

## **ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ НВСП НА НЕФТЯНЫХ ОБЪЕКТАХ ЗАПАДНОГО ОРЕНБУРЖЬЯ.**

Ленский В.А\*, Адиев Р.Я.\*, Ахтямов Р.А\*  
Бачурин Н.А\*\*, Шапоренко С.Н\*\*  
*ЗАО НПЦ «Геостра\*», ТНК-БП\*\**

## **OVSP EFFICIENCY APPLICATION ON OILFIELDS OF WESTERN ORENBURG AREA**

Lensky V.A\*, Adiev R..\*, Akhtyamov R.A\*,  
Batchurin N.A.\*\*, Shaporenko S.N.\*\*  
*Close Company S&P Center «Geostra\*», ТНК-ВР\*\**

**Аннотация.** Анализируется эффективность внедрения метода по результатам работ, выполненных ОАО «Башнефтегеофизика» на ряде нефтяных объектов в западной части Оренбургской области, и последующего бурения на исследованных участках.

**Abstract.** Method implementation efficiency is analyzed according to the operations results performed by Joint Stock Company “Bashneftegeofizika” on the number of oilfields in the Western Orenburg area and subsequent drilling on the explored areas.

В последние годы растет число нефтедобывающих организаций, использующих непродольное вертикальное сейсмическое профилирование (НВСП) для опережающего изучения месторождений и перспективных участков с целью проектирования мест бурения новых разведочных и эксплуатационных скважин. В статье

Особенностью изучаемого региона является широкое разнообразие геологических условий залегания нефтяных залежей, которые распространены как в терригенных, так и в карбонатных отложениях на глубинах от 1500 до 4500 м в широком возрастном диапазоне (от койвенского горизонта до верхней перми). Разнообразны структурно-тектонические условия месторождений, приводящие к существенному различию характера формирующихся волновых полей. В условиях спокойного субгоризонтального залегания свойства отражений относительно устойчивы и их корреляция не вызывает затруднений (рис.1). В области повышенной тектонической активности, крупных разломов и тектонических ступеней, сопровождающих приближение к Прикаспийской впадине, волновое поле резко осложняется, корреляция отражений затрудняется и даже становится проблематичной (рис.2). В интервале глубин залегания многих продуктивных пластов динамически выраженные устойчивые отражения не формируются, для структурных построений приходится привлекать соседние более устойчивые отражения, что

неизбежно ведет к потере морфологических особенностей изучаемых пластов.

Часто наблюдается резкое ухудшение коррелируемости отражений на некотором удалении от исследуемой скважины (в левой части рис.1 на удалении более 450 м), вызванное образованием в верхней части разреза интенсивных обменных падающих волн. Эти волны при распространении вниз при вторичном обмене на сейсмических границах образуют сложный поток многочисленных восходящих волн с поляризацией и кинематическими характеристиками, близкими к монотипным продольным отраженным волнам, и затрудняют прослеживание последних. Интенсивность образования обменных падающих волн меняется по площади и может зависеть от азимута удаления источника. Так, в правой части рис.1 (ПВ1) обменные волны были значительно слабее, чем в левой части (ПВ4), и отраженные волны прослеживаются достаточно уверенно по всему разрезу.

Методика полевых наблюдений включает многолучевое НВСП. Системы наблюдений проектируются с учетом прослеживания разреза в направлениях, заданных заказчиком. Широкое разнообразие сейсмогеологических ситуаций, часто многопластовое строение месторождений и необходимость выполнения работ в наклонных скважинах требуют индивидуального в каждом случае подхода к проектированию системы наблюдений (азимутов и удаления источников). Работы выполняются с поверхностными невзрывными источниками (вибрационным или импульсным электромагнитным).

Основные задачи, решаемые методом НВСП: уточнение структурного плана продуктивных отложений, выявление тектонических нарушений, прогноз свойств коллекторов в околоскважинном пространстве на качественном уровне. Метод решения - комплексная геологическая интерпретация данных продольного ВСП, НВСП, ГИС, бурения и наземной сейсморазведки. Оценка свойств коллекторов в околоскважинном пространстве выполняется на основе динамической интерпретации. Разнообразие сейсмогеологических ситуаций вызывает необходимость индивидуального подбора приемов интерпретации (как структурной, так и динамической) для каждого продуктивного пласта. Обоснование критериев оценки свойств коллекторов базируется на материалах моделирования по данным акустического и плотностного каротажа. Непременным требованием нефтедобывающих организаций является оценка ожидаемой точности структурных построений по данным НВСП в каждом конкретном случае, что потребовало проведения специальных исследований с привлечением результатов НВСП на участках с большой плотностью бурения /1/.

Первые работы методом НВСП с целью проектирования мест бурения разведочных и эксплуатационных скважин в данном регионе ОАО

«Башнефтегеофизика» выполнила в 2004 г., исследованы 4 скважины, в 2008 г. спрос на НВСП составил уже 35 скважин. Динамика роста объемов работ носила экспоненциальный характер, чему способствовала достаточно высокая результативность бурения по материалам НВСП и более высокая точность структурных построений, чем по данным наземной сейсморазведки (МОГТ-2Д и МОГТ-3Д). К 2008 году в местах, рекомендованных по результатам работ НВСП, пробурены 12 новых скважин, все скважины продуктивные. В пределах исследованных по НВСП участков пробурены 41 скважина, из них продуктивных – 40 (97%), подтвердивших результаты прогноза свойств коллекторов - 37 (90%).

Средняя величина ошибок структурных построений по данным НВСП составила 4.7 м, что укладывается в оценки ожидаемой точности, приведенные в работе /1/. В 8 скважинах (19%) выявлены большие ошибки структурных построений (9 м и более), причинами которых явились:

- большое удаление новых скважин от линии прослеживания разреза по данным НВСП - 3 скважины;

- ошибки отбивки кровли отложений в исследуемой скважине по данным ГИС, выявленные при пересмотре отбивок по результатам окончательной интерпретации данных ГИС уже после проведения работ НВСП, – 1 скважина;

- несоответствие поведения осей синфазности отражений и реальной структуры среды при уверенной корреляции отражений и совпадении данных НВСП и бурения по соседним отражающим горизонтам – 2 скважины;

- несоответствие параметров обработки особенностям волнового поля и ошибки корреляции фаз отражений – 2 скважины.

Таким образом, большие ошибки, связанные с обработкой и интерпретацией данных НВСП, имели место только в 4 скважинах (10%). Причинами других ошибок могли быть /1/:

- погрешность снятия времен (глубин) при корреляции отражений;
- наличие горизонтальной анизотропии скорости;
- ошибки данных инклинометрии;
- шероховатость отражающей границы (мелкие колебания рельефа);
- наличие локальных скоростных неоднородностей в средней части разреза;

- наличие локальных эрозионных врезов и выступов на отражающей поверхности;

- боковой снос отражений на крутом склоне.

Рассмотрим несколько конкретных примеров. В двух первых из них исследования выполнены в отдельных скважинах с целью изучения флангов эксплуатируемых месторождений, объектом исследований был карбонатный пласт Т1, являющийся основным эксплуатационным

объектом на многих месторождениях данного региона. В третьем примере рассмотрено площадное комплексирование разведочного бурения и НВСП при подготовке к эксплуатации новых месторождений, нефтенасыщенным является терригенный пласт. В четвертом примере рассмотрен единственный полностью отрицательный результат бурения - в новой скважине нефтенасыщенный пласт отсутствует.

Пример 1. Основным объектом эксплуатации на месторождении является пласт Т1, залегающий в кровле известняков турнейского яруса. В 1300 м от северной оконечности разрабатываемой залежи пробурена разведочная скважина 910, в которой получен приток нефти с небольшим дебитом (5 м<sup>3</sup>/сут) В скважине 910 выполнены наблюдения НВСП по 6 лучам с целью проектирования мест бурения новых эксплуатационных скважин (рис.3). Полученные глубинные сейсмические разрезы по двум лучам приведены на рис.1. Для характеристики точности построения разрезов на них нанесены результаты последующего бурения трех новых скважин. В результате структурной интерпретации данных НВСП существенно изменены представления о структурном строении данного участка, ранее базировавшиеся на данных МОГТ-2Д. По результатам динамической интерпретации отражения от кровли известняков турнейского яруса установлено, что практически вся изученная по ВСП область обладает хорошими коллекторскими свойствами, но в ее пределах находятся небольшие участки с ухудшенными свойствами, в одном из которых и расположена исследуемая скважина. Используются принципы динамической интерпретации отражения от пласта Т1, рассмотренные в работе /2/. В местах прогнозируемой наибольшей продуктивности рекомендовано бурение двух новых скважин. С использованием полученных результатов ВСП заказчик пробурил 9 эксплуатационных скважин (размещение эксплуатационных скважин определяется не только результатами НВСП, но и технологией разработки залежи), все новые скважины имеют высокую продуктивность (суточный дебит нефти в десятки раз превышает дебит в исследованной скважине). Расхождение структурных построений по НВСП и данных бурения приведено в табл.1.

Таблица 1

Номер скважины	Ошибка структурных построений по НВСП, м	Причина ошибки	Удаление от НВСП, м	Ошибка структурных построений по МОГТ, м
01	-10	несоответствие волнового поля	20	-7
02	-4		50	-1
04	-5		125	+17
08	-9	несоответствие волнового поля	40	-8
09	0		200	-26
10	+2		130	+15
12	-4		220	+9
22	-2		450	-4

Средняя точность структурных построений по данным НВСП составила  $\pm 4,5$  м, что значительно выше, чем по данным МОГТ-2Д. Отметим преобладание ошибок одного знака (отрицательные). С целью уточнения перспектив северо-западного и юго-восточного флангов разбуренного участка, в двух из новых наиболее удаленных эксплуатационных скважинах вновь выполнены исследования методом многолучевого НВСП. Таким образом, на данном месторождении начата реализация технологии площадного комплексирования бурения и многолучевого НВСП, при котором НВСП обеспечивает предварительное изучение участка с целью проектирования эксплуатационного бурения. Более подробно эта технология рассмотрена в примере 3.

Пример 2. Основным объектом эксплуатации на месторождении также является пласт Т1 в кровле известняков турнейского яруса. НВСП выполнено в скважине 94, расположенной на северной части разрабатываемой залежи (рис.4). Основной задачей являлось определение целесообразности бурения эксплуатационной скважины 100 в восточной части залежи (к югу от исследуемой скважины). По результатам структурной интерпретации данных НВСП уточнено строение восточной и северной частей залежи, изменено положение ВНК и увеличены размеры залежи в северном направлении. Выявлено, что вершина поднятия, с которым связана залежь, расположена восточнее исследуемой скважины. По результатам динамической интерпретации на участке прослеживания по НВСП коллекторские свойства продуктивного пласта меняются слабо, но в области купола прогнозируется некоторое увеличение нефтенасыщенных толщин. По структурному признаку и результатам динамического анализа установлено, что перспективным является не только место бурения скважины 100, но и восточная и северная части залежи, где дополнительно рекомендовано бурение четырех

эксплуатационных скважин. С использованием полученных результатов пробурены 6 новых эксплуатационных скважин, все скважины продуктивные. Скважина 102, расположенная восточнее исследованной скважины, вскрыла пласт на более высокой отметке (-2212 м), чем исследуемая (-2216 м), и с большей нефтенасыщенной толщиной (на 0.9 м). Расхождение структурных построений по НВСП и данных бурения приведено в табл.2.

Таблица 2.

Номер скважины	Ошибка структурных построений по НВСП, м	Удаление от НВСП, м
98	+2	250
102	+7	30
105	+6	20
106	+8	100
107	+5	80
100	0	20

Средняя точность структурных построений по данным НВСП составила  $\pm 4,7$  м. Как и в предыдущем примере, преобладают ошибки одного знака (положительные). Это указывает на ошибку корреляции (привязки) отражения в непосредственной близости от ствола скважины, причина которой – шероховатость границы и искажение формы отражения в области первых вступлений либо при обработке данных, либо вследствие физической природы сейсмических явлений. Величина ошибки в масштабе времени не превышает шага дискретизации записи, а в масштабе глубин - 3-4 м.

Пример 3. На одной из структур, выявленной по результатам МОГТ-ЗД, разведочное бурение начато с центральной и южной её частей. К началу работ НВСП были пробурены пять разведочных скважины (51, 54, 57 60 и 61 - рис.5). Три из них (57, 60 и 61) вскрыли отложения колганской толщи, представленной конусом выноса терригенных пород в карбонатных отложениях фаменского яруса. Верхняя часть колганской толщи содержит нефтенасыщенные песчаные коллектора с высокой продуктивностью. Скважина 54 оказалась на участке замещения терригенный отложений карбонатными, из тонкого (0,4 м) песчаного коллектора в ней получен незначительный приток нефти. В скважине 51 терригенные отложения колганской толщи отсутствуют. На рассматриваемой структуре реализована технология площадного комплексирования бурения и НВСП. С целью уточнения строения ловушки углеводородов и определения мест

бурения новых разведочных скважин в скважинах 54 и 61 выполнено НВСП. С использованием полученных результатов в южной части месторождения пробурены две новые разведочные скважины (63 и 72). В скважине 63 вновь выполнено НВСП, во второй скважине работы также намечались, но не выполнены по организационным причинам. Затем была пробурена разведочная скважина 62 в северной части структуры, в ней выполнено НВСП. По результатам НВСП в скважинах 62 и 54 пробурена разведочная скважина 64 и в ней выполнено НВСП. Работами многолучевого НВСП в 5 разведочных скважинах был практически полностью покрыт весь перспективный участок, окончательные результаты представлены на рис.5. По данным НВСП уточнены структурный план по кровле терригенных отложений колганской толщи и граница замещения терригенных пород. Установлено распространение терригенных отложений за пределы ранее предполагавшегося контура в северо-западном, северо-восточном и восточном направлениях, что увеличивает горизонтальные размеры и запасы месторождения. Уточнен генезис терригенных отложений: вынос терригенного материала происходил с северо-востока, а не с юго-востока, как предполагалось ранее. Конус выноса имеет три языка: южный, западный и более узкий восточный. Возможно, восточный язык соединяется с соседним конусом выноса, расположенным восточнее. Полученные результаты учтены при проектировании сети эксплуатационных скважин. С целью уточнения строения самой северной части месторождения многолучевое ВСП выполнено также в одной из эксплуатационных скважин. Всего пробурены 17 эксплуатационных скважин, все скважины вскрыли нефтенасыщенный коллектор. Средняя величина ошибки структурных построений по данным НВСП составила  $\pm 3$  м, по данным МОГТ-3Д точность структурных построений значительно ниже –  $\pm 14$  м.

Пример 4. Поисковая скважина 37, пробуренная на поднятии, подготовленном по данным МОГТ, на глубине 4020 м вскрыла нефтенасыщенный пласт Д5-1 в карбонатных отложениях афонинского возраста (в 39 м от их кровли). Толщина пласта 7.2 м. В скважине 37 выполнено шестилучевое НВСП, по заданию заказчика наиболее плотные наблюдения выполнены в западном направлении – направлении оси поднятия по данным МОГТ (рис.6). В области нефтенасыщенного пласта формируется слабое отражение, поэтому при структурных построениях использовано отражение от вышележащей (в 110 м) кровли ардатовского горизонта в предположении согласного залегания пород. Представление о разбуриваемой структуре существенно изменено, по данным НВСП ось структуры в области исследованной скважины вытянута в северо-западном направлении. По структурным признакам резко уменьшены размеры залежи. Подтверждено наличие разлома, выявленного по данным МОГТ к востоку от скважины. По результатам динамического анализа юго-

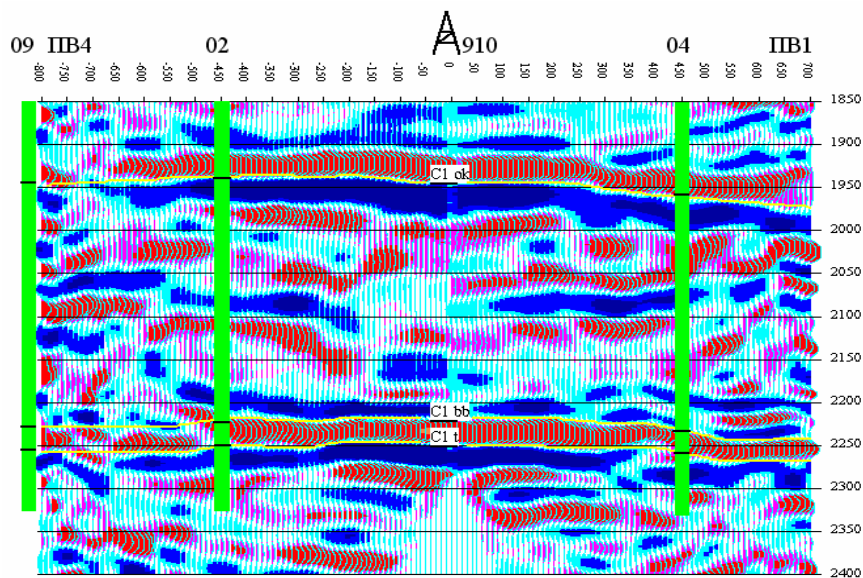
западнее скважины прогнозируется локальный участок улучшения свойств коллектора по сравнению с вскрытым в скважине. Рекомендовано бурение двух эксплуатационных скважин: к северо-западу от исследованной скважины (в куполе поднятия) и к юго-западу от нее (на прогнозируемом участке наиболее высоких коллекторских свойств).

Новая скважина 67 пробурена к северо-западу от скважины 37 между линиями прослеживания по НВСП в 300 м от первой рекомендованной точки. Скважина вскрыла пласт-коллектор на глубине 4024 м, что на 9 м ниже структурных построений по данным НВСП (и ниже кровли афонинского горизонта). Расхождение с данными МОГТ составило 14 м. Несмотря на более высокое положение кровли пласта по отношению к подошве нефтенасыщенного пласта в скважине 37 (2427.2 м), пласт в скважине 67 полностью водонасыщен, что может быть вызвано сложным строением пласта и наличием плотной непроницаемой перемычки между вскрытыми коллекторами. Следует принять во внимание, что НВСП является двумерной системой наблюдений, информация между линиями прослеживания определяется простой интерполяцией и может содержать ошибки. Причиной неудачи бурения явилось большое отклонение скважины от линий прослеживания по НВСП и от рекомендованных точек бурения, а также неучет индивидуальных морфологических особенностей продуктивного пласта из-за отсутствия самостоятельного отражения и выполнения структурных построений по отражению от другого геологического образования.

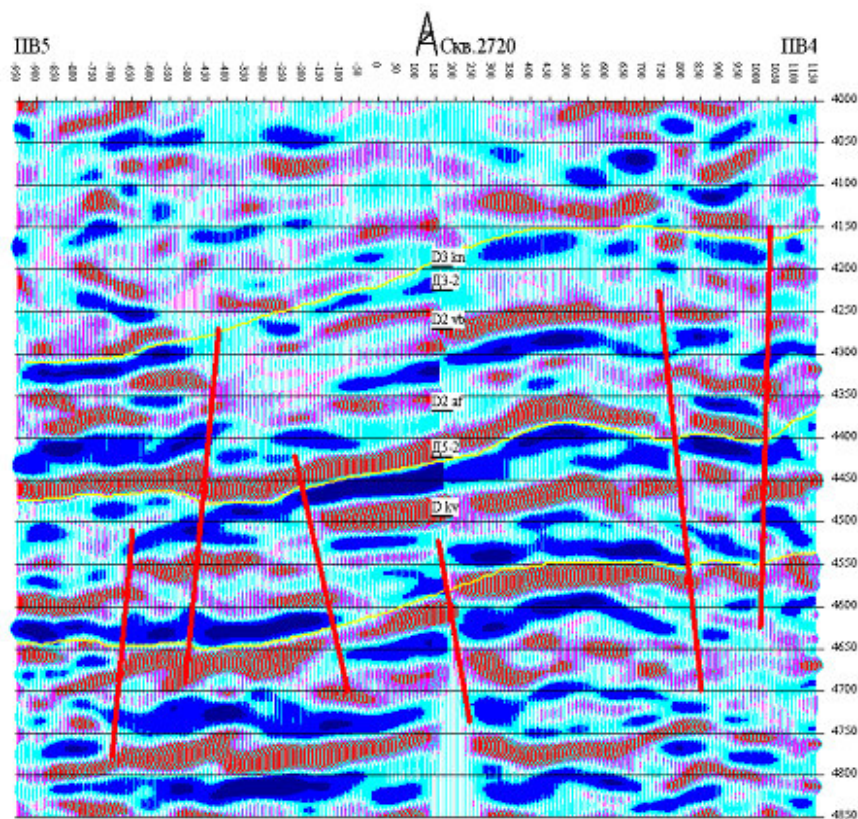
Приведенный пример не должен вызывать настороженное отношение к методу. В других аналогичных условиях, например, на Боголюбовском месторождении, последующее бурение по результатам НВСП было успешным. Но при отсутствии самостоятельных хорошо динамически выраженных отражений от продуктивных пластов ошибки результатов НВСП и риск бурения несомненно возрастают.

В целом, анализ результатов бурения 41 новых разведочных и эксплуатационных скважин подтвердил достаточно высокую эффективность метода НВСП в данном регионе, результативность бурения составила 97 %. Точность структурных построений хотя и не всегда удовлетворяла заказчика, но во всех случаях была в несколько раз выше, чем в МОГТ-2Д и МОГТ-3Д. Рост доверия геологических служб нефтедобывающих организаций к результатам НВСП по мере накопления опыта работ обеспечил быстрый рост объемов работ. В настоящее время принято решение о выполнении работ НВСП на всех участках планируемого бурения.

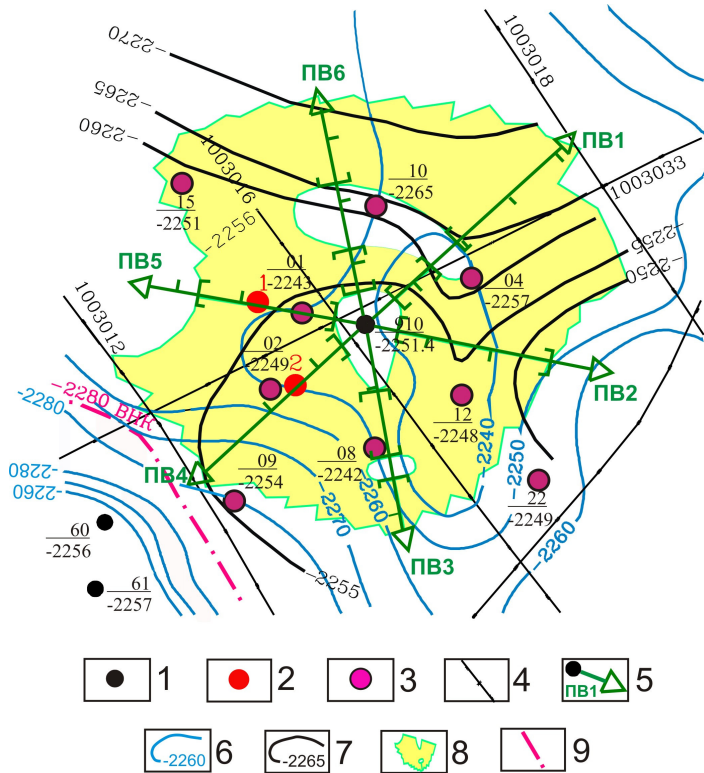




**Рис.1.** Совмещенный глубинный сейсмический разрез НВСП для двух положений источника (ПВ4 и ПВ1) в условиях спокойного залегания отложений. Исследуемая скважина расположена в центре. Зеленой полосой показаны новые скважины, пробуренные по результатам НВСП, штрихи на полосе соответствуют положению коррелируемых горизонтов.

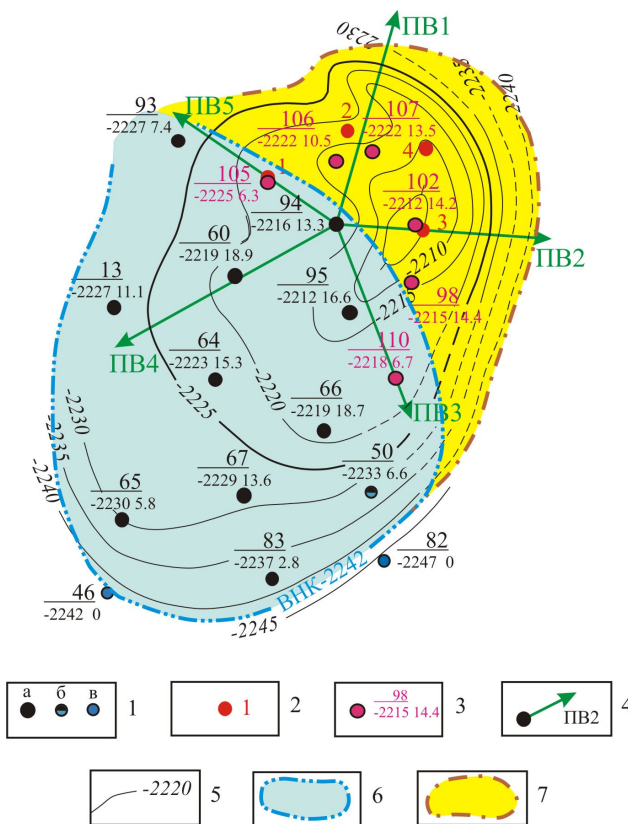


**Рис.2.** Совмещенный глубинный сейсмический разрез НВСП для двух положений источника в области тектонической ступени. Исследуемая скважина расположена в центре.



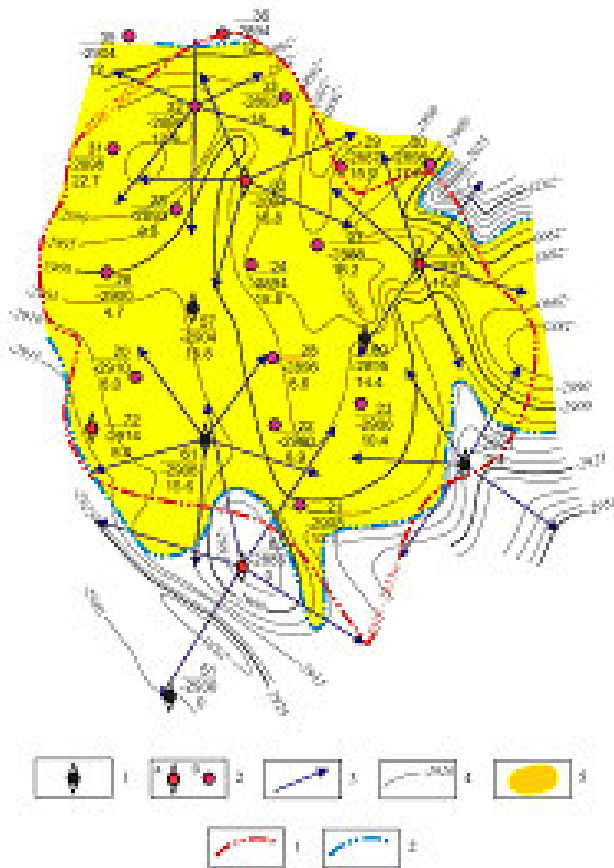
**Рис.3.** Результаты работ НВСП при изучении продуктивного пласта Т1 в карбонатных отложениях. Пример 1.

1- пробуренные скважины, цифрами указана глубина кровли пласта; 2 - скважины, бурение которых рекомендовано по данным НВСП в первую очередь; 3 – новые эксплуатационные скважины; 4 – профили МОГТ-2Д; 5 – профили НВСП; 6 – изогипсы кровли пласта по данным МОГТ-2Д; 7 – изогипсы кровли пласта по данным НВСП; 8 - прогнозируемая область развития коллекторов с лучшими свойствами, чем в исследуемой скважине; 9 – контур ВНК до проведения работ ВСП.



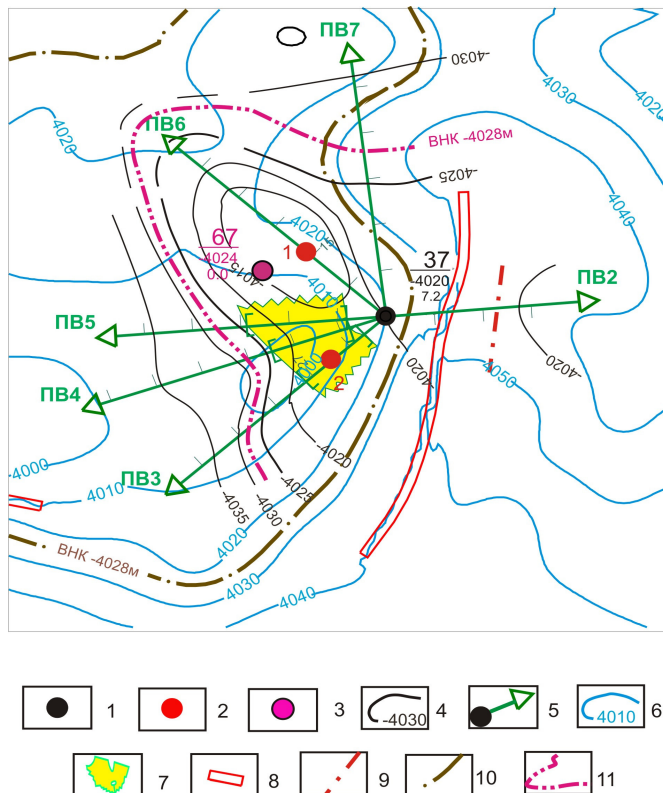
**Рис.4.** Результаты работ НВСП при изучении продуктивного пласта Т1 в карбонатных отложениях. Пример 2.

1- пробуренные скважины, цифрами указаны глубина кровли пласта и нефтенасыщенная толщина; 2 - скважины, рекомендуемые по данным НВСП; 3 – новые эксплуатационные скважины; 4 – профили НВСП; 5 – изогипсы кровли пласта по данным НВСП; 6 – контур залежи до НВСП; 7 – прирост контура залежи по данным НВСП и последующего бурения.



**Рис.5.** Комплексование бурения и НВСП при изучении нефтенасыщенных коллекторов в терригенных отложениях колганской толщи.

- 1 - разведочные скважины, пробуренные до постановки работ, цифрами указаны глубина кровли толщи и нефтенасыщенная толщина пласта;
- 2 - новые разведочные (а) и эксплуатационные (б) скважины;
- 3 - профили НВСП;
- 4 - изогипсы кровли толщи по данным НВСП;
- 5 - прогнозируемая область развития коллекторов с хорошими свойствами;
- 6 - контур развития коллекторов до проведения работ НВСП;
- 7 - контур развития коллекторов, прогнозируемый по данным НВСП.



**Рис.6.** Результаты работ НВСП при изучении продуктивного пласта Д5-1.

- 1- пробуренные скважины, цифрами указаны глубина кровли и нефтенасыщенная толщина пласта;
- 2 - скважины, рекомендуемые по данным НВСП;
- 3 - новая скважина;
- 4 - изогипсы кровли пласта по данным МОГТ;
- 5 - профили НВСП;
- 6 - изогипсы кровли пласта по данным НВСП;
- 7 - прогнозируемый участок улучшения свойств коллектора;
- 8 - разломы по данным МОГТ;
- 9 - разломы по данным НВСП;
- 10 - контур ВНК по данным МОГТ;
- 11 - контур ВНК по данным НВСП.

### **Литература:**

1. Ленский В.А., Адиев Р.Я., Сергеев А.А. Оценка ожидаемой точности структурных построений при НВСП./ Сборник тезисов докладов IX-ой международной научно-практической конференции и выставки "Геомодель-2007", Геленджик, 16-21 сентября 2007 г.- Изд. Московского государственного университета им. В.М. Ломоносова, с. 115.

2. Ленский В.А., Адиев Р.Я., Сергеев А.А. Обоснование критериев количественной оценки фильтрационно-емкостных свойств карбонатных коллекторов в ВСП./ Сборник тезисов докладов IX-ой международной научно-практической конференции и выставки "Геомодель-2007", Геленджик, 16-21 сентября 2007 г.- Изд. Московского государственного университета им. В.М. Ломоносова, с. 113.