

Современный подход к изучению резервуаров на базе многоволновой сейсморазведки

Р.Г. Харисов, Р.С. Хисамов, А.А. Архипов, В.В. Золотухин, В.А. Екименко,
Н.М. Хуснимарданов, Ф.Ф. Зелезняк, Input/Output

Сегодня можно обоснованно говорить о том, что использование площадной сейсморазведки 3D позволило увеличить процент успешного бурения. Кроме того, 3D предоставила возможность геологам и геофизикам получать информацию о строении среды в межскважинном пространстве. Однако сложность строения коллекторов заставляет искать специалистов другие методы, которые позволят описывать пласты более детально. С этой целью в последние годы активно внедряется многокомпонентная сейсморазведка 3С. Результаты опробования методики сейсмических исследований 3D/3С в геологических условиях Республики Татарстан приведены в статье.

С целью определения промысловой эффективности новых методов сейсмических исследований в ОАО «Татнефтегеофизика» в 2003 г. выполнены опытно-методические работы МОГТ 3D/3С на одном из месторождений Республики Татарстан.

Основной целью поставленных работ являлось:

- опробование телеметрической системы I/O SYSTEM TWO-RSR Vectorseis;
- оценка возможностей изучения строения месторождений нефти в геологических условиях Республики Татарстан методами многоволновой сейсморазведки.

Общий объем выполненных работ составил 19,8 км². В качестве регистрирующей аппаратуры использовались радиотелеметрическая система сбора сейсмической информации I/O SYSTEM TWO-RSR, укомплектованная трехкомпонентными цифровыми датчиками Vectorseis. Возбуждение упругих сейсмических колебаний выполнялось вибрационными установками PLS-262, смонтированными в ОАО «Татнефтегеофизика» на шасси автомобилей КАМАЗ-63501 «Мустанг».

Применение вибрационных установок с пиковым давлением 23 тонны и высокочувствительных датчиков с широким динамическим диапазо-

ном, несмотря на высокий уровень промышленных помех, обеспечили получение сейсмических материалов достаточно высокого качества как на продольных, так и на обменных волнах.

Впервые для земель Татарстана были получены высококачественные кубы сейсмических данных на составляющих волнового поля X, Y, Z, интерпретация которых позволила наметить определенные перспективы использования обменных волн для изучения геологического строения разреза на землях РТ.

Идентификация одноименных отражений на разрезах различных типов волн не вызывала больших трудностей и контролировалась по изменению параметра γ , который для данного типа разреза должен находиться в пределах 0,25-0,5.

Прогнозирование коллекторских свойств и углеводородного насыщения по нефтеспективному отложению терригенного девона на исследуемом участке выполнено на основе технологии ЛИТОСКАН-II.

Кратко характеризуя геологическое строение исследуемого участка, можно отметить следующее. Ловушка, контролирующая залежь нефти, — структурно-тектоническая. Общая мощность нефтесодержащего пласта D₀ изменяется от 2,8 м до

14,8 м, эффективные нефтенасыщенные мощности варьируются от 1,0 м до 8,4 м, дебиты от 1,6 т/сут. до 5,8 т/сут., в отдельных скважинах до 15 т/сут. (рис. 1, 2, 3).

Кроме прочего, в процессе интерпретации анализировались кинематические и динамические характеристики различных типов волн.

В основу анализа динамических характеристик были заложены два факта из нефтегазопроисковой сейсморазведки.

Первый из них, так называемый «эффект яркого пятна», заключается в существовании положительных динамических аномалий, часто регистрируемых в виде интенсивных отражений продольных волн от кровли залежи (газовой, реже нефтяной).

Второй факт заключается в том, что если динамические характеристики продольных волн изменяются под совместным влиянием литологического состава геологического разреза и углеводородов, насыщающих поровое пространство коллектора, то динамика поперечных (обменных) волн обусловлена исключительно литологией (это связано с тем, что поперечные волны распространяются по скелету осадочной породы).

Из этих двух фактов следует основополагающее правило: если аномалии одноименного знака наблю-

даются как в продольных, так и в поперечных волнах, значит, мы имеем дело с литологическими изменениями в получаемом разрезе. Но если в продольных отраженных волнах замечено «яркое пятно», а в поперечных (обменных) волнах его нет — это, вероятнее всего, обусловлено наличием залежи углеводородного сырья. Отсюда очевидно, что отношение амплитуд продольных волн (A_{pp}) к амплитудам поперечных (обменных) волн (A_s, A_{ps}) может рассматриваться как один из поисковых критериев.

Из кинематических характеристик рассчитывались и анализировались следующие параметры: V_p, V_s и ρ , где V_p — скорость распространения продольных волн; V_s — скорость распространения поперечных волн; ρ — плотность пород, слагающих исследуемый интервал геологического разреза.

На основании полученных данных вычислялись все остальные упругие характеристики (параметр γ , коэффициент Пуассона, модуль Юнга). Значение каждого из перечисленных параметров, а также их комбинации определенным образом реагируют как на литологический состав разреза, так и на его углеводородную насыщенность, определение которой и являлось основной задачей.

На первом этапе многоволновых исследований на территории Татарстана удалось лишь обнаружить критерий выделения глинистых отложений, которые являются хорошими покрывками, в связи с тем, что из-за некорректной привязки отражений анализировались подстилающие продуктивный пласт отложения и, соответственно, было получено понижение аномалии параметра γ (V_s/V_p) и УВ-фактора (рис. 4).

Приемлемые результаты были получены после комплексной интерпретации сейсмических данных с уточненной привязкой волнового поля и данных волнового акустического каротажа ВАК-8, проведенного в одной из скважин.

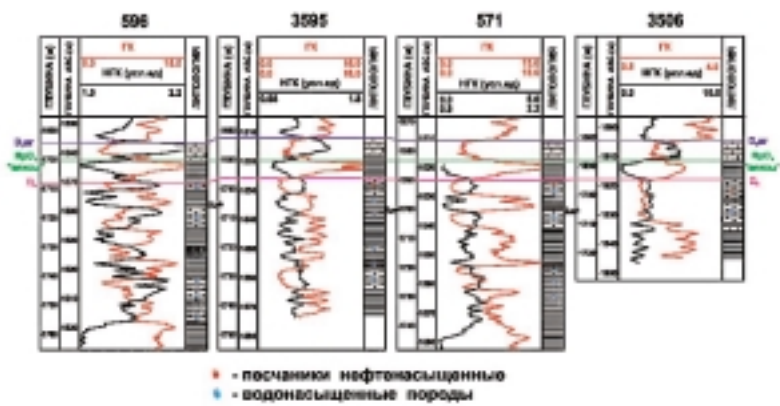


Рис. 1. Схема корреляции терригенных отложений девона по линии скважин 596-3595-571-3506

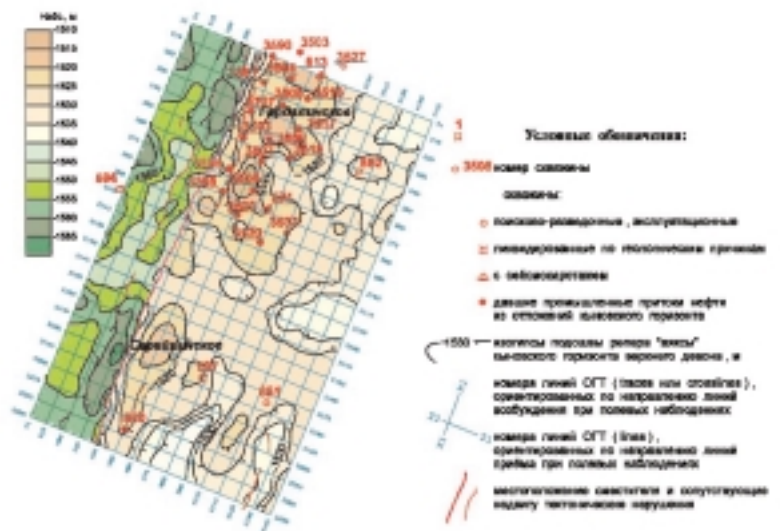


Рис. 2. Структурная подошва репера «аяксы» Кыновского горизонта верхнего девона

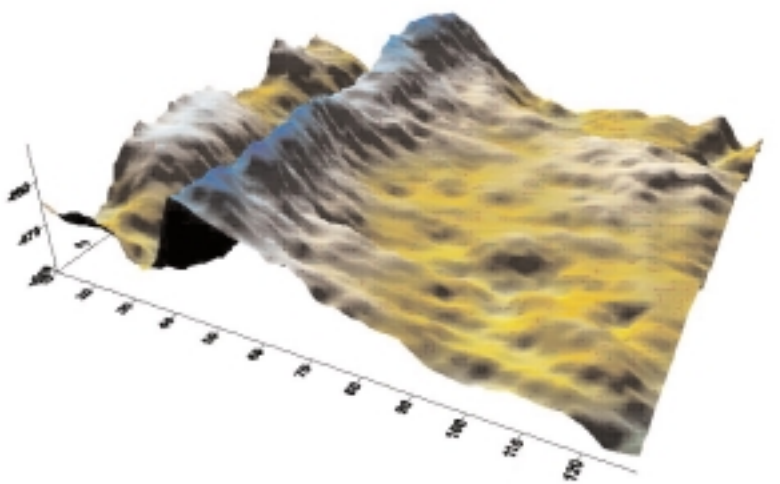


Рис. 3. Изохронная поверхность отражающего горизонта отождествляемого с подошвой репера «аяксы» в Кыновском горизонте франского яруса

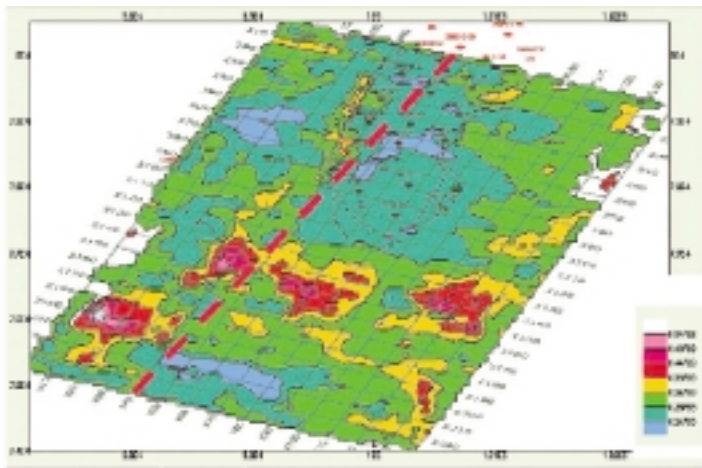


Рис. 4. Распределение значений кинематического параметра $\gamma_s = V_s/V_p$

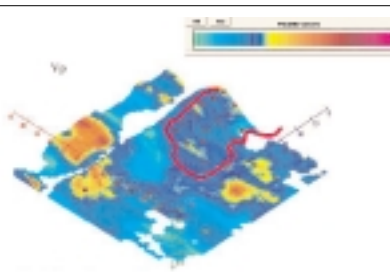


Рис. 5. Срез куба данных по V_p по продуктивному у интервалу в терригенном девоне

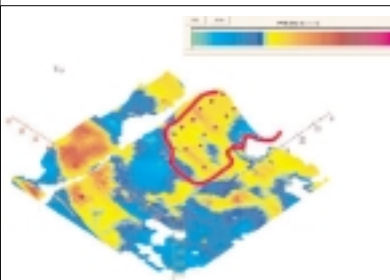


Рис. 6. Срез куба данных по V_s по продуктивному у интервалу в терригенном девоне

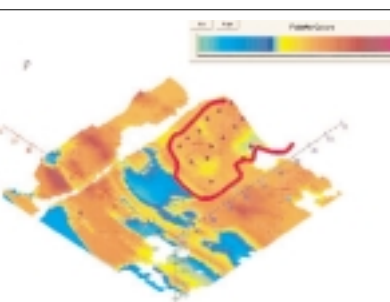


Рис. 7. Срез куба данных по ρ по продуктивному у интервалу в терригенном девоне

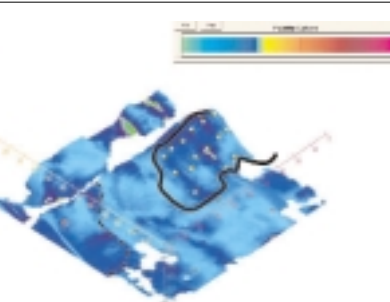


Рис. 8. Срез куба данных по HF по продуктивному у интервалу в терригенном девоне

В результате были получены числовые поля V_p , V_s и прогнозной плотности, рассчитанной ввиду отсутствия скважинных измерений по формуле Гарднера (рис. 5, 6, 7).

Скорость продольных волн (V_p) была рассчитана из $V_{от}$ куба Z-компоненты, скорость обменных V_s из формулы $\gamma = \frac{V_s}{V_p}$,

где γ -параметр, рассчитанный на этапе идентификации отражений кубов различных компонент (Z, X, Y).

При анализе срезов кубов V_p , V_s , ρ вдоль продуктивных интервалов ожидаемого понижения значения V_p в контуре залежи не наблюдалось. Такая же картина на срезе куба плотностей (ρ), так как плотность рассчитывалась как функция от V_p . Однако на срезе куба V_s одна из зон относительно повышенных скоростей V_s совпала с контуром залежи (рис. 6). Это свидетельствует о том, что нами, прежде всего, спрогнозиро-

ван литологический состав пласта. Скорости поперечных волн (V_s) повышены в верхней части пласта D_0 , представленного нефтенасыщенными песчаниками. Малые нефтенасыщенные мощности не дали большого эффекта в поле значений V_p .

Наиболее представительные результаты получены по углеводородному фактору HF (рис. 8).

HF-комплексный параметр, рассчитанный с использованием числовых значений полей V_p , V_s , γ , ρ . По значениям HF к югу от основной залежи можно прогнозировать перспективную зону и рекомендовать бурение скважины.

Сопоставление среза куба углеводородного фактора и поверхности, иллюстрирующее распределение дебитов продуктивных скважин, свидетельствует об очевидной корреляции между АТЗ (аномалия типа залежь) по HF — по углеводородному фактору и дебитами скважин.

Сопоставление полученных данных АТЗ с продуктивностью скважин показывает, что наиболее уверенно выделяется зона высокодебитных скважин.

В заключение следует отметить, что первый опыт проведения сейсморазведки 3D/3С в геологических условиях Республики Татарстан дал удовлетворительные результаты. Получен ряд специфических аномалий, так или иначе связанных с залежью нефти в терригенных отложениях девона.

Вместе с тем необходимо подчеркнуть, что эмпирические оценки параметров плотности, вероятно, снижают информативность полученных результатов.

Классическая однокомпонентная сейсморазведка 2D, 3D на продольных волнах востребована при решении большинства производственных задач: выделение структур, уточнение геометрии горизонтов.

Информация, получаемая при проведении съемки 3С, уникальна, поскольку такая информация характеризует внутреннее строение резервуара.