

УДК 550.372:553.048

DOI: 10.21782/GIPR0206-1619-2016-6(139-143)

А. В. ПОСПЕЕВИркутский научный центр СО РАН,
664033, Иркутск, ул. Лермонтова, 134, Россия, avp@ierp.ru**ВОЗМОЖНОСТЬ ОЦЕНКИ РЕСУРСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ ЮГА СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ
ПО ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫМ ДАННЫМ**

Основные перспективы нефтегазоносности юга Сибирской платформы связаны с подсолевыми терригенными породами рифейского и венд-нижнекембрийского возраста, залегающими в нижней части разреза осадочного чехла, а также с кембрийскими карбонатными горизонтами подсолевого и вышележащего карбонатно-галогенного комплексов.

Особенности геологического строения осадочного чехла юга Сибирской платформы связаны с прерывистым характером распространения коллекторов и слабым распространением положительных структурных форм. Это обуславливает особенности локализации залежей нефти и газа, а также эффективность стандартных геолого-геофизических методик при их поисках. Петрофизические данные показывают, что наиболее ярко коллекторские свойства пород отражаются в их удельном электрическом сопротивлении. Это является объективной основой для широкого применения электромагнитных методов, в частности, зондирования становлением поля в ближней зоне в нефтегазопроисловых исследованиях. Современные приемы интерпретации данных электромагнитных зондирований позволяют оценивать проводимость интервалов геологического разреза, содержащих продуктивные участки, с точностью не хуже первых десятков процентов.

Использование информации об удельном электрическом сопротивлении пластовых вод, а также имеющихся данных о зависимости параметра объемной пористости от коэффициента пористости, позволяет оценивать объем водонасыщенного пустотного пространства резервуаров по их проводимости. С учетом данных о средней величине коэффициента остаточной водонасыщенности и среднем соотношении объема углеводородонасыщенных и водонасыщенных резервуаров в региональном плане могут быть оценены ресурсы углеводородов. Предлагаемая методика расчета объема пустотного пространства резервуаров по их геоэлектрическим характеристикам может быть положена в основу оценки ресурсов углеводородов по категории C_3 .

Ключевые слова: геологическое строение, резервуары углеводородов, зондирование становлением поля в ближней зоне, проводимость коллекторов, объем пустотного пространства.

A. V. POSPEEVIrkutsk Scientific Center SB RAS,
664033, Irkutsk, Lermontova str., 134, Russia, avp@ierp.ru**FEASIBILITY OF HYDROCARBON RESOURCE APPRAISAL
OF THE SOUTHERN SIBERIAN PLATFORM BY ELECTROMAGNETIC DATA**

The main oil and gas promising resources of the southern Siberian platform are related to subsalt terrigenous rocks of the Riphean and Vendian-Lower Cambrian age occurring in the lower sedimentary cover, as well as the Cambrian carbonate horizons of subsalt and overlying carbonate-halogen complexes.

The specific geological framework of the sedimentary cover of the southern Siberian platform is associated with intermittent nature of reservoir distribution and lack of anticlinal structural forms. This causes particular localization of oil and gas accumulations, and influences the effectiveness of standard geological and geophysical methods used in their exploration.

Petrophysical analyses results show that reservoir properties of rocks are most clearly reflected in their electrical resistivity. This provides an objective basis for widespread applications of electromagnetic methods in oil and gas exploration, the near-field transient electromagnetic sounding (NTES) in particular. Modern methods of electromagnetic sounding data interpretation allow estimating conductivity of the geologic intervals containing productive horizons with an accuracy of a few tens of percent.

Using resistivity of formation water and available data on the relationships between volume porosity and porosity factor allows estimating capacity of water-saturated reservoir voids by their conductivity. Given the data on average value of the residual water saturation factor and average HC-saturated-to-water-saturated reservoir ratio, we can estimate hydrocarbon resources on a regional scale. The proposed method for reservoir voids calculation by their geoelectric properties can be used as the basis for appraisal of C_3 hydrocarbon reserves.

Keywords: geological structure, hydrocarbon reservoirs, near-field transient electromagnetic sounding, reservoir conductivity, volume of porous space, C_3 reserves.

ПОСТАНОВКА ПРОБЛЕМЫ

Геологическое строение юга Сибирской платформы характеризуется своеобразием, связанным с древним характером осадочных отложений, слагающих большую часть осадочного чехла [1]. Основной этаж нефтегазоносности здесь приурочен к средненижнекембрийским, вендским и рифейским отложениям и связан с резервуарами порового, трещинно-порового и трещинного типов. Древний характер платформы и относительная жесткость верхней части земной коры в значительной степени сгладили последствия латеральных тектонических напряжений, связанных с тектоническим развитием соседних активных областей. Это выражается в относительно слабой распространенности здесь наложенных поднятий различных порядков (рис. 1) [2].

Перспективы нефтегазоносности связаны с тремя основными комплексами пород — средненижне-рифейским, вендским терригенным и венд-нижнекембрийским карбонатным. Следует отметить, что каждый из указанных этажей разреза имеет свои особенности строения на данной территории. В пределах рифейских толщ первоочередными являются карбонатные породы улунтуйской свиты, суммарная толщина органогенных известняков которой может превышать 1000 м. Терригенная часть венда в направлении от центральных частей Непско-Ботуобинской антеклизы и Ангаро-Ленской ступени на юго-восток характеризуется значительным — до многих десятков метров — увеличением толщин и наличием нескольких региональных горизонтов песчаников. В карбонатной части подсолевого комплекса в пределах Талаканского нефтегазоконденсатного месторождения отмечено наличие мощных органогенных построек, которые могут распространяться юго-западнее на территории Иркутской области.

В пределах осадочного чехла юга Сибирской платформы выявлены многочисленные промышленные продуктивные горизонты, представленные терригенными и карбонатными породами (рис. 2). Их корреляция на обширной территории запада, юга и востока платформы представляет собой самостоятельную геологическую задачу.

Следует отметить, что часто карбонатные породы продуктивных горизонтов усольской, бельской и булайской свит в районах своего проявления отличаются повышенной трещиноватостью.

Эти особенности геологического строения обуславливают и соответствующие различия в методологиях поиска месторождений нефти и газа. Если в районах с относительно молодым осадочным чехлом с широким распространением пластов коллекторов основным объектом поисков являются положительные структурные элементы, то на территории Сибирской платформы наибольшие сложности вызывает картирование собственно коллекторов. В таком случае традиционная для нефтегазопроисковых работ сейсморазведка дает, как правило, структурную информацию, которая в районах слабого распространения коллекторов оказывается несущественным поисковым признаком.

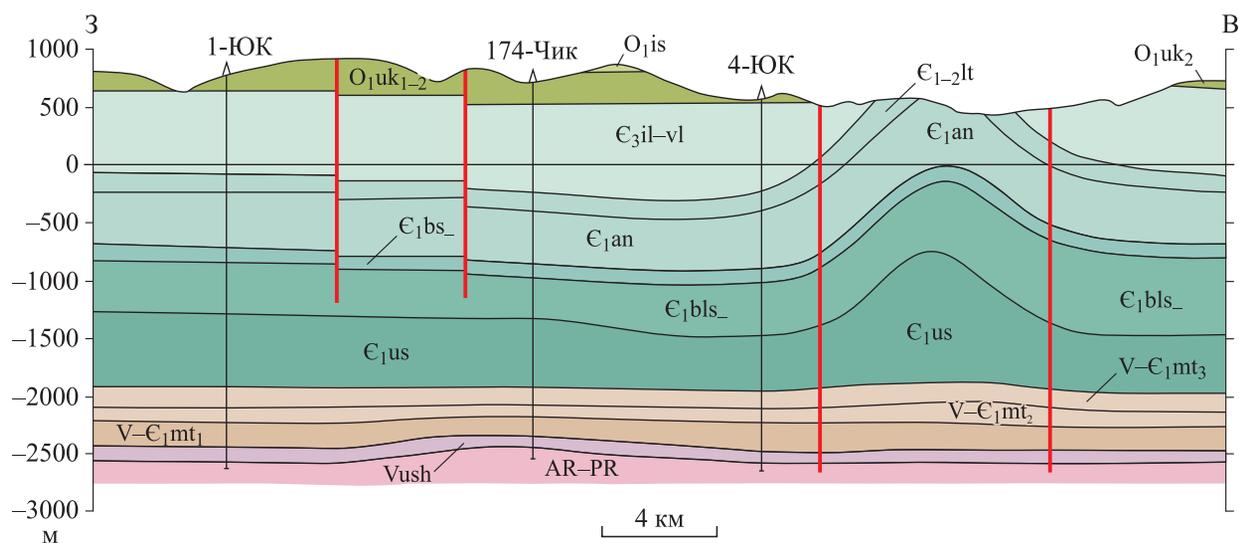


Рис. 1. Характерный геологический разрез северной части Ангаро-Ленской ступени.

О — ордовикская система, илгинская (is), усть-кутская (uk) свиты; E_{2-3} — средний-верхний кембрий, верхоленская (vl) свита; E_1 — нижний кембрий: литвинцевская (lt), ангарская (an), булайская (bs), бельская (bls), усольская (us) свиты; $V-E_1$ — венд-нижний кембрий: мотская (mt), ушаковская (ush) свиты; AR-PR — архей-протерозой — породы кристаллического фундамента.

Хронология	Свиты, горизонты		Резервуары
Є	Верхоленская		
	Литвинцевская		
	Ангарская		Келорский
	Булайская		Бильчирский
	Бельская		Биркинский
	Усольская		Атовский
	Даниловский		Христофоровский
V	Тирский		Верхнетирский
	Непский		Парфёновский
			Марковский
			Шамановский
Ушаковская		Боханский	
R	Качергатская		Безымянный
	Улунтуйская		???
	Голоустенская		
AR-PR	Фундамент		

1 — аргиллиты, алевролиты; 2 — известняки, доломиты; 3 — каменная соль; 4 — песчаники; 5 — кристаллические породы фундамента.

Рис. 2. Основные горизонты-коллекторы осадочного чехла юга Сибирской платформы.

1 — аргиллиты, алевролиты; 2 — известняки, доломиты; 3 — каменная соль; 4 — песчаники; 5 — кристаллические породы фундамента.

В геологических условиях юга Сибирской платформы имеющиеся петрофизические данные и результаты сопоставления буровых и геофизических работ показывают, что наиболее яркое отражение горизонты-коллекторы находят в удельном электрическом сопротивлении (УЭС) среды. Плотная кристаллическая матрица терригенных, карбонатных и хемогенных пород нижнего палеозоя и крайне низкое сопротивление поровых рассолов обуславливают устойчивую связь между коллекторскими свойствами и проводимостью горных пород независимо от их литологического состава. При смене характера насыщения трещинно-порового пространства происходит закономерное изменение их геоэлектрических свойств.

Подобная ситуация побудила исследователей еще в 60-х гг. прошлого века расширить комплекс методов, используемых при нефтегазопроисследовательских работах, за счет широкого применения прежде всего электромагнитных исследований. В настоящее время основным методом электроразведки, используемым при нефтегазопроисследовательских работах, является зондирование становлением поля в ближней зоне (ЗСБ) [3]. Его принцип связан с возбуждением вихревых индукционных токов в проводящей части разреза при ступенчатых изменениях силы тока в питающем диполе. Зарегистрированные приемными установками сигналы после обработки и инверсии дают основу для количественной оценки проводимости различных интервалов разреза, в том числе горизонтов-коллекторов. Рисунок 3 иллюстрирует

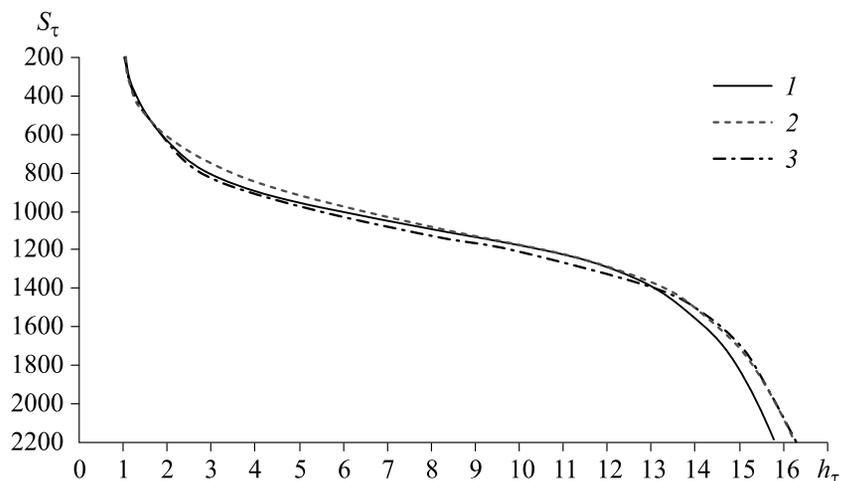


Рис. 3. Кривые ЗСБ в координатах $S_{\tau} = f(h_{\tau})$.

1 — исходная кривая; 2, 3 — кривые с повышенной проводимостью в слое на глубине 600, 1700 м соответственно.

рует изменения кривых кажущейся проводимости (S_{τ}) в зависимости от вариаций проводимости горизонтов в разных частях разреза (h_{τ} — глубина).

ПЕТРОФИЗИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ

Учитывая, что породы, слагающие разрез осадочного чехла юга Сибирской платформы, в достаточной степени литифицированы, при оценке их геоэлектрических свойств наиболее часто используется модель Дахнова–Арчи [4]. Согласно этой модели, вводятся понятия параметров объемной пористости и водонасыщенности. Первый параметр равен отношению удельного сопротивления породы к УЭС насыщающего поровое пространство проводящего флюида, второй — отношению УЭС коллектора с углеводородонасыщением к УЭС полностью водонасыщенной породы. Таким образом, УЭС коллектора представляется в виде

$$\rho_n = \rho_{H_2O} P_V P_H = a k_{\Pi}^{-b} c k_B^{-d}, \quad (1)$$

где P_V , P_H — соответственно параметр объемной пористости и параметр насыщения; a , b , c , d — постоянные коэффициенты. При аппроксимации реальных зависимостей $P_V = f(k_{\Pi})$ и $P_H = f(k_B)$ степенными функциями, проходящими точку 100%-й пористости, $a = 1$, $c = 1$, b , d являются арктангенсом угла наклона соответствующих прямых в билогарифмической системе координат.

Значения констант формулы Арчи определяются по петрофизическим данным или расчетным путем по данным интерпретации опорных зондирований на скважинах.

На рис. 4 приведены зависимости $P_V = f(k_{\Pi})$ для песчаников парфёновского и боханского горизонтов. Учитывая незначительную представительность выборки (N), данные были аппроксимированы степенной зависимостью, проходящей через середину общего распределения и точку $k_{\Pi} = 1$, $P_V = 1$:

$$P_V = k_{\Pi}^{-2,18}.$$

Разброс данных относительно центра распределения по оси P_V составляет примерно 40 %, следовательно, при $N = 40$ ошибка определения $\overline{P_V}$ составит около 6 %, отсюда вероятная величина коэффициента b будет находиться в пределах 2,14–2,20.

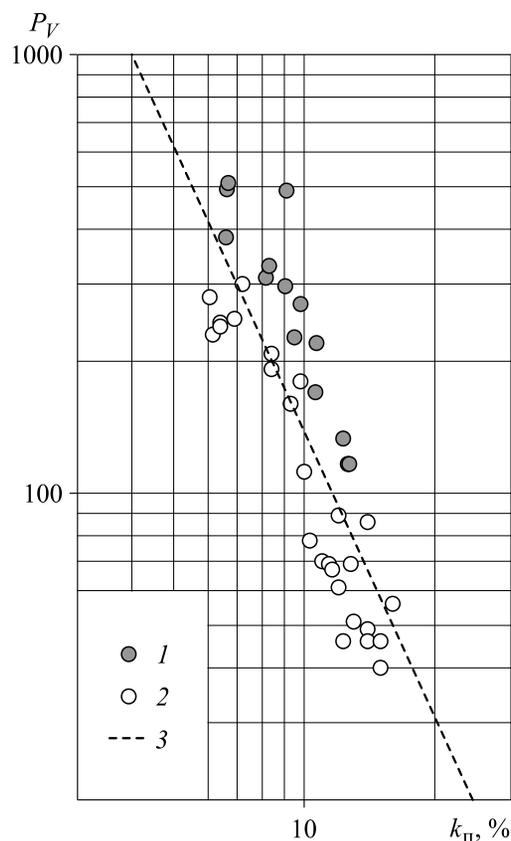
В случае если пустотное пространство водонасыщено лишь частично, объем проводящего вещества и характер распределения его в породе изменяются. При этом играют роль фазовое состояние углеводородного флюида и характер смачиваемости кристаллической матрицы водой и жидкими углеводородами. Если она является гидрофобной, а углеводородная фаза представлена нефтью, вытеснение воды происходит примерно пропорционально как из объема пустотного пространства, так и с границ зерен. Тогда степенные коэффициенты в уравнении (1) равны и УЭС коллектора является функцией УЭС пластовой воды и объемной влажности:

$$\rho_n = \rho_{H_2O} P_{\omega} = a \omega^{-b},$$

где P_{ω} — параметр объемной влажности; ω — объемная влажность.

Рис. 4. Зависимость параметра объемной пористости P_V от коэффициента пористости $k_{п.}$.

1 — парфёновский горизонт (Ковыктинское ГКМ); 2 — боханский горизонт (Знаменская, Балыхтинская площади); 3 — средняя аппроксимирующая линия.



Гидрофильная матрица теряет воду в последнюю очередь, что предопределяет пониженный степенной коэффициент в зависимости $P_H = f(k_B)$. В этом случае упрощение модели насыщения пустотного пространства до модели объемной влажности уже неправомерно, и при расчете УЭС необходимо разделять коэффициенты пористости и насыщения в соответствии с их константами Дахнова–Арчи.

Поскольку коллекторы подавляющей части месторождений юга Сибирской платформы являются гидрофильными, средний коэффициент d в формуле Дахнова может быть принят равным 0,28.

МЕТОДИКА ОЦЕНКИ РЕСУРСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ

Отмеченные выше геолого-геофизические предпосылки позволяют выработать методику оценки объема резервуаров, являющихся потенциальными емкостями углеводородов (УВ). Для формирования минимальной разумной оценки ресурсов УВ необходимо задание нескольких факторов:

- средней величины открытой пористости резервуаров;
- средней в плане доли углеводородонасыщенных коллекторов по отношению к водонасыщенным коллекторам;
- среднего коэффициента газонефтенасыщения углеводородонасыщенных коллекторов;
- величины параметра объемной пористости для средней величины $k_{п.}$;
- УЭС пластовых флюидов, соответствующее пластовым условиям.

Последние два параметра служат для оценки средней величины УЭС коллекторов, зная которое, можно по величине продольной проводимости, определенной по электромагнитным данным, оценить прогнозную эффективную толщину коллектора, объем резервуаров и далее — ресурсы УВ.

Ошибки оценки ресурсов при такой методике связаны с погрешностями определения проводимости целевой части разреза, разбросом петрофизических данных (см. рис. 4), вариациями природных соотношений параметров насыщения коллекторов.

Таким образом, предлагаемая методика может быть использована для оценки ресурсов углеводородов по категории C_3 , а также для общей оценки перспектив территорий при проведении поисково-разведочных работ на нефть и газ [5].

Работа выполнена в рамках Интеграционной программы ИИЦ СО РАН «Фундаментальные исследования и прорывные технологии как основа опережающего развития Байкальского региона и его межрегиональных связей».

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Трофимук А. А. Нефтегазоносность Сибирской платформы // Геология и геофизика. — 1960. — № 7. — С. 3–11.
2. Самсонов В. В. Иркутский нефтегазоносный бассейн. — Иркутск: Вост.-Сиб. кн. изд-во, 1975. — 198 с.
3. Ваньян Л. Л. Электромагнитные зондирования. — М.: Науч. мир, 1997. — 218 с.
4. Кобранова В. Н. Петрофизика. — М.: Недра, 1986. — 284 с.
5. Все о нефти. Классификация и подсчет запасов нефти [Электронный ресурс]. — vseonefti.ru/neft/zapasy-nefti-klassifikacii-podschet.html (дата обращения 20.09.2016).

Поступила в редакцию 19 октября 2016 г.