

С Е К Ц И Я 5

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

СРАВНИТЕЛЬНАЯ ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЗРЕЗОВ ОСТАНИНСКОГО И ДВУРЕЧЕНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЙ (В СВЯЗИ С НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬЮ ДОЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ)

А.О. Алеева¹, Ю.В. Коржов²

Научный руководитель профессор Исаев В.И.¹

¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

²Югорский государственный университет, г. Ханты-Мансийск, Россия

В пределах Западной Сибири в настоящее время оценка перспектив нефтегазоносности палеозоя коммутируется с зоной контакта палеозойских и мезозойских отложений (НГТЗК) и коренного палеозоя, залежи в которых относятся к трудно извлекаемым запасам (ТРИЗ) [3].

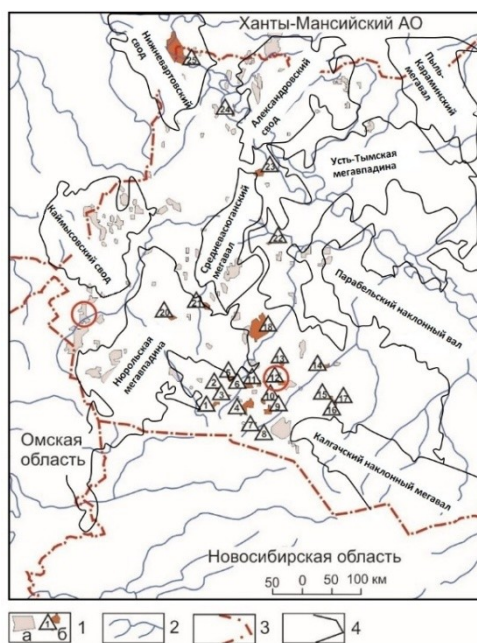


Рис. Схематическая карта размещения месторождений углеводородов Томской области.

1 – месторождение УВ с залежами: а) в юрско-меловых нефтегазоносных комплексах (НГК), б) в доюрском НГК; 2 – речная сеть; 3 – административная граница; 4 – контуры тектонических элементов I-го порядка [2]. Красными овалами отмечены Останинское месторождение (12, с залежами в доюрском НГК), Двуреченское месторождения (с залежами в юрско-меловом НГК)

Ранее в статье [1], на примере разрезов глубоких скважин Герасимовского месторождения с палеозойскими залежами нефти и разрезов скважин Крапивинского месторождения с юрскими залежами нефти, была аргументирована концепция уникальности «отражения» залежей палеозоя в геофизических параметрах перекрывающего мезозойско-кайнозойского. Эта уникальность выразилась существенно более высокими значениями удельного электрического сопротивления и карбонатизацией интервалов юрских отложений, а также отличительной характеристикой геофизических параметров интервала баженовской свиты.

Цель настоящих исследований – дальнейшая аргументация концепции уникальности «отражения», на примере Останинского и Двуреченского месторождений (рис.). Установленная уникальность «отражения» может стать важным критерием прогнозирования и поисков палеозойских залежей углеводородов.

Методы исследования – статистический анализ и сопоставительная оценка петрофизических параметров юрских пластов-коллекторов и интервалов баженовской свиты по данным геофизических исследований скважин. Останинского нефтегазоконденсатное месторождение, с основными запасами в пласте М,

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

представлено проницаемыми интервалами глинисто-кремнистых отложений коры выветривания и в пласте М1, который является дезинтегрированной частью карбонатного массива пород палеозойского фундамента, Двуреченское – нефтяное месторождение, промышленная нефтеносность которого связана с терригенными отложениями юрского продуктивного горизонта Ю₁.

Для оценки параметров юрских пластов-коллекторов Останинского и Двуреченского месторождений по данным электрических методов геофизических исследований скважин рассчитаны удельные электрические сопротивления ρ_n . Результаты расчетов показали (табл.1-2), что юрские пласты Останинского месторождения отличаются от разреза юрских пластов Двуреченского месторождения существенно более высокими значениями УЭС. Юрский разрез Останинского месторождения, имеющего залежи УВ в доюрском основании, обладает УЭС ($\rho_{нп}$) нефтенасыщенных пластов 11-21 Ом*м при среднем значении 14 Ом*м и водонасыщенных пластов ($\rho_{вп}$) 5-9 Ом*м при среднем значении 7 Ом*м, а юрский разрез Двуреченского месторождения, не имеющего залежи УВ в доюрском основании, обладает УЭС нефтенасыщенных пластов 6-12 Ом*м при среднем значении 8 Ом*м и водонасыщенных пластов 2-5 Ом*м при среднем значении 4 Ом*м.

Таблица 1

Результаты расчета удельного электрического сопротивления ρ_n нефтенасыщенных ($\rho_{нп}$) и водонасыщенных ($\rho_{вп}$) пластов Останинского месторождения

| Пласт | * $\rho_{нп}$, Ом*м | * $\rho_{вп}$, Ом*м | *коэффициент пористости, д. е. | *коэффициент нефтенасыщенности, д. е. | * $\rho_{вп}$, Ом*м |
|---------------------------------|----------------------|----------------------|--------------------------------|---------------------------------------|----------------------|
| Ю ₁ ¹ | 21 | 0,09 | 0,14 | 0,77 | 5,4 |
| Ю ₁ ² | 12 | | 0,14 | 0,62 | - |
| Ю ₁ ³ | 11 | 0,08 | 0,17 | 0,70 | 9,4 |
| Ю ₁ ⁴ | 12 | | 0,15 | 0,64 | 6,3 |
| Ю ₃ | 15 | 0,08 | 0,14 | 0,65 | 6,3 |
| Ю ₄ | 14 | | 0,13 | 0,62 | 5,9 |
| (диапазон значений), среднее | (11-21) 14 | (0,08-0,09) 0,08 | (0,13-0,17) 0,14 | (0,62-0,77) 0,67 | (5,4-9,4) 7 |

*средневзвешенные значения по 15 скважинам

Таблица 2

Результаты расчета удельного электрического сопротивления ρ_n нефтенасыщенных ($\rho_{нп}$) и водонасыщенных ($\rho_{вп}$) пластов Двуреченского месторождения

| Пласт | * $\rho_{нп}$, Ом*м | * $\rho_{вп}$, Ом*м | *коэффициент пористости, д. е. | *коэффициент нефтенасыщенности, д. е. | * $\rho_{вп}$, Ом*м |
|---------------------------------|----------------------|----------------------|--------------------------------|---------------------------------------|----------------------|
| Ю ₁ ¹ | 6 | 0,07 | 0,16 | 0,48 | 1,9 |
| Ю ₁ ² | 7 | | 0,15 | 0,60 | 3,6 |
| Ю ₁ ^М | 7 | | 0,16 | 0,54 | - |
| Ю ₁ ^{3А} | 12 | | 0,20 | 0,51 | 4,5 |
| Ю ₁ ^{3В} | 7 | | 0,15 | 0,45 | 4,6 |
| (диапазон значений), среднее | (6-12) 8 | 0,07 | (0,15-0,20) 0,16 | (0,45-0,60) 0,52 | (1,9-4,6) 4 |

*средневзвешенные значения по 14 скважинам

На примере скважин 417П, 418П Останинского месторождения и скважин 12П, 15Р Двуреченского месторождения были изучены геофизические характеристики баженовской свиты (табл.3-4). Отмечаем, что Останинское нефтегазоконденсатное месторождение отличается спокойным характером ПС и более низким уровнем КС и ГК в интервале баженовской свиты. А баженовская свита на Двуреченском нефтяном месторождении обладает противоположными признаками.

Таблица 3

Значение геофизических параметров баженовской свиты разрезов скважин 417П и 418П Останинского месторождения

| Месторождение | Скважина | Мощность, м | Вариации ПС, мВ | КС*, Ом*м | ГК*, мкР/ч | НКТ*, усл. ед. |
|---------------|----------|-------------|-----------------|---------------|---------------|----------------|
| Останинское | 418П | 22,0 | ± 2,5 | (0,3-99,3) 32 | (9,6-57,2) 40 | (1,4-2,5) 1,7 |
| | 417П | 19,0 | ± 0,5 | (2,1-97,8) 40 | (9,6-61,8) 44 | (1,6-2,7) 1,7 |

* (диапазон значений), средний уровень

Таблица 4

Значения геофизических параметров баженовской свиты разрезов скважин 12П и 15Р Двуреченское месторождения

| Месторождение | Скважина | Мощность, м | Вариации ПС, мВ | КС*, Ом*м | ГК*, мкР/ч | НГК*, усл. ед. |
|---------------|----------|-------------|-----------------|-----------------|----------------|----------------|
| Двуреченское | 12П | 12,0 | ± 8,0 | (7,4-149,4) 95 | (6,9-53,9) 40 | (1,4-2,3) 1,9 |
| | 15Р | 13,7 | ± 5,0 | (2,5-248,8) 111 | (5,5-120,2) 59 | (1,3-2,8) 1,8 |

* (диапазон значений), средний уровень

Таким образом, на примере геофизической характеристики разрезов глубоких скважин Останинского месторождения с палеозойскими залежами нефти и разрезов скважин Двуреченского месторождения с юрскими залежами нефти, показано, что палеозойские залежи имеют уникальное «отражение» в геолого-геофизических параметрах перекрывающего мезозойско-кайнозойского разреза. Эта уникальность выражается существенно более высокими значениями УЭС юрских пластов и отличительной характеристикой геофизических параметров интервала баженовской свиты.

Литература

1. Алеева А.О., Исаев В.И. Сравнительная петрофизическая характеристика разрезов Герасимовского и Крапивинского месторождений (в связи с нефтегазоносностью доюрских отложений) // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330. – № 9. – С. 21-31.
2. Конторович В.А. Тектоническое строение и история развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое / В.А. Конторович, С.Ю. Беляев, А.Э. Конторович, В.О. Красавчиков, А.А. Конторович, О.И. Супруненко // Геология и геофизика. – 2001. – Т. 42. – № 11-12. – С. 1832-1845.
3. Isaev V.I. Hard-to-recover reserves of Yugra oil (West Siberia) / V.I. Isaev, S.G. Kuzmenkov, R. Sh. Ayupov, Yu.A. Kuzmin, G.A. Lobova, P.A. Stulov // Geophysical Journal. – 2019. – V. 41. – № 1. – P. 33-43.

ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ШИРОКОПОЛОСНЫХ НАЗЕМНЫХ СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ В БАССЕЙНЕ РАСАФА (СИРИЙСКАЯ АРАБСКАЯ РЕСПУБЛИКА) С ЦЕЛЬЮ УТОЧНЕНИЯ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РЕЗЕРВУАРА И РАЗВЕДКИ

М.Х. Алясеен

Научный руководитель д.т.н. В.М. Лобанков

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия

Для снижения рисков возникновения неверной интерпретации данных, полученных из различных недр, которые являются итогом интеграции данных различных дисциплин геонауки, необходимо использование общего термина для обозначения этих данных. Импеданс – это универсальный термин для описания различных данных. Импеданс является идеальным показателем для интеграции данных каротажных диаграмм и сейсмических данных, поскольку значения импеданса в результате инверсии могут быть напрямую связаны со свойствами пород на основе пластов [1]. Использование объема импеданса в качестве основы для описания недр приведет к улучшению решений, связанных с разработкой коллектора [6].

Данные об импедансе генерируются посредством сейсмической инверсии, которая использует сейсмические данные, каротаж скважин и интерпретированные горизонты для генерации объемов импеданса. После анализа качества данных первым шагом является привязка сейсмических данных и показателей скважин. Этот процесс состоит из преобразования глубины во времени для данных скважин и оценки сейсмического вейвлета. Во-вторых, модель импеданса (слоистая геологическая модель) создается с использованием калиброванных скважин, сейсмических скоростей и сейсмических горизонтов. В-третьих, модель импеданса и сейсмический вейвлет используются для инвертирования сейсмических данных в объем продольного (p) – импеданса. Контроль качества на протяжении всего рабочего процесса чрезвычайно важен.

Чтобы генерировать абсолютные значения импеданса, необходимо создать низкочастотную модель. Низкочастотная модель представляет собой совокупность информации из скоростей толетослонистой модели и данных каротажа скважины. Скоростная модель (если имеется) ограничивает низкочастотную модель в диапазоне 0-2 Гц, а данные каротажа скважины предоставляют информацию от 2 Гц до самых высоких сейсмических частот [3].

Нормальное скорости приращение определяется, преобразуются в интервальную скорость и калибруются по данным каротажа скважины. Затем они преобразуются в полное сопротивление и выполняется окончательная калибровка в скважине. Затем они интерполируются на сейсмическую сетку.

Данные каротажа скважины экстраполируются в рамках геологической модели. Слоистая геологическая модель строится из сейсмических горизонтов. Шаблон осаднения определяется для каждого слоя. Трасса скважины размещается внутри модели, а значения каротажных данных интерполируются по определенной стратиграфии, образуя модель свойств каротажа. Затем эта модель объединяется с данными о скорости укладки для формирования низкочастотной модели.

Основная задача низкочастотной модели заключается в заполнении низких частот инверсии ниже сейсмической полосы пропускания. Низкочастотная модель также используется в инверсии для ограничений тренда, которые преимущественно направляют инверсию к решению. Низкочастотная модель генерируется путем объединения информации от сейсмических скоростей, которые контролируют самые низкие частоты, и геологической модели, которая представляет интерполяцию данных скважины в стратиграфической структуре. Если точность определений сейсмических скоростей недостаточно высокая, они могут быть опущены, и геологическая модель может сформировать низкочастотную модель самостоятельно [4]. Низкочастотная модель формируется путем объединения в частотной области очень низкочастотного компонента из сейсмических скоростей с геологической моделью, которая имеет широкую полосу пропускания. Точка слияния назначается исходя из частотного содержания модели на основе сейсмической скорости (рис.).

Геологическая модель необходима для определения стратиграфической структуры, в которой может происходить интерполяция скважины. Структура модели этого типа определяется двумя частями информации: