1С, 1А и 1ПР.

При моделировании выделяются два этапа. Первый этап включает создание базы геологических, геофизических и геохимических данных по строению и развитию бассейна и подготовку исходных параметров для моделирования бассейна. Блок ввода данных включает: данные по современной структуре бассейна, абсолютные датировки геологических границ, периоды размывов/отсутствия осадконакопления, значения векового хода температур на поверхности Земли, измеренные значения отражательной способности витринита. Второй этап – непосредственно процесс моделирования: истории погружения, параметров рифтогенеза, тепловой истории и генерации углеводородов в бассейне.

*Буреинский бассейн* (ББ) является наиболее хорошо сохранившимся элементом Буреинского краевого прогиба в составе пограничной структуры, разделяющей Буреинский массив и Сихотэ-Алинский орогенный пояс (рис. 1) [3].

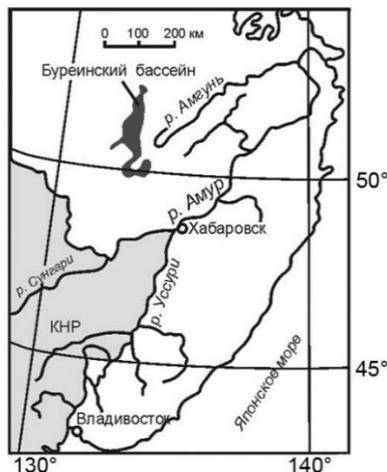


Рис. 1. Географическое положение Буреинского бассейна.

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

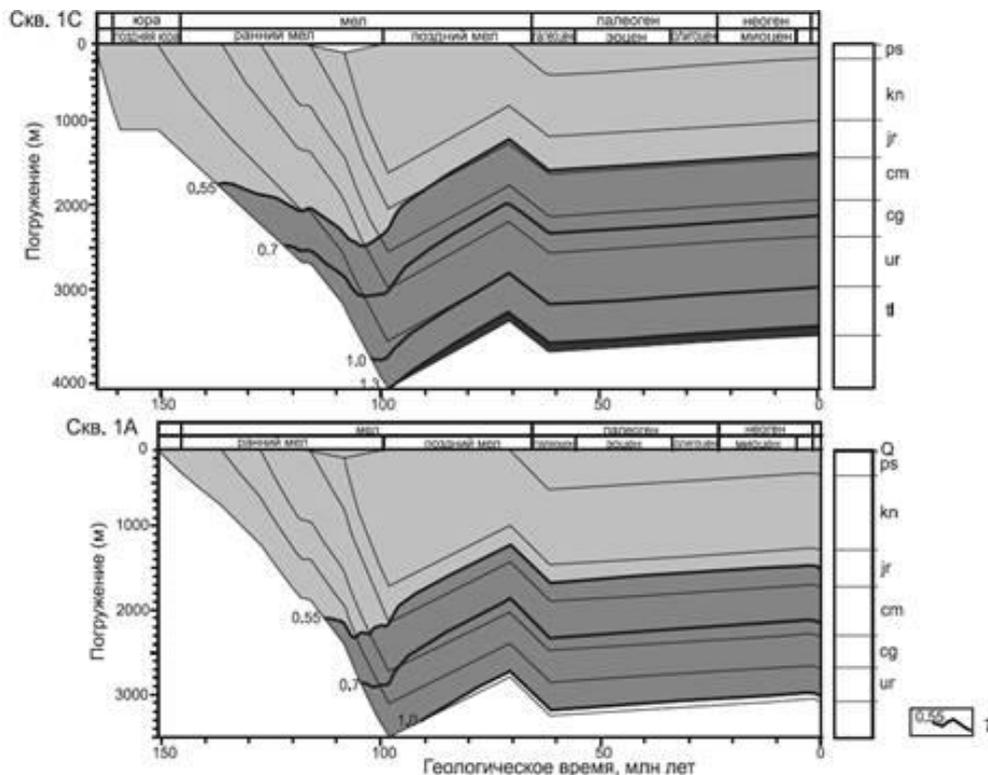
В осадочном чехле ББ выделяются нижняя моласса, представленная верхнетриасово-юрскими морскими осадками и верхняя моласса, сложенная среднеюрско-меловыми континентальными угленосными отложениями. Последние слагают в центральной части ББ крупную синклиналиную структуру – Кындалскую грабен-синклинали, осложненную в центральной части Кындалским грабеном (КГ).

КГ изучен наиболее детально, здесь проведены сейсморазведочные работы МОГТ, пробурено пять глубоких скважин (более 3 км), в их числе три скважины, по которым проведено 1D моделирование. Он вытянут в север-северо-восточном направлении на 56 км при максимальной ширине 17 км. Осадочный разрез КГ включает (снизу вверх) талынджанскую (tl) свиту, ургальскую (ur) серию, чагдамынскую (cg), чемчукинскую (cm), йорекскую (jr), кындалскую (kn) свиты и песчаниковую (ps) толщу [1].

*Тектоническая история и тепловой поток.* В результате моделирования сформулированы следующие выводы. Основание ББ в пределах КГ погрузилось на максимальную глубину 98 млн лет тому назад, в начале позднего мела. Наибольшее погружение до глубины 4089 м зафиксировано в скв. 1С. В скв. 1А и ПР общее погружение составило 3338 м и 3437 м, соответственно.

Формирование Кындалской грабен-синклинали происходило при значениях теплового потока из основания 49-51 мВт/м<sup>2</sup>. В период растяжения тепловой поток постепенно увеличился до значений 51-52 мВт/м<sup>2</sup>. В нашей модели высокая скорость седиментации получена для кындалской свиты, что обусловило некоторое уменьшение значений теплового потока во время ее отложения. После окончания этапа рифтогенеза тепловой поток постепенно снизился до 48-49 мВт/м<sup>2</sup>.

*Палеозоны нефтегазообразования.* В соответствии с вертикальной зональностью катагенеза и размещения залежей нефти и газа по результирующим оценочным графикам Ro идентифицированы зоны нефтегазообразования [4]: (0.1 < Ro < 0.55) – зона интенсивного образования УВ газов; (0.55 < Ro < 1.3; 50-150 °С) – главная зона нефтеобразования; (Ro > 1.3; 150-200 °С) – зона интенсивного образования жирного конденсатного и глубже – сухого УВ газа. Согласно предложенной классификации, история созревания УВ, полученная по трем моделируемым скважинам, предполагается следующая (рис. 2). В период (165-150) млн лет назад во время накопления талынджанской свиты и последовавшего затем перерыва погружения и прогрева территории было недостаточно для образования углеводородов. В следующий период отложения ургальской-чемчукинской свит 150-118 млн лет назад мощность осадочного чехла в наиболее погруженных областях достигла 2.5 км. Талынджанская свита прогрелась до температуры 100-120°С, а значения отражательной способности витринита перешли отметку 0.55 %, то есть породы свиты достигли главной фазы нефтеобразования (ГФН). В период накопления йорекской-кындалской свит 116-98 млн лет назад в нефтяное окно вошли ургальская, чагдамынская, чемчукинская и частично йорекская свиты. Приблизительно 95 млн лет назад в низах талынджанской свиты показатель Ro превысил значение 1.3 %, осадочные отложения свиты перешли в нижнюю фазу газогенерации.



**Рис. 2. Катагенетическая зрелость пород осадочного чехла Кындалского грабена по результатам одномерного моделирования. 1 - кривая изменения отражательной способности витринита, Ro.**

**Заключение.** В настоящий момент основной объем талынджанской свиты, ургальская, чагдамынская, чемчукинская и нижняя часть йорекской свиты продолжают находиться в ГФН, верхи йорекской и кындальской свит находятся в верхней фазе, а низы талынджанской свиты – в нижней фазе газообразования. Таким образом, кындальская свита может генерировать газ, для чемчукинской-ургальской свит сохраняются условия для нефтеобразования, а талынджанская и йорекская свиты могут генерировать нефть и газ.

Литература

1. Буреинский осадочный бассейн: геолого-геофизическая характеристика, геодинамика, топливно-энергетические ресурсы / Отв. ред. Г.Л. Кириллова. – Владивосток: Даль-наука, 2012. – 360 с. (Серия «Осадочные бассейны Востока России» / Гл. ред. А.И. Ханчук. – Т. 4).
2. Гуленок Е.Ю., Исаев В.И., Косыгин В.Ю., Лобова Г.А., Старостенко В.И. Оценка нефтегазоносности осадочных бассейнов Дальнего Востока и Западной Сибири по данным гравиметрии и геотермии // Тихоокеанская геология. – 2011. – Т. 30. – №4. – С. 3–18.
3. Забродин В.Ю. Зона сочленения Буреинского массива с Сихотэ-Алинской складчатой системой // Бюлл. МОИП. Отд. геол. – 2010. – № 1. – С. 1–22.
4. Hantschel T., Kauerauf A. I., Fundamentals of Basin and Petroleum Systems Modeling // Springer Science & Business Media, 2009. – 476 p.

**ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ МЫЛЬДЖИНСКОГО И КАЗАНСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

**И.Д. Рагозин**

Научные руководители доцент Ю.В. Колмаков, доцент Г.Г. Номоконова  
**Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия**

Важность изучения геофизических свойств баженовской свиты определяется двумя положениями. Во-первых, битуминозные карбонатно-кремнисто-глинистые отложения баженовской свиты являются нефте-материнскими породами для верхнеюрских залежей [2]. Во-вторых, «установлено, что геофизическая характеристика баженовской свиты является показателем нефтеносности разреза в целом» [4] и различается в разрезах разной нефтепродуктивности.

*Цель исследования* – выявление возможной взаимосвязи геофизических свойств баженовской свиты и продуктивности пластов горизонта Ю1 на нефтегазоконденсатных месторождениях (НГКМ) юго-востока Западной Сибири (Томская область).

*Объекты и методы исследования.* Изучены НГКМ Томской области (ТО): Мыльджинское (скв. 127, 208, 125), Казанское (скв. 2\_6, 3\_11) и Останинское (скв. 418, 417) (курсивом – менее продуктивные разрезы). Суммарная продуктивность пластов горизонта Ю1 «П» оценивалась как сумма произведения мощности, пористости и нефтегазонасыщенности, на Останинском НГКМ – по качеству притока. Был сделан качественный и количественный (статистический) анализ показаний методов геофизических исследований скважин (ГИС) разведочного комплекса, в статье приведены данные наиболее информативных для достижения поставленной цели методов: БК – боковой электрический каротаж; ГК – гамма-каротаж; ИК – индукционный каротаж; НКТ – нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (табл.).

*Результаты исследований* приведены на рис. 1-3 и в табл. и кратко сводятся к следующему.

*Таблица*

**Средние значения и стандартные отклонения (в скобках курсивом) геофизических параметров баженовской свиты изученных разрезов**

Месторождение, скв.	Мощность, м	П, м*(%)^2	ИК, мСим/м	ГК, мкР/час	НКТ	
Мыльджинское, 125	12,2	11523,2	47,1 (40,2)	69,0 (21,2)	4,2 (0,77)	
Казанское	2_6	22,8	21123,7	71,8 (20,9)	30,4 (11,1)	2,28 (0,55)
	3_11	22,0	8228,5	77,1 (20,8)	31,7 (12,1)	2,21 (0,69)
Останинское	418	22	Приток УВ	35,8 (33,5)	40,0 (10,9)	1,67 (0,18)
	417	25,0	Вода	44,5 (15,7)	44,4 (11,4)	1,73 (0,20)

На всех изученных НГКМ выявлена взаимосвязь геофизической характеристики баженовской свиты и продуктивности ниже залегающих пластов горизонта Ю1. Разрезы с разной продуктивностью пластов различаются по геофизическим параметрам баженовской свиты, однако это различие индивидуально на каждом месторождении.