

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

работы скважины, отличающихся депрессией на пласт, которая изменяется сменой штуцера (используются штуцеры диаметром 8,0, 10,0, 12,0, 14,0 мм).

Данные исследуемой скважины: пласт мощностью  $h = 9,6$  м, радиус скважины по долоту  $r_c = 0,108$  м, радиус контура питания  $R_{кп} = 250$  м, вязкость флюида  $\mu = 1,0$  сПз.

Пластовое давление  $P_{пл} = 122,07$  атм. и коэффициент продуктивности  $K = 0,921$  рассчитаны методом индикаторной линии (ИД). Отсюда значение гидропроводности равно:

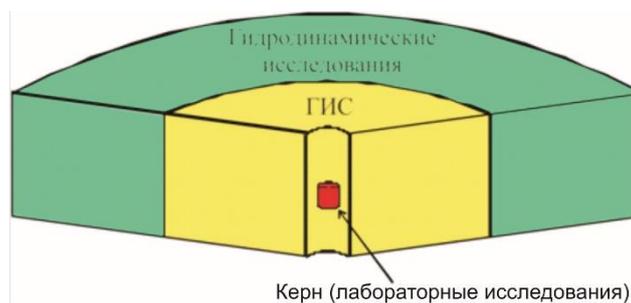
$$\delta = \frac{k_{пр}h}{\mu} = \frac{Q}{P_{пл} - P_{заб}} \cdot \frac{\ln\left(\frac{R_{кп}}{r_{с\text{прив}}}\right)}{2\pi} = 13,6, (Д\cdot см)/сПз \quad (3)$$

где  $h$  – мощность пласта,  $\mu$  – вязкость жидкости.

Откуда получаем коэффициент проницаемости:

$$k_{пр} = \frac{\sigma\mu}{h} = 14,15, мД \quad (4)$$

Сопоставление объемов исследуемых объектов в скважине разными методами на рисунке 2 показывает, что наиболее правильная оценка проницаемости продуктивного пласта может быть дана на основе гидродинамических исследований скважин – ГДИС.



**Рис. 2 Сопоставление объемов исследуемых объектов в скважине разными методами**

Точность определения фильтрационно-емкостных свойств нефтяных пластов играет важную роль как в проектировании и построении геолого-гидродинамической модели, так и в осуществлении контроля за разработкой, а также для картирования проницаемости [1].

#### Литература

1. Дахнов В.Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. – М.: Недра, 1982. – 448 с.
2. Крыганов П.В., Колеватов А.А., Вольпин С.Г. Оценка проницаемости и степени участия продуктивного пласта в процессе фильтрации // Геофизика: Бурение и нефть. – М, 2012. – №02.
3. Методическое руководство по гидродинамическим, промыслово-геофизическим и физико-химическим методам контроля разработки нефтяных месторождений. – М.: ВНИИ, 1991. – С. 540.
4. Шурунов А. В., Коносавский П. К., Тудвачев А. В. Интерпретация полевых методов определения проницаемости нефтяных коллекторов на примере Урненского месторождения (Тюменская обл.) // Вестн. С.-Петербург. ун-та. Сер. 7. Геология. География. – 2016. – Вып. 2. – С. 4–10.

## МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕРМИЧЕСКОЙ ИСТОРИИ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ В СКВАЖИНАХ КАЙМЫСОВСКОГО СВОДА

**А.С. Меренкова**

Научный руководитель доцент Г.А. Лобова

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

**Введение.** Тепловой поток – один из фундаментальных параметров нашей планеты, который влияет на степень катагенеза органического вещества и генерацию углеводородов. Определение этого параметра лежит в основе бассейнового моделирования, которое широко применяется как в России, так и за рубежом. Из зарубежных систем моделирования известны такие как MATOIL, TEMISPAC, GENEX. Из отечественных для бассейнового моделирования применяются программа ГАЛИА [2] и программа, используемая профессором М.Д. Хуторским [7]. Наши исследования проводятся с использованием программы TermoDialog [4], которая по своим возможностям не уступает известным отечественным компьютерным технологиям, а по некоторым параметрам даже превосходит. Так при расчете теплового потока принимается его квазипостоянство на момент геологического времени, соответствующего началу образования осадочного чехла (ранняя юра, геттангский век), при этом обратная задача решается однозначно. Для расчета прямой задачи достаточно знать его количественное значение в основании осадочного разреза. Программа позволяет использовать геотемпературы, измеренные в современном разрезе различными способами, и палеотемпературы, определяемые по отражательной способности витринита с учетом

времени их фиксации. Моделирование проводится с учетом влияния колебаний климата на изменение теплового потока с глубиной. Построение карты теплового потока для юго-востока Западной Сибири по вновь появившимся исходным температурам с учетом тренда поверхностных температур приносит новые знания о фундаментальном параметре Земли, а значит наши исследования являются актуальными. Моделирование термической истории баженовской свиты дает возможность установить генерационный потенциал нефтематеринской толщи и сопоставить полученные результаты с уже установленной нефтегазностью разреза.

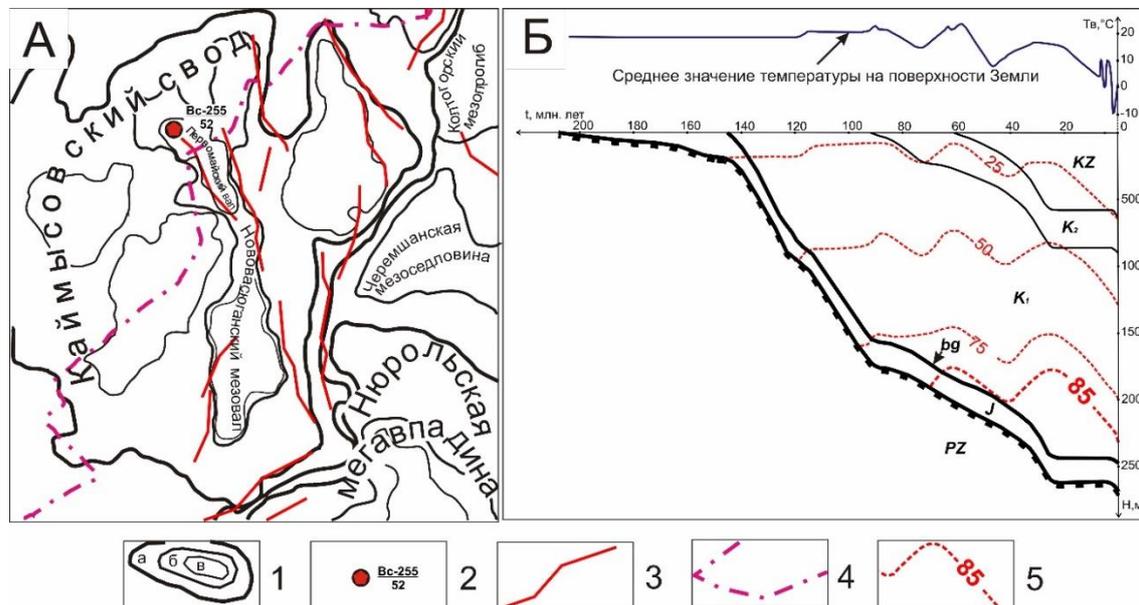


Рис. 1. Положение моделируемой скважины (А) на тектонической карте (на основе [5] с дополнениями); палеотектонический и палеотемпературный разрез (Б) скважины Весенняя-255 с учетом мезозойско-кайнозойского изменения поверхностной температуры Земли: 1 – положительные и отрицательные тектонические элементы: I порядка (а), II порядка (б), III порядка (в); 2 – моделируемая скважина; в числителе индекс скважины на карте, в знаменателе расчетное значение теплового потока ( $mW/m^2$ ); 3 – тектонические нарушения; 4 – административная граница Томской области; 6 – пороговая температура ГЗН

Целью настоящих исследований является определение значения теплового потока из основания осадочного чехла и изучение термической истории баженовской свиты в разведочной скважине Весенняя-255 (индекс на карте Вc-255) (рис. 1А).

**Характеристика объекта исследований.** Район исследований находится на левобережье Оби, в северо-западной части Томской области. Моделируемая скважина пробурена в пределах Первомайского вала, расположенного в северной части Нововасюганского мезовала (структуры II порядка), осложняющего, в свою очередь, северо-восточный склон Каймысовского свода, структуры I порядка. Восточный склон Каймысовского свода отличается широким распространением разрывной тектоники.

Эта зона по фундаменту соответствует западному борту Колтогорско-Уренгойского грабен-рифта. В осадочном чехле разломы имеют в основном северо-северо-восточное направление и трассируют зону сочленения свода на востоке с отрицательными структурами – Нюрольской мегавпадиной, Черемшанской мезоседловиной и южной частью Колтогорского мезопргиба. Первомайский вал ограничен двумя параллельными разломами северо-восточного простирания. К нему приурочено одноименное, среднее по запасам, месторождение нефти.

Установлено, что нефтепроизводящей толщей на территории исследования является баженовская свита ( $J_{3tt}-K_{1b}$ ), имеющая повсеместное распространение в этом районе [6]. Скважиной Весенняя-255 вскрыт осадочный чехол толщиной 2667 м. Кровля баженовской свиты отбивается на глубине 2475 м, имеет мощность 12 м. Содержание Сорг варьирует от 7 до 10 % [5], а катагенетическая преобразованность ОВ, по исследованиям А.Н. Фомина [6], достигает градации МК<sub>1</sub><sup>1</sup>.

**Методика исследования.** Для определения теплового потока из основания осадочного разреза применяется компьютерная технология ТеплоDialog [4], с помощью которой моделируется палеотемпературная история баженовских нефтематеринских отложений. Палеотемпературное моделирование включает решение обратной задачи нестационарной геотермии с подвижной границей, т.е. расчет значений теплового потока из основания. По вычисленному тепловому потоку решается прямая задача геотермии – определяются палеотемпературы на заданные ключевые моменты геологического времени (начало/окончание формирования свит). Палеотемпературное моделирование совмещено с палеотектоническими реконструкциями, учитывающими скорость осадконакопления.

При изучении теплового поля методом определения геотермического градиента (ОГГ) важным критерием является надежность и достоверность полученной термометрической информации. Одним из важнейших критериев при выборке скважин является время, которое скважина находилась в состоянии покоя.

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

Наилучший вариант, когда скважина выстаивается в течение периода, сопоставимого с продолжительностью бурения. За это время происходит восстановление условий естественного теплового поля, нарушенного в процессе бурения вследствие циркуляции бурового раствора [3]. Скважина Весенняя-255 находилась в состоянии покоя в течение 38 дней, что является вполне достаточным для восстановления пластовых условий. Снятие значений температуры с кривой ОГГ против центра свиты проводится только при монотонном характере кривой. В случае, если центр свиты находится против участка с аномальным поведением кривой ОГГ, значение не снимаются.

Вхождение нефтематеринской баженовской свиты в ГЗН определяется пороговой температурой 85 °С, так как рассеянное органическое вещество (РОВ) в баженовской свите, в основном, аквагенного генезиса [1].

**Исходными данными** для решения обратной задачи геотермии являются геотемпературы, снятые с каротажной диаграммы метода ОГГ и палеотемпературы, пересчитанные из ОСВ. Геотемпературы при испытании скважины не измерялись.

**Результаты исследования и обсуждение.** Решением обратной задачи геотермии определена плотность теплового потока из основания разреза. Кроме обратной задачи решена прямая, определены палеотемпературы для баженовской свиты на протяжении всего геологического времени формирования осадочного разреза. Отмечено, что баженовская свита вошла в «нефтяное окно» в ганькинское время. Максимальный прогрев нефтематеринской свиты до 107 °С зафиксирован 24 млн. лет назад в хатское время. На модели (рис. 1Б) хорошо видно влияние изменения климата на земной поверхности на тепловую характеристику палеоразреза. Снижение поверхностной температуры в среднем палеогене значительно меняет условия катагенеза и, как видно, палеотемпературные условия в нефтематеринской свите приближаются к пороговому значению. Условия генерации баженовских нефтей существуют до настоящего времени.

**Заключение.** Тепловой поток из «основания» разреза в скважине Весенняя-255, расположенной на северном склоне Каймысовского свода, составил 52 мВт/м<sup>2</sup>. Начало интенсивной генерации баженовских нефтей в разрезе моделируемой скважины соотносится с рубежом позднего мела и раннего палеогена. Баженовская свита, начиная с 61,7 млн. лет назад и до настоящего времени, находится в «очаге генерации», что подтверждается доказанной нефтегазоносностью разреза.

### Литература

1. Бурштейн Л.М., Жидкова Л.В., Конторович А.Э., Меленевский В.Н. Модель катагенеза органического вещества (на примере баженовской свиты) // Геология и геофизика. – 1997. – Т. 38. – № 6. – С. 1070–1078.
2. Галушкин Ю.И. Моделирование осадочных бассейнов и оценка их нефтегазоносности. М.: Научный мир, 2007. – 456 с.
3. Зуй В.И. Тепловое поле платформенного чехла Беларуси. – Минск: Экономпресс, 2013. – 260 с.
4. Исаев В.И., Гуленок Р.Ю., Веселов О.В., Бычков А.В., Соловейчик Ю.Г. Компьютерная технология комплексной оценки нефтегазового потенциала осадочных бассейнов // Геология нефти и газа. – 2002. – №6. – С.48–54.
5. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2002. – 253 с.
6. Фомин А.Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойский и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2011. – 331 с.
7. Хуторской М.Д., Ахмедзянов В.Р., Ермаков А.В., Леонов Ю.Г., Поляк Б.Г., Сухих Е.А., Цыбуля Л.А. Геотермия арктических морей / Отв. ред. Ю.Г. Леонов. – М.: ГЕОС, 2013. – 232 с.

## ВЫДЕЛЕНИЕ ИНТЕРВАЛОВ СТОЯНКИ АППАРАТУРЫ СКЛ-160 В РЕАЛЬНЫХ КАРОТАЖНЫХ ДАННЫХ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Г.В. Москалев

Научный руководитель доцент А.Ю. Соболев

*Новосибирский государственный технический университет, г. Новосибирск, Россия*

На сегодняшний день стало все сложнее найти мощные и однородные нефтегазоносные пласты. Нефтегазовые компании вовлекают в разработку пласты, которые раньше пропускали: тонкие, осложненные переслаиванием, с невысоким нефтенасыщением. Для изучения таких объектов требуется более точная аппаратура. Поэтому важно, чтобы собственные шумы прибора были тоже малы и известны. Кроме того, разработка и опробование алгоритмов инверсии каротажных данных и решения обратной задачи требует задания реалистичного шума, что также делает задачу его изучения и описания актуальной. В скважинных условиях можно изучать шумы во время технологических стоянок, которые обычно игнорируют.

Для исследования использованы реальные каротажные данные из четырнадцати скважин трех месторождений Западной Сибири. Из соображений удобства и коммерческой тайны компании, номера скважин были закодированы четырехзначным шифром от 1001 до 1014. В каждом файле, полученном на спуске и подъеме буровой колонны, содержатся записи автономного комплекса СКЛ-160, в который входят зонды ВЭМКЗ, ИК, БКЗ, БК, радиоактивные методы каротажа, резистивиметр, инклинометр, акселерометр и технологические датчики – всего от 53 до 73 каналов, записанных с тактовой частотой 20 герц.

В процессе спуска и подъема в скважине буровая колонна останавливается через каждые 24-36 метров для уменьшения или увеличения количества бурильных труб. Колонна крепится на клинья, а низ колонны с прибором только через некоторое время прекращает движение [1]. С помощью программы RealDepth5, разработанной в институте нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука, временные интервалы стоянок СКЛ-160 хорошо видны (рис. 1).