

НЕФТЬСЕРВИС

АНАЛИТИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ
№1(25) весна 2014

ПОИСК И РАЗВЕДКА 16



10

РОМАН ПАНОВ:
«Наша цель нарастить к
2020 году долю «Росгеологии»
на российском рынке
геологоразведочных работ
до 20%»



12

**ОПЕРЕЖАЮЩАЯ
АКТУАЛЬНОСТЬ**
изучения российского
шельфа

ЛЕНСКИЙ В.А.,
ИРКАБАЕВ Д.Р.,
САЛИХОВА Ф.Х.,
ШАРОВА Т.Н., ООО НПЦ «Геостра»

Геологическая эффективность скважинной сейсморазведки

ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В СВЯЗИ С ВСТУПЛЕНИЕМ БОЛЬШИНСТВА КРУПНЫХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ РОССИИ В ЗАВЕРШАЮЩУЮ СТАДИЮ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРИРОСТ ЗАПАСОВ И ДОБЫЧИ ОБЕСПЕЧИВАЕТСЯ ПРЕИМУЩЕСТВЕННО «НА ФЛАНГАХ» И ЗА СЧЕТ НЕБОЛЬШИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, ИМЕЮЩИХ СЛОЖНОЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И МАЛУЮ ВЫСОТУ НЕФТЕНАСЫЩЕНИЯ. В ЭТИХ УСЛОВИЯХ В ДОПОЛНЕНИЕ К НАЗЕМНОЙ СЕЙСМОРАЗВЕДКЕ С ЦЕЛЬЮ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО И РАЗВЕДОЧНОГО БУРЕНИЯ ОПЕРАТИВНЫМ, БОЛЕЕ ДЕТАЛЬНЫМ И ТОЧНЫМ ИНСТРУМЕНТОМ ИЗУЧЕНИЯ СРЕДЫ И СНИЖЕНИЯ РИСКОВ ДОЛЖНА ПРИМЕНЯТЬСЯ СКВАЖИННАЯ СЕЙСМОРАЗВЕДКА.

Основной задачей скважинной сейсморазведки является изучение строения околоскважинного пространства для выбора точек бурения новых скважин — уточнение структурного плана продуктивных отложений и выявление тектонических нарушений, прогноз развития и оценка коллекторов в околоскважинном пространстве, выявление и оценка ориентированной трещиноватости. При благоприятных условиях может быть выполнен прогноз геологического разреза, зон АВПД и рапоопасных зон под забоем скважин. Одновременно решаются и традиционные задачи сейсмических наблюдений в скважинах, необходимые для успешной обработки данных МОГТ: изучение скоростных характеристик разреза, анализ природы образования волнового поля и стратиграфическая привязка отражений, оценка неупругого поглощения (Q-фактора), оценка анизотропии скоростей суммирования и др.

Вертикальное профилирование

Основным методом скважинной сейсморазведки в России сейчас является не продольное вертикальное профилирование (НВСП). Применение трехмерных наблюдений (ВСП-3D) сдерживается отсутствием многоточечных скважинных зондов. На **рис. 1** приведено сравнение

структурного плана кровли воробьевского песчаника, построенного по данным МОГТ-3D с опорой на две скважины (325 и 329) и по данным многолучевого НВСП в трех скважинах (325, 329 и 4227). Ошибки структурных построений по материалам МОГТ составили: –24 м в скважине 4227 (на удалении от опорной скважины 520 м); –21 м в скважине 4229 (на удалении от опорной скважины 800 м); –17 м в скважине 4226 (на удалении от опорной скважины 500 м); –13 м в скважине 4225 (на удалении от опорной скважины 520 м). Ошибки структурных построений по материалам НВСП в тех же скважинах составили соответственно –4 м, +5 м, –4 м и +1 м. То есть результаты НВСП оказались в среднем в 5 раз точнее.

Прогноз развития и оценка коллекторов в скважинной сейсморазведке выполняются по результатам динамического анализа отражений на основе моделирования по данным ГИС либо по результатам расчета разрезов акустических импедансов [2].

На рассматриваемом месторождении по материалам НВСП были уточнены контуры нефтенасыщенного пласта песчаников, выполнена оценка изменения его свойств и рекомендовано сместить скважины 4229 и 4226 из участков с плохими

коллекторами в более благоприятные места (**рис. 2**). Рекомендации не были приняты во внимание, в результате скважина 4226, которая по данным НВСП расположена в краевой части нефтяной залежи, проработала четыре месяца и обводнилась. В скважине 4229, по данным НВСП расположенной на участке плохого коллектора, коллектор оказался водонасыщенным, несмотря на высокую гипсометрическую отметку кровли. Скважина 4225, по данным НВСП расположенная на участке хороших коллекторов в области купола поднятия, успешно работает уже не один год.

Комплексный подход

Пример уточнения строения нефтяной залежи при комплексном использовании данных наземной сейсморазведки, нового бурения и скважинной сейсморазведки проиллюстрирован на **рис. 3**. Объектом исследования является пласт Д5 в кровле доломитов афонинского горизонта. Толщина нефтенасыщенных коллекторов меняется от 0 до 9,2 м. Первоначальное представление о строении нефтяной залежи получено по данным наземной сейсморазведки и бурения скважин первого этапа (**рис. 3 слева**). Считалось, что залежь является сводовой и приурочена к брахиантиклинали. Однако

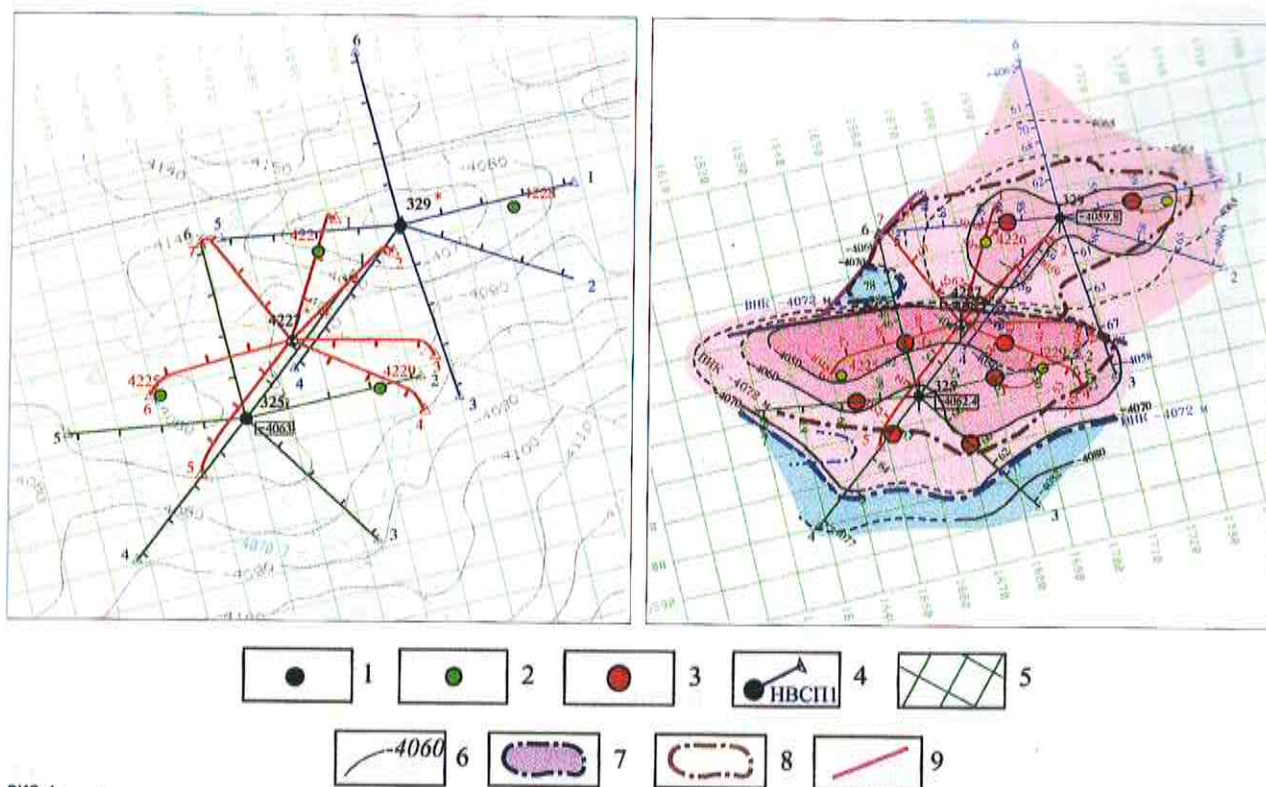


РИС. 1. СТРУКТУРНАЯ КАРТА ПО КРОВЛЕ ПЛАСТА-КОЛЛЕКТОРА ВОРОБЬЕВСКОГО ГОРИЗОНТА ПО ДАННЫМ МОГТ-3D (А) И НВП (Б). 1 — ПРОБУРЕННЫЕ СКВАЖИНЫ; 2 — ПРОЕКТНЫЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ СКВАЖИНЫ; 3 — СКВАЖИНЫ, РЕКОМЕНДУЕМЫЕ ПО НВП; 4 — ПРОФИЛИ НВП; 5 — СЕТЬ НАБЛЮДЕНИЙ МОГТ-3D; 6 — ИЗОГИПСЫ КРОВЛИ ПЛАСТА; 7 — ПОЛОЖЕНИЕ ВНК ПО НВП; 8 — ПЕРВОНАЧАЛЬНОЕ ПОЛОЖЕНИЕ ВНК; 9 — РАЗЛОМЫ

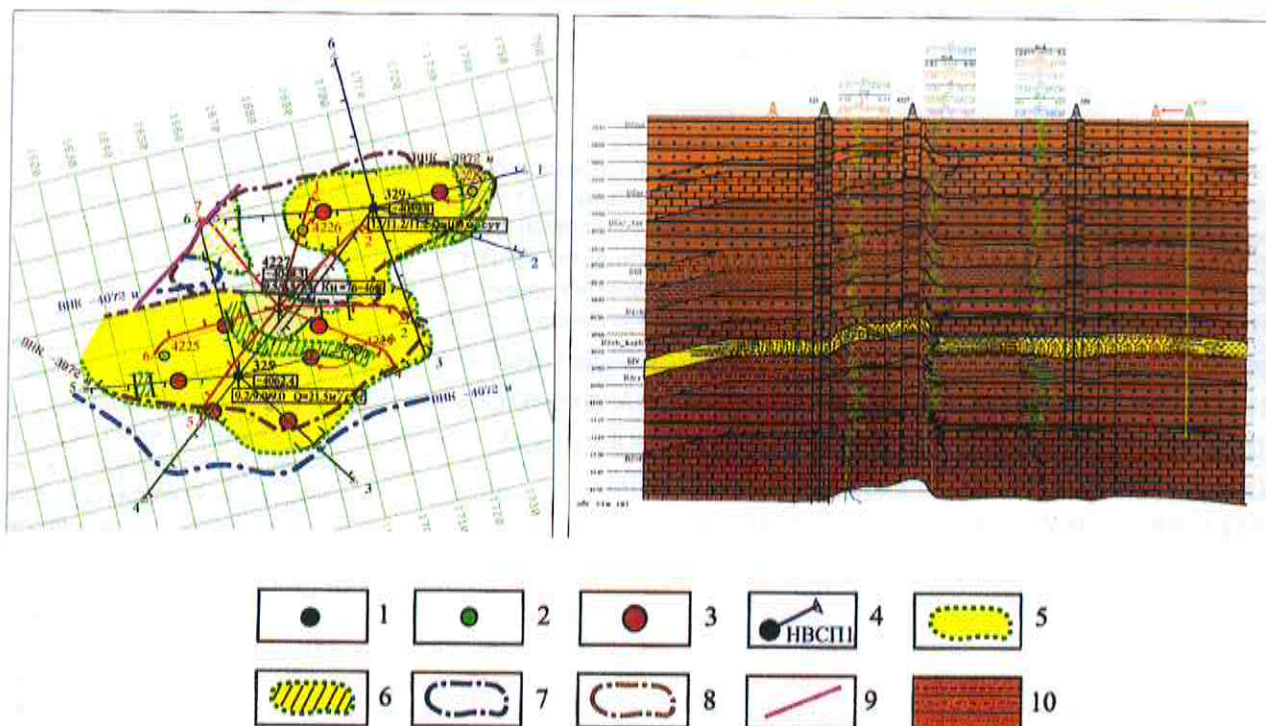


РИС. 2. РАСПРОСТРАНЕНИЕ ПЛАСТА-КОЛЛЕКТОРА ВОРОБЬЕВСКОГО ГОРИЗОНТА (СЛЕВА) И СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗРЕЗ ЧЕРЕЗ СКВАЖИНЫ 325, 422 И 329 (СПРАВА) ПО ДАННЫМ НВП. 1 — ПРОБУРЕННЫЕ СКВАЖИНЫ; 2 — ПРОЕКТНЫЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ СКВАЖИНЫ; 3 — СКВАЖИНЫ, РЕКОМЕНДУЕМЫЕ ПО НВП; 4 — ПРОФИЛИ НВП; 5 — РАСПРОСТРАНЕНИЕ НЕФТЕНАСЫЩЕННОГО КОЛЛЕКТОРА ПО НВП; 6 — УЧАСТКИ УХУДШЕНИЯ СВОЙСТВ КОЛЛЕКТОРА; 7 — ПОЛОЖЕНИЕ ВНК ПО НВП; 8 — ПЕРВОНАЧАЛЬНОЕ ПОЛОЖЕНИЕ ВНК; 9 — РАЗЛОМЫ; 10 — ТЕРРИГЕННЫЕ ПОРОДЫ

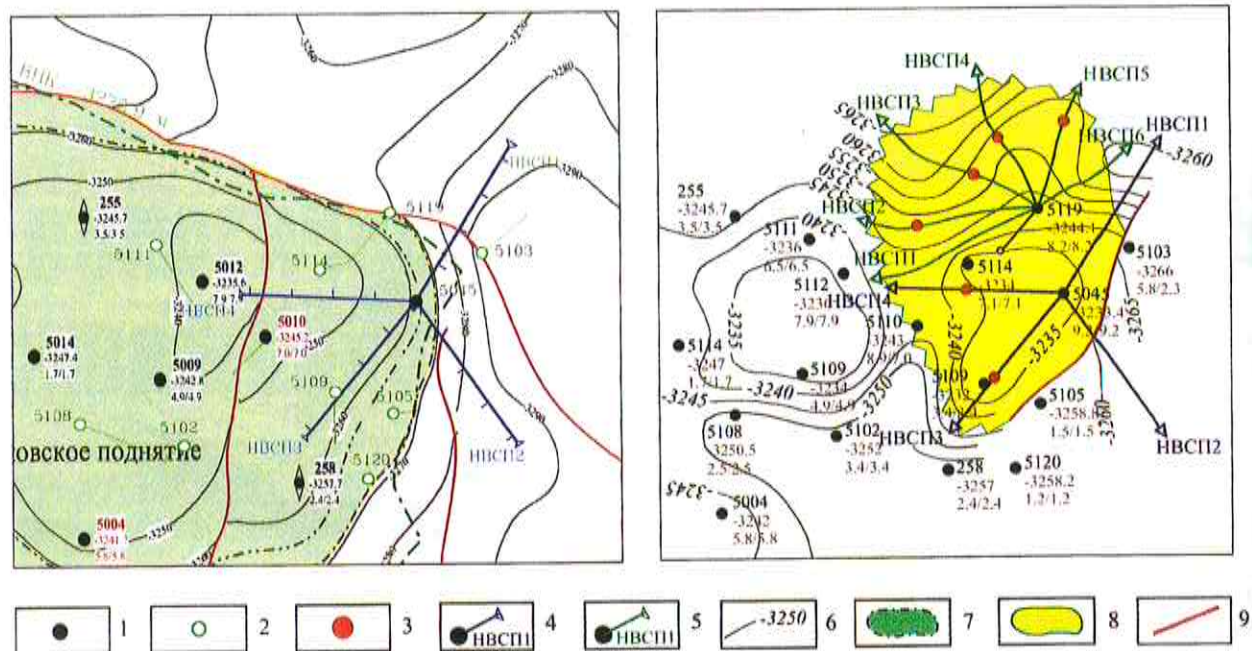


РИС. 3. СТРУКТУРНЫЙ ПЛАН ПО КРОВЛЕ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА ДО ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАБОТ НВСП (СЛЕВА) И УТОЧНЕННЫЙ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ НВСП (СПРАВА)
 1 — ПРОБУРЕННЫЕ СКВАЖИНЫ; 2 — ПРОЕКТНЫЕ СКВАЖИНЫ; 3 — СКВАЖИНЫ, РЕКОМЕНДУЕМЫЕ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ НВСП; 4 — ЛИНИИ ПРОСЛЕЖИВАНИЯ ПО НВСП; 5 — ПРОЕКТ НА ПРОДОЛЖЕНИЕ РАБОТ НВСП; 6 — ИЗОГИПСЫ КРОВЛИ ПЛАСТА; 7 — КОНТУР НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ ДО НВСП; 8 — ПРОГНОЗИРУЕМЫЙ ПО НВСП КОНТУР ЗАЛЕЖИ; 9 — РАЗЛОМЫ

новая скважина, пробуренная на осложненном разломами погружающемся восточном фланге месторождения, вскрыла нефтяную залежь на 29 м выше, чем предполагалось.

При проектировании скважин второго этапа с целью уточнения геологической ситуации в новой скважине проведены работы НВСП. Профилированием было подтверждено наличие только одного из трех разломов, выделенных по данным МОГТ, причем с иным направлением (рис. 3 справа). Также было изменено представ-

подтвердили целесообразность бурения всех проектных скважин на восточном фланге месторождения. Все эти скважины оказались продуктивными.

В двух новых скважинах, расположенных до разлома, расхождение данных бурения и НВСП по глубине составило 4 и 5 м. Значительные расхождения (более 15 м) имелись в скважинах, пробуренных между лучами НВСП и оказавшихся за разломом. Это было вызвано идентификацией разлома только на одном луче НВСП, что не позволяло точно определить

чем предполагалось первоначально, и рекомендовано бурение четырех новых скважин, три из которых расположены за пределами первоначального контура. Таким образом, привлечение данных скважинной сейсморазведки позволило существенно изменить представление о строении нефтяной залежи, получить прирост запасов и уверенно пробурить ряд новых эксплуатационных скважин.

Выбор траектории горизонтальных скважин

Важнейшим свойством резервуаров является трещиноватость. НВСП представляет уникальную возможность для выявления и оценки субвертикальной ориентированной трещиноватости по расщеплению поперечной волны [1]. При использовании традиционных источников возбуждения продольных волн анализируются обменные волны [2].

Для успешного решения задачи и уменьшения влияния квазианизотропии, вызванной слоистостью осадочных пород, системы наблюдений должны удовлетворять определенным требованиям. Так, на одном из месторождений Западной Сибири по данным трехлучевого НВСП в интервале развития пласта ЮС1 было установлено наличие ориентированной трещиноватости с азимутом 325°

НВСП ПРЕДСТАВЛЯЕТ УНИКАЛЬНУЮ ВОЗМОЖНОСТЬ ДЛЯ ВЫЯВЛЕНИЯ И ОЦЕНКИ СУБВЕРТИКАЛЬНОЙ ОРИЕНТИРОВАННОЙ ТРЕЩИНОВАТОСТИ ПО РАСЩЕПЛЕНИЮ ПОПЕРЕЧНОЙ ВОЛНЫ

ление о форме поднятия — поднятие значительно дальше вытянуто к востоку и имеет изогнутую двухкупольную форму с глубиной прогиба между куполами около 10 м. Скважины первого этапа были пробурены на западном куполе, а новая скважина оказалась на восточном.

Полученные результаты позволили увеличить оценку размера залежи в северном и северо-восточном направлении и

его направление. Направление разлома уточнено впоследствии при пересмотре результатов в комплексе с данными нового бурения.

С целью определения северного контура залежи работы НВСП продолжены в самой северной из вновь пробуренных скважин. Полученные результаты показали, что залежь в северном направлении распространяется значительно дальше,

и выполнена оценка трещинной пористости ($K_{тр} = 0,0006$) [2]. Покрывающие породы (над отложениями баженовской свиты), по данным НВСП, — не трещиноваты. Полученные результаты подтверждаются керновым материалом. На основании этих данных с целью повышения нефтедобычи было рекомендовано бурение двух горизонтальных стволов ортогональной трещиноватости.

При выборе оптимальной траектории бурения горизонтальных эксплуатационных скважин НВСП приобретает особое значение. Такой пример приведен на рис. 4. На одном из месторождений Оренбургской области объектом горизонтального эксплуатационного бурения является нефтяная залежь в подошве газовой в известняках артинского яруса. На материалах МОГТ вся продуктивная часть разреза (около 150 м) укладывается в 3–4 фазы трудно коррелируемого отражения, позволяющего оценить лишь структурный план кровли газонасыщенных известняков (с ошибками до 40 м). Материалы НВСП, выполненного в пилотном стволе, значительно детальнее. Здесь прослеживается не только кровля газонасыщенных известняков, перекрытых непроницаемыми ангидритами, но и кровля нижележащей пакки непроницаемых битуминозных известняков, контролирующей положение подошвы нефтяной залежи. Колебания кровли непроницаемых битуминозных известняков в прослеженной области (до 700 м от скважины) достигают 40–80 м. Определено положение разломов, амплитуда смещения по ним, преобладающее направление трещиноватости массива. При динамической интерпретации было установлено положение непроницаемых участков внутри нефтенасыщенной части (на рис. 4 показаны белым цветом), с опорой на результаты ГИС в исследуемой и соседней скважине выполнена оценка изменения эффективной пористости в направлении профилей НВСП (на рис. 4 отражена в виде графика). По полученным результатам были рекомендованы участки, наиболее благоприятные для бурения горизонтальных стволов.

Практические результаты

Одним из крупных заказчиков исследований методом НВСП является ОАО «Оренбургнефть». На объектах этой компании к настоящему времени выполнен анализ результатов бурения по данным НВСП 136 скважин. Средняя точность структурных построений составляет $\pm 5,2$ м, а подтверждаемость прогноза развития коллекторов — 87%. Разумеется, не все прогнозы были подтверждены,

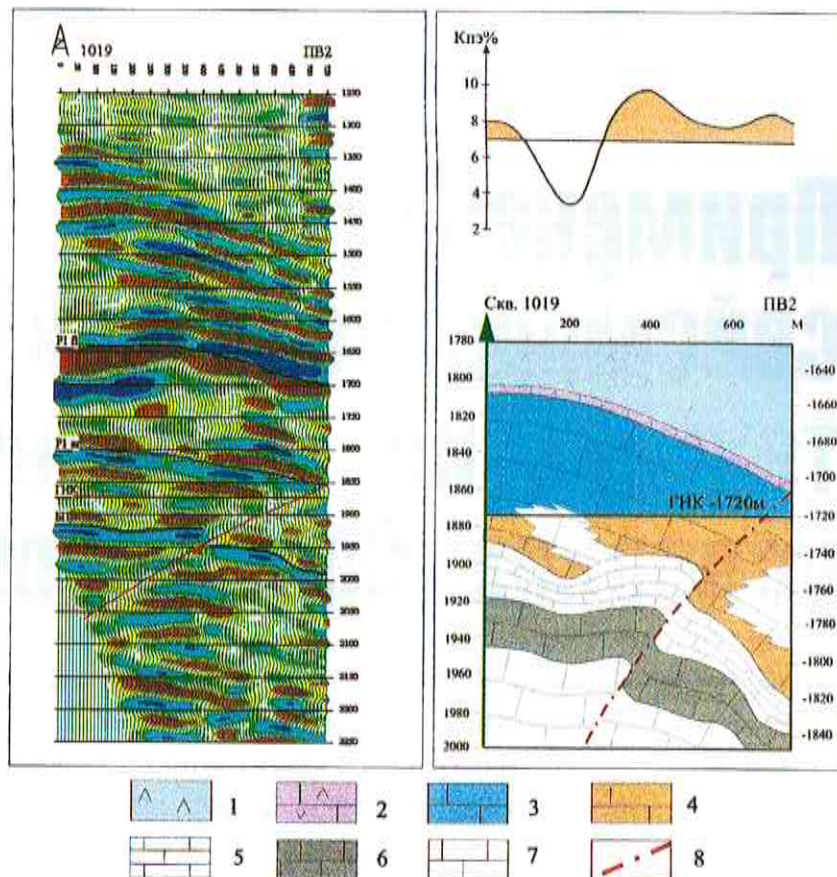


РИС. 4. ГЛУБИННЫЙ СЕЙСМИЧЕСКИЙ РАЗРЕЗ НВСП И ПОСТРОЕННЫЙ ПО НЕМУ СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗРЕЗ С КОЛИЧЕСТВЕННОЙ ОЦЕНКОЙ ПОРИСТОСТИ.

1 — АГИДРИТЫ; 2 — КАРБОНАТНО-СУЛЬФАТНЫЕ ПОРОДЫ; 3 — ИЗВЕСТНЯКИ ПОРИСТЫЕ ГАЗОНАСЫЩЕННЫЕ; 4 — ИЗВЕСТНЯКИ ПОРИСТЫЕ НЕФТЕНАСЫЩЕННЫЕ; 5 — ИЗВЕСТНЯКИ ПЛОТНЫЕ; 6 — ИЗВЕСТНЯКИ БИТУМИНОЗНЫЕ; 7 — ИЗВЕСТНЯКИ; 8 — РАЗЛОМЫ

что связано с неполным соответствием объекта исследований (физического поля) и геологического строения реальной среды, но из 136 скважин только 10 оказались неудачными. Основными причинами ошибок были: искажающее влияние дифракции на локальных (менее половины размеров зоны Френеля) эрозивных врезях и выступах и резких перегибах слоев; слабая контрастность упругих свойств прослеживаемых объектов; мелкие локальные скоростные неоднородности в средней части разреза; боковой снос отражений на крутом склоне; ошибки интерпретации данных ГИС.

Аналогичные результаты получены и на объектах ОАО «Башнефть». Проанализи-

рованы 270 скважин, пробуренных по материалам НВСП, подтверждаемость прогноза нефтеносности составила 94,4%.

Таким образом, анализ результатов бурения по данным НВСП более 400 скважин убедительно показывает, что на достигнутом этапе своего развития метод НВСП является эффективным средством повышения результативности бурения и прироста добычи, не имеющим альтернативы. При этом следует учитывать, что во многих случаях данные НВСП просто необходимы как источник геологической информации для обоснования заложения новых скважин в связи с недостаточной информативностью данных наземной сейсморазведки.

Список литературы:

1. Кузнецов В.М., Жуков А.П., Шнейерсон М.Б. Введение в сейсмическую анизотропию: теория и практика. — Тверь, ГЕРС, 2006. — 160 с.
2. Ленский В.А., Адиев Р.Я., Адиев А.Я. Скважинная сейсморазведка. — Уфа, Информреклама, 2012. — 348 с.