

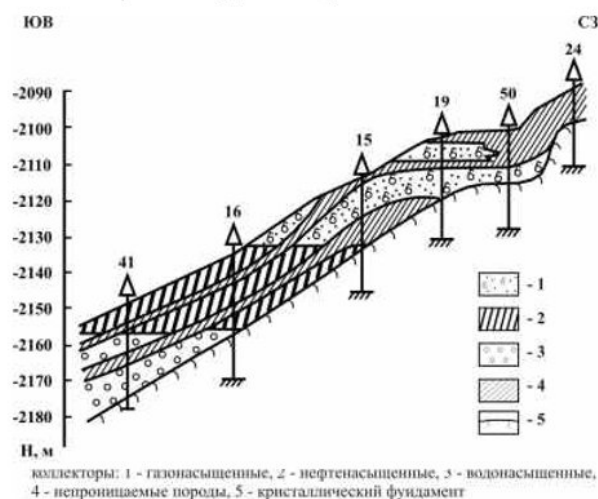
Особенности выявления нефтегазоносных объектов в сейсмогеологических условиях юга Непско-Ботубинской антеклизы

■ Ячменёва Л.В., ООО НПК «Геопроект», г. Саратов

В настоящее время Восточная Сибирь является регионом, перспективы развития которого связывают с развитием нефтегазоносного комплекса Российской Федерации. При этом основными районами лицензирования недр выбраны наиболее изученные с точки зрения подготовки промышленных запасов углеводородного сырья [1]. К такому региону относится территория южного склона Непско-Ботубинской антеклизы. Здесь расположены нефтегазовые и газонефтяные месторождения Ярактинское, Нарьягинское, Даниловское, Марковское, Ангаро-Илимское, Аянское, Токминское (<http://iv-g.livejournal.com/951933.html>).

Началом изучения геологического строения территории послужили маршрутные исследования В.А. Обручева (1892 г.). В 1949 г. (Н.И. Фомин) была проведена геологическая съёмка масштаба 1:1 000 000, отмечено наличие антиклинальных структур и куполовидных поднятий. В 1957 г. по результатам контрольных маршрутов (Г.А. Кузнецов) были выделены зоны складок (Непская, Марковско-Ичерская, Приленская), формирование которых связывали с подвижками фундамента. Теоретическое обоснование нефтепоисковых работ было дано в работе [2]. В 1962 г. на основании рекомендации на бурение опорной скважины на Марковской антиклинали было открыто первое в Восточной Сибири Марковское нефтегазоконденсатное месторождение. Получение в 1969 г. притока нефти в скв. № 5 Северо-Марковской свидетельствовало об открытии нового нефтяного месторожде-

ния, названного Ярактинским (в дальнейшем было определено, что это газоконденсатное месторождение с нефтяной оторочкой) (Рис. 1).

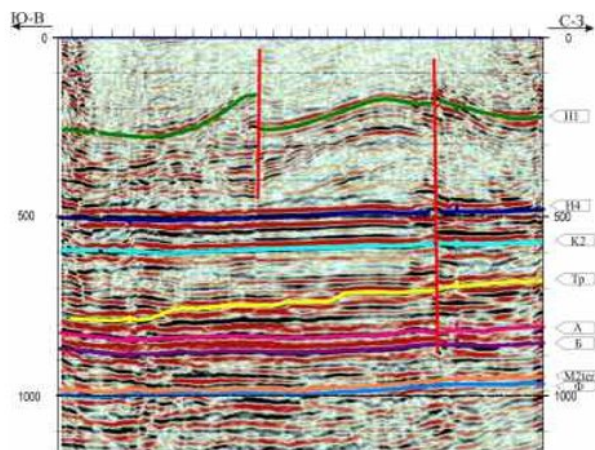


▲ Рис. 1. Геологический разрез продуктивного горизонта Ярактинского нефтегазоконденсатного месторождения.

Первые открытия были сделаны практически без применения геофизических методов поиска и разведки. Конечно, в дальнейшем геофизические работы (гравиразведка, электроразведка, сейсморазведка) проводились регулярно и в достаточно больших объемах.

Сейсморазведочные рекогносцировочные работы МОВ на южном склоне Непско-Ботубинской антеклизы начались с 1967 года. По результатам этих работ были выделены отражающие сейсмические горизонты Б и H_1 , и были построены первые структурные карты. С 80-х годов проводились работы МОГТ-2Д. В настоящее время в пределах месторождений проводится съёмка МОГТ-3Д.

В геологическом строении площади принимают участие ниже-протерозойские метаморфические и интрузив-



▲ Рис. 2. Фрагмент временного разреза с корреляцией

ные образования кристаллического фундамента, породы вендской, кембрийской, ордовикской и юрской систем. В осадочной толще выделяются три структурно-литологических комплекса: подсолевой, соленосный и надсолевой.

Основные отражающие горизонты территории исследования следующие (Рис. 2): H_1 (кровля литвинцевской свиты кембрия E_1-2lt); H_4 (кровля булайской свиты нижнего кембрия E_1bl); K_2 (кровля ниже-среднебельской подсвиты нижнего кембрия E_1bs1+2); Tr (кровля трапповых интрузий); A (кровля осинского горизонта усольской свиты нижнего кембрия E_1us); B (кровля даниловской свиты вендско-кембрийской системы $V-E_1dn$); $M_{2тер}$ (кровля терригенных отложений тирской свиты венда Vtr); Φ (кровля кристаллического фундамента $AR-PR$).

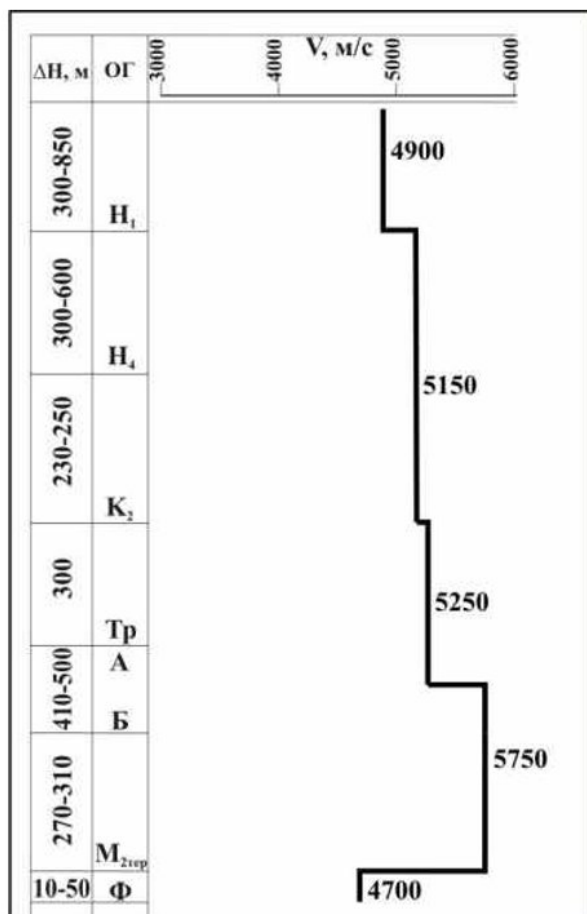
Подсолевой структурный комплекс включает отложения от кровли осинского горизонта усольской свиты нижнего кембрия (A) до поверхности кристаллического фундамента (Φ). Отмечается пологий подъём поверхности фундамента и подсолевых отложений в северо-восточном направлении. В этом же направлении уменьшается толщина подсолевых отложений.

Соленосный комплекс включает в себя галогенно-карбонатные отложения от кровли ангарской свиты нижнего кембрия до кровли осинского горизонта усольской свиты (A). Характеризуется интенсивным развитием дизъюнктивных и пликтивных дислокаций, связанных с проявлением соляной тектоники, осложненной в отдельных случаях воздействием трапповых интрузий.

Надсолевой комплекс представлен кайнозойскими, юрскими, ордовикскими, а также верхне- и среднекембрийскими отложениями. Разрез хорошо изучен по данным геолого-съёмочных и структурно-поисковых работ.

Следует отметить, что перспективная часть разреза связана с подсолевыми отложениями. В интервале вендского терригенного комплекса (интервал $\Phi-M_{2тер}$) выявлено 67% залежей нефти и газа. На карбонатные отложения вендско-нижнекембрийского комплекса (интервал $M_{2тер}-A$) приходится 30% залежей углеводородов [1].

Поиски и разведка месторождений нефти и газа на рассматриваемой территории в настоящее время базируются, в основном, на сейсморазведочных данных. Сейсмогеологические условия характеризуются наличием разновозрастных дизъюнктивных нарушений (фундамента, подсолевых и надсолевых отложений), выходом на дневную поверхность пород кембрия и ордовика, воздействием трапповых интрузий. Всё это затрудняет прослеживание целевых отражающих горизонтов. Фрагмент временного разреза (см. Рис. 2) демонстрирует неразрешенную волновую картину в верхней части (до горизонта H_1 , для пород среднего, верхнего кембрия и ордовика), сложную морфологию границ разреза, резкую латеральную изменчивость.



▲ Рис. 3. Сводный скоростной разрез.

Другой сейсмогеологической особенностью территории являются высокие значения интервальных скоростей распространения сейсмических волн, существенная их изменчивость по вертикали и по горизонтали.

На рисунке 3 представлен сводный скоростной разрез, который показывает, что скорости в изменяются от 4900 м/с. до 5750 м/с. В терригенном продуктивном комплексе по данным ВСП скорость составляет 4700 м/с.

Свою специфику имеет методика структурной интерпретации данных сейсморазведки МОГТ в сейсмогеологических условиях юга Непско-Ботубинской антеклизы. Этому вопросу посвящены современные исследования [3 - 6]. Однако, несмотря на некоторые оптимистические выводы по повышению точности структурных построений при

использовании глубинно-скоростных моделей (по данным сейсморазведки), а именно, что «реализуемая методика позволяет повысить точность структурных построений в 5 раз по сравнению с традиционными подходами использования зависимостей время - глубина по ВСП» [3], практика показывает другое. При трансформации поверхностей отражающих горизонтов из масштаба времени в масштаб глубин используется в качестве наиболее предпочтительной методика структурных построений по графикам зависимости между глубинами (по данным бурения) и временами регистрации прокоррелированных горизонтов, и это, как правило, линейные зависимости $H=f(T)$. Считается, что эта методика для данных сейсмогеологических условий наиболее точная.

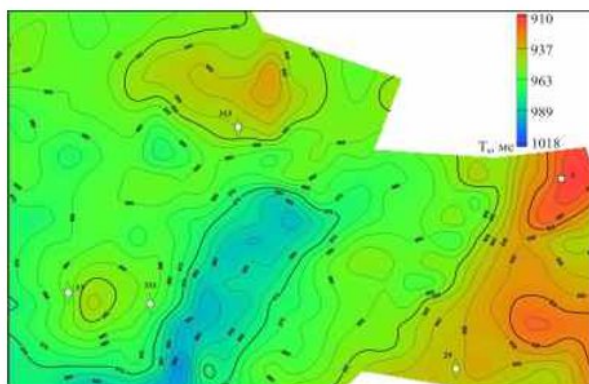
При подготовке объектов по данной территории структурный фактор, как правило, не является определяющим. Необходима совокупность данных, включающая значения толщину отложений целевых интервалов, выводы по результатам сейсмофациального анализа. Широко используют возможности прогнозирования по сейсмическим данным, в частности, прогнозирования коллекторских свойств на основе акустической инверсии и расчёта атрибутов сейсмической записи.

Прогнозирование выполняется с использованием современных вычислительных технологий. Исходными данными для прогнозирования является сейсмический материал после миграции до суммирования (Pre-stack Time Migration) с сохранением истинного соотношения амплитуд (обеспечивающий качественное прослеживание опорных и целевых отражающих горизонтов), а также флюидо-емкостные свойства (ФЕС) пластов по данным ГИС. При интерпретации ГИС в

перспективных интервалах разреза выделяют коллекторы, определяют коэффициенты пористости, нефтегазонасыщенности.

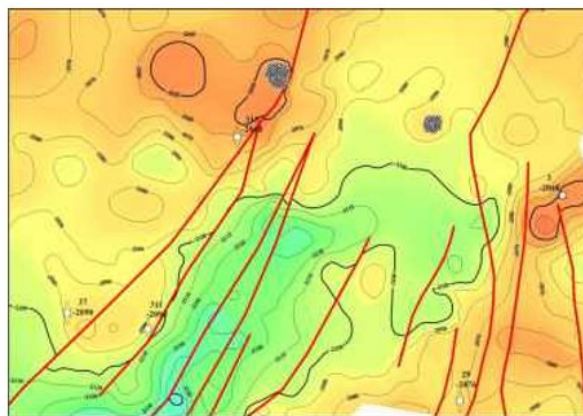
С использованием специализированных программных средств проводят расчёт сейсмических атрибутов, импедансов, карт сейсмofаций в интервалах продуктивных горизонтов. Для оценки коллекторских свойств находят зависимости между емкостными параметрами и сейсмическими атрибутами, импедансами.

При этом могут быть рассчитаны коэффициенты корреляции для следующих параметров: средневзвешенные значения коэффициента пористости (K_p), эффективная толщина коллектора ($H_{эф}$), линейный поровый объём ($ЛПО = H_{эф} \cdot K_p$), коэффициент эффективной толщины ($K_{эт} = H_{эф} / H_{об}$).



▲ Рис. 4. Фрагмент карты изохрон по горизонту $M_{2тер}$

На рисунке 4 представлен фрагмент карты изохрон по горизонту $M_{2тер}$, а на рисунке 5 - фрагмент структурной карты по тому же горизонту. Поскольку трансформация в глубины была реализована по линейному графику зависимости, можно отметить существенное сходство в конфигурации поверхности T_0 и структурной карты. Отличие лишь в некотором изменении конфигурации изогипс структурной карты за счёт протрассированных разломов.



▲ Рис. 5. Фрагмент структурной карты по горизонту $M_{2тер}$.

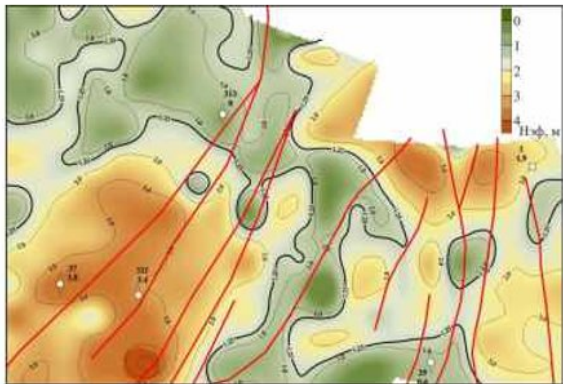
Приподнятые в сторону восстания зоны могут быть локализованы, как перспективные (см. Рис.5). Однако определяющими признаками для этого являются:

- наличие достаточной толщины перспективного пласта;
- улучшенные коллекторские свойства.

Поэтому обязательно анализируется карта толщины интервала Ф- $M_{2тер}$ и реализуется прогноз коллекторских свойств (повышенных значений коэффициента пористости K_p , в нашем случае эффективной толщины коллектора $H_{эф}$). На рисунке 6 представлен фрагмент прогнозной карты распределения $H_{эф}$ в продуктивном пласте ярактинского горизонта $M_{2тер}$. Граничное значение $H_{эф}$ составляет 1.25 м, меньше этого значения перспективы отсутствуют. Карта получена с привлечением технологии, реализованной в комплексе Geoview (CGG Veritas Hampson-Russell).

В соответствии с представленным прогнозом (см. Рис. 6) можно локализовать зоны повышенных значений $H_{эф}$, что при сопоставлении с картами повышенных толщин изучаемого интервала и позволит выбрать точки для последующего поискового или разведочного бурения.

В связи с вышесказанным, следует отметить следующие особенности выяв-



▲ Рис. 6. Фрагмент прогнозной карты распределения эффективной толщины ($H_{эф.}$) в продуктивном пласте ярак-тинского горизонта ($M_{2тер}$).

ления нефтегазоносных объектов в сейсмогеологических условиях юга Непско-Ботубинской антеклизы.

1. При подготовке объектов по данной территории структурный фактор, как правило, не является определяющим. Однако, рассматриваются, в основном, приподнятые зоны.

2. Сейсмические полевые наблюдения должны обеспечивать наряду с фазовым прослеживанием целевых горизонтов возможность качественного выполнения динамического анализа сейсмического материала.

3. На основании многолетнего опыта принята методика структурных построений, использующая корреляционные связи между временами картируемых горизонтов и их глубинами (по данным бурения).

4. При подготовке объектов используется совокупность данных: толщины отложений целевых интервалов, результаты сейсмофациального анализа, результаты прогнозирования коллекторских свойств разреза по сейсмическим данным.

Литература.

1. Шемин Г.Г. - Геология и перспективы нефтегазоносности венда и нижнего кембрия центральных районов Сибирской платформы (Непско-Ботубинская, Байкитская антеклизы и Катангская седловина). Изд. СО РАН, 2007, - 467 с.

2. Васильев В.Г., Гришин Г.Л., Карасев И.П. Пути практического решения проблемы нефтегазоносности Восточной Сибири. Гостехиздат, 1959г.

<http://www.geokniga.org/books/8682>

3. С.А. Барышев, В.Д. Клыкова, Н.В. Труфанова (ФГУНПП «Иркутскгеофизика»). Особенности сейсмических исследований на юге Сибирской платформы. Журнал «Технологии сейсморазведки», № 2, 2004г.

4. Н.В. Труфанова, Ю.А. Наумова, И.В. Гинзбург, В.А. Заравняев (ФГУНПП «Иркутскгеофизика»). Оптимизация глубинно-скоростной модели и повышение точности миграционных преобразований на основе данных ВСП и ГИС. «Технологии сейсморазведки», № 3, 2008г.

5. Н.В. Труфанова, Е.В. Теменёва (ФГУНПП «Иркутскгеофизика»). Построение глубинно-скоростной модели миграции в условиях юга Сибирской платформы. Доклад на Семинаре Paradigm (Переосмысливая интерпретацию) 22 мая 2012г.

6. Н.В. Труфанова, Е.В. Теменёва, И.П. Стрельченко, В.А. Заравняев (ФГУНПП «Иркутскгеофизика»). Структурная интерпретация данных МОГТ в сложных сейсмогеологических условиях Восточной Сибири. Журнал «Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири», № 2, 2014г

Подробнее об авторе



Ячменёва
Людмила Васильевна

Зам. директора
ООО НПК "Геопроект"
по производству,
к. г.-м. наук