

## Геоэлектрические модели коллекторов ачимовской толщи на Тевлинско-Русскинском месторождении

*С. А. Примаков<sup>1</sup>\*, Д. С. Лежнин<sup>2</sup>, К. В. Сухорукова<sup>3</sup>*

<sup>1</sup> Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Российская Федерация

<sup>2</sup> Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья, г. Новосибирск, Российская Федерация

<sup>3</sup> Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. Трофимука А.А. СО РАН, г. Новосибирск, Российская Федерация

\* sergey.primackov@gmail.com

**Аннотация.** В статье рассматриваются результаты применения методики оценки нефтенасыщения коллекторов ачимовской толщи на основе количественной интерпретации данных электрокаротажа в вертикальных скважинах Тевлинско-Русскинского месторождения. Интерпретация данных электрокаротажа по традиционным методикам приводит к ошибкам оценки нефтенасыщения из-за сложных форм диаграмм, по которым трудно снять отсчеты в тонких пластах при влиянии контрастных по удельному электрическому сопротивлению (УЭС) зон проникновения и вмещающих пластов. Для расчета фильтрационно-емкостных свойств применены утвержденные петрофизические зависимости, а значение УЭС тонких коллекторов определено в результате численной совместной инверсии данных комплекса гальванических и индукционных зондов в классе 2D геоэлектрических моделей, с учетом особенностей конструкции зондов, строения скважины, радиального и вертикального распределения электрофизических свойств пород разреза. В 24 скважинах построены геоэлектрические модели и оценено нефтесодержание коллекторов БС<sub>16-20</sub>.

**Ключевые слова:** двумерная геоэлектрическая модель, численная инверсия, оценка насыщения, Боковое каротажное зондирование, боковой каротаж, индукционный каротаж

## Goelectrical Models of the Achimov Formation Reservoirs at the Tevlinsko-Russkinskoye Field

*S. A. Primakov<sup>1</sup>, D.S Lezhnin<sup>2</sup>, K.V Sukhorukova<sup>3</sup>*

<sup>1</sup> Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russian Federation

<sup>2</sup> Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Raw Materials, Novosibirsk, Russian Federation.

<sup>3</sup> Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of SB RAS, Novosibirsk, Russian Federation

\* sergey.primackov@gmail.com

**Abstract.** The article discusses the results of applying the methodology for assessing the oil saturation of the Achimov formation reservoirs based on the quantitative interpretation of electric logging data in vertical wells of the Tevlinsko-Russkinskoye field. Interpretation of electric logging data using traditional methods leads to errors in oil saturation estimation due to complex diagram shapes, which make it difficult to take readings in thin layers under the influence of resistivity-contrasting zones of penetration and enclosing layers. To calculate reservoir properties, approved petrophysical dependencies were applied, and the resistivity value of thin reservoirs was determined as a result of numerical joint inversion of data from a complex of galvanic and induction probes in the class of 2D goelectric models, taking into account the design features of probes, well structure, radial and

vertical distribution of electrophysical properties of rocks in the section. In 24 wells, geoelectric models were built and the oil content of the BS<sub>16-20</sub> reservoirs was estimated.

**Keywords:** 2D geoelectric models, numerical inversion, saturation estimation, lateral logging sounding, lateral logging, induction logging

### *Введение*

Так как многие месторождения Западной Сибири были открыты еще во времена СССР, все толщи с несложным строением и высоким нефтесодержанием были уже разработаны. Соответственно в настоящее время все большую актуальность набирает изучение нефтяных коллекторов, которые были пропущены вследствие сложного строения отложений. На Тевлинско-Русскинском месторождении такими отложениями является ачимовская толща.

Ачимовские отложения на Тевлинско-Русскинском месторождении представлены переслаивающимися песчано-алевритно-глинистыми породами, и физические свойства этих тонких слоев разного состава достаточно контрастные. Ачимовская толща не выдержана по площади и разрезу. Нижняя граница толщи прослеживается почти четко, а верхняя определяется степенью развития песчаной фации. К этой части разреза приурочены отложения продуктивных пластов группы BS<sub>16-22</sub>. Общая толщина ачимовской пачки изменяется от 5 до 163 метров [1].

Породы-коллекторы ачимовской толщи по структуре и составу обломочного материала мало отличаются друг от друга, что свидетельствует об их близком седиментогенезе. По существующим воззрениям формирование толщи происходило в периферийных частях морского палеошельфа, в зоне его перехода к более погруженным частям моря. Породы-коллекторы представлены в основном мелкозернистыми песчаниками, алевритистыми, с алевропсаммитовой и псаммоалевритовой структурой. Слоистость пород прерывистая и пологоволнистая. Реже встречаются песчаники с массивным строением в виде прослоев прерывисто-линзовидной формы в глинистых разностях.

Для песчаников и алевролитов, залегающих в нижней части разреза ачимовской толщи (пласты BS<sub>22</sub> – BS<sub>18-19</sub>), характерно развитие структур внедрения и соприкосновения, снижающих фильтрационные свойства коллекторов.

Глинистые отложения покрывок, перекрывающих пласты ачимовской толщи, –сходного вещественного состава, представлены глинами тонко отмученными с прослоями алевролита мелкозернистого. Текстура пород слоистая. Основная глинистая масса сложена хлоритом и гидрослюдой с примесью каолинита.

Сложное строение ачимовских отложений определяет существенный контраст электрофизических свойств, что при небольшой толщине коллектора может значительно искажать пластовое значение по данным электрокаротажа и тем самым снижать надежность оценки нефтенасыщения. Поэтому данные электрокаротажа на интервалах ачимовских коллекторов необходимо подвергать численной инверсии на базе адекватных по строению геоэлектрических моделей для получения более реалистичного значения сопротивления неизменной части проницаемых интервалов.

## *Совместная инверсия*

Стандартный метод оценки насыщения пласта состоит в пересчете УЭС неизменной фильтрацией бурового раствора части коллектора в соотношении нефти и воды по формулам типа Арчи-Дахнова. При этом в геофизической практике в качестве оценки УЭС пласта берутся значения кажущегося сопротивления по данным стандартного зонда БКЗ (А2.0М0.5N) или по данным низкочастотного зонда ИК, на которые сильно влияют свойства зоны проникновения – прискважинной зоны, промытой фильтратом бурового раствора и вследствие этого довольно высокоомной, а главное – свойства вмещающих пород и прослоев внутри коллектора, контрастных с ним по значению УЭС.

По указанным выше причинам для определения УЭС тонких коллекторов в таких тонкослоистых отложениях был разработан следующий подход. Расчеты фильтрационно-емкостных свойств проводятся по традиционной методике, на основе анализа данных плотностного и интегрального гамма-каротажа, потенциала самополяризации, нейтронного и акустического каротажа, а для оценки насыщения берется значение УЭС, определенное в двумерной геоэлектрической модели, подобранной в результате численной совместной инверсии данных комплекса методов электрокаротажа: бокового каротажного зондирования (БКЗ), фокусированного бокового каротажа (БК) и низкочастотного индукционного каротажа (ИК).

Такой комплекс методов был выбран из следующих соображений: БКЗ обеспечивает зондирование вглубь скважины и является основным методом при инверсии, единичные зонды БК и ИК дополняют, но существенно снижают эквивалентность электрофизических параметров модели. Зонд БК обеспечивает чувствительность к УЭС прискважинной зоны и параметрам тонких пластов, в отношении которых сигналы БКЗ характеризует большая область эквивалентности. Зонд ИК, во-первых, более чувствителен к неизменной части пласта с более низким, чем в зоне проникновения (ЗП), значением УЭС, что при совместной инверсии с зондами БКЗ позволяет более точно подбирать УЭС этой части пласта, а во-вторых, исключает артефакты в виде низкоомных прослоев под высокоомными пластами, возникающие при искажениях сигналов БКЗ в зонах экранирования. Соответственно при совместной инверсии данных этих методов строится более качественная модель, в которой учитывается влияние тонких пластов и более точно подбирается УЭС неизменной части коллекторов.

Численная инверсия сигналов электрокаротажа в классе двумерных геоэлектрических моделей (2D модели) проводилась в программном комплексе моделирования и инверсии AlondraWL, разработанной к.ф.-м.н. Нечаевым О.В. (ИНГГ СО РАН). Принцип работы вычислительного алгоритма описан в статьях [2] и [3], методика инверсии практических данных электрокаротажа приведена в статье [4].

Расчет петрофизических зависимостей проводился по формулам, основанным на результатах петрофизического анализа керна. Коэффициент пористости рассчитывался по формуле:  $K_{п} = A \cdot \alpha_{пс} + B$ ; коэффициент проницаемости:  $\log(K_{пр}) = C \cdot K_{п}^3 - D \cdot K_{п}^2 + E \cdot K_{п} - F$ .

Расчет коэффициентов нефтегазонасыщенности ( $K_{нг}$ ) реализован по стандартной методике с использованием петрофизических зависимостей  $P_n = f(\rho_n)$  и  $P_n(K_v)$ . Параметр пористости  $P_n = G \cdot K_n^{-m}$ , параметр насыщения  $P_n = \frac{\rho_n}{\rho_n \cdot \rho_v}$ , где

$\rho_n$  – УЭС породы,  $\rho_v$  – УЭС воды,  $K_v = \left(\frac{P_n}{H}\right)^{-n}$  – коэффициент водонасыщенности,  $K_{нг} = 100 - K_v$ . Где  $A-H$  и  $m$  и  $n$  – коэффициенты, полученные при исследовании керн, которые по условиям предоставления данных публиковать не разрешено.

В результате численной инверсии данных электрокаротажа построены геоэлектрические модели ачимовских отложений в 24 скважинах Тевлинско-Рускинского месторождения, из которых в семи скважинах коллекторы являются полностью водонасыщенными. Далее рассмотрены результаты инверсии и оценка насыщения пластов БС<sub>16-20</sub>, выделены их основные особенности и закономерности. Пласты БС<sub>21-22</sub> вскрыты не были.

Для сравнения с результатами представленного подхода к интерпретации были рассчитаны  $K_{нг}$  по двум традиционным методикам с использованием пластовых отсчетов сигналов однозондового индукционного каротажа и стандартного градиент-зонда А2М0.5N.

### ***Пласт БС<sub>16</sub>***

Пласт БС<sub>16</sub> вскрыт в двенадцати скважинах, из них в семи скважинах является полностью водонасыщенным, в соответствии с низкими значениями УЭС, определенными в результате инверсии. По диаграммам данных БКЗ и однозондового индукционного каротажа в условиях электрически контрастного тонкослоистого разреза трудно снять отсчеты для инверсии кривых зондирования, а инверсия в классе 2D моделей восстанавливает вертикальное распределение УЭС пластов разреза и параметров ЗП в коллекторах (рис. 1). По определенным значениям рассчитывается  $K_{нг}$ .

Критическое значение УЭС коллекторов низкое, около 4 Ом·м, что может быть обусловлено как большой долей связанной пластовой воды, так и поверхностной глинизацией порового пространства. Мощность пласта меняется от 18 до 52 м. В пяти скважинах нефть залегает в верхней его части в пропластках толщиной 1–2 м (рис. 1). Общая мощность нефтенасыщенной части варьируется от 6 до 11 м. Ниже нее в четырех скважинах интервал коллектора мощностью 3–6 м насыщен водой с нефтью, ниже расположенный – водой.  $K_n$  в основном принимает значения 17–20%.  $K_{нг}$  в среднем принимает значения от 30 до 50% от подошвы до кровли соответственно. В примере на рис. 1 значения  $K_{нг}$  занижены относительно  $K_{нг}$  по ИК и А2М0.5N ( $K_{нг}$  GZ3), что объясняется влиянием на сигналы ИК и стандартного градиент-зонда повышающей зоной проникновения, завышающей значения пластовых отсчетов сопротивления. В нижнем пласте толщиной 2 м  $K_{нг}$  по 2D модели отражает переход насыщения от "нефть–вода" на "вода–нефть", менее выраженный на графиках  $K_{нг}$ , определенного по ИК и А2М0.5N.

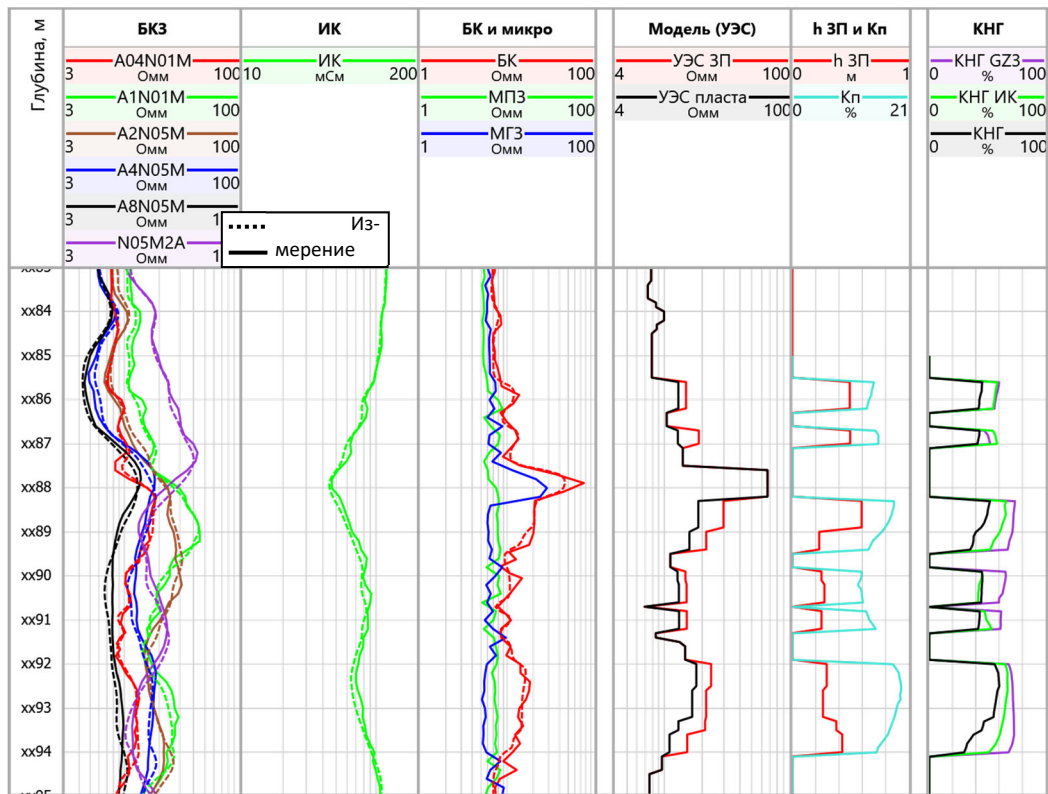


Рис. 1. Пример подбора сигналов БКЗ и 4ИК (практические данные – пунктир, рассчитанные в подобранной модели – сплошная линия) в интервале пласта БС<sub>16</sub>. Диаграммы, слева направо: кажущееся сопротивление по данным БКЗ; кажущаяся электропроводность по данным ИК; кажущееся сопротивление по данным БК и микрозондов; УЭС ЗП и пласта; толщина ЗП;  $K_{\text{п}}$ ;  $K_{\text{нг}}$ . Измеренные сигналы БКЗ, ИК и БК – пунктирные линии, рассчитанные в подобранной модели – сплошные линии

### Пласт БС<sub>17</sub>

На исследуемой территории отложения пласта БС<sub>17</sub> имеют ограниченное распространение. Пласт вскрыт в восьми скважинах, и в четырех из них является полностью водонасыщенным. Средняя мощность составляет около 12 м. В трех скважинах нефть залегает в верхних пропластках мощностью не больше метра, в одной скважине – в более цельных пластах с мощностью 3–4 м (рис. 2). Мощность нефтенасыщенной части не превышает 7 м, остальная часть насыщена либо водой с нефтью, либо только водой.

По данным ГК, ПС и НК средние значения  $K_{\text{п}}$  15–19%. Значение  $K_{\text{нг}}$  в нефтенасыщенной части пласта меняется, в основном, от 30% на подошве до 40% на кровле.

В представленном на рис. 2 примере значения  $K_{\text{нг}}$  по 2D модели близки с  $K_{\text{нг}}$  по ИК и А2М0.5N в мощном пласте, но не совпадает в остальных более тонких пластах. Наибольшее отличие рассчитанного по 2D модели  $K_{\text{нг}}$  заметно в трех верхних тонких пластах: при толщинах от 0.3 до 1 м  $K_{\text{нг}}$  по ИК и А2М0.5N возрастают от верхнего пласта к нижнему, в то время как  $K_{\text{нг}}$  по 2D модели, наобо-

рот, убывает, а его значение в самом верхнем пласте выше на 15-20%. Такая ситуация в пластах ачимовской толщи встречается часто, и соответствие гравитационному распределению флюидов достигается только при определении УЭС пластов 2D инверсией, а иногда еще и с учетом вклада электропроводности глинистого компонента.

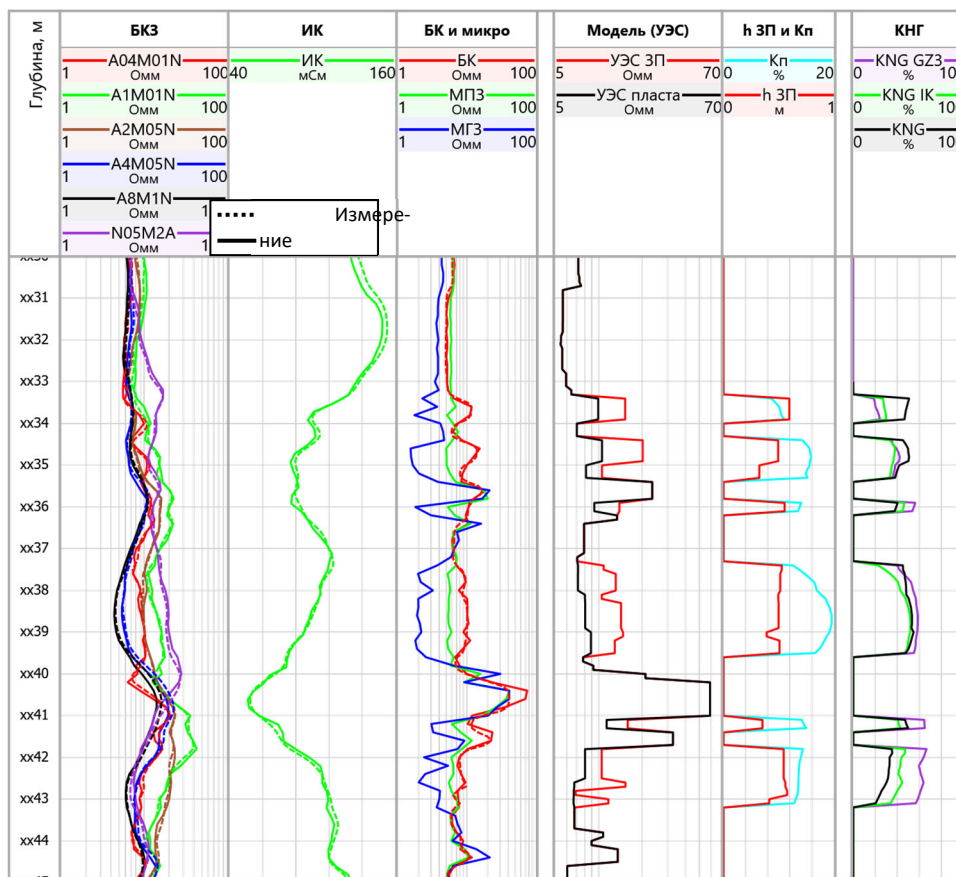


Рис. 2. Пример подбора сигналов в пласте БС<sub>17</sub>. Обозначения как на рис. 1

Аналогичным образом построены геоэлектрические модели, уточнены УЭС и границы пластов и проведена оценка нефтенасыщения по материалам из интервалов пластов БС<sub>18</sub>, БС<sub>19</sub> и БС<sub>20</sub>. Суммарная длина интервалов количественной интерпретации около 2000 м.

### Заключение

По данным ГИС в 24 скважинах Тевлинско-Русскинского месторождения определены электрофизические и петрофизические характеристики пластов-коллекторов. УЭС коллекторов подобраны в классе двумерных моделей с применением численной инверсии практических данных комплекса электрокаротажных методов.

$K_p$  для всех пластов определяется в диапазоне 14–20%, что свидетельствует о близком седиментогенезе пород-коллекторов ачимовской толщи. В большинстве скважин нефть залегает в верхней части пластов в пропластках мощностью

не больше 2 м, реже – в цельных пластах мощностью 3–4 м. БС<sub>18</sub> – самый продуктивный пласт, вскрыт во всех исследуемых скважинах, в десяти из них выявлено содержание нефти.

$K_{нт}$  по 2D модели близки с  $K_{нт}$  по ИК и A2M0.5N в однородных пластах без электрически контрастных вмещающих и прослоев, но в тонких пластах в кровельной части пачек приводит к более правильному выводу о насыщении коллектора нефтью.

### ***Благодарности***

Исследовательская часть работы выполнена при финансовой поддержке проекта ФНИ № FWZZ-2022-0026 «Инновационные аспекты электродинамики в задачах разведочной и промысловой геофизики».

### **БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК**

1. Сметанин А.Б., Румак Н.П. Уточнение геологической модели, пересчет запасов и ТЭО КИН Тевлинско-Русскинского месторождения. Тюмень. 2007.
2. Нечаев О.В., Глинских В.Н. Быстрый прямой метод решения обратной задачи электрического каротажа в нефтегазовых скважинах // Вестник НГУ. Серия: Информационные технологии. – 2017. – № 15. – С. 53-63.
3. Нечаев О.В., Глинских В.Н. Трехмерное моделирование и инверсия данных комплекса методов электрокаротажа в моделях сред с наклоном главных осей тензора электрической анизотропии // Вестник НГУ. Серия: Информационные технологии. – 2018. – Т. 16. – № 4. – С. 127-139.
4. Петров А.М., Нечаев О.В., Сухорукова К.В. Двумерная инверсия сигналов российского электрокаротажа, измеренных на интервалах сложнопостроенных отложений // EAGE Геомодель. – 2019.

© С. А. Примаков, Д. С. Лежнин, К. В. Сухорукова, 2022