

Прогнозирование залежей УВ по результатам сейсмического мониторинга на примере Ван-Еганского месторождения (мезозойские отложения)

Кирилов С.И., Невидимова А.Ф., СП "Ваньеганнефть", г. Нижневартовск
Копунов С.Э., Хортов А.В., ООО "Гео Дэйта Консалтинг", г. Москва

Задача динамического анализа сейсмической информации в разрезе мезозойских отложений сводилась к следующему:

- 1) изучению структурно-тектонических особенностей района исследования;
- 2) определению зон с различными физическими и литологическими свойствами;
- 3) выявлению наиболее перспективных в нефтегазоносном отношении интервалов осадочного чехла и локальных структурных ловушек [1-3].

ДФМ-технология представляет собой набор процедур анализа сейсмических атрибутов, позволяющую производить относительную оценку аномальных давлений в системе "твердая матрица-флюид". Информация об аномальных давлениях (АД) в системе (при этом под АД понимается давление отличное от некоторого среднего), определенных на произвольной базе, содержится в коэффициентах отражения упругой волны и фиксируется по их изменчивости от точки к точке. То есть, изменчивость коэффициента отражения по некоторому отражателю есть относительная мера градиента аномального давления в геологическом теле, к границе которого, по тем или иным причинам, приурочен сейсмический отражающий горизонт. Оценка относительных значений градиента аномального давления может быть осуществлена как по отдельному отражающему горизонту после процедуры его корреляции, так и по произвольному интервалу. Интервальные оценки в большей степени соответствуют пространственным особенностям распределения давлений в пределах блоков с различной геодинамической активностью. В данном подходе, наиболее благоприятной областью для скопления флюида считается область пониженных общих давлений (область разгрузки обладает всасывающим эффектом) и ее непосредственная близость этой области к границе блоков с различной активностью, обеспечивающей вертикальную миграцию флюидов из нижних этажей к верхним [3].

Физической основой алгоритма обработки по методу ДФМ является зависимость коэффициента отражения для волны, падающей под углом θ от других компонент импеданса [4]:

$$R_c(\theta) = R_n \cos^2 \theta + R_s \sin^2 \theta$$

При этом для значений углов падения волны порядка 45 градусов, вклады "жесткостной" R_n и "пуассоновской" R_s долей в коэффициент отражения θ примерно равны. Атрибуты сигнала отраженной волны (мгновенные амплитуда и частота) зависят от плотности (упругих модулей), т.е. от свойств среды и литологии. При этом коэффициент пуассоновской отражательной способности сам имеет поисковое значение (Писенский В.Б., 1998).

Сейсмогеологическая характеристика осадочного чехла базируется на материалах МОИТ 3Д, выполненных в 1995 году (северная часть) и с перекрытием в 2000-2002 годах (центральная и южная части), а также данных ВСП и АК, по скважинам Ван-Еганского месторождения и прилегающих площадей. В целом сейсмогеология района характеризуется благоприятными глубинными и сложными поверхностными условиями. Речная сеть, невыдержанный состав ВЧР, частое изменение глубины залегания водоносного горизонта, развитие участков вечной мерзлоты, болот и песчаных грив отрица-

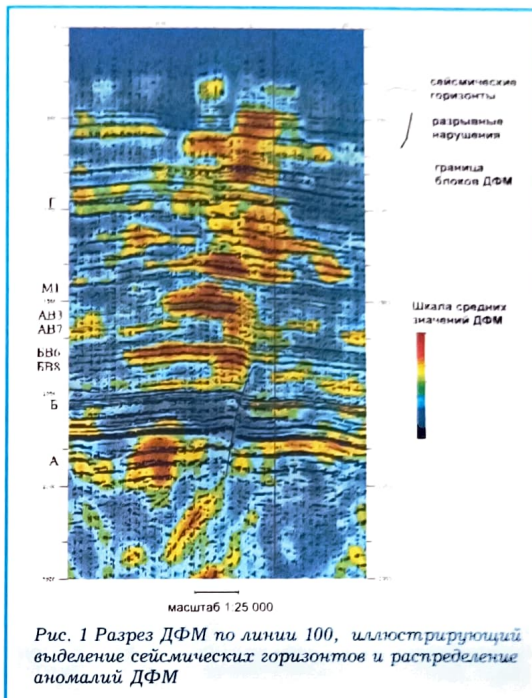


Рис. 1 Разрез ДФМ по линии 100, иллюстрирующий выделение сейсмических горизонтов и распределение аномалий ДФМ

тельно влияло на условия возбуждения и приема, что сказалось на качестве полевого материала.

Приведенный на рис. 1 ДФМ-разрез представляет собой оценку общего давления в каждом дискрете исходной трассы, которая цветовым растром накладывается на обычное изображение временного разреза (расположение профиля: рис. 2). Красно-желтые тона означают состояние разгрузки (пониженное общее давление, относительно нормального литостатического давления), синезеленые тона отражают нормальное или повышенное сжатие.

Нижнемеловые отложения Широного Приобья (пласты групп А и Б) представляют собой глинисто-песчаную толщу преимущественно прибрежно-морского генезиса. Мощность песчаных нефтеносных пластов в пределах месторождения в среднем колеблется от 30 до 60 м. Эффективные и эффективные нефтенасыщенные толщины по ряду пластов достигают 20 м. Выдержанность литологических тел в этой части разреза значительно выше по сравнению с другими интервалами осадочного чехла. В целом поле средних значений ДФМ для интервала нижнемеловых отложений характеризуется единой динамически выраженной аномалией, которая в плане соответствующей сводовой части Ван-Еганского поднятия и в целом хорошо согласуется со всеми контурами полей нефтегазоносности пластов АЗ-7 и БВЗ-8.

В качестве примера в настоящей работе нами приведены результаты расчетов поля ДФМ для временного интервала пласта БВ6, в 20 миллисекундном окне (рис. 2). Характер распределения поля ДФМ в пределах указанного интервала, в целом близок пластам группы "Б", в которых



наблюдается структурная приуроченность положительных аномалий ДФМ к сводовой части Ван-Еганского поднятия. Границы аномальной зоны практически совпадают с внешним контуром нефтеносности пласта БВ6 при принятом уровне ВНК на абсолютной отметке - 2050 м. Особенно отчетливо это проявляется в северной и южной частях площади. Такое распределение аномалий, по нашему мнению, может быть непосредственно связано с историей разработки месторождения. На рис. 2 крупными кружками показаны скважины с максимально накопленной добычей. Они приурочены к центральной части месторождения, откуда, собственно, и начиналась его интенсивная эксплуатация. При этом на участке 3D съемки 1995 года, в северной части планшета месторождения, преобладают "теплые" тона, соответствующие максимальным значениям атрибута ДФМ, характерным для вышеупомянутых зон "разгрузки". По мере добычи нефти и заводнения месторождения литостатическое давление изменялось, что и нашло свое отражение на материалах съемок 3D, выполненных пять лет спустя в 2000 г. На приведенной на рис. 2 карте ДФМ для пласта БВ6, в центральной ее части, распределение давления представлено зоной развития "холодных" тонов со смещением значений ДФМ в сторону отрицательных значений. В южной части планшета, где интенсивная эксплуатация началась значительно позднее, опять преобладают "теплые" тона максимальных значений ДФМ. Таким образом, по мере реализации на месторождении системы поддержания пластового давления путем закачки в пласт воды, происходит расширение зон "загрузки", за счет сокращения площади зоны "разгрузки", которые в плане отражают локальные неоднородности создаваемого поля повышенных давлений [3].

Эффективные толщины пласта БВ6 в среднем меняются по площади исследования от 10 до 20 м. Согласно промысловым данным, наблюдается тенденция к их увеличению в северном, северо-западном, северо-восточном и юго-восточном направлениях. Выделенные локальные максимумы ДФМ в северо-западной и восточной частях площади по-

видимому связаны с увеличением количества песчаного материала в исследуемом интервале разреза. По аномалиям ДФМ в интервале пласта за пределами залежи можно выделить три перспективные зоны:

- На восточном склоне структуры, в районе скважин 124, 158-наиболее перспективная.
- На западном склоне структуры в районе скважин 3649, 3445.
- На северной периклинали структуры в районе скважины 141.

По-видимому, здесь следует ожидать локальные структурные залежи, гипсометрически расположенные "ниже" принятой по месторождению отметки ВНК. Отдельные менее выразительные локальные максимумы ДФМ по пласту БВ6 и в других частях площади. Геологическая природа их не ясна. Возможно это проявление технологических факторов, связанных с зонами потери кратности в краевых частях площади съемки 3D, на участках развития речной сети и т.п. Не исключен также вариант наличия аномалии, связанной с миграцией УВ в процессе формирования залежи, который в масштабе геологического времени мог происходить совсем недавно и оставить "следы" в сейсмическом волновом поле. Указанная миграция имела в основном вертикальный характер с последующим перераспределением УВ в отдельные резервуары-ловушки по laterали.

Опыт проведенных работ показывает, что использование методики ДФМ дает нам еще один тип информации, который может быть извлечен из атрибутов сейсмических сигналов и контролируется вполне объективными физическими критериями. Наблюдается прямая корреляция значений параметра ДФМ со структурно-тектоническими и литологическими особенностями осадочных комплексов горных пород. Выполненный анализ показывает:

- Форма аномалий ДФМ в той или иной мере контролируется структурным планом.
- Минимальные значения ДФМ тяготеют к глинистым участкам разреза, а максимальные значения приурочены к зонам повышенной песчаности.

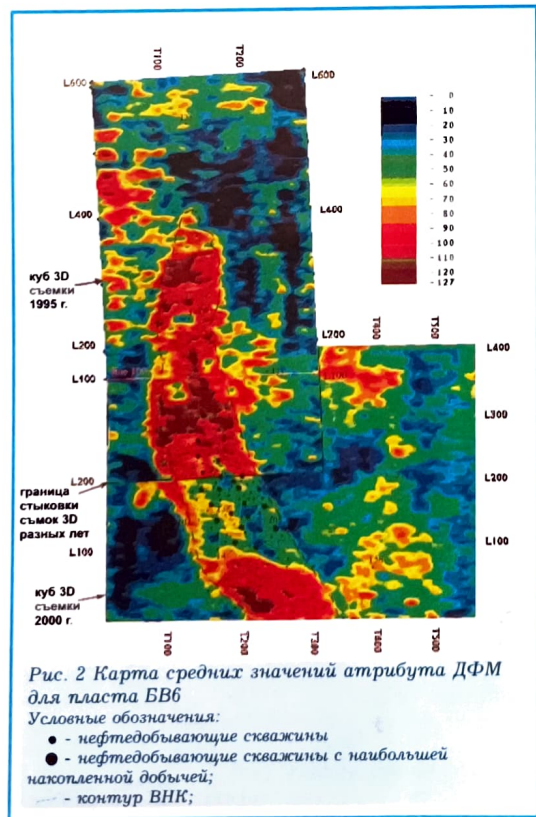
• Скважины с наибольшей накопленной добычей (с максимальными отборами продукта) располагаются либо в зонах с относительно пониженными значениями ДФМ, либо в пограничных зонах между высокими и низкими значениями.

• Наиболее высокие значения ДФМ отмечаются внутри контуров нефтеносности и приурочены к слабо затронутым разработкой участкам.

Таким образом, параметр ДФМ можно использовать как некую меру нефтегазонасыщенности: чем больше значения ДФМ, тем выше вероятность присутствия углеводородов. В определенных благоприятных сейсмогеологических условиях, он может служить прямым индикатором присутствия промышленных концентраций УВ. В связи с этим предполагается высокая степень успешности прогноза прямых поисков.

Литература

1. Ильин С.Н., Копунов С.Э., Хафизов С.Ф., Хортов А.В. "Латеральные градиенты скоростей в нижнемеловом комплексе Среднего Приобья и причины их возникновения". Геофизика. 2002, Специальный выпуск "Геомодель-2002", с. 62-65.
2. Копунов С.Э., Степанов И.В., Хортов А.В., Чехова Н.И. "Прогнозирование залежей УВ в различных осадочных бассейнах России по результатам использования технологии ДФМ". Тезисы докладов научно-практической конференции "Геомодель-2003", отделение геофизики Геологического факультета МГУ, 2003 г., с.66-69.
3. Писецкий В.Б., Федоров Ю.Н. "Динамика - флюидный метод прогноза и анализа месторождений нефти и газа по сейсмическим данным". В сб. "Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО", под редакцией Шпильман В.И. и др., 1998, Ханты Мансийск.
4. Verm R., Hilterman F., Lithology color-coded seismic sections: The calibration of AVO crossplotting to rock properties // The Leading Edge. 1995 Vol. 14, №8, p847-853.



Возможности выявления дополнительных ресурсов в традиционных нефтегазовых провинциях

Кулаков В.И., Бродский А.Я., Пыхалов В.В., ГУДП "Астраханская геофизическая экспедиция", г. Астрахань

Успех поисков ловушек углеводородов напрямую зависит от достоверности и точности геологических представлений о регионе, районе и соответственно площади и участке исследования.

В эпоху социализма в основу геологического изучения территорий были заложены две основные концепции, позволяющие сделать впоследствии СССР одним из главных поставщиков углеводородного сырья в мире: стадийность и непрерывность.

Под стадийностью понималось исследование территорий работами разных масштабов и рангов (региональные, затем поисковые, далее разведочные и детальные). При этом геологический разрез исследовался с той разрешенностью и глубиной, которые позволяли достичь существовавшие на то время технические и методические средства (ГСЗ, КМПВ, МОВ, МОГТ и т.д.). Накопленный материал на каждой из стадий позволял решать научно-производственные региональные задачи (геотектоники, геодинамики, определения условий формирования регионов, сейсмо-фациального районирования, оценки нефтегазового потенциала и т.д.), поисково-разведочные (локализация объектов поиска, определения типа ловушек УВ) и детальные исследования (подготовка объектов к бурению).

Благодаря такой схеме до 90-х годов были открыты крупнейшие, крупные и множество мелких месторождений нефти и газа на территории России и за ее пределами, обеспечивался опережающий прирост структур, подготовленных к глубокому бурению. Безусловно, система была не идеальна. В связи с необходимостью выдавать план по структурам, были и слабо подготовленные объекты, но в то же время СССР стал одним из основных экспортеров углеводородного сырья в мире.

За 1990-2000 годы практически объемы геофизических исследований значительно сократились и, как следствие, значительно уменьшилось количество открытий новых месторождений. Нефтегазовые компании ограничивались доразведкой лицензионных площадей с уже открытыми месторождениями.

Несмотря на забвение основополагающих принципов геологического изучения территорий, в эти годы резко возросли возможности геофизиков при решении геологических задач сейсмическими методами. Этому способствовал доступ к импортным средствам сбора информации, вычислительной техники и программным средствам.

Отечественные производители геофизического оборудования и программных продуктов в условиях жесточайшей конкуренции, иногда совместно с зарубежными партнерами, смогли наладить разработку и выпуск геофизических средств разведки. На сегодняшний день существуют хорошо себя зарекомендовавшие технические средства (телеметрические системы Прогресс-Т2 (г. Саратов), приборы GX 20 и сейсмические кабели, разъемы (г. Уфа) и т.д.), а

так же программные средства (SCS 5, INPRESS, VELINK, ВЛН и т.д.) адаптированные к Российским условиям и, по своим характеристикам, не уступающие лучшим европейским и американским образцам.

При использовании современных технических и программных средств появляется возможность по-новому смотреть на те геологические данные, которые были паработаны в прошлые годы. Это позволяет вырабатывать новые идеи и направления, как в научном, так и прикладном плане: выявлять новые типы ловушек углеводородов, которые в былые годы были не выявлены вследствие технических ограничений полевой аппаратуры и вычислительных средств; создавать более полную геологическую модель; выявлять особенности строения территорий, как на региональном уровне, так и при детализационных исследованиях и уже казалось бы хорошо изученных нефтегазовых провинциях.

Повышение чувствительности и динамического диапазона полевой аппаратуры, способов и методик возбуждения и сбора информации позволяют зарегистрировать более слабые сигналы, тем самым повысить, как разрешенность сейсмической записи, так и глубину исследований, сделать доступными для глаз интерпретатора те особенности волновой картины, которые ранее либо были не явно выражены, либо не могли быть зарегистрированы.

Для иллюстрации таких особенностей приведем несколько примеров проведения подобных исследований на достаточно плотно изученном нефтегазовом регионе Нижнего Поволжья - Астраханском своде с использованием отечественной полевой аппаратуры (сейсмостанции типа "Прогресс Т2") и отечественных программ, систем обработки и интерпретации материалов (типа VELINK, SISD и др.).

Региональные сейсмические профили, отработанные в 80-е годы прошлого века на северном склоне Астраханского свода, позволили выявить принципиальные моменты и особенности его строения. В то же время как-либо значимые локальные объекты, перспективные для поисков УВ, выявлены не были.

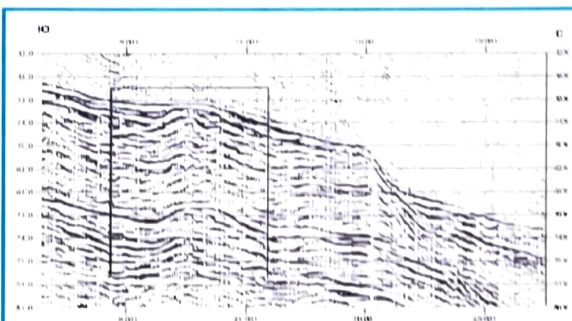


Рис. 1 Изолированные рифовые постройки на северном склоне Астраханского свода

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ