

**ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИССЛЕДОВАНИЙ МЕТОДОМ  
СКВАЖИННОЙ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ НА  
МЕСТОРОЖДЕНИЯХ НЕФТИ И ГАЗА**

Ленский В.А., Адиев А.Я., Ирбакаев Д.Р., Шарова Т.Н.  
(ООО НПЦ «Геостра»)

**EFFICIENCY OF BOREHOLE SEISMIC MEASUREMENTS IN OIL  
AND GAS FIELDS**

V.A. Lenskiy, A.Y. Adiev, D.R. Irbakaev. T.N. Sharova  
(LLC SPC "Geostra")

**Аннотация.** В связи с вступлением большинства крупных нефтяных месторождений России в позднюю стадию эксплуатации, прирост добычи обеспечивается за счет месторождений, имеющих сложное геологическое строение и небольшую высоту нефтенасыщения. В этих условиях в дополнение к наземной сейсморазведке с целью обеспечения эксплуатационного и разведочного бурения более оперативным, более детальным и точным инструментом изучения среды и снижения рисков бурения применяется скважинная сейсморазведка. На результатах анализа бурения по данным скважинной сейсморазведки сотен скважин показывается, что сопровождение разработки месторождений нефти и газа скважинной сейсморазведкой является эффективным средством повышения результативности бурения и прироста добычи, не имеющим альтернативы.

**Abstract.** Due to the fact that most of large oil fields in Russia are entering a phase of mature production fields, production growth is achieved by means of oil fields having complex geological structure and moderate net oil thicknesses. In these conditions in addition to land seismic aiming to provide production and exploration drilling with prompter, more detailed and precise tools of exploration and drilling hazard mitigation, borehole seismic is applied. It is demonstrated by the results of drilling evaluation according to borehole seismic of hundreds of boreholes that supporting oil and gas fields' development by borehole seismic is an effective means of drilling success and production growth improvement, having no alternative.

В связи с вступлением большинства крупных нефтяных и газовых месторождений России в позднюю стадию эксплуатации, прирост добычи в старых нефтегазоносных регионах обеспечивается за счет

месторождений, имеющих сложное геологическое строение и небольшую высоту нефтенасыщения. В этих условиях наземная сейсморазведка часто не обеспечивает необходимую детальность представлений о структуре среды и свойствах коллекторов. Для снижения рисков бурения эксплуатационное и разведочное бурение нуждаются в обеспечении более оперативным, более детальным и точным инструментом изучения среды. Таким методом является скважинная сейсморазведка.

Не следует рассматривать скважинную сейсморазведку как альтернативу детальной наземной сейсморазведке МОГТ-3Д. Эти методы относятся к разным этапам геологических исследований. Наземная сейсморазведка изучает большие площади и всегда предшествует скважинной, необходимость в последней появляется позднее на локальных участках. Основной задачей скважинной сейсморазведки является уточнение геологического строения околоскважинного пространства эксплуатационных и разведочных скважин с целью проектирования точек бурения эксплуатационных скважин. Метод решения задачи – оперативная геологическая интерпретация данных скважинной сейсморазведки в комплексе с результатами бурения, ГИС и наземной сейсморазведки. В связи с этим основной источник финансирования скважинной сейсморазведки иной - средства на разработку месторождений, а не на геолого-разведочные работы, как в наземной сейсморазведке.

Основными преимуществами скважинной сейсморазведки являются высокая точность структурных построений, высокая детальность исследований и оперативность представления результатов.

Для изучения строения околоскважинного пространства в России применяется преимущественно однократное непродольное вертикальное сейсмическое профилирование (НВСП). В связи с чем основными недостатками метода являются:

- зависимость результатов от условий возбуждения, вызывающая некоторое отличие сейсмических разрезов, полученных из разных пунктов возбуждения (удаленных друг от друга на несколько километров);
- постоянное изменение условий приема, вызывающее ухудшение прослеживания отражений в верхней части разреза (на концах сейсмических разрезов);
- ограниченная область исследования, особенно в наклонных скважинах (до 600-1200 м в зависимости от глубины скважин и сложности строения разреза);
- более высокие, чем в наземной сейсморазведке, требования к опыту интерпретатора в связи с пока еще недостаточным уровнем развития программного обеспечения для реализации универсальных методических приемов.

Все перечисленные недостатки, за исключением ограничения области исследования, наносят временный характер и будут постепенно устранены

с развитием метода. Как и в случае решения аналогичных проблем при наземных наблюдениях, основной путь развития метода - применение многократных площадных наблюдений (ВСП-3Д), что сдерживается отсутствием отечественных многоточечных скважинных сейсмических зондов, обеспечивающих приемлемую производительность (стоимость) и качество полевых работ. Какие-либо непреодолимые технические проблемы решения всех этих вопросов отсутствуют, необходимо лишь финансирование.

Как показывает опыт наземной сейсморазведки, двумерные системы наблюдений в модификации НВСП еще долгое время будут сосуществовать одновременно с трехмерными ВСП-3Д. В одних случаях как менее дорогостоящее средство решения основных задач, в других – как единственно возможная реализация скважинных наблюдений из-за сложных поверхностных условий.

Основные геологические задачи, решаемые скважинной сейсморазведкой: уточнение структурного плана продуктивных отложений и сети тектонических нарушений, прогноз развития и оценка коллекторов в околоскважинном пространстве, выявление и оценка ориентированной трещиноватости, рекомендации по размещению точек последующего бурения. Разумеется, 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, определение неупругого поглощения ( $Q$ -фактора) и др. При благоприятных условиях может быть выполнен прогноз геологического разреза, зон АВПД и рапоопасных зон под забоем скважин.

В связи с наблюдениями во внутренних точках среды сейсмические разрезы НВСП являются более разрешенными и детальными, чем разрезы МОГТ-3Д. Примером подтверждения этого служит сводный сейсмический разрез, построенный по материалам НВСП в трех скважинах (рис.1), объектом исследований здесь является нефтенасыщенный пласт песчаников воробьевского горизонта. На разрезах НВСП отчетливо проявляются мелкие структурные особенности, не заметные на разрезе МОГТ-3Д. Разрезы НВСП разных скважин во взаимных направлениях стыкуются между собой, что указывает на точное отражение структурных особенностей на разрезах НВСП. Точность структурных построений по данным НВСП в 3-5 раз выше, чем по данным МОГТ-3Д. Эти выводы подтверждаются результатами бурения, в том числе в местах стыковки разрезов НВСП.

Основная причина ошибок структурных построений в наземной сейсморазведке – наличие локальных скоростных неоднородностей в средней части разреза. Различие средней скорости до прослеживаемой границы в близкорасположенных (менее 1 км) скважинах может достигать

1 % и более, вызывая аналогичные ошибки определения глубины границ. Анализ данных последующего бурения показывает, что вследствие более точного учета скорости и лучшего прослеживания отражений структурный план, построенный по данным НВСП, дает более точное и детальное представление о разбуриваемой структуре. Например, на рис.2 для одного из нефтяных месторождений Урало-Поволжья приведено сравнение структурного плана кровли воробьевского песчаника по данным МОГТ-3Д (слева, построения выполнены с опорой на две скважины 325 и 329) и по данным многолучевого НВСП в трех скважинах (справа, исследования выполнены поочередно в 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, используются также результаты инверсии сейсмических разрезов в разрезы акустических импедансов. По результатам динамического анализа данных НВСП на рассматриваемом месторождении было рекомендовано сместить скважины 4229 и 4226 из участков с плохими коллекторами в более благоприятные места (рис.3). Рекомендации не были приняты во внимание, в итоге скважина 4226 (по данным НВСП расположена в краевой части нефтяной залежи) проработала четыре месяца и обводнилась. В скважине 4229 (по данным НВСП расположена 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.

Важнейшим свойством резервуаров является трещиноватость. НВСП представляет уникальную возможность выявления и оценки субвертикальной ориентированной трещиноватости по расщеплению поперечной волны /1,2,3/. Например, на одном из месторождений Западной Сибири по данным трехлучевого НВСП в интервале развития пласта ЮС1 установлено наличие ориентированной трещиноватости с азимутом  $325^\circ$  (рис.4 а) и выполнена оценка трещинной пористости,  $K_{п\ tr} = 0,0006$ . Покрывающие породы мелового возраста (над отложениями баженовской свиты) по данным НВСП не трещиноваты. Полученные результаты подтверждаются керновым материалом (рис.4 б). На основании

полученных данных с целью повышения нефтедобычи рекомендовано бурение двух горизонтальных стволов ортогонально трещиноватости.

Рассмотрим еще один пример применения НВСП. На одном из месторождений добыча нефти ведется из пласта песчаников бобриковского горизонта. На юго-восточном фланге месторождения по данным МОГТ-3Д установлено локальное поднятие с амплитудой около 15 м (рис.5 вверху), в куполе которого намечалось бурение эксплуатационной скважины. Для уточнения геологической ситуации в ближней к выявленному поднятию скважине (322) выполнено шестилучевое НВСП. По данным НВСП установлено, что поднятие не существует (рис.5 внизу), и выявлена причина ошибки данных МОГТ-3Д – резкое локальное увеличение толщины высокоскоростной пачки ангидритов в кровле окского горизонта (в 200 м над продуктивным пластом). Учитывая, что исследуемая скважина 322 уже переведена в фонд нагнетательных, рекомендовано отказаться от бурения проектной эксплуатационной скважины. Заказчик с данной рекомендацией согласился.

На одном из участков Вахитовского месторождения (Оренбургская область) НВСП сопровождало практически весь процесс разведочного бурения и эксплуатационное бурение на флангах (выполнено в 8 скважинах). Это позволило существенно уточнить структурные построения по данным МОГТ-3Д, увеличить площадь залежи и изменить представление о характере осадконакопления продуктивной терригенной толщи. Анализ последующего эксплуатационного бурения более чем 20 скважин показал, что средняя точность структурных построений по данным НВСП составила  $\pm 3$  м при максимальной ошибке 11 м. Средняя точность структурных построений по данным МОГТ-3Д оказалась равной  $\pm 14$  м при максимальной ошибке 35 м. Подтверждаемость прогноза развития нефтенасыщенных коллекторов по данным НВСП составила 90%.

Одним из крупных заказчиков исследований методом НВСП является ОАО «Оренбургнефть». На объектах этого заказчика к настоящему времени выполнен анализ результатов бурения по данным НВСП 136 скважин. Средняя точность структурных построений составила  $\pm 5,2$  м, а подтверждаемость прогноза развития коллекторов – 87%. При этом в точках, рекомендованных по НВСП, пробурено 37 скважин, подтверждаемость прогноза развития коллекторов составила 94%.

Аналогичные результаты получены и на объектах ОАО «Башнефть». Проанализированы 270 скважин, пробуренных по материалам НВСП, подтверждаемость прогноза нефтеносности составила 94,4%.

Разумеется, не все прогнозы были подтверждены, что связано с неполным соответствием объекта исследований (физического поля) и геологического строения реальной среды. Из 136 скважин, проанализированных на объектах ОАО «Оренбургнефть», около 10

оказались неудачными. Основными причинами ошибок были: искажающее влияние дифракции на локальных (менее половины размеров зоны Френеля) эрозионных врезках 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.

Приведенные оценки успешности прогнозов по данным НВСП (дистанционный метод исследований) близки к средней результативности интерпретации данных методов ГИС (98%) и в несколько раз выше, чем средняя результативность МОГТ-3Д.

Таким образом, анализ результатов бурения по данным НВСП 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.

К сожалению, иногда за обработку и интерпретацию данных НВСП принимаются организации, не имеющие соответствующего опыта и не учитывающие специфику сейсмических волновых полей в скважинах, ошибочно полагающиеся на универсальность приемов и обрабатывающих программ, используемых в наземной сейсморазведке. Получаемые ими результаты формируют негативное отношение к методу. Настало время создания органа аккредитации исполнителей работ и информирования заказчиков об исполнителях, не имеющих необходимый уровень квалификации.

#### Литература:

1. Кузнецов В.М., Жуков А.П., Шнеерсон М.Б. Введение в сейсмическую анизотропию: теория и практика. - Тверь, ООО «Издательство ГЕРС», 2006.-160 с.

2. Патент РФ № 2433426 Россия, МПК G01V 1/00. Способ определения азимутального направления трещиноватости пород; ООО НПЦ «Геостра».- № 2010112035/28; заявлено 29.03.2010; опубл. 10.11.2011 Бюл. №31.

3. Патент РФ № 2485553 Россия, МПК G01V 1/28, 1/48. Способ оценки трещинной пористости по данным скважинной сейсморазведки; ООО НПЦ «Геостра».- № 2011143172/28; заявлено 25.10.2011; опубл. 20.06.2013 Бюл. №17.

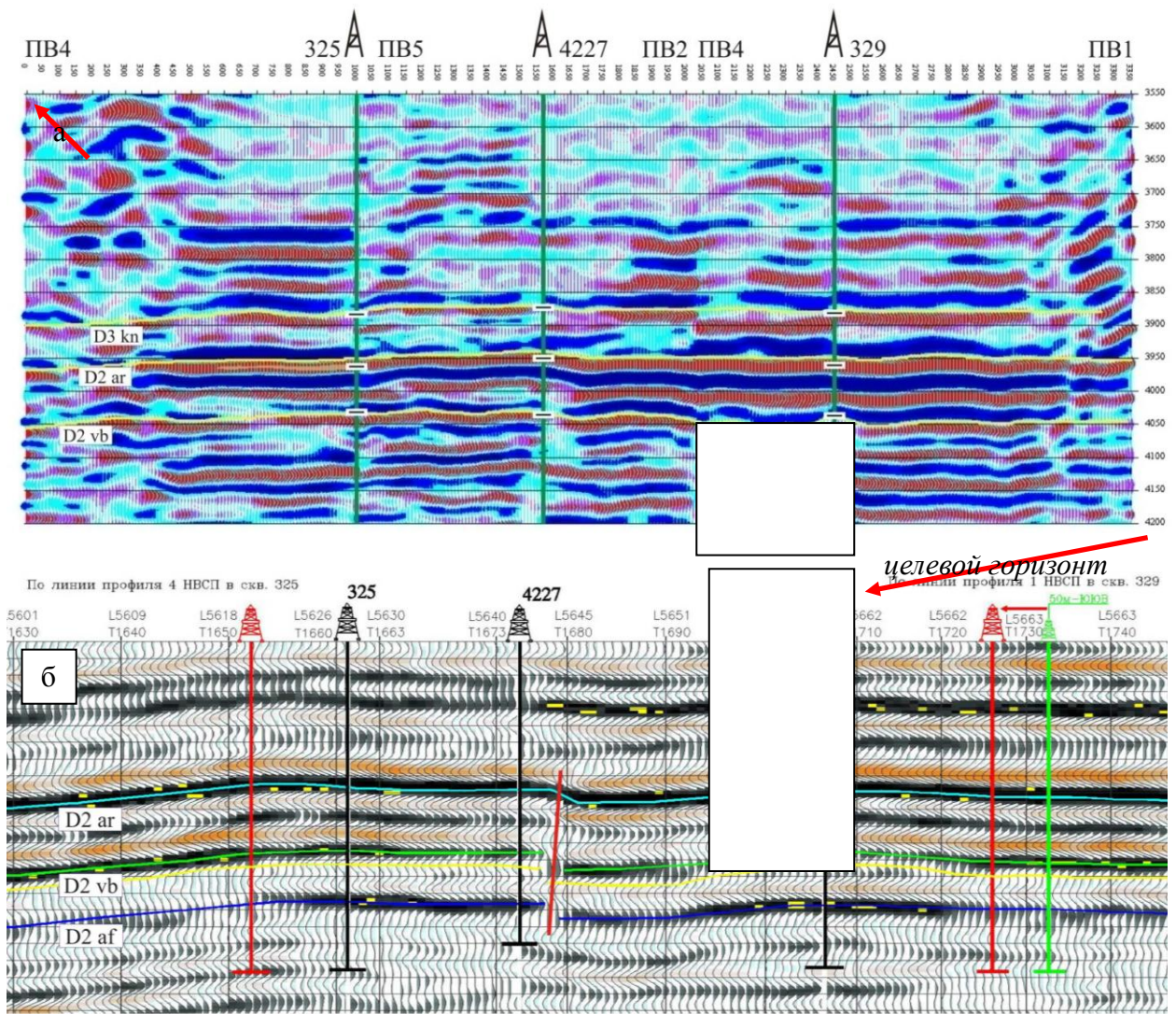


Рис.1. Сводный глубинный разрез НВСП (а), временной разрез МОГТ (б)

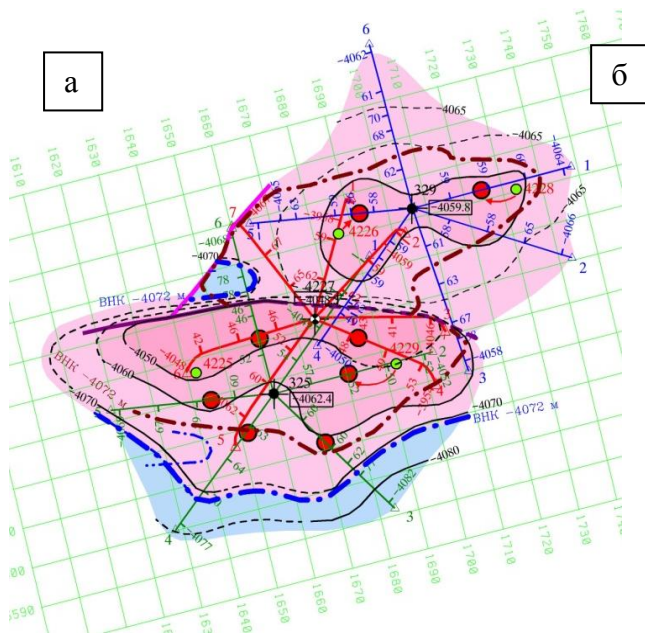


Рис. 2. Структурная карта по кровле пласта-коллектора воробьевского горизонта по данным МОГТ-3Д (а) и НВСП (б)

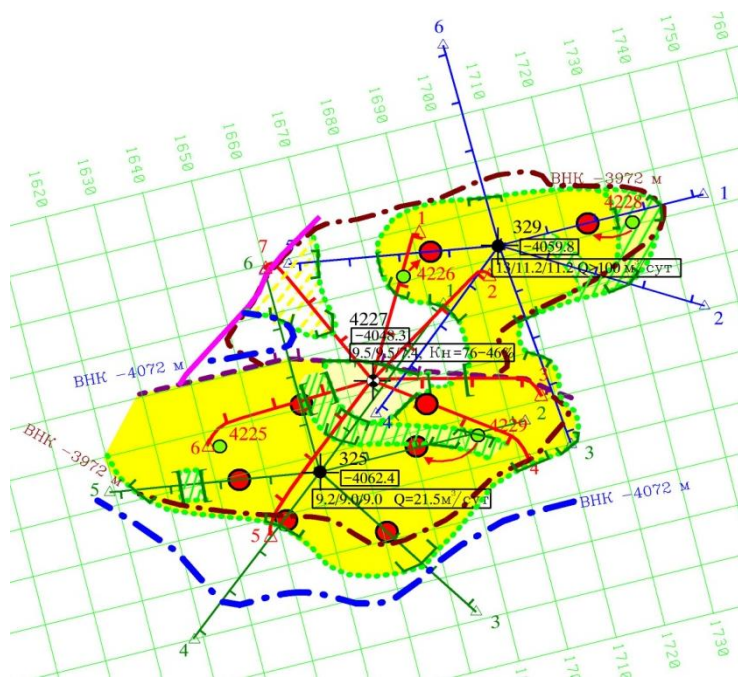


Рис. 3. Распространение пласта-коллектора воробьевского горизонта по данным НВСП



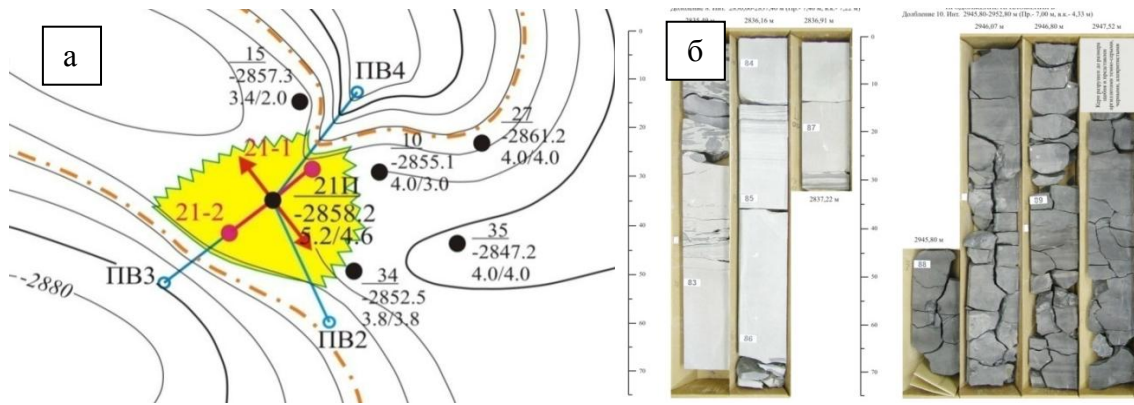


Рис. 4. Результаты уточнения структурного плана и оценки направления трещиноватости методом НВСП (а), фотографии ядра (б) в не трещиноватом по данным НВСП (слева) и в трещиноватом (справа) интервалах. Стрелками показано направление трещиноватости, малиновым цветом – рекомендуемое положение горизонтальных стволов.

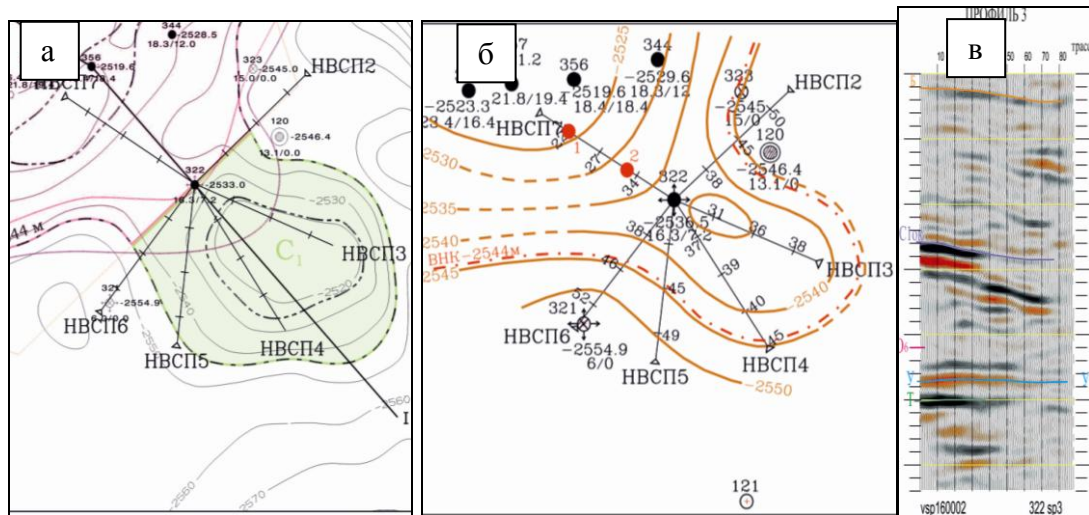


Рис. 5. Структурная карта по кровле пласта-коллектора бобриковского горизонта по данным МОГТ-3Д (а) и НВСП (б) и сейсмический разрез по профилю НВСП3 в скв. 322 (в)