

**Применение комплекса методов каротажа для оценки параметров продуктивных коллекторов Усть-Тегусского нефтяного месторождения
(A set of logging methods applied for assessing the parameters of productive reservoirs of the Ust-Tegusskoye oil field)**

С.А. Афонасенко¹, А.С. Кулиева²
1,2-СПбГУ, Институт наук о Земле

Аннотация

С помощью исходных каротажных данных и петрофизических зависимостей в двух скважинах были выделены интервалы пород-коллекторов, определены коэффициенты пористости, проницаемости, глинистости, а также характер насыщения пластов Ю₂, Ю₃, Ю₄ тюменской свиты. Интерпретация была выполнена в программном обеспечении Techlog компании Schlumberger.

Abstract

With the help of initial logging data and petrophysical dependences in two wells, the intervals of reservoir rocks were identified, the coefficients of porosity, permeability, shale volume, saturation of the Y₂, Y₃, Y₄ layers of the Tyumen suite were calculated. Interpretation was performed in Schlumberger's Techlog software.

Ключевые слова

Геофизические исследования скважин, коллектор, пористость, проницаемость, глинистость, нефтенасыщенность.

Keywords

Well logging, reservoir, porosity, permeability, shale volume, oil saturation.

Интерпретация данных каротажа позволяет вычислять параметры для подсчета запасов нефти: эффективную нефтенасыщенную мощность и коэффициент нефтенасыщенности. По данным каротажа определяются такие важные параметры коллекторов, как пористость, проницаемость и глинистость. Поэтому направление, связанное с использованием данных каротажа при оценке параметров коллекторов, является актуальным.

Продуктивные отложения Усть-Тегусского месторождения приурочены к пластам Ю₂-Ю₄ тюменской свиты. Коллекторы представлены терригенными отложениями. Залежи относятся к пластово-сводовому, стратиграфически, литологически и тектонически экранированному типу [1].

Для оценки параметров продуктивных коллекторов были проинтерпретированы результаты комплекса каротажа скважин №3 и №4 Дубравской площади. Присутствуют керновые данные по скважинам, что позволяет сопоставить с ними данные каротажа. Определенные по каротажу фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) коллекторов были сравнены с ФЕС, определенными по керну. Были использованы данные методов: КВ (кавернометрия), ПС (каротаж самопроизвольной поляризации), ГК (гамма-каротаж), ГГК-П (плотностной гамма-гамма каротаж), ННК-Т (нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам), МКЗ (микрозондирование), МБК (микробочковой каротаж), ИК (индукционный каротаж).

Коллекторы выделялись по качественным признакам: отрицательным аномалиям ПС и ГК, уменьшению диаметра скважины по данным КВ, положительному приращению показаний микропотенциал-зонда над показаниями микроградиент-зонда и

расхождению удельного электрического сопротивления (УЭС) для зондов разной длины. В ходе интерпретации в скважине №3 было выделено 5 коллекторов: по одному в пластах Ю₁, Ю₃, Ю₄ и два – в пласте Ю₂. В скважине №4 было выделено 6 коллекторов: по одному в пластах Ю₁, Ю₂, Ю₃ и три – в пласте Ю₄.

Коэффициент объемной глинистости $k_{гг}$ рассчитывался по данным ПС и ГК. Для расчетов в скважинах №3 и №4 использовались вычисленные по кривой ПС значения потенциалов ПС и вычисленные по кривой ГК значения интенсивностей гамма-излучения.

$k_{гг}$ по данным ПС рассчитывался по формуле:

$$k_{гг} = \frac{U_{ПС} - U_{ПСmin}}{U_{ПСmax} - U_{ПСmin}} \quad (1)$$

где: $U_{ПСmax}$ – значение ПС для линии глин; $U_{ПСmin}$ – минимальное показание ПС напротив чистых песчаников; $U_{ПС}$ – показания ПС.

$k_{гг}$ по данным ГК рассчитывался по формуле:

$$k_{гг} = \frac{J_{\gamma} - J_{\gamma,min}}{J_{\gamma,max} - J_{\gamma,min}} \quad (2)$$

где: $J_{\gamma,max}$ – значение ГК для глин; $J_{\gamma,min}$ – минимальное показание ГК напротив чистых песчаников; J_{γ} – показания ГК.

Были получены следующие значения глинистости для коллекторов скважин: в скважине №3 $k_{гг}$ по ПС составил для пласта Ю₂ - 16.8%, Ю₃ – 84.7%, Ю₄ – 24.1%, а $k_{гг}$ по ГК составил для пласта Ю₂ – 16.6%, Ю₃ – 49.3%, Ю₄ – 10.7%; скважине №4 $k_{гг}$ по ПС составил для пласта Ю₂ – 25.3%, Ю₃ – 79%, Ю₄ – 21.3%, а $k_{гг}$ по ГК составил для пласта Ю₂ – 16.5%, Ю₃ – 74.5%, Ю₄ – 34.8%. Данные метода ГК более достоверные, т.к. кривая ГК имеет более изменчивый характер в сравнении с кривой ПС, что связано с присутствием в осадочном разрезе аксессуарных радиоактивных минералов.

Коэффициент пористости $k_{п}$ рассчитывался по данным ГГК-П, ПС и НК (нейтронный каротаж). Коэффициент пористости по ГГК-П рассчитывался по формуле:

$$k_{п} = \frac{\delta_{п} - \delta_{м}}{\delta_{ж} - \delta_{м}} \quad (3)$$

где: $\delta_{п}$ — объёмная плотность по ГГК-П; $\delta_{м}$ — объёмная плотность минерального скелета породы; $\delta_{ж}$ — плотность флюида, насыщающего коллектор.

Были использованы следующие значения [1]: $\delta_{м} = 2.69$ г/см³; $\delta_{ж} = 1.014$ г/см³ – для пласта Ю₂; $\delta_{ж} = 1.016$ г/см³ – для пласта Ю₃; $\delta_{ж} = 1.015$ г/см³ – для пласта Ю₄.

Коэффициент пористости по ПС рассчитывался по установленным зависимостям. Для пласта Ю₂ Усть-Тегусского месторождения установлена следующая зависимость:

$$k_{п} = 12.34\alpha_{ПС} + 9.21 \quad (4)$$

где: $\alpha_{ПС}$ – относительная амплитуда ПС.

Для пластов Ю₃ и Ю₄ Усть-Тегусского месторождения установлена следующая зависимость:

$$k_{п} = 9.85\alpha_{ПС} + 9.98 \quad (5)$$

Коэффициент пористости по НК-Т рассчитывался по установленной зависимости:

$$k_{п} = -8.2 + 75.4 \frac{J_{мз}}{J_{бз}} - 1.25 \left(\frac{J_{мз}}{J_{бз}} \right)^2 \quad (6)$$

где: $J_{бз}$ – показания большого зонда НК-Т; $J_{мз}$ – показания малого зонда НК-Т.

Наилучшую сходимость с кеновыми данными в обоих скважинах показала пористость по ГГК-П, поэтому ее использовали далее для вычисления проницаемости. Результаты представлены в таблице 1.

Коэффициент проницаемости $k_{пр}$ рассчитывался через установленные с коэффициентом пористости зависимости. Для коллекторов пластов Ю₂ и Ю₄ Усть-Тегусского месторождения использовалась следующая зависимость для $k_{п} \leq 20\%$:

$$k_{пр} = 0.00003e^{0.7625k_{п}} \quad (7)$$

В случае $k_{п} > 20\%$ для коллекторов пластов Ю₂ и Ю₄ использовалась следующая зависимость:

$$k_{пр} = 0.0417e^{0.404k_{п}} \quad (8)$$

Для коллекторов пласта Ю₃ использовалась следующая зависимость:

$$k_{пр} = 0.0144e^{0.679(k_{п}-7.69)} \quad (9)$$

Результаты представлены в таблице 1.

Коэффициенты водонасыщенности $k_{в}$ и нефтенасыщенности $k_{н}$ рассчитывались через уравнение Арчи-Дахнова. Были использованы данные дальнего зонда ИК и следующие значения [1]: $a=0.9067$; $m=2.1237$; $n=2.0026$; $\rho_{в}=0.239$ г/см³.

Были получены следующие средние значения для коллекторов скважин: в скважине №3 $k_{в}$ и $k_{н}$ составили соответственно для пласта Ю₂ - 79.8% и 20.2%, Ю₃ – 100% и 0%, Ю₄ – 83.1% и 16.9%, а в скважине №4 $k_{в}$ и $k_{н}$ составили соответственно для пластов Ю₂ – 81% и 19%, Ю₃ – 100% и 0%, Ю₄ – 94.3% и 5.7%.

Далее было проведено сравнение ФЕС, определенных по геофизическим исследованиям скважин (ГИС) и керну (таблица 1). Полученные результаты определения пористости и проницаемости удовлетворяют данным, полученным по петрофизическим исследованиям керна.

Таблица 1 – Сравнение средних значений ФЕС, определенных по ГИС и керну

| Пласт | $k_{п}$ по ГИС, % | $k_{п}$ по керну, % | $k_{пр}$ по ГИС, мД | $k_{пр}$ по керну, мД |
|----------------|-------------------|---------------------|---------------------|-----------------------|
| Ю ₂ | 13.1-18.0 | 19-22 | 40-277.1 | 70-400 |
| Ю ₃ | 11.9-18.2 | 13.5-18 | 0.5-79.3 | 0.7-30 |
| Ю ₄ | 12.9-16.5 | 13-21 | 4.4-42.1 | 0.7-12 |

Список литературы

1. Технологическая схема разработки Усть-Тегусского нефтяного месторождения. 3 книги и 2 папки. Книга 1. Тюмень, 2011, 267 с.

References

1. Field development plan of the Ust-Tegusskoye oil field. 3 books and 2 folders. Book 1. Tyumen, 2011, 267 p.