

ISSN 2074-8906

ПРИБОРЫ и СИСТЕМЫ РАЗВЕДОЧНОЙ ГЕОФИЗИКИ

ОБЩЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЕЖЕКВАРТАЛЬНЫЙ ЖУРНАЛ

ЯНВАРЬ-МАРТ

01/2017

Издаётся с 2002 г.

ТЕМА НОМЕРА:

ОБОРУДОВАНИЕ И ТЕХНОЛОГИИ

сейсморазведочных работ на суше и акватории

ТАКЖЕ В НОМЕРЕ:

О критериальной основе нефтегазопроисловых работ в Поволжье и Прикаспии

СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫЕ
ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКИЕ
СИСТЕМЫ

XZ ne



353477 Россия, Краснодарский край, г.Геленджик, ул.Ручейная,8
т.:(86141)26615, ф.:(86141)26601
office@intromarin.ru, www.intromarin.ru

СОДЕРЖАНИЕ

КОЛОНКА РЕДАКТОРА

7 Мы поможем!

Турлов П.А.

ОБОРУДОВАНИЕ И ТЕХНОЛОГИИ СЕЙСМОРАЗВЕД-
ДОЧНЫХ РАБОТ НА СУШЕ И АКВАТОРИИ8 Комплексирование телеметрических систем
семейства XZone на опыте ООО «Донгеофизика»

Запорожец Б.В., Крутов А.Л., Леонтьев И.В.,

Аннотация: В статье описан комплекс кабельного сейсмореги-
стрирующего оборудования, используемый ООО «Донгеофизика»
при выполнении сейсморазведочных работ методом МОВ ОГТ 2Д
и 3Д на мелководье, в переходных зонах и прилегающей к аква-
тории суше. По мнению авторов дальнейшее развитие данного
комплекса возможно путем интеграции в него бескабельных
автономных модулей с управлением от единой центральной
станции регистрации. Это обеспечит эффективное выполнение
стыковочных работ в разных зонах.

Ключевые слова: сейсмика, мелководье, переходная зона,
кабельная сейсморегистрирующая систем, вспомогательное
оборудование.

15 Опытнo-методические работы по тестированию
бескабельной сейсморегистрирующей системы
«SCOUT»Погресткий А.В., Стрекалов А.Я., Житкевич Ю.Б.,
Родин Д.В., Мехоношин В.П.

Аннотация: В статье представлены результаты тестирования
бескабельной сейсморегистрирующей системы «SCOUT» в
сложных орографических и низкотемпературных условиях
Западной Сибири. Работы были проведены по заказу ООО «Газ-
пром геологоразведка» в рамках Государственной программы
по замещению импортного оборудования. Полученные резуль-
таты тестирования свидетельствуют о том, что система «SCOUT»
успешно выдержала испытания. В статье проанализированы
достоинства и необходимые доработки системы.

Ключевые слова: бескабельная сейсморегистрирующая система
«SCOUT», тестирование.

25 Сверхплотная сейсморазведка МОГТ-2D в регио-
нах со сложными геологическими и поверхностны-
ми условиями

Дагаева Н.И., Панченко А.И., Гавшин А.Н.

Аннотация: В статье представлены результаты сверхплотной
сейсморазведки, выполненной в Краснодарском Крае. В ходе
работ были использованы взрывной и вибросейсмический
источники.

Ключевые слова: сверхплотная сейсморазведка, взрывной
источник, вибросейс, кабельная сейсмосистема, бескабельная
сейсмосистема.

32 Прогноз литологии по результатам работ 2D-3C с
использованием донных кабельных систем
регистрации на акватории северного КаспияКузнецов В.М., Коротков И.П., Тельбухов В.А.,
Хортон А.В.

Аннотация: Работы поведены с использованием донной
кабельной системы Sea-Ray-100 с самоориентирующимися
датчиками MEMS DSU-3 в комплексе с гидрофоном (4C). Задача
ставилась – показать эффективность: (1) регистрации компонент
волнового поля PP (отраженные продольные волны), PSx, PSy
(отраженные обменные волны разной поляризации), (2)
обработки соответствующих волновых полей и (3) интерпрета-

CONTENTS

EDITORIAL

We can help!

Turlov P.A.

EQUIPMENT AND TECHNOLOGIES FOR ON-
LAND/OFFSHORE SEISMIC SURVEYIntegration of telemetry systems family XZone on the
basis of LLC "Dongeophysika" experience

Zaporozhets B.V., Krutov A.L., Leont'ev I.V.

Abstract: In the article is presented seismic data acquisition complex
that is used by LLC "Dongeophysika" when carrying out seismic survey
in the shallow water, transition and land adjacent zones. In authors'
judgment, the further development of this complex is possible by
means of its integration with the wireless autonomous modules and
unified central recording station. This will ensure effective fulfillment
the junction of seismic surveys in different zones.

Key words: seismics, shallow water, transition zone, cable seismic data
acquisition system, auxiliary equipment.

Experimental-methodical works on testing of wireless
seismic data acquisition system "SCOUT"Pogrestky A.V., Strekalov A.Ya., Zhitkevich Yu.B.,
Rodin D.V., Mekhonoshin V.P.

Abstract: The article presents the results of testing wireless seismic
data acquisition system "SCOUT" in a difficult orohydrographical and
low-temperature conditions of Western Siberia. The work was
commissioned by the LLC "Gazprom Geologorazvedka" in the
framework of the State program for the replacement of imported
equipment. The results of testing indicate that the system "SCOUT"
successfully passed the test. The article analyzes the advantages and
necessary modifications of the system.

Key words: wireless seismic data acquisition system "SCOUT", testing.

Ultra high-density seismic survey CMP-2D in the
regions with difficult geological and surface conditions

Dagaeva N.I., Panchenko A.I., Gavshin A.N.

Abstract: The article presents the results of ultra high-density seismic
survey CMP-2D carried out in Krasnodar Territory. In the course of
works explosive and vibroseis sources have been used.

Key words: ultra-high seismic survey, explosive source, vibroseis,
cable seismic data acquisition system, wireless seismic data
acquisition system.

Lithology forecast on the results of 2D-3C seismic
exploration works in the North area of Caspian sea
with use of the bottom cable acquisition systemsKuznetsov V.M., Korotkov I.P., Tel'bukhov V.A.,
Khortov A.V.

Abstract: The seismic exploration works have been carried out with
use of Sea-Ray-100 bottom cable acquisition system with MEMS DSU-
3 self-leveling sensors together with hydrophone (4C) as a unit. The
task was – to demonstrate efficiency: (1) of recording of the
components of PP wave field (compression-refraction waves), PSx,
PSy (converted wave reflections with different polarization), (2) of
processing of the appropriate wave fields and (3) of interpretation of

ции полученных данных с оценкой преимущества совместной инверсии упругих атрибутов PP и PS над одновременной инверсией с использованием только PP волн.

Ключевые слова: морская сейсморазведка, донная кабельная коса, многокомпонентная регистрация, обработка, обратная динамическая задача, интерпретация, PP и PS волны.

processed data with assessment of an advantage of PP and PS elastic attributes joint inversion over simultaneous inversion with PP waves use only.

Key words: offshore seismic, bottom cable, multicomponent seismic, processing, inverse amplitude problem, interpretation, PP and PS waves.

42 Эффективность морских источников сейсмических сигналов в условиях предельно малых глубин

Рудаков А.В., Гуленко В.И.

Аннотация: В работе приведена оценка эффективности морских источников сейсмических сигналов в условиях предельно малых глубин моря в двух разных вариантах их применения – при буксировке в водном слое и при работе в мелких скважинах в качестве погружных источников, возбуждающих сигнал непосредственно в поддонной толще.

В работе рассмотрено влияние основных факторов, определяющих характеристики сейсмических сигналов, регистрируемых приемными устройствами на основе гидрофонов и геофонов. По результатам сравнительного анализа бусируемого и погружного источников, выполненного на основе теоретических расчётов и результатов реальных опытно-методических испытаний, сделан вывод о большей эффективности применения погружного источника в условиях предельно малых глубин моря, особенно в сочетании с приемниками геофонами.

Ключевые слова: буксируемый морской источник сейсмических сигналов, погружной источник, геофон, гидрофон, предельно малая глубина моря.

Efficiency of marine seismic sources in the maximum shallow depth conditions

Rudakov A.V., Gulenko V.I.

Abstract: The article provides an estimation of marine seismic sources efficiency in the sea maximum shallow depth conditions for two variants of their application – in the exercise of towing in the water layer and on application in the shallow wells as a downhole sources for exciting pulse directly into the under sea floor formation. In the article is considered the influence of the main factors on characteristics of seismic signals, which are registered with the receiving devices on the base of hydrophones and geophones. On the results of comparative analysis of the towed and downhole sources, carried out on the basis of theoretical calculations and real experimental-methodical tests, it was concluded that in the sea maximum shallow depth conditions the downhole sources are more efficient, particularly in aggregate with geophones.

Key words: towed marine seismic source, downhole source, geophone, hydrophone, sea maximum shallow depth.

50 Почувствуйте разницу! Об опыте разработки и внедрения высокочувствительных сейсморазведочных датчиков нового поколения

Агафонов В.М., Курков С.В., Егоров И.В., Слонов Д.Н.

Аннотация: В статье представлены результаты опытных полевых работ с использованием высокочувствительных сейсмодатчиков нового поколения MTSS-1021, выполненных на базе молекулярно-электронных преобразователей, геофонов GX-20 и бескабельной сейсморегистрирующей системы "SCOUT". Полученные результаты свидетельствуют о больших перспективах внедрения высокочувствительных молекулярно-электронных сейсмодатчиков в производство геофизических работ. В настоящее время подготовлена новая модель датчика, с теми же параметрами по чувствительности, но уже без недостатков, выявленных в ходе испытаний.

Ключевые слова: молекулярно-электронная технология, сейсмодатчик MTSS-1021, бескабельная сейсморегистрирующей системы "SCOUT".

Feel the difference!

On the experience in development and implementation of highly sensitive seismic sensors of a new generation

Agafonov V.M., Kurkov S.V., Egorov I.V., Slonov D.N.

Abstract: The article presents the results of experimental field work with the use of highly sensitive seismic sensors of a new generation MTSS-1021, made on the basis of molecular-electronic transducers, geophones GX-20 and wireless seismic data acquisition system "SCOUT". The obtained results show great prospects for the introduction of highly sensitive molecular-electronic seismic sensors in geophysical survey. Currently, a new sensor model, with the same sensitivity is developed but now without deficiencies identified during the tests.

Key words: molecular-electronic technology, seismic sensor MTSS-1021, wireless seismic data acquisition system "SCOUT".

ГЕОЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

56 Наблюдение и физическая интерпретация сейсмoeлектрического эффекта на газоконденсатном месторождении в электромагнитных и сейсмических шумах земли

Шайдуров Г. Я., Романова Г. Н., Кудинов Д. С., Кохонькова Е. А., Потылицын В. С.

Аннотация: В статье дана количественная оценка электрического поля залежи углеводородов на поверхности Земли, возникающего под действием сейсмических возмущений. Модель залежи представляется в виде конденсатора, внешние обкладки которого ограничиваются вмещающей горной породой, а внутренняя часть описывается средой с диэлектрической проницаемостью, отличной от вмещающей горной породы. Заряд, накопленный от статического электрического поля Земли, синхронно изменяется под воздействием шумовой вибрации. Это вызывает на поверхности вторичное электрическое поле.

GEOELECTRIC STUDIES

The observation and physical interpretation of seismoelectrical effect on gas condensate field in electromagnetic and seismic noise of the earth

Shydurov G.Ya., Romanova G.N., Kudinov D.S., Kokhon'kova E.A., Potylitsyn V.S.

Abstract: The article provides a quantitative estimation of the electric field of hydrocarbon reservoir on the Earth surface under the influence of seismic disturbances. The model of the gas pool is interpreted as the capacitor with the external electrodes bounded by the host rock and with the internal part that can be described as the medium with dielectric constant different from the host rock. The charge, accumulated from the static electrical field of the Earth, changes in synchronism with actuating noise vibration. As a result, the secondary electric field appears on the surface. The model was confirmed in 2016 by experimental results of observation of seismoelectric effect in Bystrianska area of Minusinsk gas-condensate field.

Данная модель была подтверждена в 2016 г. экспериментальными результатами наблюдения сейсмоэлектрического эффекта на Быстринской площади Минусинского газоконденсатного месторождения.

Ключевые слова: залежь, углеводороды, электрическое поле, сейсмический, шум, корреляция, конденсатор, заряд, разряд.

Key words: pool, hydrocarbons, electrical field, seismic, noise, correlation, capacitor, charge, discharge.

СКВАЖИННЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

63 Прогноз скоростей продольных и поперечных волн ниже забоя скважины

Мирзоян Ю.Д., Мануков В.С.

Аннотация: В статье рассматривается задача прогнозирования скоростей Р и S волн ниже забоя скважины послойно сверху вниз. Эти данные представляют практический интерес, так как обеспечивают построение глубинных разрезов и позволяют ориентировочно оценить литолого-стратиграфическую характеристику глубоких отложений.

Ключевые слова: забой скважины, продольная волна, поперечная волна, пластовая скорость, интервальная скорость, скоростная модель.

BOREHOLE STUDIES

Forecast of longitudinal and transverse velocities below the borehole bottom

Mirzoyan Ju.D., Manukov V.S.

Abstract: In the article is considered the task of P and S waves velocities prediction below the hole bottom downwards layer-by-layer. These data are of practical interest because they provide the depth section imaging and make it possible to evaluate approximately lithologic-and-petrographic characteristic of deep sediments.

Key words: hole bottom, longitudinal wave, transverse wave, layer velocity, interval velocity, velocity model.

69 Методические приемы по изучению ВЧР методом прямого и обращенного МСК

Крамаренко С.Ю., Дагаев И.Л., Гафаров Р.М.

Аннотация: В статье рассматриваются методические приемы по изучению ВЧР методом прямого и обращенного МСК во время отработки сейсморазведочных работ 3D с целью расчета статпоправок и определения оптимальной глубины заложения заряда ниже подошвы ЗМС.

Ключевые слова: верхняя часть разреза, прямой МСК, обращенный МСК, зона малых скоростей, статпоправка.

Methodological techniques for the study of near-surface structure by direct and reversed uphole velocity survey

Kramarenko S.Yu., Dagaev I.L., Gafarov R.M.

Abstract: In the article are considered near-surface structure study methodological procedures making use of the method of direct and inverted uphole velocity survey in the process of 3D seismic survey for the purpose of static corrections calculation and optimum depth of shot holes below the base of low-velocity layer determination.

Key words: near-surface structure, direct uphole velocity survey, inverted uphole velocity survey, low-velocity layer, static correction.

РЕСУРСНАЯ БАЗА

79 О критериальной основе нефтегазопоисковых работ в Поволжье и Прикаспии

Воробьев В.Я., Кононов Ю.С., Воробьева Е.В.

Аннотация: В статье рассматриваются вопросы критериальной системы прогноза нефтегазоносности и ее использование применительно к регионам Поволжья и Прикаспия. Большое внимание уделено литолого-стратиграфическому, фациально-палеогеографическому и структурно-тектоническому критериям нефтегазоносности, как определяющим в отношении прогнозно-поискового процесса. Кроме того, рассматриваются фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов и покрышек, особенности гидрогеохимического режима и термобарический режим в качестве важных критериев нефтегазоносности. Открытие в результате нефтегазопоисковых работ на основе критериального подхода месторождения (залежи) определяет переход от оценки ресурсов УВ к подготовке запасов в ходе дальнейших ГРП.

Ключевые слова: критериальная система прогноза, прогнозно-поисковый процесс, нефтегазопоисковые работы, Поволжье, Прикаспий

RESOURCE BASIS

On criterion base of oil and gas research in Volga and Caspian regions

Vorob'ev V.Ya., Kononov Yu.S., Vorob'eva E.V.

Abstract: In the article the matters of oil and gas bearing forecasting system of criterions and its use with regard to Volga and Caspian regions are considered. The great consideration is given to lithology-stratigraphical, facio-paleogeographical and structural-tectonic criterions of oil and gas bearing as being an attribute ones in the prognostic-and-prediscovery process. Besides, the filtrating-capacitive features of the collector-rocks and cover, the features of hydrogeochemical and thermobarometric regimes are considered as an important criterions of oil-gas bearing. Oil or gas field (accumulation) discovery as a result of oil and gas research specifies transition from oil and gas resources appraisal to deposits preparation in the course of further geological (and) geophysical investigations.

Key words: forecasting system of criterions, prognostic-and-prediscovery process, oil and gas research, Volga region, Caspian region.

92 Модель Озинской структуры по подсолевым горизонтам во внутренней части Прикаспийской впадины Саратовской области

Зуб Е.А.

Аннотация: В статье представлена геологическая модель строения Озинской структуры по подсолевым горизонтам во внутренней части Прикаспийской впадины. Так же выявлены особенности строения этой структуры.

Ключевые слова: Озинская площадь, соляная тектоника, геологическая модель, сейсморазведка ВП ОГТ.

Ozinsky structure model on the basis of subsalt horizons in the inner part of pre-Caspian depression of Saratov region

Zub E.A.

Abstract: The article describes the geological model of Ozinskaya structure on the basis of subsalt horizons inside of Caspian depression. The specifications of this structure are identified as well

Key words: Ozinskaya area, salt tectonics, geologic model, CDP survey with wave polarization

НАШИ ПАРТНЕРЫ



Приборы и системы разведочной геофизики.

Общероссийский научно-технический ежеквартальный журнал. Издается с 2002 г.

Главный редактор:

к.т.н. П.А. Турлов
paturlov@mail.ru

Редакционная коллегия:

Н.П. Алелюхин,
к.т.н. А.В. Белоусов,
к.т.н. С.В. Горбачев,
д.г.-м.н. В.Я. Воробьев,
д.т.н. Г.Н. Гогоненков,
С.В. Гурьев,
к.т.н. В.А. Детков,
д.т.н. А.П. Жуков,
Б.В. Запорожец,
д.г.-м.н. С.И. Михеев,
к.т.н. О.М. Сагайдачная,
к.т.н. Н.В. Тарасов,
д.т.н. Г.Я. Шайдуров,
д.т.н. Г.А. Шехтман,
д.т.н. М.Б. Шнеерсон.

Выпускающий редактор:

И.М. Кузнецов

Координатор проекта:

С.А. Матвеев

Учредитель:

СРО МОО ЕАГО

Издатель:

ООО «Информ-ГеофизСервис»

Директор:

Турлов П.А.

Адрес издательства:

410019, Саратов,
ул.Крайняя, д.129
Тел. +7 (8452) 64 14 32

Обложка и оформление:

Д.В. Мокроусов

Вёрстка:

Д.В. Мокроусов

Тираж отпечатан в

типографии ООО
«Формат»

Тел. +7 (8452) 39-33-77

Тираж: 300 экз.

Подписано в печать:

30.03.2017

Дата выпуска:

12.04.2017

Ответственность за подбор и изложение фактов в статьях несут авторы. Редакция может публиковать статьи, не разделяя точки зрения авторов. Контакты с авторами статей ведутся через редакцию.

Издание зарегистрировано в Министерстве РФ по делам печати, телерадиовещания и средств массовых коммуникаций за номером ПИ № 77-7906 от 27.04.2001 г.

ISSN: 2074-8906

Web-сайт: psrgeo.ru

© Турлов П.А.,
составление, 2017
© ООО «Информ-геофизсервис», 2017

Мы поможем!

■ Турлов П.А., СРО МОО ЕАГО, г.Саратов

Дорогие друзья! 15 марта 2002 года вышел в свет первый номер журнала «Приборы и системы разведочной геофизики» (№ 01(01)/2002). В колонке редактора того первого номера журнала была выражена надежда на то, что:

- журнал станет **оперативным информатором** читателей-геофизиков о новинках в технологических процессах сбора, регистрации, обработки полевых материалов, о новых методиках геофизических исследований, о новых аппаратных и программных средствах для реализации новых методик, о новых возможностях «классического инструментария»;

- журнал станет **трибуной для обмена мнениями** между геофизиками-пользователями аппаратуры и оборудования и создателями оборудования;

- журнал станет **накопителем и хранителем** тех находок в технологиях, методиках, технических (аппаратных и программных) средствах, которые должны стать достоянием всего профессионального круга геофизиков-разведчиков.

Сегодня, можно констатировать, и я думаю, что читатели журнала со мной согласятся, что в основном программа, намеченная 15 лет назад и изложенная в первом номере журнала, выполняется.

За 15 лет стараниями редакции и редакционной коллегии в журнале было опубликовано более 800 статей, обзоров и рецензий. Подавляющее большинство статей, публикуемых в нашем журнале, касается вопросов эффективного решения задач, стоящих перед геофизиками, разработчиками и изготовителями геофизического оборудования.

В течение всех этих непростых 15 лет редакция и редколлегия журнала осуществляли политику поступательного развития журнала. Издание продолжает развиваться и совершенствоваться. Эта работа

касается различных аспектов, связанных не только с приемом, рецензированием, редактированием и размещением научных публикаций, но и с выбором соответствующего формата журнала, полиграфии, форм взаимодействия с авторами публикаций и читателями журнала.

С 2015 года журнал «Приборы и системы разведочной геофизики» входит в список ведущих периодических изданий, рекомендованных Высшей аттестационной комиссией Минобрнауки России для публикации основных научных результатов диссертаций на соискание степени доктора и кандидата наук (перечень ВАК РФ).

С каждым годом расширяется география публикаций. С нами сотрудничают авторы более чем из 40 городов Российской Федерации, а также из Белоруссии, Азербайджана, Узбекистана, Италии, Китая, США, Франции.

Журнал ориентирован на широкий круг представителей геофизического сообщества. Мы с готовностью предоставляем страницы нашего журнала для публикации статей, подготовленных специалистами научно-исследовательских институтов, вузов, нефтегазовых компаний, сервисных геофизических компаний, производственных предприятий и организаций и др.

Что же касается наших планов на будущее, то я думаю, что вы о них узнаете, если и дальше останетесь с нами. Одно могу сказать точно: мы продолжим расти и развиваться.

Вы, надеюсь, тоже. Мы поможем!



С уважением

Главный редактор
П.А.Турлов

Комплексирование телеметрических систем семейства XZone на опыте ООО «Донгеофизика»

- Запорожец Б.В., ООО «Донгеофизика», г. Геленджик
- Крутов А.Л., ООО «СИ Технолоджи», г. Геленджик
- Леонтьев И.В., ООО «Донгеофизика», г. Геленджик

В отчете АО «Росгеология» [1] проанализированы и показаны перспективы геологоразведки на Российском шельфе до 2025 года. Отмечен рост сейсморазведочных работ на шельфе Российских морей. В эти исследования входят работы, выполненные и в переходных или так называемых «транзитных зонах», которые до сих пор остаются "белыми пятнами" на картах геологической изученности. Причинами их плохой изученности являются сложные природные условия (рельеф, мелководье, приливы и т.п.), необходимость применения разнообразных типов разведочной и вспомогательной техники.

В мире существует мало оборудования, которое позволяет проводить сейсмическую съемку на мелководье, предельном мелководье и прилегающей к акватории суше одновременно.

Условия проведения сейсмических исследований в перечисленных выше зонах характеризуются широким диапазоном изменения глубины воды от 0 до 100 м и могут включать выходы на прилегающую сушу. Создание универсальной технологии для получения качественных материалов в таких условиях трудноосуществимо, так как проведение работ в условиях малых и предельно малых глубин акваторий отличается рядом методических особенностей и, в том числе, полным отсутствием подходящих промышленно выпускаемых транспортных средств.

Практическое применение большинства предлагаемых на рынке сейсморазведочных систем, как правило, не обеспе-

чивает требуемый уровень качества получаемых полевых материалов и приемлемую производительность работ. Используемые для мелководья системы не могут быть применены на суше и наоборот. Производители регистрирующего оборудования обычно не предлагают никаких специальных технических средств, делающих его использование технологичным.

При выполнении сейсморазведочных работ на предельном мелководье, а это, как правило, донные наблюдения, необходимо учитывать влияние интерференции волн при приеме колебаний в водном слое, что требует использования пары приемных датчиков - геофона и гидрофона. Такие наблюдения позволяет реализовать донная телеметрическая система XZone Marsh Line, выпускаемая российским предприятием «СИ Технолоджи». Для приема и регистрации колебаний на суше используется коса системы XZone Fly Lander, также выпускаемая ООО «СИ Технолоджи». Для обеспечения требуемой и равномерной кратности прослеживания по МОГТ обе приемные системы подключаются к единой центральной станции регистрации (ЦСР). Они одновременно принимают и регистрируют сейсмические волны от источников возбуждения колебаний, расположенных на предельном мелководье и на суше.

За последние несколько лет специалистами компании ООО «Донгеофизика» были реализованы различные проекты сейсморазведочных работ, в которых использовались пункты приёма, вынесенные на сушу, и одновременно происходила регистрация сигнала как донным

кабелем XZone Marsh Line на дне акватории, так и сухопутной системой XZone Fly Lander на берегу.

В таком варианте были проведены, например, работы на шельфе Сахалина [2], где для выполнения работ по 3 Д съемке в мелководной части использовались линии системы XZone Marsh Line, а для выхода на сушу использовалась система XZone Fly Lander. Все линии были подключены к единой ЦСР.

Для преодоления водных преград при работах на суше с системой XZone Fly Lander система XZone позволяет встраивать секции Marsh Line в приемные линии и подключать их к единой ЦСР.

В 2016 году сейсморазведочной партией ООО «Донгеофизика» были проведены сейсморазведочные работы методом МОВ ОГТ 3Д в акватории Тазовской губы Карского моря. Был проведен полный

комплекс работ, начиная от разработки проекта на выполнение работ и прохождение государственной экологической экспертизы, и заканчивая непосредственно выполнением полевых работ. Особенность таких работ заключалась в том, что площадь проведения работ имела сложные орографические условия, резкие перепады уровня воды в зависимости от направления и скорости ветра, особенно в зонах перехода «вода-суша», затрудняющие планирование и проведение полевых работ, а также короткий период навигации. В летний полевой сезон, ограниченный всего 2 месяцами, было выполнено 300 кв. км. полноазимутальной сейсмической съемки. В районе предельного мелководья при проведении работ использовались специализированные суда, такие как судно-раскладчик «Тортуга-1» (рис.1) и универсальное



◀ Рис. 1. Судно раскладчик «Тортуга 1».

▶ Рис. 2. Универсальное судно раскладчик/источник «Мурена».



судно раскладчик-источник «Мурена» (рис.2), имеющие осадку до 0,7 метра. С их помощью выполнялась раскладка донного кабеля Marsh Line и возбуждение упругих колебаний группой пневмоисточников «Малыш».



▲ Рис. 3. Раскладка телеметрических кос вручную.

В сухопутной зоне участка работ применялась методика, основанная на принципах экологически берегающей сейсмической разведки, использующей преимущества телеметрической системы XZone Fly Lander, способной работать без встроенных аккумуляторных блоков питания, что значительно облегчает проведение работ в сложных природных условиях. Раскладка телеметрических кос осуществлялась вручную (рис.3) или с применением специализированной малогабаритной техники на колесах низкого давления (вездеход Литвина) (рис.4), или на резиновых гусеницах с низким давлением на

грунт (вездеход ARGO).

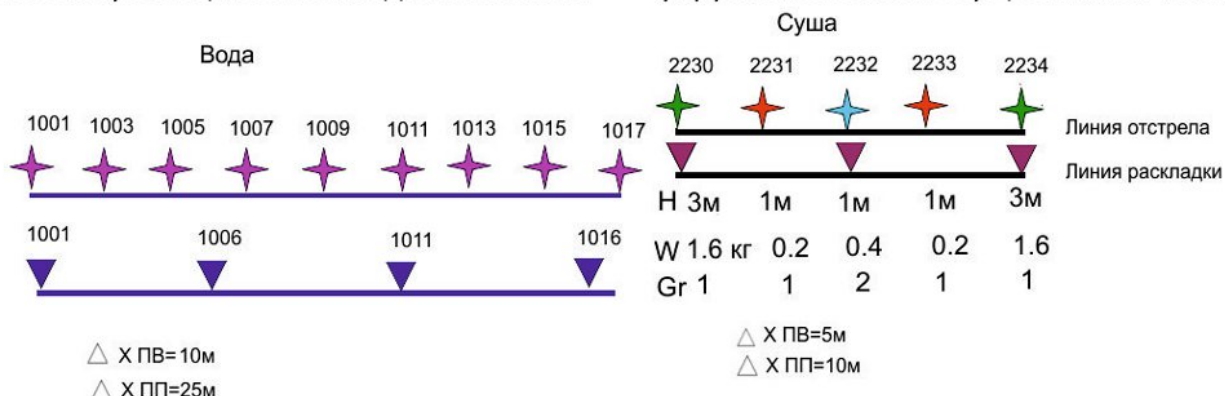
Также силами сейсморазведочной партии ООО «Донгеофизика» были выполнены сейсморазведочные работы МОГТ 2Д по непрерывному профилированию суши



▲ Рис. 4. Раскладка телеметрических кос с применением специализированной малогабаритной техники на колесах низкого давления (вездеход Литвина)

и акватории водохранилища на территории Саратовской области. В рамках данных работ была выполнена «бесшовная» съемка между акваторией Волгоградского водохранилища и прилегающей суши. Осложняющими особенностями данной съемки были резкие и значительные перепады высот и глубин, особенно в зоне стыковки «суша-вода».

Согласно методике работ, система наблюдений различалась для участков профиля на суше и на акватории. Прием упругих колебаний осуществлялся как на



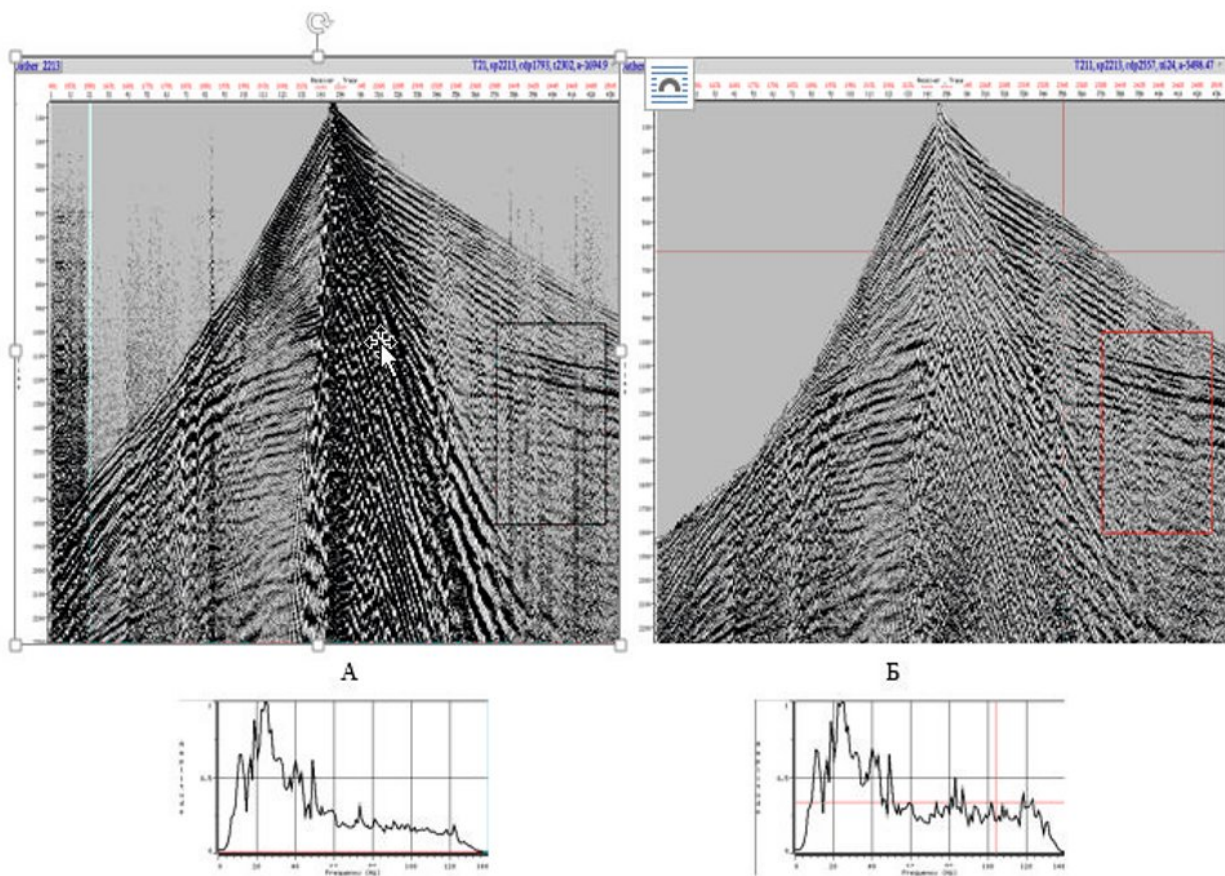
▲ Рис. 5. Схема отработки сейсмического профиля.

акватории водохранилища (гидрофоны), так и на суше (геофоны). В акватории в качестве источника возбуждения применялась пневматическая пушка. Расстояние между ПВ=10м, между ПП=25м. На суше, соответственно, применялся взрывной источник возбуждения – из неглубоких скважин. Расстояние между ПВ= 5м, между ПП=10м. На рис.5 представлена схема обработки сейсмического профиля.

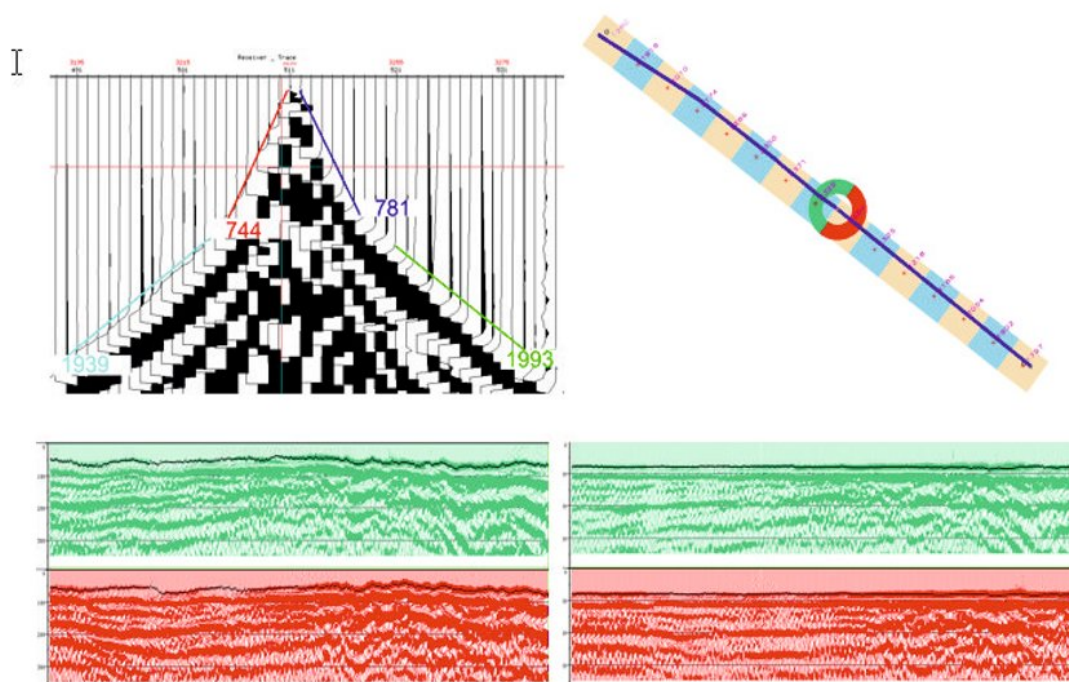
По результатам полевых работ был проведен полный цикл обработки сейсмических данных. В обработку для водной части профиля были взяты данные гидрофонов, с приведением фазовой характеристики записи к характеристике наземных геофонов (поворот фазы на +90 градусов). Исходя из параметров системы наблюдений, шаг точек ОСТ по профилю составил 2.5 м, линия приведения была

взята равной 300 м, а скорость замещения при расчете статических поправок – $V_{rep1} = 2400$ м/с. Обработка выполнялась в комплексе GEOVECTEUR PLUS (CGG) с применением пакета программ, разработанных в ОАО «Сибнефтегеофизика», BONUS (Евдокимов А.А.), ASPIS (Жерняк Г.Ф.). Обработка материала включала в себя как стандартный граф-обработки, так и специальные процедуры. Последовательное применение современных процедур обработки: корректирующей и пространственной фильтрации; корректного учета ВЧР; правильной оценки кинематических параметров волнового поля, позволили успешно решить поставленные геологические задачи.

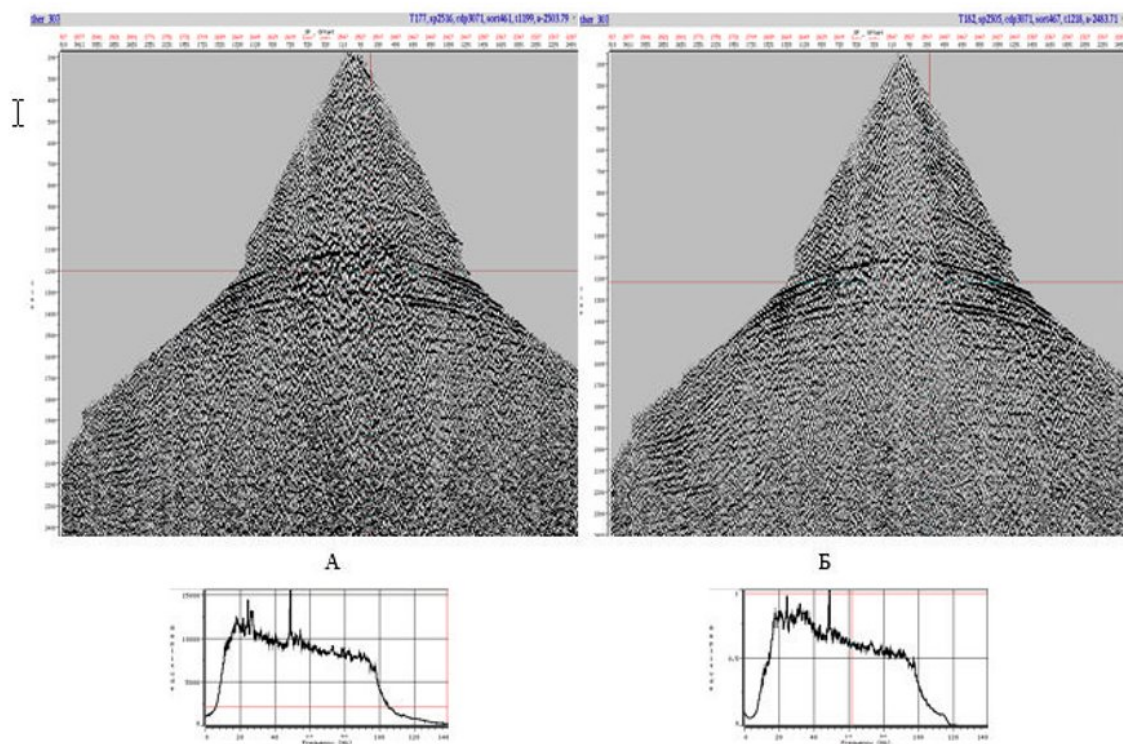
Ниже приведены примеры фрагментов сейсмограмм и временных разрезов на разных стадиях обработки.



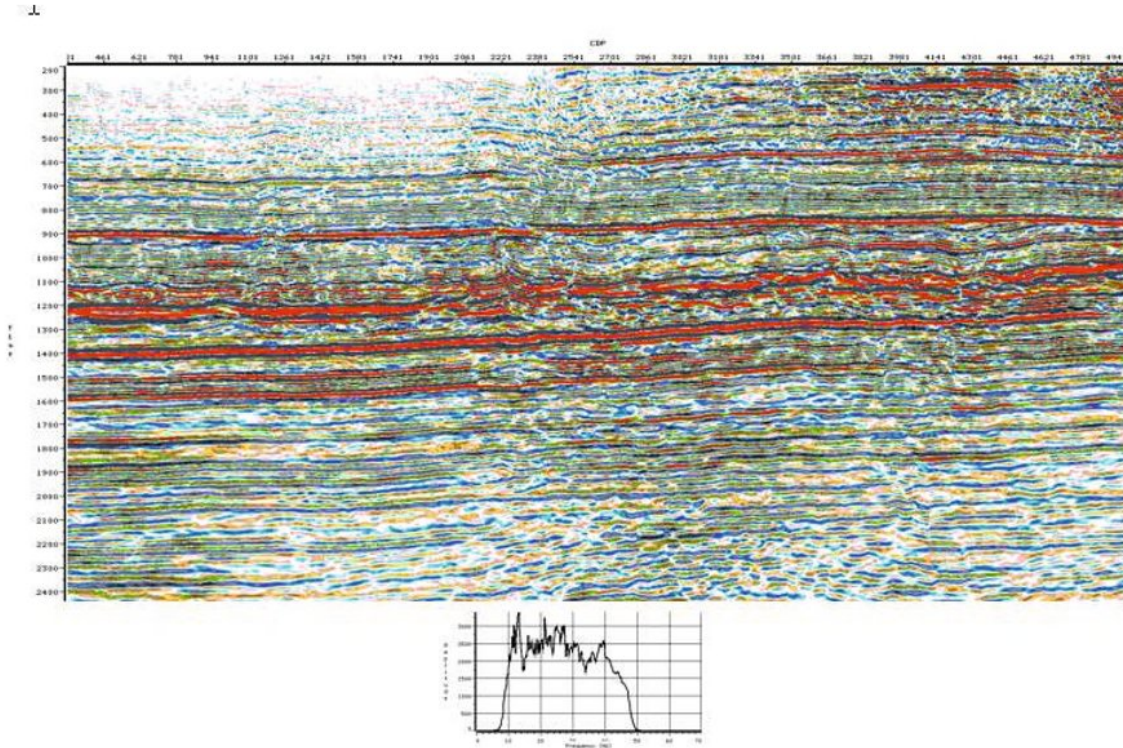
▲ Рис. 6. Сейсмограмма ОПВ и ее амплитудно-частотный спектр до и после ослабления высокоамплитудных помех (REDSP, пакет BONUS): А – после минимально-фазовой поверхностно-согласованной деконволюции, Б – после ослабления помех.



▲ Рис. 7. Расчет статических поправок по преломленной волне на подошве ЗМС. Пример выделения прямой и преломленной волны, разрезы ОПВ до и после расчета статических поправок.



▲ Рис. 8. Сейсмограмма ОСТ до и после ослабления линейных волн-помех ($V = 180 - 6000$ м/с, FKFIL, Geovector Plus). А – после вычитания кратных волн (I этап), Б – после ослабления среднескоростных волн-помех.



▲ Рис. 9. Временной разрез и его спектр на заключительной стадии обработки (сухопутная и акваториальная части).

Для обеспечения максимальной идентичности условий возбуждения при проведении работ на суше в качестве источника колебаний вместо зарядов взрывчатого вещества может быть использован погружаемый в скважину пневмоизлучатель КРОТ-МАЛЫШ [3], а на предельном мелководье - групповой источник МАЛЫШ, смонтированный на плавсредстве типа катамаран Мурена или Тортуга [4].

Данный вид возбуждения упругих волн был успешно применен на практике сейсморазведочной партией ООО «Дон-геофизика» в природоохранной зоне акватории северо-западной части Каспийского моря, в Российском секторе (шельф Калмыкии) (рис.10).

Возбуждения сейсмического сигнала выполнялись одиночным пневмоисточником «Малыш» производства фирмы «Пульс», (Россия) объемом 49 куб.дюймов (рис.11). Возбуждения производились в скважинах, глубиной 1 - 1,5 м.



▲ Рис. 10. Сейсморазведочные работы в зоне акватории северо-западной части Каспийского моря.



▲ Рис. 11. Возбуждение сейсмического сигнала одиночным пневмоисточником «Малыш».

Так как на профиле невозможно было использовать технику, то сжатый воздух на профиль доставлялся аэроходами в специальных углекомпонитных баллонах, объемом 7 л, с запасаемым давлением 300 атм. Рабочее давление в источнике поддерживалось на уровне не менее 137 атм.

На основании многолетнего опыта работ, выполняемых ООО «Донгеофизика» в сложных орогидрографических условиях, можно сделать вывод о том, что, несмотря на всю сложность природных условий и технологических помех при проведении сейсморазведочных работ на мелководье, предельном мелководье, в камышовых зарослях переходных зон и прилегающей к акватории суше в области «белых пятен» на геологической карте страны, можно констатировать, что в России уже существует комплекс кабельного сейсморегистрирующего оборудования, обеспечивающий путем его комплексирования выполнение сейсморазведочных работ методом МОВ ОГТ 2Д и 3Д в переходных зонах. Дальнейшее развитие данного комплекса возможно путем интеграции в него бескабельных автономных модулей с управлением от единой центральной станции регистрации, что позволит в ближайшем будущем более

эффективно выполнять стыковочные работы в разных зонах различными методами сейсмической разведки.

Литература

1. Перспективы геологоразведки на Российском шельфе до 2025 года., ROGTEC, №9, 2014
2. Гуров А.Ю., Запорожец Б.В. Особенности раскладки приемных систем XZone при проведении «бесшовной» 3Д съемки на шельфе Сахалина. Приборы и системы разведочной геофизики, №1, 2014.
3. С.А. Лапин, А.Л. Крутов, Можно ли улучшить, удешевляя? Одиночные сейсмоприемники: возможности, перспективы. Приборы и системы разведочной геофизики, №2, 2013
4. Б.В. Запорожец, А.Л. Крутов, Донгеофизика — спецтехнологии, спецоборудование, спецтранспорт. Природные ресурсы Красноярского края, №9 2011

Опытно-методические работы по тестированию бескабельной сейсморегистрирующей системы «SCOUT»

■ Погребский А.В., Стрекалов А.Я., Житкевич Ю.Б., Родин Д.В.,
ООО «Газпромгеологоразведка», г.Тюмень
■ Мехоношин В.П., ООО «Красноярскгазпром НГП», г.Красноярск

Опытно-методические работы (ОМР) по тестированию бескабельной сейсморегистрирующей системы «SCOUT» были проведены в соответствии с Государственной программой по замещению импортного оборудования.

Целью проведения опытных работ являлось тестирование в производственном режиме бескабельной сейсморегистрирующей системы «SCOUT» в условиях пересеченной местности Хандинского ЛУ. Работы были проведены по заказу ООО «Газпром геологоразведка» силами с/п № 24 и с/п № 25 ООО «ТНГ-Групп» в период с 06.11.16 по 15.01.17г. Программа выполнения опытных работ включала четыре этапа, которые были проведены на площадях работ с/п № 24 и с/п № 25.

Полученные результаты опытных работ были обработаны на полевом вычислительном комплексе с использованием обрабатывающих систем Echos, Seiswin QC, Пикеза-4 и Mesa Expert по стандартному графу обработки сейсмоданных.

Все работы проводились под контролем руководителя группы супервайзеров от ООО «Красноярскгазпром НГП» и представителей ОАО «СКБ сейсмического приборостроения».

1. Общие сведения о районе проведения работ

В административном отношении участок работ расположен на территории Жигаловского и Казачинско-ленского муниципальных районов Иркутской области в 150 км северо-восточнее п. Жигалово.

В геоморфологическом отношении исследуемая площадь расположена на

Лено-Ангарском плато в южной части Среднесибирского плоскогорья.

Район исследований относится к таёжной зоне с резко континентальным климатом. Температура воздуха в период проведения работ колебалась от -25 °С до -35 °С (местами до -45 °С).

2. Аппаратура и оборудование опытных работ

В комплект бескабельной сейсмосистемы «SCOUT» [1] входили:

1. Беспроводные автономные регистраторы с одним каналом регистрации БАР-3.1. (На рисунках 1а, 1б и 1в показаны, соответственно, внешний вид блока БАР-3.1 и варианты его расстановки на профиле с группой геофонов и одиночным геофоном).

2. Блок синхронизации и вспомогательных каналов (БСВК), который был установлен в кабине кабельной сейсмосистемы и подключен к системе синхронизации SGD-S и управляющему компьютеру.

3. Комплект устройств заряда аккумуляторных батарей.

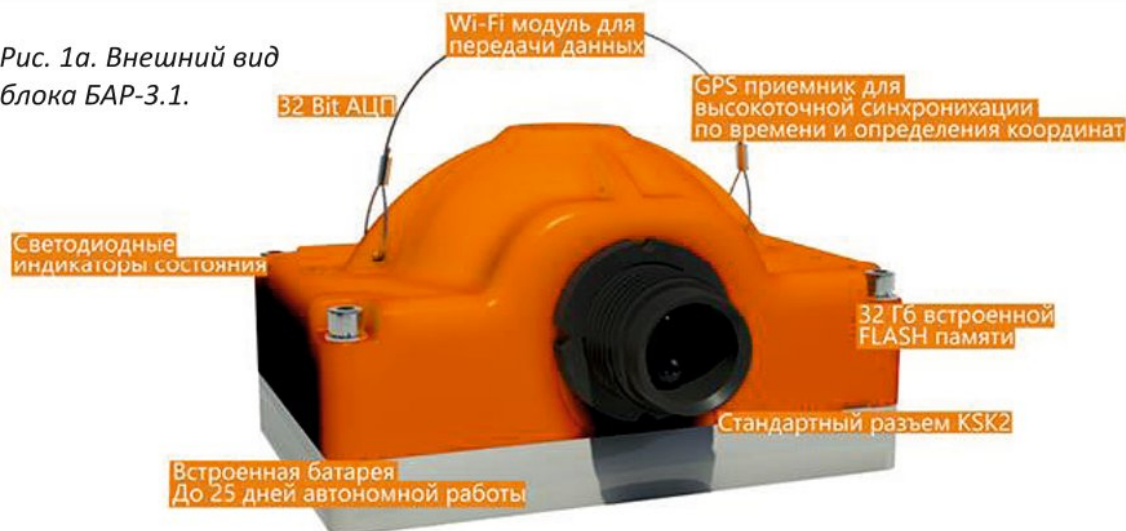
4. Модуль управления сбором данных (МУСД) на базе планшетов марки Panasonic CF-H2 Field и Ruggon PM-311 с точкой доступа WI-FI.

5. Сервер в составе:

- компьютер-сервер с программным обеспечением, имеющий большую дисковую память и высокопроизводительную материнскую плату;
- сетевой коммутатор Ethernet на 24 входа.

Для сравнительной оценки возможностей бескабельной сейсмосистемы «SCOUT»

► Рис. 1а. Внешний вид блока БАР-3.1.



▲ Рис. 1б. Вариант расстановки блока БАР-3.1 на профиле с группой геофонов.



▲ Рис. 1в. Вариант расстановки блока БАР-3.1 на профиле с одиночным геофоном.

при проведении опытных работ в качестве опорной сейсморегирующей системы использовалась кабельная сейсмосистема Sercel 428XL [2].

Для возбуждения упругих колебаний применялся взрыв в одиночных скважи-

нах глубиной 9м. В качестве ВМ применялись сейсмические заряды ЗСТ-70. Общий вес заряда в скважине 3 кг. Способ взрывания электрический.

В таблице 1 приведены параметры регистрации.

▼ Табл. 1.

Сейсмосистема	Телеметрическая сейсмосистема Sercel 428XL	Бескабельная сейсмосистема SCOUT
Линейный модуль сбора	LAUX, LAUL	БАР-3.1
Тип геофонов (СП)	GS-20DX	GS-20DX
Тип соединения СП в группе	последовательное	последовательное
Количество СП в группе	GS-20DX-6	GS-20DX -6
Способ группирования	в «точке»	в «точке»
Характеристики антиалясинг-фильтра	0,8 Nyquist, min	0,8 Nyquist, min
Усиление на предусилителях, Дб	0	0, 12, 24, 36 *
Длина записи, с	5	5
Шаг дискретизации, мс	1	1
Формат записи	SEG D	SEG D

3. Методика проведения опытных работ

В соответствии с согласованной с ООО «Газпром геологоразведка» «Программой опытно-методических работ» работы по тестированию сейсмосистемы «SCOUT» проводились в 4 этапа.

1. Параллельная размотка бескабельного оборудования сейсмосистемы «SCOUT» и кабельного оборудования Sercel 428XL на одном из выбранных профилей с последующей регистрацией сейсмоданных.

2. Расстановка блоков БАР-3.1 на трех профилях в составе кабельного комплекса с расположением профилей через один, а также в составе полнократной активной расстановки с последующей регистрацией сейсмоданных.

3. Регистрация сейсмоданных в площадном режиме в локальной труднодоступной зоне в составе активной расстановки кабельного комплекса.

4. Проверка максимальной работоспособности и автономности бескабельно-

го оборудования в режиме непрерывной регистрации с почасовой фиксацией уровня заряда батарей и значений температуры окружающей среды.

3.1 Первый этап

На данном этапе работ расстановка оборудования проводилась силами 2-х сейсмобириг. В период с 06.12. по 07.12.16 г. была выполнена расстановка бескабельного оборудования параллельно с кабельным оборудованием SN-428XL на линии приема 2600 (всего 320 каналов).

Кроме того, на 4-х ПВ были установлены 16 блоков БАР-3.1 с целью получения информации с различным усилением - 0, 12, 24, 36 dB (Рис. 2)

Расположение блоков БАР-3.1 сейсмосистемы «SCOUT» на профиле 260 показано на рис.3.

Результаты хронометража установки оборудования, а также описание основных операций, выполняемых во время и после регистрации информации, представлены в таблице 2.

Модули БАР

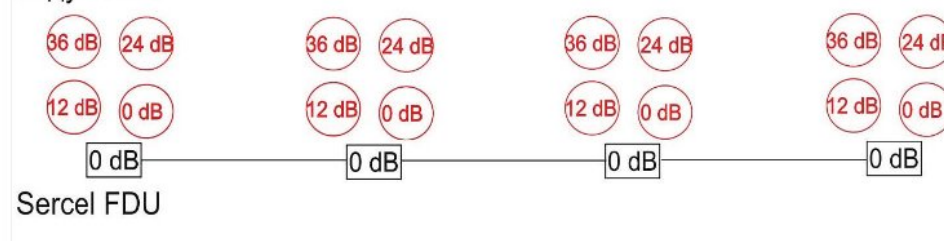
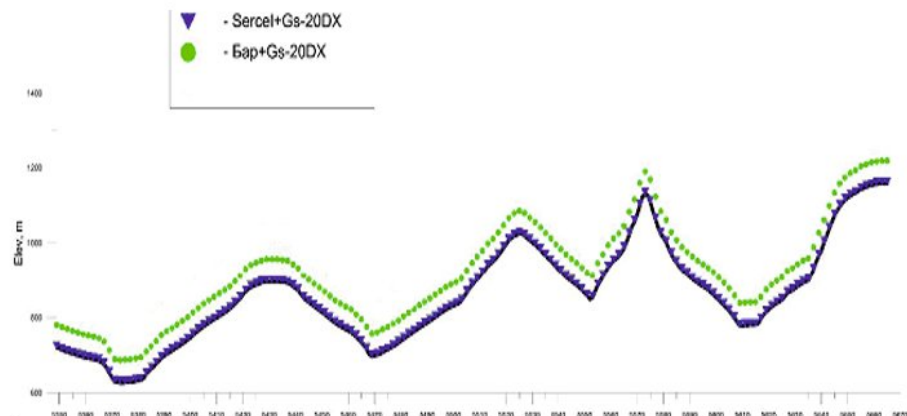


Рис. 2. Схема расположения блоков БАР-3.1 с различным усилением.

Рис. 3. Расположение полевых блоков БАР-3.1 сейсмосистемы «SCOUT» на профиле 260.



Основные этапы установки оборудования и считывания информации	Варианты подключения	Длительность
1. Работы до начала регистрации		
Задание для БАР-3.1	кабель (Ethernet)	10 мин 48 блоков
Установка на пикете БАР-3.1 и сейсмогруппы.	-	1 мин
Тестирование и присвоение номера пикета.	Wi-fi	1 мин
2. Работы во время регистрации		
Включение БСВК		10 сек
Запуск рабочей программы на регистрацию		10 сек
3. Работа после регистрации		
Формирование файла ОМ		10 сек
Импорт файла ОМ в планшет.		10 сек
Считывание данных	По Wi-fi на профиле	100 файлов за 20 сек
Считывание данных	По сетевому кабелю через Ethernet	21 мин 48 блоков БАР-3.1 (материал за 9 дней)
4. Формирование SEG-D файла		
Копирование на сервер файлов со вспомогательных каналов БСВК в формате dat	Флэш-накопитель	
Копирование на сервер с управляющего компьютера рабочей конфигурации регистрации		
Подгрузка obs файлов (станции Sercel) с помощью программы "Check_index" для сопоставления номеров записи и геометрии		
Запуск программы "Станция"		8 мин на формирование файла из 5760 каналов

▲ Табл. 2.

3.2. Второй этап

На втором этапе была выполнена расстановка бескабельного оборудования параллельно с кабельным на линии приема 2594 (144 канала). Анализ хронометража установки блоков БАР-3.1 на профиле показал, что среднее время составляло от 2-х до 4-х минут и зависело от пересеченности рельефа местности и подготовки сейсмобиригады.

3.3. Третий этап

Данный этап работ был проведен в период с 22.12.16 по 15.01.17. Для его выполнения была проведена расстановка бескабельного оборудования в сложных орографических условиях.

Установка блоков БАР-3,1 проводилась после инструктажа персонала. Анализ хронометража времени, затраченного на установку, настройку и наладку бескабельного оборудования на данном этапе работ, показал, что использование бескабельного оборудования в сложных орографических условиях значительно облегчает установку полевого оборудования на профиле, так как исключает необходимость доставки в район работ сейсмических кабелей и аккумуляторных батарей, необходимых для кабельной сейсмосистемы.

3.4. Четвертый этап

Для проверки заявленных характерис-

тик в части продолжительности работы в условиях пониженных температур на базе партии было установлено в снег на различной глубине 20 полевых блоков БАР-3.1, работающих в режиме непрерывной регистрации. Для удобства считывания данных по сети Wi-Fi, блоки были разделены на 3 группы (8 шт, 8 шт, 4 шт). С периодичностью два раза в сутки снимались показания уровня заряда батарей и температуры окружающей среды.

4. Обработка и анализ полученных данных

Полученный полевой материал оценивался программными пакетами SeisWin-QC, Echos 2011.3, RadexPro, Пикеза – 4.

Основными критериями при оценке полевого материала, получаемого с бескабельной сейсмосистемы «SCOUT», являлись:

- фазовая и амплитудная идентичность, значения которых сравнивались с аналогичными данными, получаемыми телеметрической сейсмосистемой Sercel 428 XL;
- идентичность АЧХ сейсмоматериалов двух сейсмосистем.

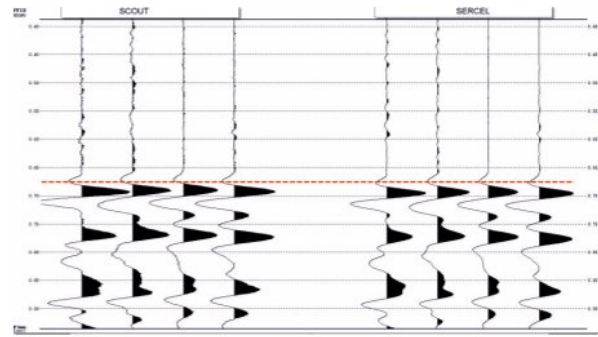
Все полевые сейсмограммы были проанализированы без какой-либо амплитудной и частотной коррекции и на одном усилении. Перед расчетами амплитуд и частот были удалены аномально шумящие каналы.

Материалы, полученные на 3-м этапе, обрабатывались специалистами СП-25.

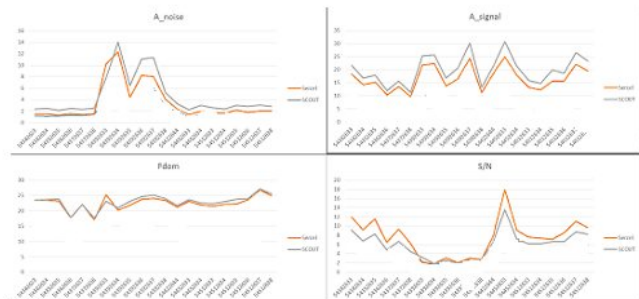
4.1 Анализ и сопоставление материалов

Поканальное сравнение сейсмотрасс, зарегистрированных сейсмосистемами Sercel 428XL и «SCOUT», показало их абсолютную фазовую идентичность, что показано на рисунке 4.

На рис.5 представлено сравнение атрибутов записей, полученных сейсмосистемой Sercel и записей, полученных сейсмосистемой «SCOUT».



▲ Рис. 4. Фрагмент сравнения сейсмотрасс Sercel и Scout.



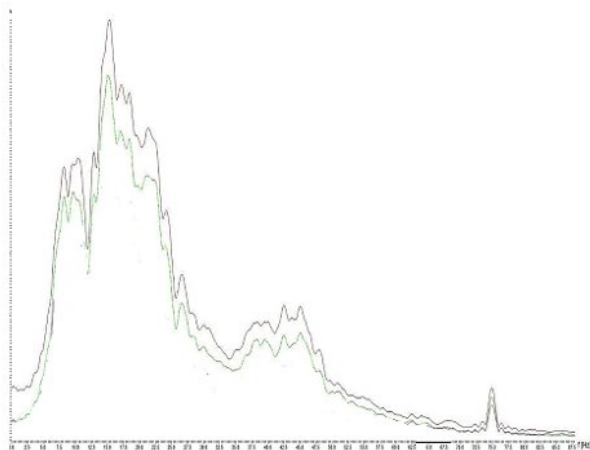
▲ Рис. 5. Сравнение атрибутов записи, полученных по каждому ПП.

Все сейсмограммы получены при одинаковом усилении записи 0 дБ.

На рис. 5 видно, что основные отражения на сейсмограммах идентичны. Разница наблюдается лишь в амплитудах сигнала. Так в случае модулей БАР-3.1 с геофонами GS-20DX наблюдаются более высокие амплитуды, чем при регистрации сейсмосистемой Sercel 428XL с геофонами GS-20 DX. При этом соотношение сигнал/микросейсм в диапазоне каналов, осложненных помехами, идентичное.

Анализ ненормированных амплитудно-частотных спектров сигнала показывает их абсолютную идентичность в области частот. Различия наблюдаются в амплитудной части сигнала. Причем амплитуды сигнала, зарегистрированные системой «SCOUT», незначительно выше, чем Sercel 428XL (Рис. 6).

Для более наглядного сравнения данных произведено совмещение данных в одну сейсмограмму (Рис.8) и выполнен спектральный анализ.

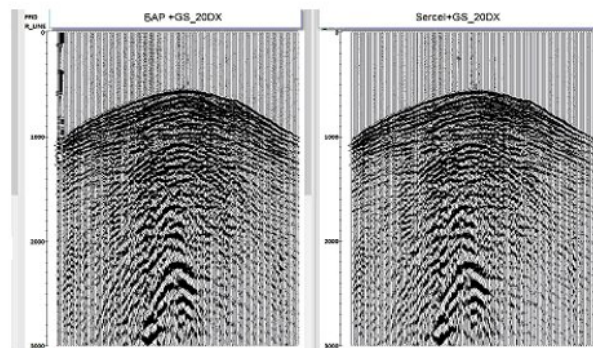


▲ Рис. 6. АЧХ сейсмограмм, полученных различными сейсмостанциями (PV 5437/2637).

Расчет амплитуд сигнала, микросейсм и доминантной частоты производился в фиксированных окнах (Табл. 3).

▼ Табл. 3.

Окна анализа		
	Удаления	Время
Микросейсмы	2400 - 3500	0 – 350
Сигнал	2400 - 3500	1200 - 1550



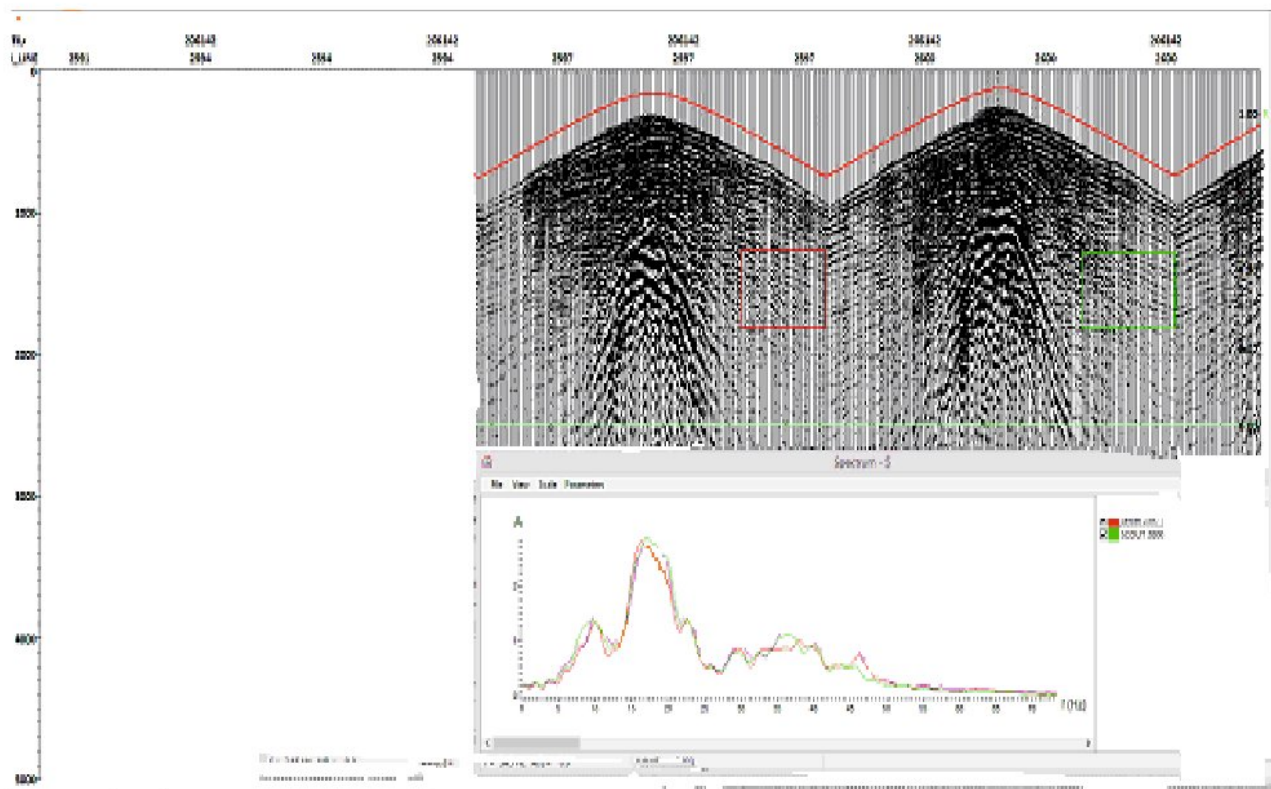
▲ Рис. 7. Фрагменты сейсмограмм, полученных различными сейсмостанциями (PV 5437/2637).

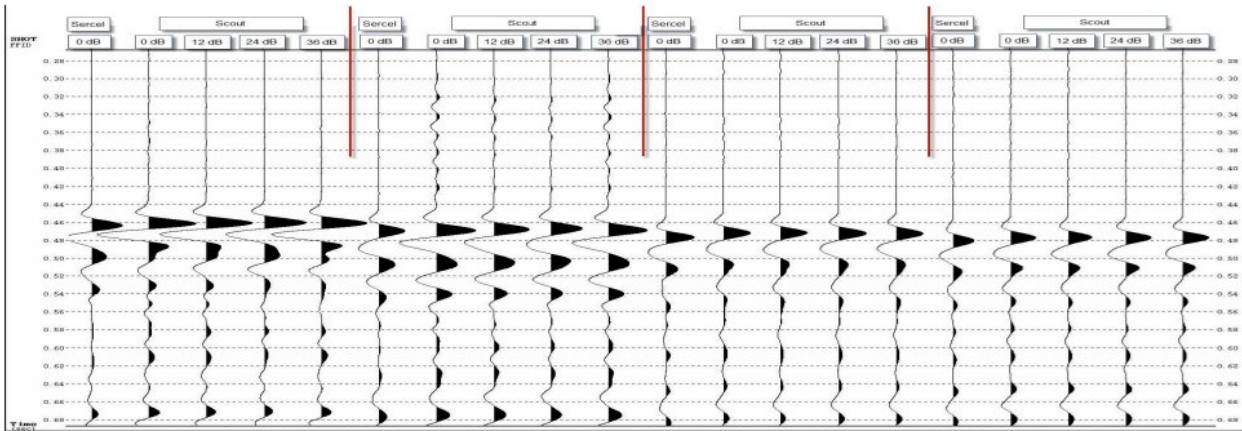
4.2 Перебор усиления сигнала

Анализ данных, полученных сейсмостанцией «SCOUT» на разных усилениях сигнала, показывает, что амплитуды сейсмозаписи, получаемые станциями «SCOUT» и «Sercel 428XL», имеют одинаковый уровень записи при усилении 0 дБ.

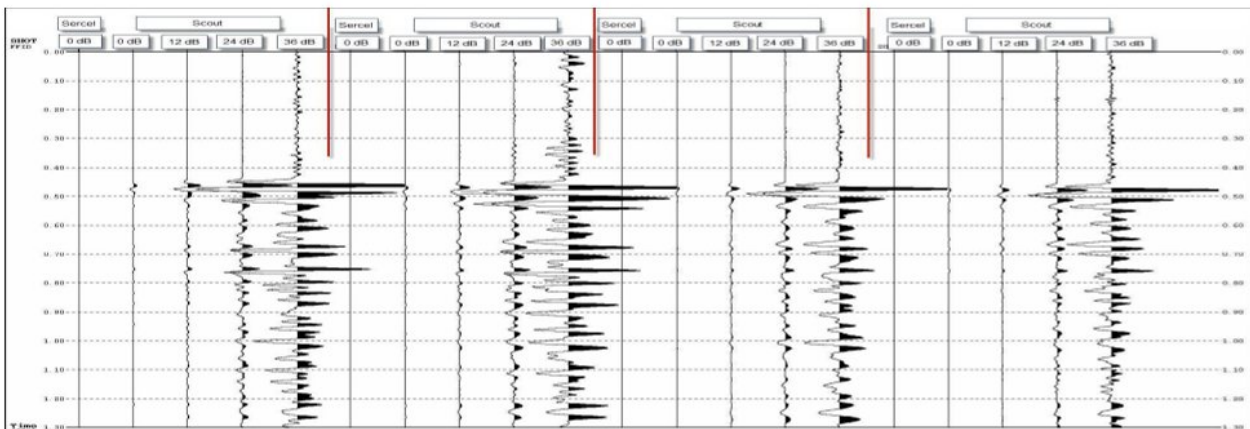
Сейсмотрассы, полученные при различных усилениях, представлены на рис. 9 и 10. При формировании данных на сервере, информация об усилении запи-

▼ Рис. 8. Фрагмент сейсмограммы «Sercel 428XL», совмещенной с сейсмограммой «SCOUT».





▲ Рис. 9. Сравнение материала с различным усилением (SEG-D).



▲ Рис. 10. Сравнение материала с различным усилением (SEG-Y).

сывается в заголовок и если не учитывать МР-фактор при загрузке данных, то разницы по амплитудам не будет (Рис. 9). Поэтому для сравнения были сформированы данные на компьютере-сервере в форматах SEG-D и SEG-Y (Рис.10).

4.3 Обработка данных 3-го этапа ОМР (СП-25)

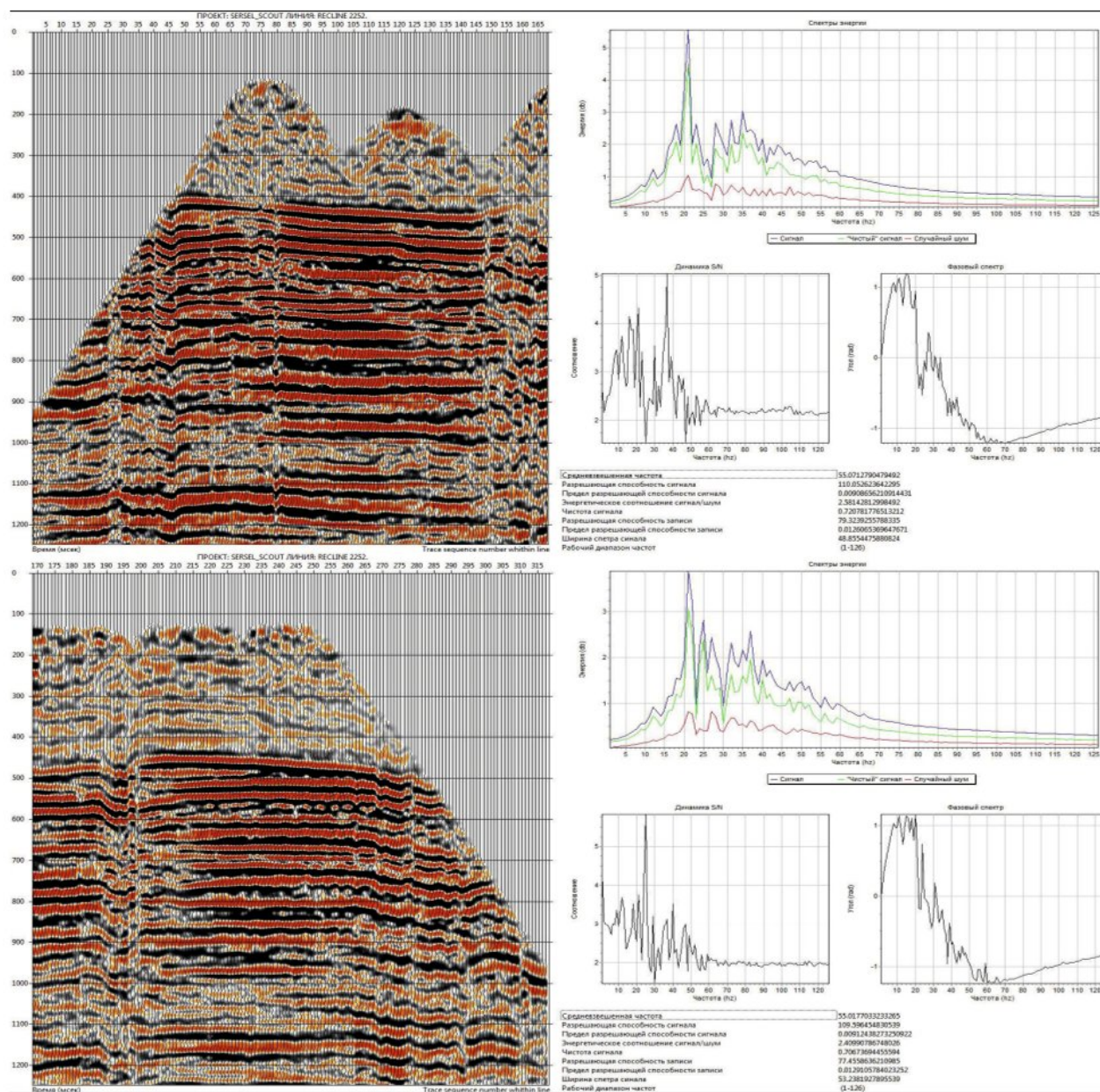
Обработка данных, полученных на 3-м этапе опытно-методических работ, выполнена специалистами контроля качества СП-25. Всего было зарегистрировано 1417ф.н. За время производства работ из строя вышло несколько каналов, а именно: 2 блока - отказ, 4 блока – отработали 18суток и отключились из-за разряда аккумулятора, 5 блоков не найдено в глубоком снегу. Сборка файлов с сейсмодатой «SCOUT» производилась специалистом ОАО «СКБ СП». Время сборки

материала составило: 5760 каналов (100ф.н.) - 1 час, 450 каналов (300ф.н.) - 1 час.

Граф обработки включал стандартные этапы, в том числе суммирование сейсмограмм ОПП и формирование разрезов ОПП, которые представлены на рис. 11.

Заключение

Опытно-методические работы по тестированию в производственном режиме оборудования бескабельной сейсмодатой «SCOUT» в пределах Хандинского участка №1 проведены в соответствии с «Программой проведения опытных работ». В процессе регистрации сейсмической информации в режиме совместной работы кабельной и бескабельной систем регистрации, возникли затруднения в организации взаимодей-



▲ Рис. 11. Сравнение разрезов ОПП «Sercel-SCOUT», линия 2252.

йствия систем в процессе отстрела из-за отсутствия в системе «SCOUT» программы одновременной работы с несколькими взрывными бригадами. Первоначально синхронизация выбора пунктов возбуждения для системы «SCOUT» проводилась на сейсмостанции вручную во время отстрела, поскольку сейсмосистема «Sercel 428XL» не обеспечивает доступ к собственному интерфейсу и не предназначена для работы в «спарке» со станциями стороннего производителя. Предложенная процедура оказалась трудоемкой

из-за длительного определения номеров и координат пунктов возбуждения при работе 2-3-х и более бригад взрывников, что приводило к задержке регистрации. Как временная мера для обеспечения производительности работ был применён алгоритм присвоения геометрии с использованием данных из электронного рапорта оператора сейсмосистемы «Sercel 428XL». Однако, в дальнейшем автоматизировать выбор ПВ возможно с использованием доступного интерфейса, применяемой в конкретном случае

системы синхронизации SGD-S отечественного производства.

В результате анализа работ в качестве недостатка сейсмосистемы «SCOUT» было отмечено отсутствие информации о состоянии модулей БАР и отсутствие возможности получения сейсмической информации в режиме реального времени для качественной и количественной оценки сейсмического материала. Также было отмечено, что при проведении длительных работ в труднодоступных рельефах местности и работе при низких температурах (ниже $-35-45^{\circ}\text{C}$) блоки БАР-3.1 отработали в непрерывном режиме регистрации 20-22 суток, однако при недостаточной производительности работ сейсмоотряда в сложных условиях этот срок регистрации недостаточен и желательно увеличить его до 30-40 суток путём увеличения ёмкости внутренних аккумуляторов.

Опыт работ в режиме спарки двух сейсмосистем показал, что обязательными условиями успешного применения сейсмосистемы «SCOUT» являются:

- заблаговременное планирование мест установки полевых блоков;
- обучение персонала установке полевых блоков и обработке получаемых данных;
- разработка системы мониторинга технического состояния полевых блоков и уровня заряда батарей;

- обеспечение производительности сейсмоотряда, необходимой для однократной установки блоков на профиле;

- для организации конвейерного способа проведения сейсморазведочных работ по определённой методике требуется двойной запас каналов.

В таблице 4 приведены усредненные прогнозные показатели эффективности применения бескабельной системы регистрации сейсмических сигналов «SCOUT» перед кабельными системами регистрации («SERCEL 428XL» и др.), справедливые для части производственного процесса, включающего только смотку-размотку, настройку полевого оборудования, и исключающие дополнительные процедуры, характерные для выполнения работ с бескабельными системами регистрации (время, затрачиваемое на доставку оборудования до пункта считывания информации и зарядку батарей, связанное с дополнительными погрузо-разгрузочными работами).

Неизбежные временные затраты на считывание информации в сейсмосистеме «SCOUT» (8 мин на формирование SEG-D файла из 5760 каналов) могут быть сокращены применением более мощного сервера с распределенной дисковой системой.

▼ Табл. 4.

Вид работ	Потребность персонала			Потребность транспорт		
	Sercel	Scout	%	Sercel	Scout	%
Полная размотка полевого оборудования; 14000 каналов	140 бр./смен	80 бр./смен	40	10шт	10шт	0
Наладка оборудования 14000 каналов	12 бр./сутки	0 бр./сутки	100	12	0	100
Переброска 1200 каналов за смену	12 бр./сутки	10 бр./сутки	15	12	10	15

Хронометраж времени, затраченного на выполнение этапов опытно-методических работ (табл. 2), а также сравнительный анализ трудозатрат на выполнение работ и логистику (табл. 4), позволяют сделать вывод о том, что совместное применение бескабельной сейсмосистемы «SCOUT» и кабельной телеметрической системой «Sercel 428XL» в районах, осложненных орографическими условиями, а также техногенными факторами (ж. д., автодороги, населенные пункты и т.д.) может обеспечить решение проблем, связанных с проведением сейсморазведочных работ в данных районах, и получение качественных изображений исследуемой геологической среды. Помимо результатов, полученных при обработке сейсмоданных, зарегистрированных сейсмосистемами «Sercel 428XL» и «SCOUT», об этом свидетельствуют приведенные в таблице 4 результирующие сравнительные данные анализа трудозатрат и эффективности систем, полученные в ходе выполнения опытно-методических работ.

Как показывает мировая практика выполнения сейсморазведочных работ, сегодня бескабельные сейсмосистемы являются одной из составляющих экологически «чистых» сейсморазведочных технологий. Об этом убедительно свидетельствуют результаты выполнения сейсморазведочных наблюдений с использованием бескабельных сейсмосистем в различных районах мира, чувствительных к нарушению экологии [3, 4, 5]. Таким образом, применение бескабельной сейсмосистемы «SCOUT» с учетом всех замечаний актуально, особенно при проведении полевых работ в режиме

«зелёной сейсмики», что позволяет рекомендовать её использование, как в режиме дополняющей кабельную сейсмосистему, поскольку проблем совместности и качества полевого материала двух сейсмосистем не отмечено, так и в режиме самостоятельного использования.

Литература

1. Гнатюк А.И., Тарасов Н.В., Цукерман И.Б. Современные технологии регистрации геофизической информации бескабельной телеметрической сейсморегистрирующей системой «SCOUT» // Приборы и системы разведочной геофизики., 02/2014, с.19-22
2. 428 XL seismic acquisition system, рекламный проспект компании Sercel, 2010
3. Wireless vs. Wireline Land 3D Seismic in North Italy [2013] www.geotecspa.com
4. The Benefits of Receiver Infill Stations, A Technical Case Study, September 2012, CSEG Recorder Online, 16.07. 2013
5. Череповский А.В. Перспективы бескабельных сейсморегистрирующих систем в наземной сейсморазведке // Приборы и системы разведочной геофизики, 04/2016, с.19-27

Сверхплотная сейсморазведка МОГТ-2D в регионах со сложными геологическими и поверхностными условиями

■ Дагаева Н.И., Панченко А.И., ОАО «Ставропольнефтегеофизика», г. Ставрополь

В настоящее время значительная часть сейсморазведочных работ выполняется в регионах с высокоразвитой инфраструктурой и сложными поверхностными и геологическими условиями. Применение стандартных методик сейсморазведки в данных условиях не всегда позволяет решить поставленные геологические задачи. Однако большинство частных и государственных российских нефтегазовых компаний ориентированы на применение стандартных методик сейсморазведки с шагом ПП 25 и 50 метров, что теоретически позволяет решить геологические задачи, но, как правило, не позволяет выделить ловушки сложного экранирования, т.к. сам суммарный сигнал оказывается сглаженным и теряет некоторую долю полезной информации. Наиболее важным фактором является то, что стандартные технологии сейсморазведки, применяемые большинством нефтяных компаний, работающих в России, во многих регионах не способны обеспечить необходимые перспективы развития ресурсной базы. Особенно остро этот вопрос стоит в регионах со сложными геологическими и поверхностными условиями. В то же время, именно от качества и количества собранных сейсмических данных, а также качества их последующей обработки зависит возможность детального изучения строения резервуара и надежность результатов интерпретации.

Учитывая мировой опыт выполнения сейсморазведочных работ в сложных глубинных сейсмогеологических условиях, можно отметить, что значительный прирост результативности исследований дает сверхплотная методика полевых исследований.

Сверхплотные полевые исследования высокоразрешающей сейсморазведки и соответствующая обработка позволяют существенно повысить достоверность и информативность сейсмических материалов для построения детальной модели месторождений, а также повысить достоверность прогноза флюидонасыщения. Все это вместе дает возможность существенно улучшить результативность последующих буровых работ и значительно сократить общие затраты на разработку месторождений.

В сложной экономической ситуации и в условиях низких мировых цен на нефть, относительно высокая цена сверхплотных наблюдений сдерживает их повсеместное применение. Поэтому достижение дополнительных положительных геологических результатов становится определяющим фактором внедрения съемок данного технологического уровня в практику нефтегазопроисловых работ.

В последние 10 лет за рубежом были опубликованы впечатляющие практические примеры, показывающие неоспоримые преимущества высокоплотной сейсморазведки [1, 2, 3, 4].

Примеры выполнения таких работ можно найти и в России. Так в 2014 г. после завершения опытно-методического этапа, ОАО «Ставропольнефтегеофизика» по заказу ООО «РН-Краснодарнефтегаз» выполнило уникальные сейсморазведочные работы по сверхплотной системе наблюдений в Краснодарском крае. Отдельный интерес представляет тот факт, что данные работы были выполнены в регионе с высокоразвитой инфраструктурой, сложными поверхностными и

геологическими условиями с использованием как вибрационного, так и взрывного способов возбуждения (дублирование профилей).

Данные исследования проводились по следующей методике:

- Sercel 428XL, шаг дискретизации – 2 мс, длительность регистрации – 8 с.;
- Центральная симметричная система наблюдения, число активных каналов – 2101-2201, максимальная кратность – 460, удаление ПП-ПВ min – 0 м, удаление ПП-ПВ max – 6175 м;
- Шаг ПП – 5 м;
- Шаг ПВ – 10 м (профиль 6), 20 м (профиль 7);
- Взрывной источник:
 - бурение скважин для МОГТ-2Д и МСК производилось самоходными буровыми установками УРБ-2А2, смонтированными на шасси автомашины Урал, с промывкой забоя скважины жидкостью;
 - для производственных работ применялись одиночные скважины 22 м., в случае невозможности бурения одиночной скважины (аномальное поглощение бурового раствора, выход на поверхность галечника и др.) применялись группы из 5 скважин по 2-3 м;
 - в качестве ВВ применялись заряды, ТП-200ГК и ТП-400 в качестве СИ – электродетонаторы ЭДС-1. Взрывание зарядов осуществлялось с помощью системы синхронизации взрывов Pelton Shot Pro.
- Вибрационный источник CB27/150K:

- количество источников	- 4 (допускалась доработка смены 3 источниками);
- система управления виброисточников	- Pelton Advance III Vibro;
- вид группирования источников	- линейный, продольный;
- контроль качества вибровозбуждений	- программа «Vib QC-32»;
- тип управляющего сигнала	- ЛЧМ;
- база группирования вибраторов (м)	- 30;
- порядок воздействия	- одновременный;
- количество воздействий на 1 ф. н.	- 8-10;
- частотный диапазон свип-сигнала (Гц)	- 8 – 90;
- длительность свип-сигнала (сек.)	- 16;
- конусность (мсек)	- 300 – 500;

Условия проведения работ показаны на рис. 1



Рис. 1. Размотка оборудования в горных условиях.

Зачастую поверхностные орографические условия не позволяли разложить кабельное сейсморегирующее оборудование, либо требовалось большое количество сейсмических кабелей для обхода какого-либо препятствия. В данных условиях оптимальным явилось использование смешанной конфигурации (кабельная ТСС + бескабельная ТСС). В нашем случае в качестве бескабельной сейсмосистемы была использована бескабельная сейсморегирующая система SCOUT, производства ОАО «СКБ сейсмического приборостроения» (рис. 2).

При многочисленных достоинствах бескабельных сейсморегирующих систем автономного типа, к которым относится система SCOUT [5], их существенным недостатком считается отсутствие оперативного контроля в режиме реального времени за состоянием групп сейсмоприемников, подключенных к



▲ Рис. 2. Приемная расстановка с использованием бескабельной сейсмосистемы SCOUT.

системе (работа группы сейсмоприемников, контроль за состоянием уровня микросейсм, качеством получаемого материала, уровень зарядки батареи модуля). Но сверхплотные системы наблюдения с избыточной плотностью трасс и кратностью наблюдения делают данный недостаток не столь существенным.

Гораздо важнее при применении такой смешанной конфигурации обеспечить получение однородной информации (одни и те же параметры регистрации, одна и та же электроника и те же меры контроля) в одном выходном формате (например, в формате SEG-D). Такие смешанные конфигурации приемных расстановок позволяют выполнять высокопроизводительные и высокоплотные наблюдения и получать более качественные изображения исследуемой геологической среды.

Решение о совместном использовании сейсмосистем Sercel 428XL и SCOUT было принято на основании сравнительного анализа данных, зарегистрированных этими сейсмосистемами. Анализ позволил сделать вывод о том, что совместное применение бескабельной сейсмосистемы SCOUT и кабельной телеметрической системой «Sercel 428XL» в районах, осложненных орографическими

условиями, а также техногенными факторами (ж. д., автодороги, населенные пункты и т.д.) может обеспечить решение проблем, связанных с проведением сейсморазведочных работ в данных районах, и получение качественных изображений исследуемой геологической среды.

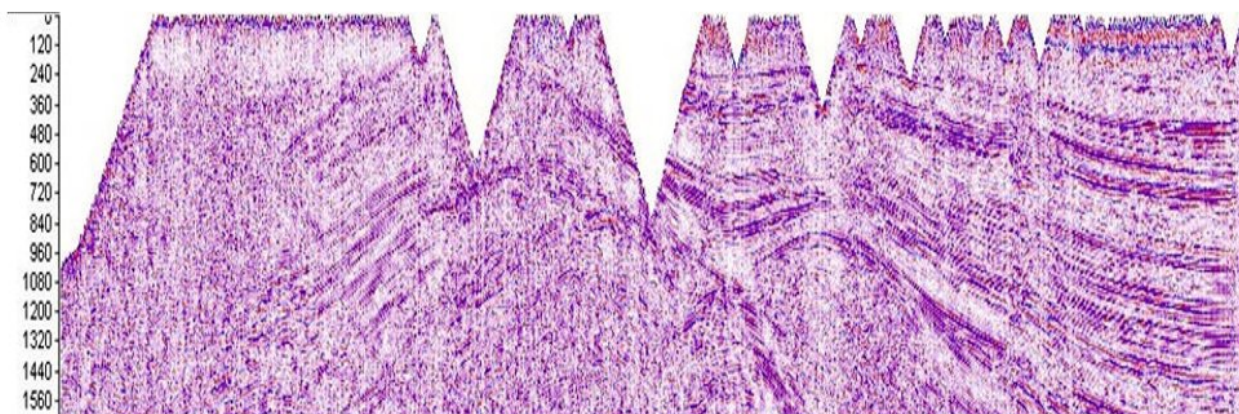
Учитывая, плотную инфраструктуру и предгорные поверхностные условия, выбор источника возбуждения основывался не только из сейсмогеологических параметров, но и из расчета проходимости технических средств. Использование взрывного источника позволило сократить количество пропусков ПВ. Это объясняется тем, что в условиях плотной инфраструктуры (дороги, линии связи, трубопроводы), нефтепромыслов, населенных пунктов, садоводческих хозяйств и пр. - преимущество дает компактный и мощный одиночный источник.

Использование взрывного источника (одиночных скважин) не только сократило количество пропусков, но и обеспечило получение более качественного сейсмического материала.

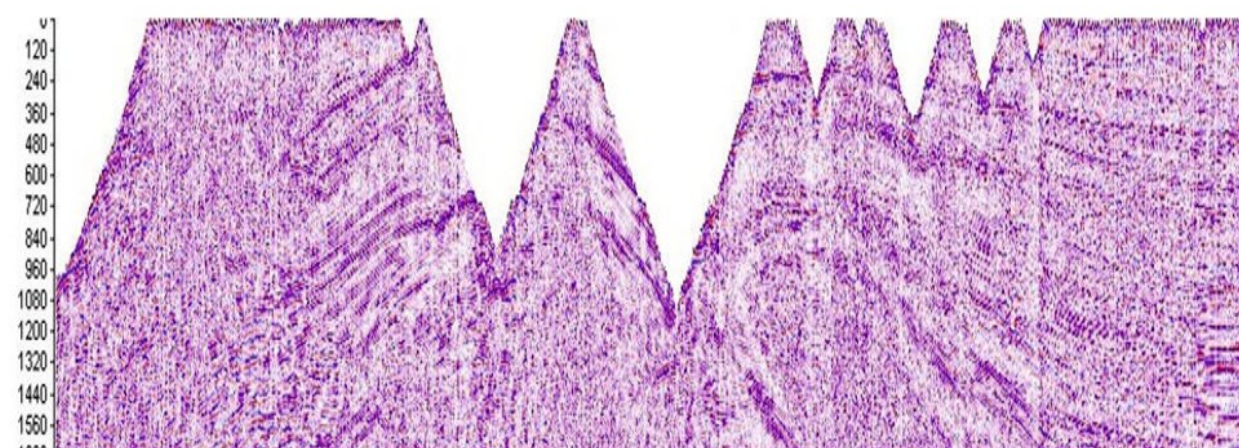
Ниже приведены примеры временных разрезов, полученных взрывным (рис.3) и вибрационным источниками (рис. 4) на одном и том же профиле.

На временном разрезе, полученном вибрационным источником, из-за пропусков ПВ наблюдается провал информативности верхней части.

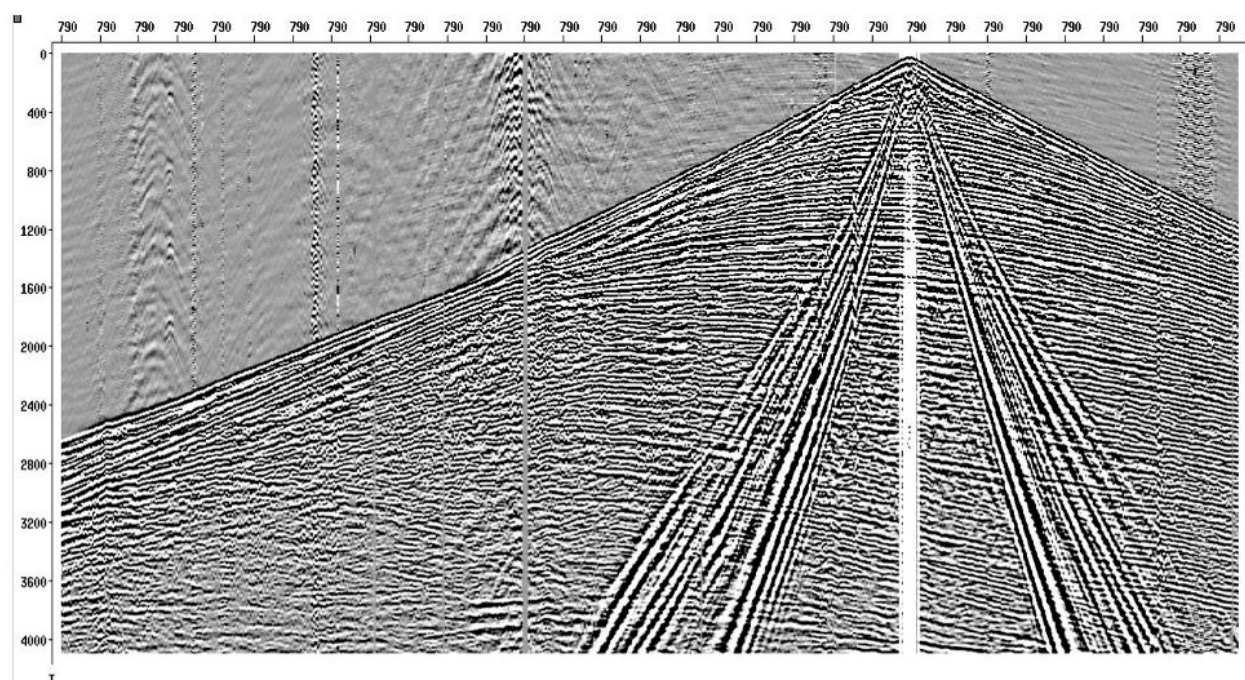
Анализ результатов опытных работ (атрибутивный анализ, анализ спектра записи, анализ прослеживаемости отражений, визуальная оценка и пр.) показали, что выбор взрывного источника лучше и по сейсмогеологическим параметрам записи. Ниже приведены опытные сейсмограммы для взрывного (рис. 5) и вибрационного (рис. 6) источников.



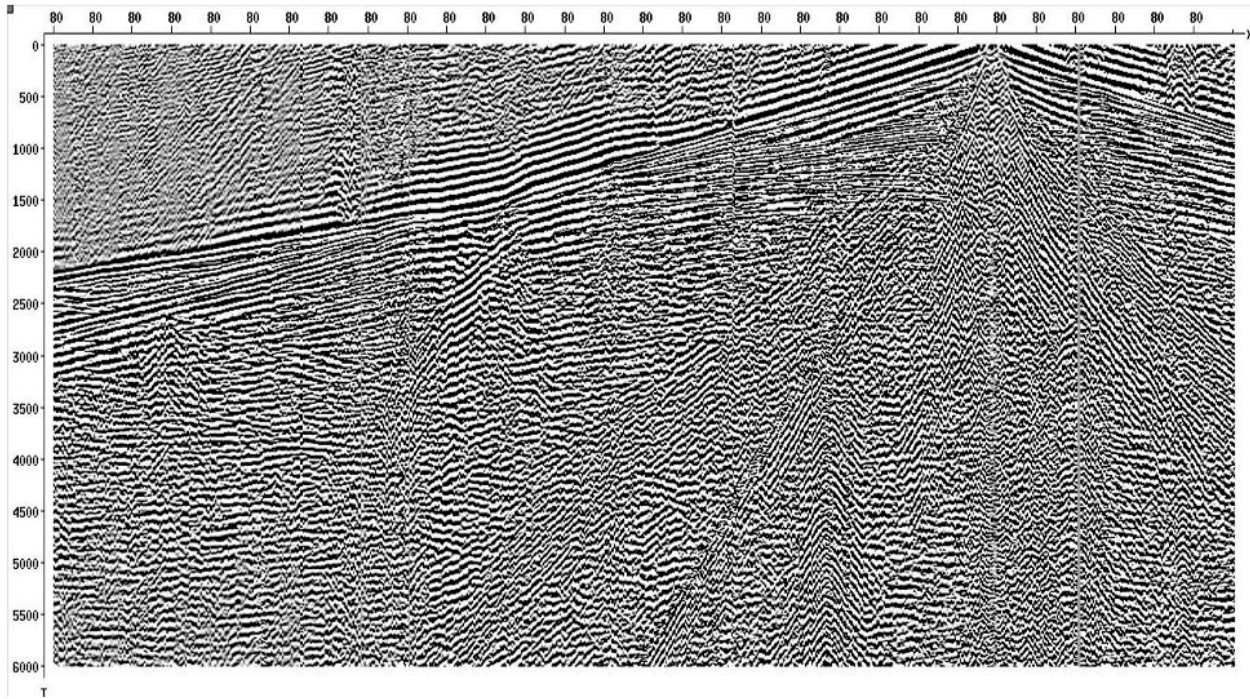
▲ Рис. 3. Предварительный разрез (Взрывной источник).



▲ Рис. 4. Предварительный разрез (Вибрационный источник).



▲ Рис. 5. Пример сейсмограммы: взрывной источник, Н-22 м., Q-2 кг.



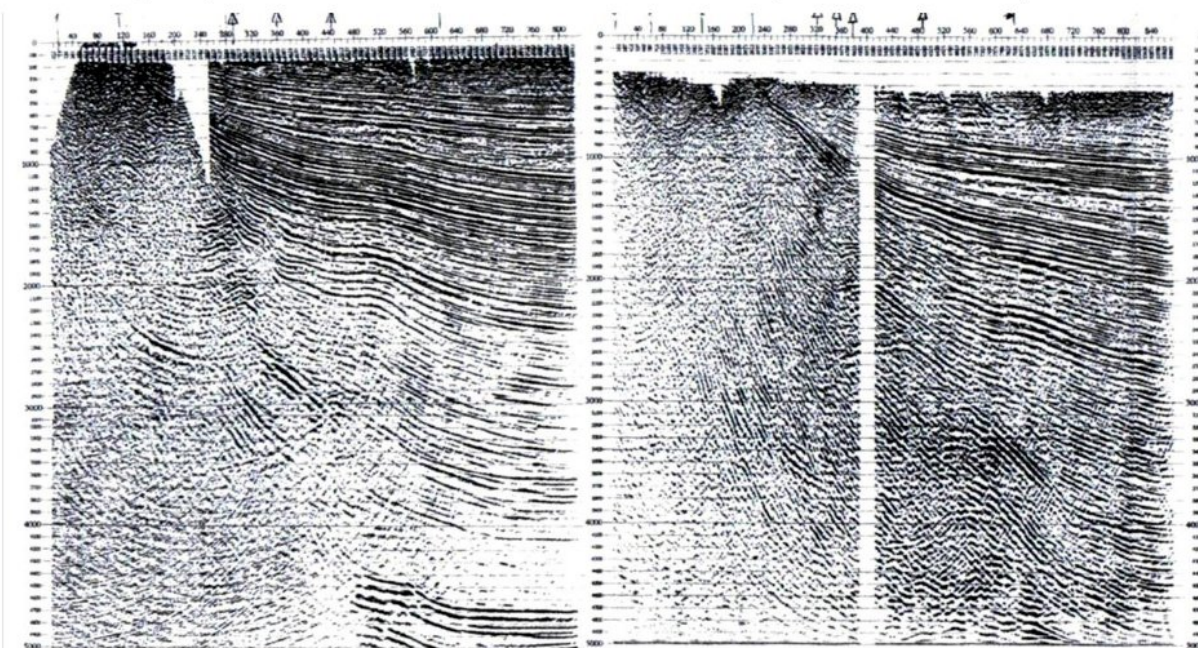
▲ Рис. 6. Пример сейсмограммы: вибрационный источник, 4 виброустановки в линию, 8-90, 16s, 60%.

Использование сверхплотного шага регистрации и плотного шага возбуждения сейсмического сигнала резко повышает информативность данных и позволяет детально выделить и закартировать геологические объекты ранее не имевшие отображения в волновом поле (в условиях геологически сложных районов).

На рисунках 7 и 8 приведены примеры сейсмических волновых полей по материалам МОГТ-2D прошлых лет, а также результаты предварительной обработки по сверхплотным профилям 2014 года.

Из материалов, представленных на рис. 7 и 8, видно, что примененная методика полевых работ обеспечила решение

▼ Рис. 7. Примеры сейсмических волновых полей по материалам МОГТ-2D прошлых лет.



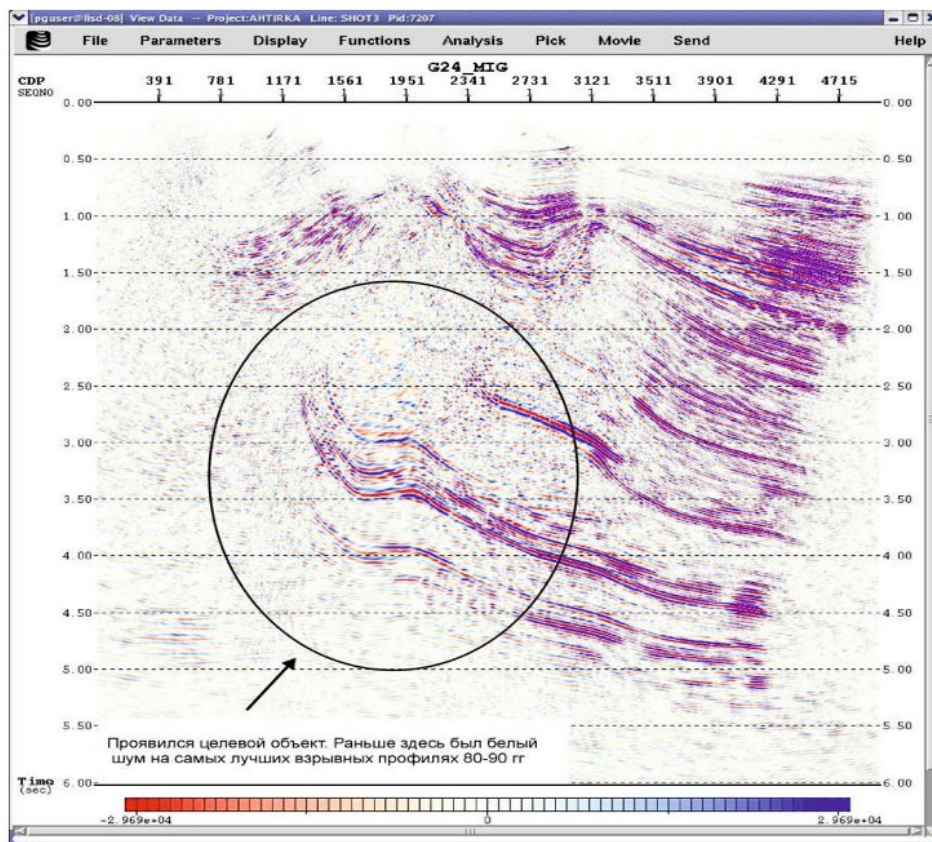


Рис. 8. Пример обработки материалов сверхплотной сейсморазведки 2014 года.

поставленных геологических задач изучения структурно-тектонического строения палеогеновых объектов в поднадвиговых зонах.

Сверхплотные исследования уже успели хорошо зарекомендовать себя за рубежом. Теперь опыт таких работ появился и в России. Сверхплотная съемка позволяет получить недостижимое раньше качество сейсмоданных: высокую плотность и высокую четкость сейсмической записи. Существенно расширяется спектр регистрируемых частот, повышается разрешенность данных, надежность и достоверность определения литологии, характеристики коллектора.

Данная методика нашла свое применение в чрезвычайно сложных географических и геологических условиях, а также при доразведке старых месторождений, где другие методы сейсморазведки оказываются неэффективными.

Из плюсов высокоплотной сейсмораз-

ведки можно отметить, что данная методика обеспечивает:

1. Повышение эффективной кратности, что позволяет применять многоканальные операторы, для обработки данных верхней части.
2. Возможность математическими методами подавить помехи и обеспечить стабильное качество сигнала.
3. Повышение пространственной разрешенности.

Основным минусом данной методики является высокая стоимость работ и именно по этой причине большинство нефтегазовых компаний останавливают свой выбор на применении стандартных методик и технологий сейсморазведочных работ.

Выводы

- В условиях плотной инфраструктуры (дороги, линии связи, трубопроводы),

нефтепромыслов, населенных пунктов, садоводческих хозяйств и пр. - преимущество дает компактный и мощный одиночный источник. Использование взрывного источника (одиночных скважин) не только сокращает количество пропусков, но и дает более качественный сейсмический материал.

- В эксклюзивных поверхностных условиях (лес, болото и т.д.) оптимальным является использование бескабельных систем.

- Использование сверхплотного шага регистрации и плотного шага возбуждения сейсмического сигнала резко повышает информативность данных и позволяет детально выделить и закартировать геологические объекты, ранее не имевшие отображения в волновом поле (в условиях геологически сложных районов).

Литература

1. Li Jiang, Hua Yao & Xu Fan, 2009, Advantages of point acquisition high density 3D using digital sensors: a case study from the Che89 well area of the Junggar basin (China). –CPS&SEG meeting, Beijing; April 2009, Expanded Abstracts.
2. Dang Y., Lou B., Miao X., Wang P., Zhang S., and Shen L., 2010, Delineating oil-sand reservoirs with high-resolution PP/PS processing and joint inversion in the Junggar Basin, Northwest China. – The Leading Edge, October 2010, p.1212-1219
3. Seeni S., Setiyono K., Zaku H., Snow J., Weber L.J., 2014, Processing and preliminary interpretation of the Ultra High-density Full-azimuth 3D seismic survey, Dukhan Field, Qatar, 20-22 January 2014
4. Seeni S., Al-Muhammadi J., Kermoal P., Sauzedde P., and Clow F., 2011, Dukhan 3D, Ultra High Density Full Wide Azimut Seismic Survey – Transition Zone and Sabkha Acquisition. – 73rd EAGE Conference & Exhibition incorporating SPE

EUROPEC 2011, Vienna, 23-26 May 2011. Extended Abstracts

5. Кузнецов И.М., Турлов П.А., Современные бескабельные телеметрические сейсморегистрирующие системы (обзор), Приборы и системы разведочной геофизики, 2(48) 2014, стр. 6-17.

Подробнее об авторах



Дагаева
Наталья Игоревна

главный геолог
АО "Ставрополь-
нефтегеофизика",
магистр



Панченко
Алексей Иванович
начальник отдела
проектирования и полевого
контроля качества
АО "Ставропольнефте-
геофизика".

Прогноз литологии по результатам работ 2D-3С с использованием донных кабельных систем регистрации на акватории северного Каспия.

- Кузнецов В.М., Коротков И.П.; ООО «Геофизические Системы Данных»,
- Тельбухов В.А., Хортов А.В.; ООО «Глобал Геофизикал Сервисес- Хазар»

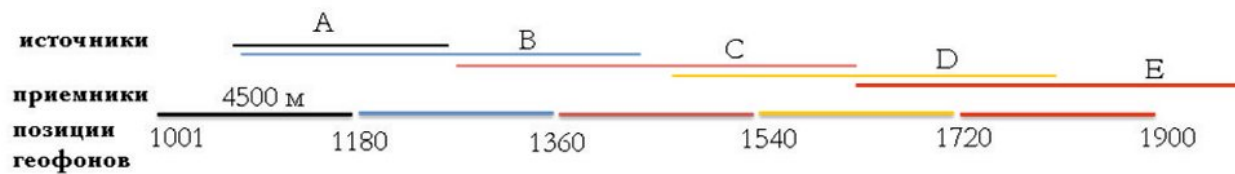
Введение.

Работы по регистрации полного волнового поля (2D-4С) были выполнены силами Комплексной Сейсмической Партией ООО «ПГС-Хазар» на лицензионном участке ООО «Каспийская нефтяная компания». Опытно-производственный профиль расположен в Российском секторе северной части Каспийского моря в районе островов Чистой банки и Малый Жемчужный. Глубины в районе работ изменяются от 4,6м в районе острова малый Жемчужный до 1,3м в районе острова Чистой банки, характер рельефа дна спокойный. Тектонически территория исследований находится в области сочленения древней докембрийской Восточно-Европейской платформы и более молодой (герцинской) Скифско-Туранской плиты. Эта территория охватывает центральную акваториальную часть Карпинско-Мангышлакского сложного вала, входящего в состав Скифско-Туранской платформы, и прилегающий участок Прикаспийской впадины. В составе чехла выделяются следующие литолого-стратиграфические формации: песчано-глинистая нижне-среднеюрская; карбонатно-доломитово-терригенная верхнеюрская; карбонатно-терригенная нижнемеловая; терригенно-карбонатная верхнемеловая; карбонатно-песчано-глинистая палеоцен-четвертичная. Эти формации выделяются в разрезе осадочного чехла по наличию региональных перерывов в осадконакоплении со стратиграфическими и угловыми несогласиями на границах, литофациальными изменениями состава пород и ряду других призна-

ков. Основными объектами для поиска залежей нефти и газа на данной стадии изучения Северо-Каспийского участка являются антиклинальные структуры, которые концентрируются в двух зонах: Ракушечной зоне поднятий и локальных складках Укатненской депрессии, относящейся к прибортовой зоне Прикаспийской впадины. На нефтегазоконденсатных месторождениях им. В. Филановского и им. Ю. Корчагина и на газоконденсатном месторождении Ракушечное. Основные промышленные скопления приурочены к отложениям нижнего мела и верхней юры. На Западно-Ракушечном месторождении выявлены две нефтяные залежи в неокомских и аптских отложениях.

Целью данных работ являлось получение дополнительной геофизической информации по полю обменных отраженных волн PS, получаемого при использовании сейсмического кабеля с четырехкомпонентными приемными модулями (1 гидрофон + 3 геофона), получение качественных сейсмических изображений по волнам разных типов и выход на геологическую характеристику разреза при совместной интерпретации PP и PS волн для демонстрации преимуществ технологии многоволновой сейсморазведки.

Работы проводились по технологии раскладки донного кабеля на дно акватории со специализированных транспортных средств (Хазар-1). Необходимая точность привязки осуществлялась с помощью навигационной спутниковой системы DGPS и системой автоматизированного позиционирования пунктов



▲ Рис. 1. Схема отстрела данных 2D-4C.

приёма в момент раскладки. Независимый контроль позиционирования осуществлялся акустической системой TZ OBC Sonardyne. Возбуждение упругих колебаний производилось группой пневмоисточников G-gun с удалениями от -2250 до +6750 метров от первой точки регистрации линии приема с интервалом 25 метров между центрами групп возбуждения и со смещением линии возбуждения на 50 метров от линии приема (рис.1). Глубина возбуждения 2.5 м. Регистрация осуществлялась донными четырехкомпонентными (три аксельрометра MEMS Omni-tilt DSU-428 + гидрофон) станциями AQDSU с кабельным соединением Sea-Ray-100. Шаг между точками регистрации 25 метров при 180 станциях на линии. Перемещение линии приема без перекрытия.

Известно, что многокомпонентная регистрация (Многоволновая сейсморазведка –MBC) достаточно эффективна при решении задач оценки литологии и порового флюида на основе оценки изменений амплитуд зарегистрированных Р и S отражений и рассчитанного по прослеженным по ним горизонтам отношения V_p/V_s . При этом, основными проблемами являются более низкие частоты и зашумленность поля PS волн, а так же сложность идентификации геологических отбивок на поле PS волн с одновременным отождествлением их по полям PP и PS. Негативное влияние на результат первого фактора удастся ослабить за счет более тщательной обработки с учетом специальной работы с сигналом и учета несимметрии годографа обмен-

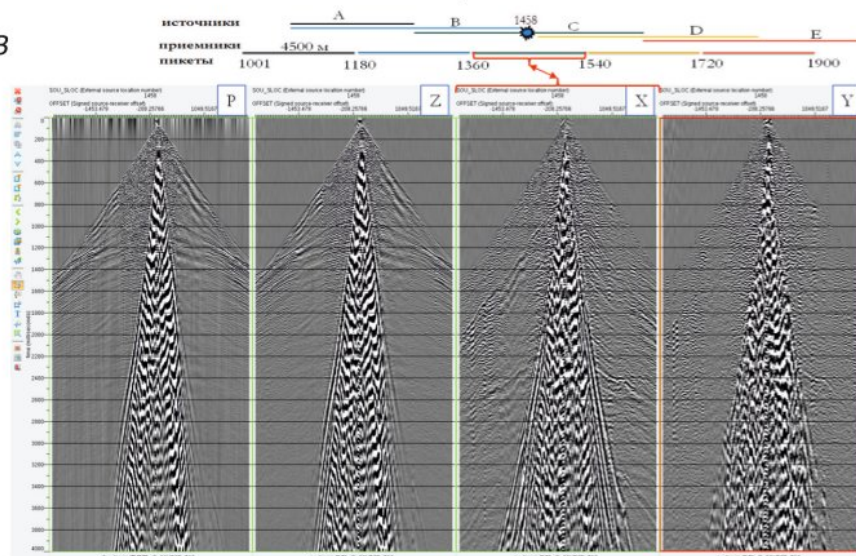
ных волн. Эффективность решения второй группы проблем определяется полнотой скважинной информации по характеристикам компрессионных и сдвиговых волн для всего разреза и для объекта исследований. На профиле 3С находится скважина с данными дипольного каротажа. В этой скважине вскрыты отложения с проявлениями газо- и нефтенасыщения. Это дает основание для петрофизического обеспечения совместной инверсии полученных данных.

Технические средства и технология получения данных.

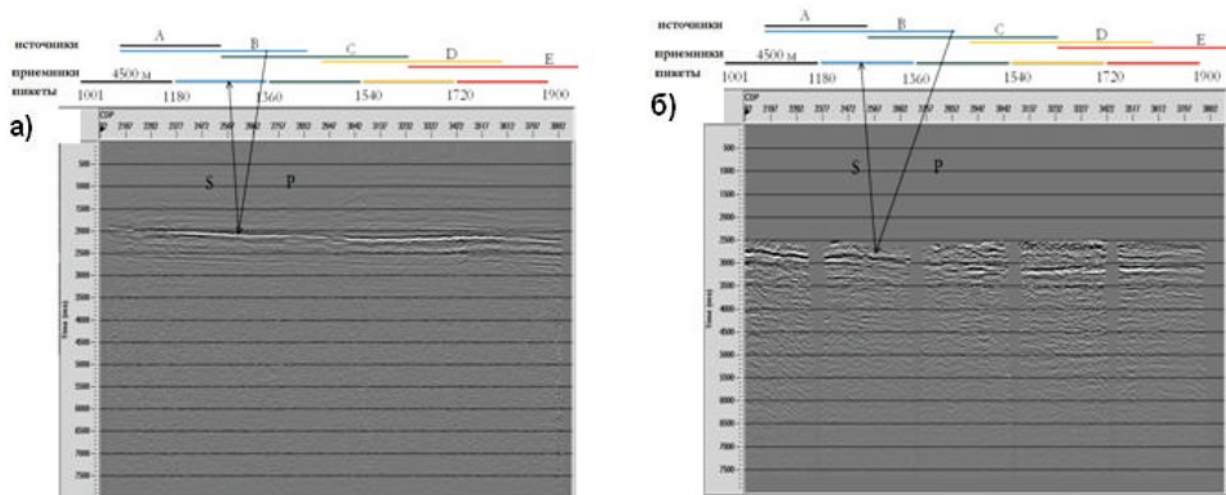
Раскладка донного кабеля проводилась со специализированных транспортных средств Хазар-1. Судно раскладчик выходило на линию профиля и на первом пикете, по команде навигатора, опускался буй с грузом, для обозначения начальной точки косы. Затем вытравливалась вся сейсмокоса по линии профиля, с фиксацией координат регистрирующего модуля - канала, в конце раскладки опускался буй с грузом, для обозначения конечной точки косы. Независимый контроль позиционирования осуществлялся акустической системой TZ OBC Sonardyne. На косе были установлены 38 транспондеров (кодируемые приёмо-передатчики) гидроакустической системы позиционирования. Судно-акустик проходило вдоль приемных профилей на расстоянии 15-20метров (в зависимости от глубины моря) посылая и принимая акустические сигналы с транспондеров на косах. Точность определения местоположения транспондеров, после обработки всех отдельных засечек,

находилась в пределах допуска с утвержденным проектом работ. Весь процесс съемки на профиле автоматизирован и осуществлялся по команде бортового навигационного комплекса, при этом с помощью системы синхронизации взрыва по радиоканалу (CCB) обеспечивалась синхронизация системы возбуждения с системой регистрации. По окончании отстрела формировался SPS файл, после чего донная коса перекладывается на новый участок профиля. Возбуждение проводилось с помощью судна-источника «Морской Геотехник» пневмоисточниками, расположенными в две линии (расстояние между линиями 12 м) по 8 камер на линию.

► Рис. 2. Сейсмограммы ОТВ по 4-м компонентам.



▼ Рис. 3. Разрезы CCR для удалений 1500 м (а) и 3000 м (б).



Использование при регистрации цифровых датчиков позволяет достаточно надежно автоматически ориентировать их оси максимальной чувствительности в соответствующих направлениях – Z – вертикально, X – горизонтально в направлении профиля в сторону раскладки, Y – горизонтально ортогонально профилю. Это позволяет при обработке данных программно ориентировать X на ПВ без дополнительной ориентации в in-line направлении.

По сейсмограммам видно качество ориентации. Это изменение полярности обменной волны в зависимости от знака выноса ПВ и появление трансверсальной составляющей на небольших выносах за

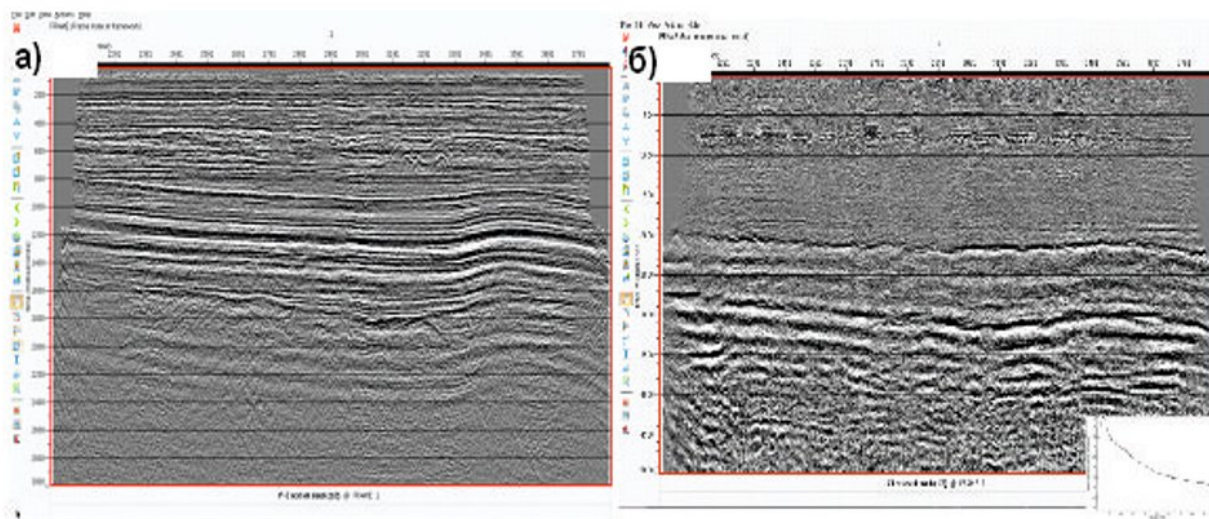
счет поперечного смещения линии возбуждения от линии приема. Для данной системы наблюдений (отсутствие перекрытия по пунктам приема на линии наблюдения) в силу смещения точки обмена для обменных волн, на больших удалениях наблюдаются разрывы в прослеживании горизонтов (рис. 3).

Обработка PP и PS компонент волнового поля.

На сейсмограммах всех компонент отмечается значительный уровень шумов (звуковая волна), затрудняющий прослеживание отражений.

Для подавления шумов была применена процедура двумерного частотно-зависимого шумоподавления, что позволило значительно ослабить высокоамплитудные когерентные и случайные помехи во всем диапазоне частот и значительно улучшить прослеживание отражений на компонентах P, Z, и X.

После проведения сигнальной обработки рассчитывались и уточнялись кинематические и статические поправки. Интерактивный анализ скоростей суммирования проводился в пакете IST3mp. Обработка горизонтальных компонент проводилась с учетом несимметрии лучевой схемы для обменных волн CCP (common conversion point). Несимметричность луча зависит от соотношения V_p/V_s , которое может изменяться с глубиной. Для проведения процедуры переменного по глубине бинирования в данной работе использовался подход на основе решения квадратного уравнения для случая вертикального полупространства (Tessmer, G., and Behle, A., 1988). Сначала соотношение V_p/V_s оценивалось на этапе предварительной интерпретации, включающей в себя идентификацию (регистрацию) времен одноименных отражений на разрезах PP и PSv волн. Такая регистрация



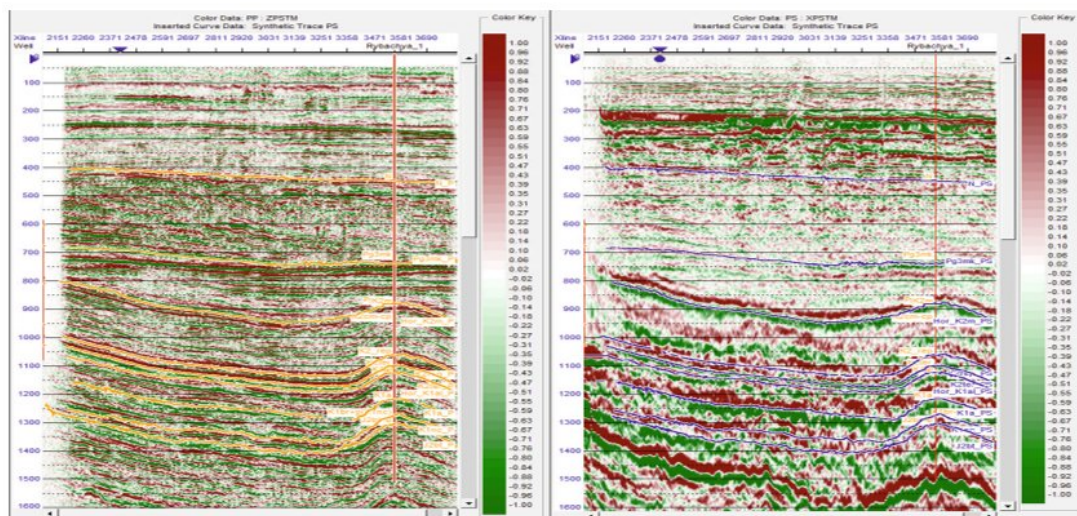
▲ Рис. 4. Разрез PP(a) и Psv(b) волн после коррекции амплитуд и деконволюции.

Для компонент P и Z проведено суммирование с получением компоненты PP. В дальнейшем, для компонент PP, Psv и Psh проведено восстановление и поверхностно-согласованная коррекция и деконволюция амплитуд. Результаты приведены на рис 4

возможна после привязки волнового поля сейсмоки к скважинам с использованием каротажа и ВСП с последующей корреляцией одноименных отражающих горизонтов. По данным ВСП путем решения обратной кинематической задачи были определены вертикальные годографы P и

Сейсмика						ГИС			
Горизонт	t0_pp	Dt	t0_ps	Dt	Пуассон pp-ps	гамма pp-ps	Пуассон pp-ps ср	гамма pp-ps ср	рек t0ps
N	447	447	1238	1238	0.474	0.220	0.465	0.241	1150.444
Pg3mk	740	293	1866	628	0.449	0.304	0.445	0.311	1855.741
K2m	880	140	2138	272	0.432	0.347	0.419	0.360	2130.619
K2rep	1064	184	2411	273	0.326	0.508	0.321	0.511	2409.910
K2ter	1102	38	2462	51	0.228	0.594	0.312	0.521	2466.470
K1al	1121	19	2488	26	0.252	0.576	0.347	0.482	2491.210
K1a	1218	97	2643	155	0.369	0.455	0.361	0.463	2641.200
K1nc	1276	58	2723	80	0.261	0.569	0.313	0.516	2728.181
J2bt	1303	27	2790	67	0.466	0.252	0.268	0.556	2760.764

▲ Табл. 1.



▲ Рис. 5. Привязка ОГ PP и PS волн по СКВ Рыбачья 1.

S волн и осуществлена привязка и взаимотождествление отражающих горизонтов для PP и PS волн. Результат привязки приведен в табл.1 и на рис. 5

Совместная интерпретация данных по волнам сжатия и сдвиговым волнам.

Интерпретация данных выполнена по данным временной и глубинной миграции до суммирования во временной области для продольных и обменных волн. Литолого-стратиграфическая привязка выполнялась на основе данных ВСП и ГИС. Для точной (пофазовой) привязки отражений к выделенным по скважине отбивкам) использовалось одномерное моделирование. Исходными данными для одномерного моделирования служили кривые плотностного гамма-гамма

каротажа (ГГК-П) и дипольного (медленности по Р и S волнам) каротажа. При осуществлении синтетического моделирования в качестве опорного вертикального годографа использовались вертикальные годографы соответствующего типа волн, полученные путем решения обратной кинематической задачи по данным ВСП. Для создания импульса для свертки с коэффициентами отражения КР и КS из сейсмических данных волн обоих типов были извлечены импульсы на удалениях до 250м от траектории ствола скважины. Путем свертки их с коэффициентами отражения, получены синтетические трассы. Для сравнения синтетических трасс с реальными данными были собраны данные вдоль ствола скважины. После этого, с помощью коррекции вертикального годографа ВСП было достигнуто

удовлетворительное совпадение синтетических трасс с реальными.

При прослеживании отражений контроль корректности взаимоотжествления ОГ по волнам разных типов осуществлялся по «физичности» отношения V_p/V_s (предельные значения отношения для данного типа пород в соответствующих сейсмогеологических условиях) для вышележащего интервала. Трассировка проводилась в определенном по предельным значениям V_p/V_s «доверительном» интервале времен ОГ. Доверительный интервал рассчитывался по формулам:

$$T_{PP_2}^{min} = \frac{2\gamma^{min}}{(1+\gamma^{min})} \Delta T_{PS_{1-2}} + T_{PP_1}; \quad T_{PP_2}^{max} = \frac{2\gamma^{max}}{(1+\gamma^{max})} \Delta T_{PS_{1-2}} + T_{PP_1}$$

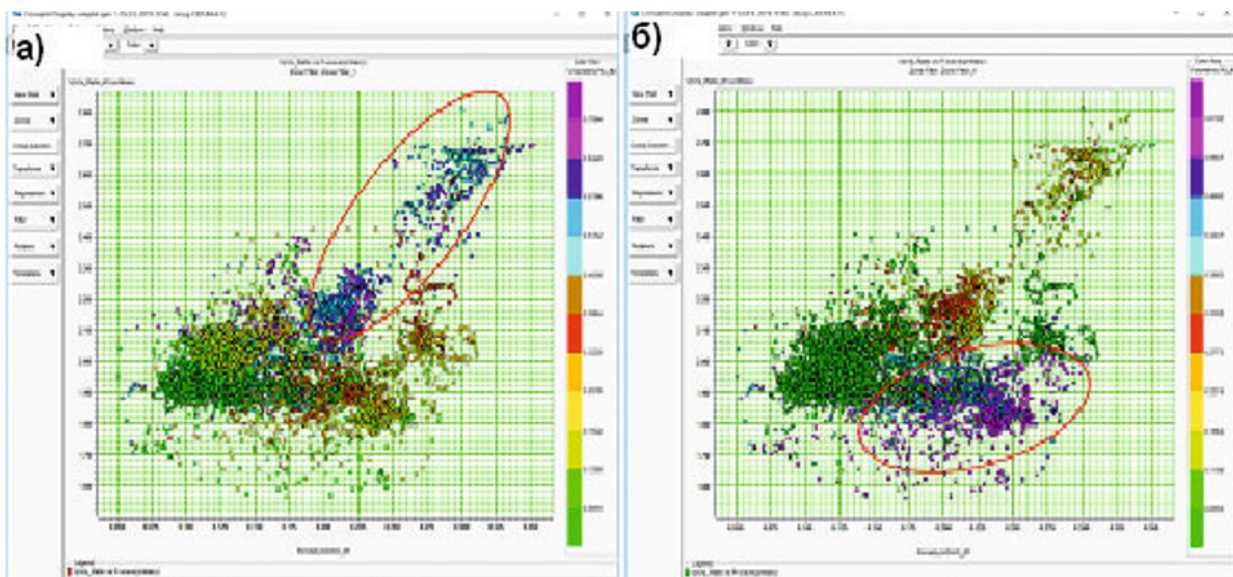
$$T_{PS_2}^{min} = \frac{(\gamma^{max} + 1)}{2\gamma^{max}} \Delta T_{PP_{1-2}} + T_{PS_1}; \quad T_{PS_2}^{max} = \frac{(\gamma^{max} + 1)}{2\gamma^{max}} \Delta T_{PP_{1-2}} + T_{PS_1}$$

(1)

где T – время ОГ с индексами типа волны верхней (1) и нижней (2) границ интервала, $\gamma = V_s/V_p$ – минимальное или максимальное отношение для данного интервала.

Это впоследствии позволяет повысить точность решения обратной динамической задачи.

▼ Рис. 6. Рис. 6 Кроссплоты $V_p/V_s = f(K_p)$, а) цвет - K_{clay} (область аргиллитов); б) цвет - K_{qtz} (область песчаников).



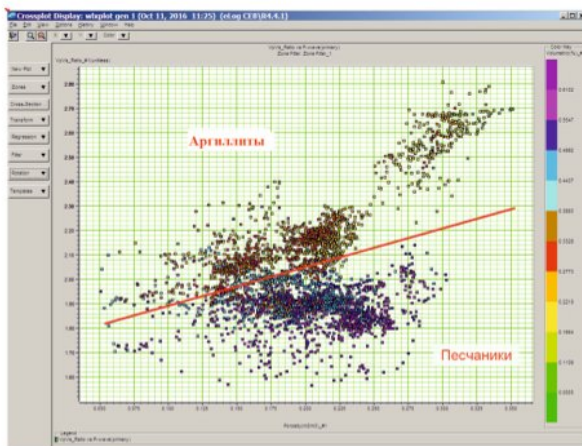
Возможность разделения данных V_p , V_s , упругому (Z_p), сдвиговому (Z_s) импедансам и отношению V_p/V_s по вещественному составу оценивалась по данным ГИС – коэффициенту пористости (K_p), коэффициенту объемной глинистости (K_{clay}), доли кварца в объеме породы (K_{qtz}), доли кальцита в объеме породы (K_{clc}). Соответствующие кроссплоты приведены на рис. 6.

Граничные значения восстанавливаемых параметров для всего интервала сведены в таблицу 2.

▼ Табл. 2.

Литология	V_p	Z_p	V_p/V_s
Карбонаты ($K_{clc} \geq 0.4$)	3200-5000	7000-12500	1.90-2.40
Глинистые породы ($K_{clay} \geq 0.4$)	2250-3500	5500-9000	1.80-2.70
Песчаники ($K_{qtz} \geq 0.4$)	2750-4000	6500-10000	1.60-2.00

На рисунке 7 приведен кроссплот для терригенной целевой части. Видно, что по



▲ Рис. 7. Кроссплот $Vp/Vs = f(K\rho)$, цвет - $Kqtz$ для целевой части (терригенные отложения K1a-J2).

отношению Vp/Vs достаточно эффективно выделяется область песчаников. Если проанализировать эту область по параметрам водонасыщения, газонасыщения и нефтенасыщения, то очевидно, что для данной скважины разделить область коллектора по этим свойствам не представляется возможным.

Фоновая модель Vp и Vs , построенная по данным дипольного каротажа, приведена на рис.8.

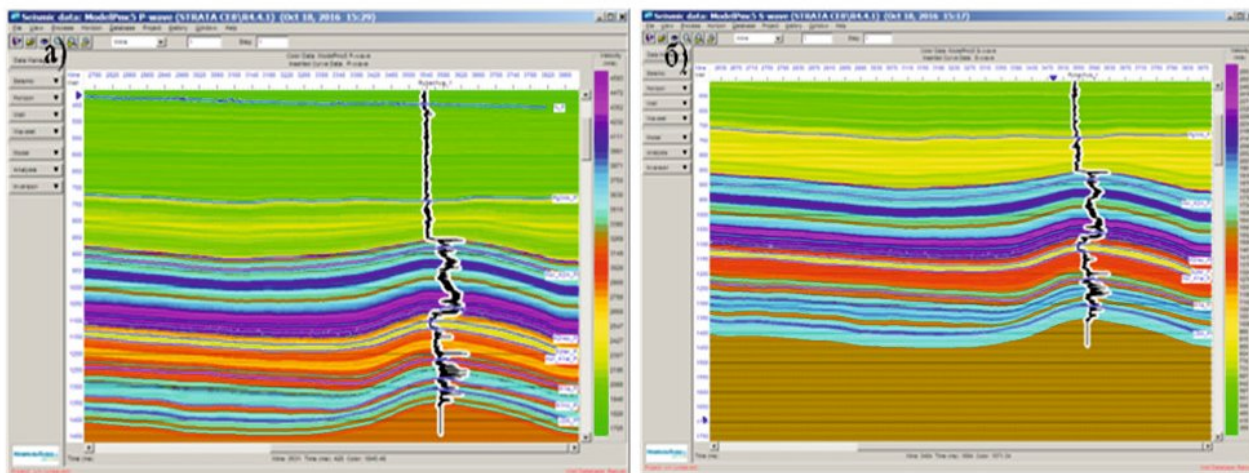
Совместная корреляция ОГ по PP и PS волнам (при многокомпонентной регистрации) позволяет включить прослеживание ОГ по PS во времена PP в систему уравнений для коэффициентов отраже-

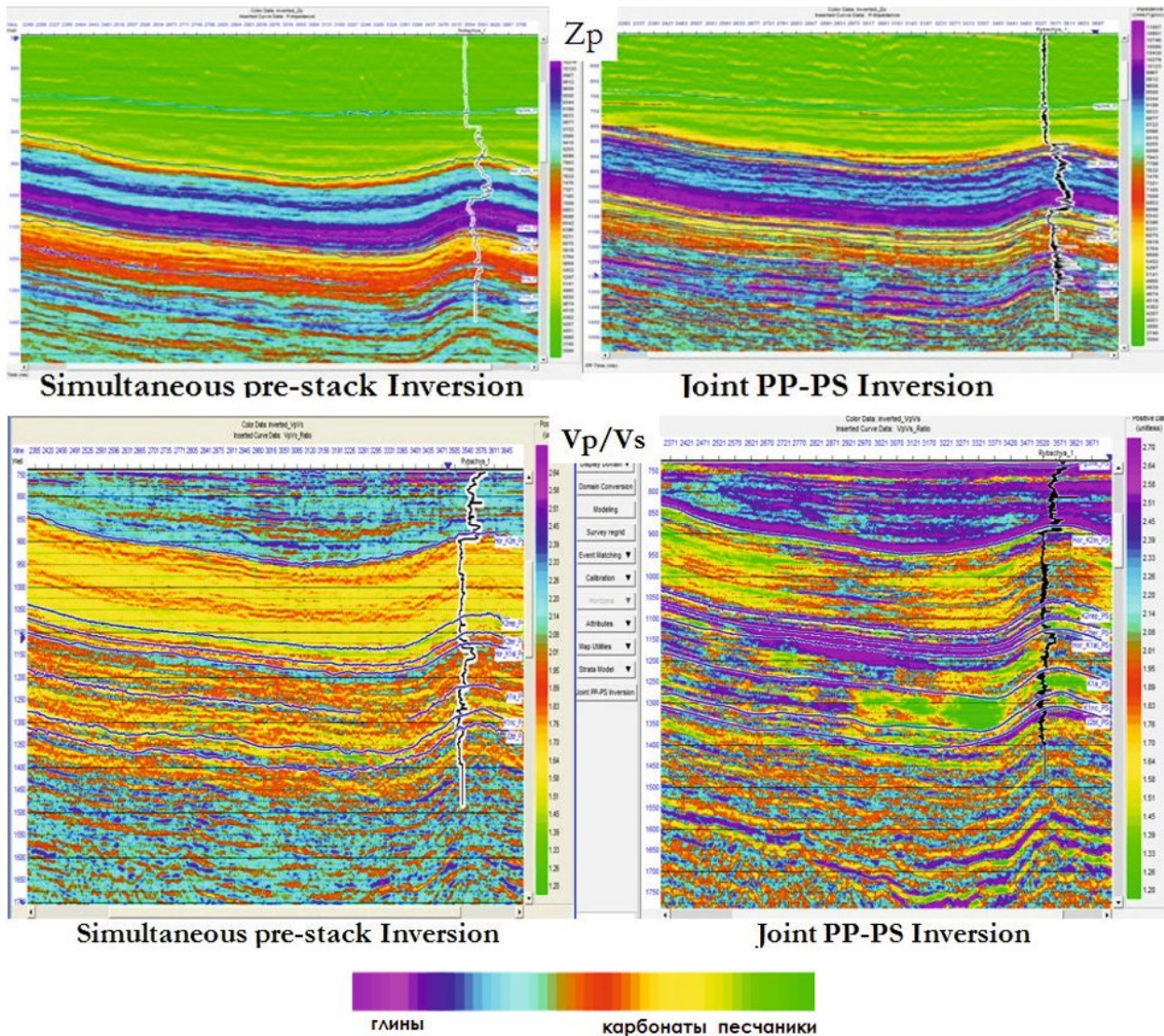
ний при решении обратной динамической задачи и осуществить совместную (т.н. Joint PP-PS Inversion - David C. Henley and at al. 2002). Совместная инверсия использует низкочастотную модель Vp , Vs и плотности, созданную для одновременной (simultaneous - Dan Hampson, Brian Russell (2005)) инверсии и обновленную согласно прослеженным и взаимосвязанным горизонтам по PP и PS волнам (1). Результаты восстановления упругого импеданса Zp , и отношения Vp/Vs одновременной и совместной инверсией приведены на рисунке 9.

Анализ полученных данных показал, что уточнение модели и использование при инверсии в уравнениях коэффициентов обмена при совместной PP-PS инверсии позволяет более детально (по латерали) дифференцировать область терригенных отложений. По вертикали (в области скважины) сдвиговый импеданс и отношение Vp/Vs восстанавливаются с большим коэффициентом корреляции (рис. 10). Полученный результат не противоречит геологической модели месторождений для района исследований.

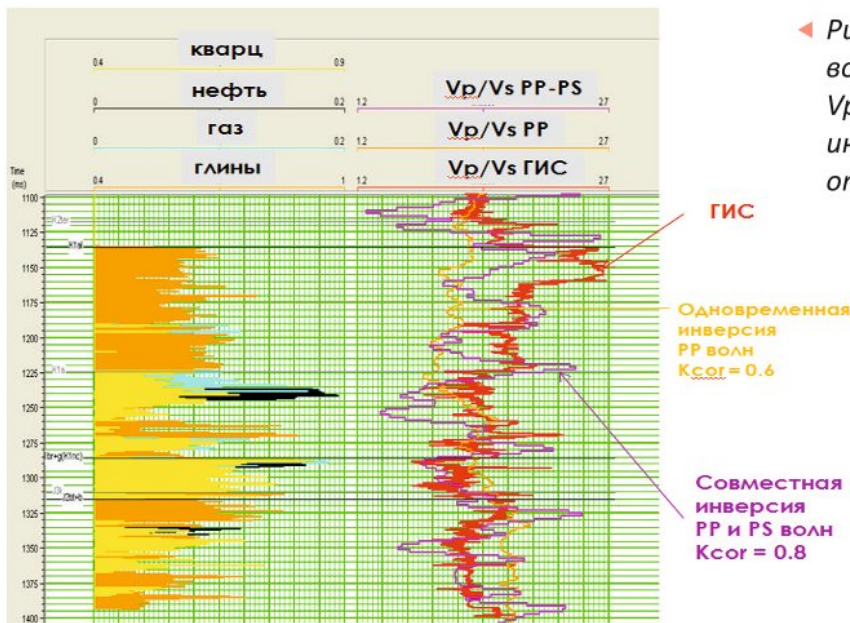
Отсутствие достаточной статистики по скважинным данным (всего одна скважина со слабым нефте- и газонасыщением)

▼ Рис. 8. Модель Vp (а) и Vs (б) для решения обратной динамической задачи.





▲ Рис. 9. Результат восстановления упругого импеданса Z_p (вверху) и отношения V_p/V_s (внизу) при решении обратной динамической задачи.



◀ Рис. 10. Сравнение результата восстановления отношения V_p/V_s различными видами инверсии в зоне целевых отложений по скважине.

на профиле сбора данных 4С не позволяет сделать корректный анализ и восстановление свойств коллектора. Хотя синтетическое флюидонасыщение коллектора показало снижение значений V_p/V_s . Во всяком случае, можно говорить о перспективах технологии 4С для данного района при изучении его нефтегазонасности.

Выводы.

- Получены информативные временные и глубинные разрезы по продольным и обменным волнам различной поляризации.
- В процессе обработки учтена несимметричность лучевой схемы распространения обменных волн.
- Выполнена миграция до суммирования во временной и глубинной областях по продольным и обменным волнам.
- Осуществлена идентификация и взаимоотожествление основных отражающих горизонтов на волновых полях продольных и обменных волн.
- Проведен петрофизический анализ скважинных данных, который показал возможность разделения карбонатных, глинизированных и песчаных пород. Также, для терригенной части разреза, показана возможность разделения на коллектор – неколлектор. Наиболее четко это разделение проявляется для отношения V_p/V_s . Для оценки свойств самого коллектора одной скважины недостаточно.
- Сравнение результатов инверсии показало преимущество совместной (Joint PP-PS Inversion), которое достигается за счет контролируемой одновременной корреляции горизонтов PP и PS волн.
- По результатам инверсии достаточно уверенно разделяются верхняя терриген-

ная, карбонатная и нижняя (целевая) терригенные части.

- В целевой зоне разделены глинизированные (более низкие значения упругого импеданса и высокие значения V_p/V_s) и песчаные породы.

- Улучшение качества коллектора коррелируется с уменьшением V_p/V_s

Полученные результаты позволяют с уверенностью говорить о перспективности поисковых работ по технологии Многоволновой сейсморазведки для данного района. Для повышения достоверности ожидаемых результатов и оценки ФЕС выделяемых коллекторов можно рекомендовать следующее:

1. Проектирование работ с многокомпонентной регистрацией необходимо предварять петрофизическим анализом данных ГИС для района работ с целью оценки возможности разделения отложений по коллекторским, а самих коллекторов по ФЕС, на основе атрибутов V_p и V_s .

2. Площадь работ должна включать хотя бы одну скважину с работами трехкомпонентного ВСП (НВСП) и несколько (минимум 2-3) скважин с широкополосным (волновым) или дипольным акустическим каротажем в области полнократного перекрытия по ОГП.

3. Работы следует проводить в пространственном варианте (3D-4C) с достаточной плотностью по ОТП. Недостатком использованной в данном проекте «обращенной» системы полевых наблюдений является отсутствие перекрытий по пунктам приема. При дальнейших работах рекомендуется использовать стандартную симметричную систему наблюдений или предусмотреть зоны перекрытия по пунктам приема для «обращенной» системы наблюдений.

4. Геологическое истолкование результатов инверсии требует более представительной статистики по скважинным данным и пространственных, более плотных систем наблюдений. Полученные данные дают все основания полагать, что комплексирование волн разных типов для акватории Каспийского моря позволит успешно решать нефтяные задачи.

Литература

1. Tessmer, G., and Behle, A., 1988, Common reflection point data stacking technique for converted waves: Geophys. Prosp., 36, 671-688.
2. David C. Henley, Gary F. Margrave, and Hongbo Zhang Preparing input data for joint PP/PS inversion CREWES Research Report . Volume 14 (2002)
3. Dan Hampson, Brian Russell, Simultaneous inversion of pre-stack seismic data. CSEG National Convention 2005
4. Коротков И.П., Кузнецов В.М. Шехтман Г.А., Череповский А.В. Особенности обработки данных многоволновой сейсморазведки. // ТЕХНОЛОГИИ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ Издательство: Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения РАН (Новосибирск) ISSN: 1813-4254. № 2 2014, С 51-69
5. В.М. Кузнецов, Г.А.Шехтман, А.В.Череповский. Методика наблюдений в многоволновой сейсморазведке// Технологии сейсморазведки, № 2 2013, с37-59

Подробнее об авторах



Кузнецов
Василий Маркович

Заместитель Генерального директора ООО "Геофизические Системы Данных" по науке. Кандидат технических наук.



Кротков
Илья Петрович

Главный геофизик ООО "Геофизические Системы Данных". Кандидат технических наук.



Тельбухов
Владимир Андреевич

Генеральный директор ООО "ГГС-Хазар"



Хортов
Алексей Владимирович

главный геолог ООО "ГГС-Хазар". Доктор геолого-минералогических наук.

Эффективность морских источников сейсмических сигналов в условиях предельно малых глубин моря

- Рудаков А.В., АО «Южморгеология», г. Геленджик,
- Гуленко В.И., ФГБОУ ВО «Кубанский госуниверситет», г. Краснодар

В настоящее время, как правило, сейсмические исследования в транзитных зонах выполняют по технологии ОВС [1, 3 и др.] с применением телеметрических регистрирующих комплексов, где в качестве датчика может служить как одиночный сейсмоприемник, так и многокомпонентный. В качестве источников сейсмических сигналов обычно применяют пневматические излучатели. Область применения морской сейсморазведки с донными косами продолжает расширяться за счет повышения спроса на сейсмические данные высокого качества для обеспечения эффективной разведки и разработки месторождений. В значительной степени этому способствует дальнейшее совершенствование технологий морской сейсморазведки с применением донных телеметрических кос.

Как известно, транзитная зона характеризуется многообразием поверхностных условий и резкой их сменой. Мощность водного слоя зачастую близка к минимальной. В таких условиях нередко возникает вопрос о качестве регистрируемых данных из-за отсутствия оптимальных условий для формирования сигнала, излучаемого пневматическим источником при малой мощности водного слоя.

При небольшой глубине акватории есть два варианта применения пневматического источника.

Первый вариант, и довольно традиционный, – это буксируемая в водном слое группа отдельных излучателей, сконфигурированная с учётом оптимальных акустических характеристик в единую конструкцию. В этих условиях суммарный объём подобных групп обычно не превышает 12–14 л.

Второй вариант, ввиду более сложной реализации пока менее распространенный, – это погружной пневматический источник, предназначенный для возбуждения упругих волн под дном моря в неглубокой скважине.

Цель данной работы – оценка эффективности и целесообразности применения этих двух решений для возбуждения сейсмического сигнала в условиях малых и предельно малых глубин.

Принимая во внимание, что оба варианта подразумевают использование именно пневматических источников, то стоит отметить, что наиболее широкое применение в последние годы получили скважинные пневмоисточники фирмы «Bolt Technology Inc». Эти источники выпускаются в разных исполнениях: как для работы в чистой воде при обычной морской сейсморазведке, так и в скважинной модификации DHS, известные также как Mud Guns (грязевые пушки), которые используются в сильно загрязненных акваториях, в болотистой местности и для возбуждения упругих волн в скважинах. Основное отличие этих источников – высокая защищенность от попадания абразивных частиц в трущиеся узлы источника и высокая надежность при работе в сильно загрязненной среде.

Транзитная, или переходная зона, как особый вид сейсмогеологических условий, характеризуется целым набором специфических факторов, создающих особые трудности при проведении сейсморазведочных работ. К числу таких факторов относятся:

1. Интерференция упругих волн в водном слое.

2. Влияние границ «вода-воздух» и дно на акустические характеристики пневматических источников.

3. Потери энергии на неупругие деформации при распространении сейсмических волн в неконсолидированных грунтах донной толщи и др.

4. Латеральная изменчивость донного грунта.

5. Неоднородность строения дна.

6. Волны-помехи.

7. Влияние водной растительности.

С разной степенью полноты эти вопросы рассматриваются в ряде публикаций [2, 4, 5, 6–8 и др.].

Вначале рассмотрим влияние границ и интерференции упругих волн в водном слое глубиной H на акустические характеристики источника, буксируемого на глубине $h_u \leq H$. Вследствие многократных отражений в водном слое от границы «вода-воздух» с коэффициентом отражения -1 и от границы дна с коэффициентом отражения равным k_{omp} волна, излучаемая источником в нижнее полупространство, является интерференционной. При этом выражение, описывающее профиль интерференционной волны давления, излучаемой в любом направлении α_2 нижнего полупространства (угол α_2 отсчитывается от вертикали: $-\pi/2 \leq \alpha_2 \leq \pi/2$), полученное в приближении плоских волн, в дальней зоне (без учета расхождения) может быть записано в виде суммы волн, излучаемых действительным излучателем и бесконечной цепочкой мнимых излучателей, расположенных в верхнем полупространстве [3–5]:

$$F(t) = k_{np\downarrow} \cdot \sum_{l=0}^{\infty} (-k_{отр})^l [f(t - l \cdot \tau_1) - f(t - l \cdot \tau_1 - \tau_2)], \quad (1)$$

где $\tau_1 = 2H/(C \cdot \cos \alpha_1)$; $\tau_2 = 2h/(C \cdot \cos \alpha_1)$; $l = 0; 1; 2; \dots$; $C = 1500$ м/с – скорость звука в

воде; $f(t)$ – профиль волны давления, излучаемой источником в безграничном пространстве (функция источника); α_1 – угол выхода луча из источника (отсчитывается от вертикали); k_{omp} – коэффициент отражения от дна; $k_{np\downarrow}$ – коэффициент преломления волны при переходе из водного слоя в нижнее полупространство.

Комплексный спектр этой функции имеет следующий вид:

$$S_F(i\omega) = k_{np\downarrow} \cdot S_f(i\omega) \cdot \sum_{l=0}^{\infty} (-k_{отр})^l e^{-i\omega \cdot l \cdot \tau_1} (1 - e^{-i\omega \cdot \tau_2}), \quad (2)$$

где $S_f(i\omega)$ – комплексный спектр функции $f(t)$.

Отсюда обобщенная комплексная интерференционная характеристика источника в водном слое может быть получена в виде:

$$K_u(i\omega, h, H) = S_F(i\omega) / S_f(i\omega) = k_{np\downarrow} \cdot (1 - e^{-i\omega \cdot \tau_2}) \sum_{l=0}^{\infty} (-k_{отр\downarrow})^l e^{-i \cdot l \cdot \omega \cdot \tau_1}. \quad (3)$$

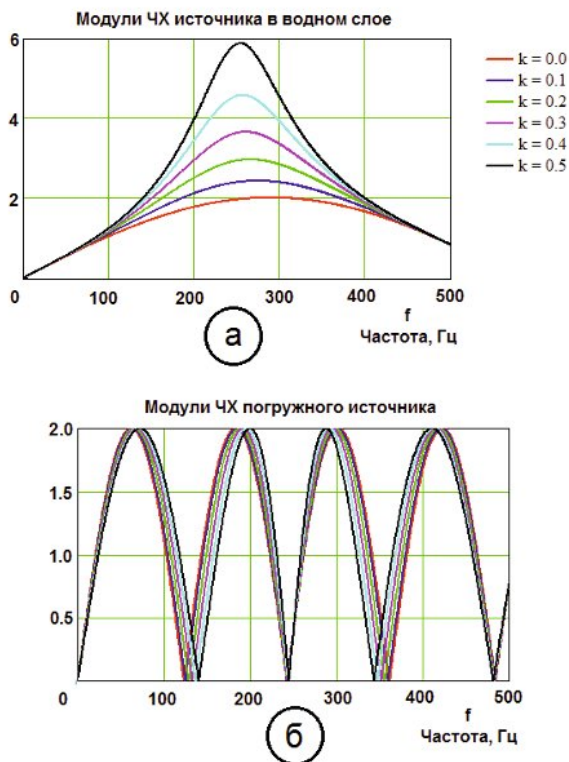
При излучении вертикально вниз ($\alpha_1 = 0$) аналогичное выражение можно получить и для погружного источника, расположенного в поддонной толще в скважине глубиной $H_{скв}$ (глубина отсчитывается от дна моря):

$$K_{скв}(i\omega, H_{скв}, H) = 1 - e^{-i\omega \cdot \tau_2} \cdot (k_{отр\uparrow} - k_{np\uparrow} \cdot k_{np\downarrow}) \cdot \sum_{l=1}^{\infty} [(-1)^l \cdot (k_{omp\downarrow})^{l-1} \cdot e^{-i\omega \cdot l \cdot \tau_1}] \quad (4)$$

где $\tau_1 = 2 \cdot H/C$; $\tau_2 = 2 \cdot H_{скв}/V$; V – скорость упругих волн в поддонной толще; $k_{omp\uparrow}$, $k_{omp\downarrow}$, $k_{np\uparrow}$, $k_{np\downarrow}$ – коэффициенты отражения и преломления на границе дна, стрелками показано направление падения волны на границу.

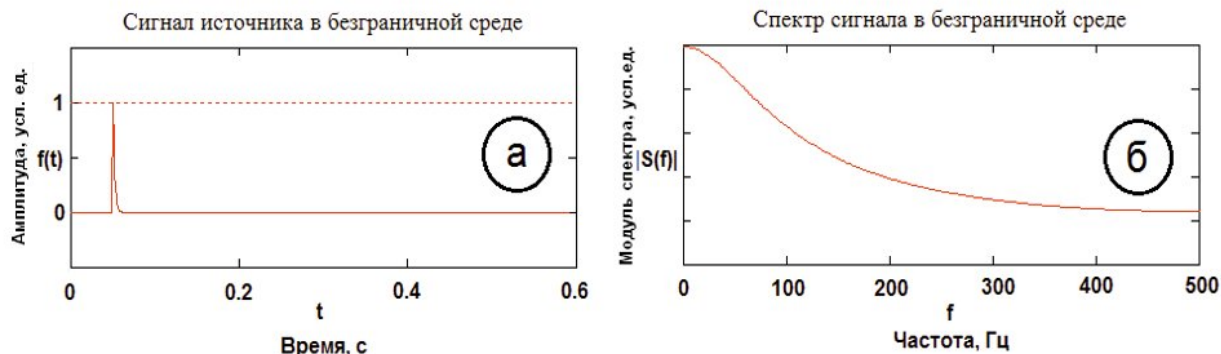
В качестве примера на рис.1 приведены модули этих характеристик при глубине моря $H = 1.5$ м, $\alpha_1 = 0$ и при разных коэффициентах отражения от дна: $k_{omp\downarrow} =$

0; 0.1; 0.2; 0.3; 0.4 и 0.5. Глубина погружения пневмоисточника в водном слое – рис.1 (а) – составляет $h = 1.3$ м, погружной источник – рис.1 (б) – находится в скважине глубиной $H_{скв} = 2.5$ м (от дна), скорость упругих волн в донном грунте $V = 800$ м/с.



▲ Рис. 1. Модули частотных характеристик пневмоисточников при глубине моря $H = 1.5$ м, $\alpha_1 = 0$; (а) – глубина источника в водном слое $h = 1.3$ м; (б) – погружной источник в скважине $H_{скв} = 2.5$ м.

Пусть сигнал, излучаемый источником в безграничной среде, имеет следующий вид – рис.2.



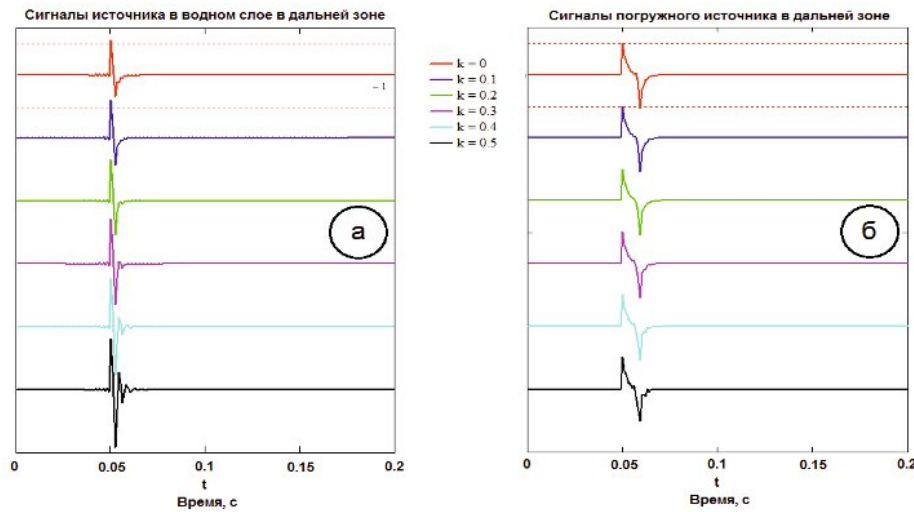
▲ Рис. 2. Сигнал источника в безграничной среде и его амплитудный спектр.

Тогда, с учетом частотных характеристик (3) и (4), сигналы рассматриваемых источников, излучаемые в вертикальном направлении, в дальней зоне будут иметь вид, показанный на рис. 3.

Как следует из сопоставления характеристик и сигналов, представленных на рис.1 и рис.3, частотная характеристика источника, находящегося в водном слое, существенно зависит от глубины моря. При малых глубинах водного слоя максимум характеристики смещается в область относительно высоких частот ($f_{max} = 1/(2 \cdot \tau_1)$), при этом частоты сейсмического диапазона оказываются в полосе гашения. Как видно из (4) и рис.2(б), частотная характеристика погружного источника при $\tau_2 \gg \tau_1$ слабо зависит от глубины моря и практически не зависит от жесткости дна. Сейсмические частоты в излучении погружного источника при этом находятся в полосе пропускания в пределах первого лепестка частотной характеристики, ширина которого, как следует из выражения (4) при $k_{опр\downarrow} = 0$, определяется выражением: $\Delta f = (\tau_1 + \tau_2)^{-1}$.

Теперь выясним, что происходит в приемнике, который на предельном мелководье обычно находится на дне водного слоя, после отражения сейсмической волны от глубокой границы.

При сейсморазведочных работах на предельном мелководье для приема отраженных волн обычно применяются



▲ Рис. 3. Сигналы источника в водном слое (а) и погружного источника (б) в дальней зоне при разных коэффициентах отражения от дна.

«PZ dual sensor» – системы датчиков гидрофон + вертикальный геофон [3, 5], которые располагаются на дне моря на глубине H . Вследствие многократных отражений в водном слое волна, приходящая к приемнику снизу так же, как и волна, излучаемая источником в нижнее полупространство, является интерференционной.

Поэтому обобщенная комплексная интерференционная характеристика гидрофона на дне водного слоя может быть получена в аналогичном виде [3]:

$$K_h(j\omega, H) = G_h(\omega) \cdot k_{np\uparrow} (1 - e^{-j\omega\tau_1}) \sum_{l=0}^{\infty} (-k_{omp\downarrow})^l e^{-j\omega \cdot l\tau_1}, \quad (5)$$

где $G_h(\omega)$ – собственная частотная характеристика гидрофона.

Немного иначе обстоит дело для вертикального геофона, установленного на дне водного слоя и имеющего упругий контакт с донным грунтом. В этом случае по сравнению с гидрофоном, регистрирующим волны давления, волны сжатия и разрежения, отраженные от поверхности «вода – воздух», геофоном регистрируются с обратными знаками. Соответствующая обобщенная комплексная интерференционная характеристика геофона,

установленного на дне водного слоя, имеет следующий вид [3]:

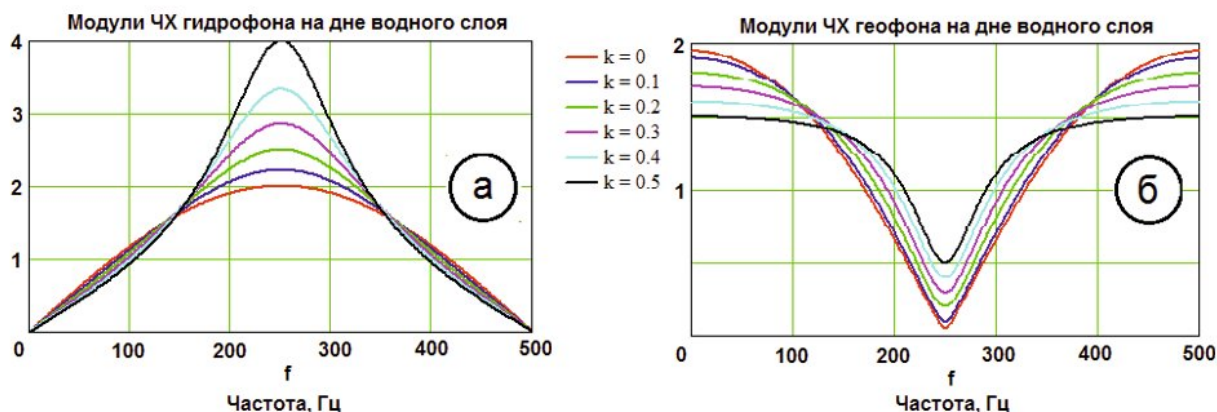
$$K_g(j\omega, H) = G_g(\omega) \cdot Q_g(\alpha_2) \cdot \left[1 + (1 - k_{отр}^2) \sum_{l=1}^{\infty} (-k_{отр})^{l-1} e^{-j\omega \cdot l\tau_1} \right],$$

где $G_g(\omega)$ – собственная частотная характеристика геофона, $Q_g(\alpha_2) = \cos(\alpha_2)$ – характеристика направленности вертикального геофона 1-го рода (угол α_2 отсчитывается от вертикали).

На рис.4 приведены модули частотных характеристик установленных на дне гидрофона (а) и геофона (б) при глубине моря $H = 1.5$ м, $\alpha_1 = 0$ и при разных коэффициентах отражения от дна: $k_{omp\downarrow} = 0; 0.1; 0.2; 0.3; 0.4$ и 0.5 .

Сравнивая представленные на рис. 4 характеристики, можно говорить о том, что при глубине моря 1.5 м полоса пропускания Z-геофона соответствует сейсмическому диапазону частот 0–200 Гц, в отличие от гидрофона, частотная характеристика которого смещена в область более высоких частот с максимумом около 250 Гц и полосой пропускания в интервале 150–350 Гц.

На рис.5 приведены сигналы источника, буксируемого в водном слое, отраженные от глубокой границы и зарегистриро-



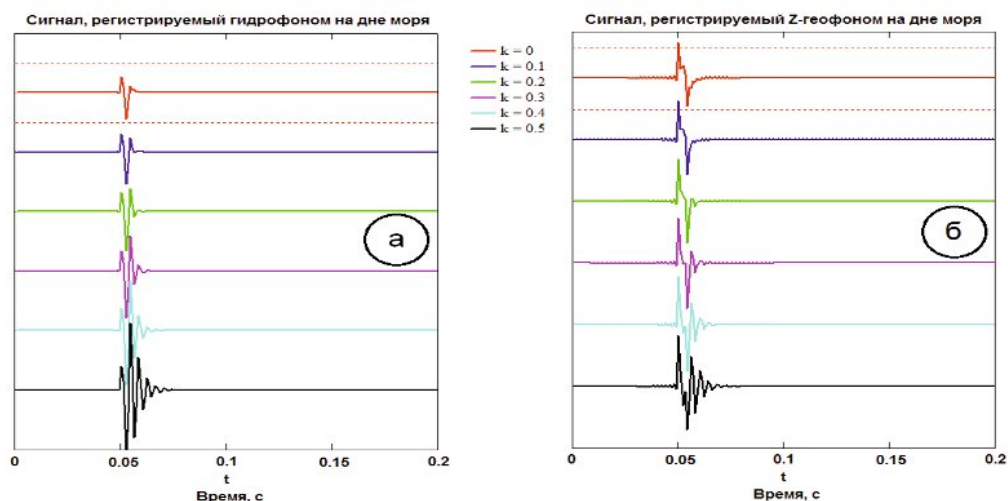
▲ Рис. 4. Модули частотных характеристик гидрофона (а) и геофона (б), установленных на дне моря; $H = 1.5$ м, $\alpha_1 = 0$; (а).

ванные гидрофоном (а) и Z-геофоном (б) на дне моря, рассчитанные для разных коэффициентов отражения от дна. На рис.6 приведены сигналы погружного источника, расположенного в скважине на глубине $H_{\text{скв}} = 2.5$ м от дна, отраженные от глубокой границы и зарегистрированные гидрофоном (а) и Z-геофоном (б) на дне моря, рассчитанные для тех же коэффициентов отражения от дна.

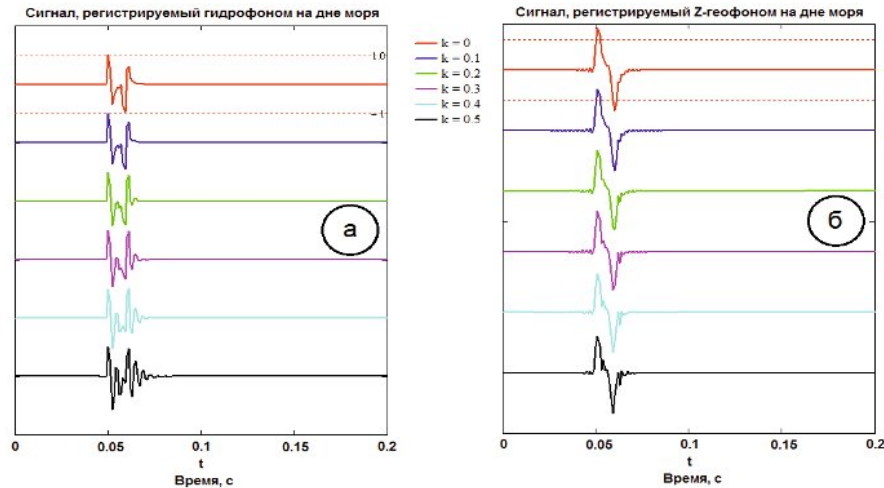
Различие сигналов, возбуждаемых буксируемым в водном слое источником, отраженных от глубокой границы и зарегистрированных гидрофоном и Z-геофоном на дне моря, при прочих равных параметрах обусловлено различиями их

частотных характеристик, представленных на рис.4.

Результаты расчёта, представленные на рис. 6, свидетельствуют о том, что применение погружного источника, при прочих равных условиях, практически полностью позволяет избежать влияния коэффициента отражения от дна на форму отраженного сигнала, регистрируемого гидрофоном, и вовсе нивелирует влияние данного параметра при регистрации отраженного сигнала геофоном. Из сопоставления сигналов, представленных на рис. 3(б) и 6(б), также следует, что геофон практически без искажений обеспечивает регистрацию сигналов,



▲ Рис. 5. Сигналы источника, буксируемого в водном слое, отраженные от глубокой границы и зарегистрированные гидрофоном (а) и Z-геофоном (б) на дне моря, рассчитанные для разных коэффициентов отражения от дна.



▲ Рис. 6. Сигналы погружного источника, расположенного в скважине на глубине $H_{\text{скв}} = 2.5$ м от дна, отраженные от глубокой границы и зарегистрированные гидрофоном (а) и Z-геофоном (б) на дне моря, рассчитанные для тех же коэффициентов отражения от дна.

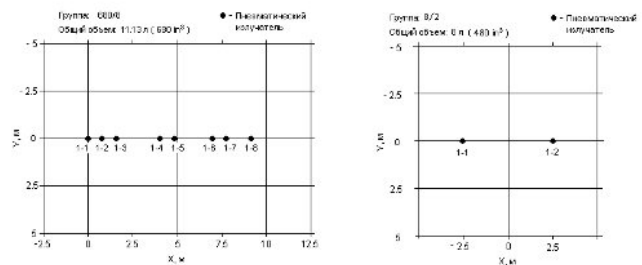
возбуждаемых погружным источником.

Рассмотрим результаты опытно-методических испытаний по опробованию этих источников в лиманно-плавневой зоне.

Возбуждения упругих волн выполнялись в лимане, глубина акватории которого составила 1.5 м. Как отмечалось ранее, в качестве источника сейсмического сигнала использовались пневмопушки фирмы «Bolt Technology Inc». В качестве системы сбора данных использовалась телеметрическая система «ARAM ARIES II». Учитывая то, что работы проводились в лиманно-плавневой зоне, регистрация сигнала осуществлялась как на геофоны, так и на гидрофоны, в зависимости от поверхностных условий.

На рис. 7 приведены конфигурации двух пневматических источников, которые применялись для возбуждения упругих волн при проведении опытно-методических работ. Объем буксируемого группового пневмоисточника составляет 11.13 л, группа состоит из восьми одиночных пневмоизлучателей разного объема. Объем погружного (скважинного) источника составляет 8 л. Группа состоит из 2-х пневмоизлучателей по 4 л каждый.

На рис. 8 представлена сейсмограмма, зарегистрированная на одном и том же пикете, при возбуждении групповым источником в водном слое (слева) и погружным пневматическим источником (справа).

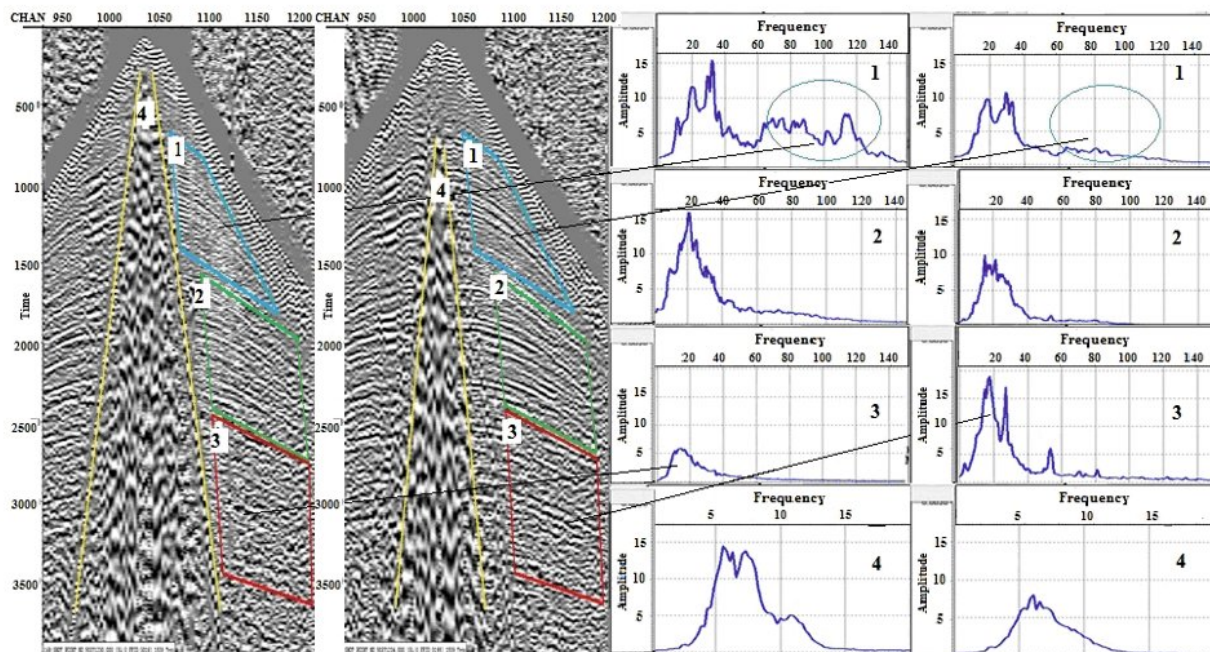


▲ Рис. 7. Конфигурации двух вариантов групповых пневмоисточников, применяемых на предельном мелководье.

Проведя анализ волновой картины в 4-х различных окнах сейсмограммы, можно отметить следующее:

1. Поверхностная низкоскоростная и низкочастотная волна выражена интенсивнее на сейсмограмме с излучением от группового источника. Об этом же свидетельствуют и спектры помехи в окне 4.

2. В 1-ой группе целевых отражений (окно 1) при излучении групповым пневмоисточником регистрируется высокочастотная помеха в области 100 Гц. Анализируя рис.1, где приведен модуль частотной характеристики источника, мы



▲ Рис. 8.

убеждаемся в корректности модельных расчётов. В области же частот 10–40 Гц, где и сосредоточена в основном энергия целевых отражений, амплитуда сигнала практически одинакова для обоих источников. Визуальная оценка сейсмограмм позволяет говорить о более выразительной прослеживаемости годографов при возбуждении погружным источником.

3. В интервале времен 1.5–2.5 с (окно 2) высокочастотная помеха от группового буксируемого пневмоисточника становится менее интенсивной и спектр сигнала приобретает более классический вид. Однако визуальная прослеживаемость отражений всё так же преобладает при использовании буксируемого источника.

4. Наиболее явным преимуществом применения погружного источника является наличие глубинных низкочастотных отражений на временах 2.5–3.5 с (окно 3).

Сравнивая результаты опытно-методических работ и модельных теоретических расчетов, необходимо еще учитывать и то обстоятельство, что регистрация сейсмограмм была выполнена с дискрет-

ностью 2.0 мс, т.е. в полосе частот, ограниченной сверху граничной частотой фильтра зеркальных частот в 205 Гц, что безусловно привело к существенному нивелированию различий частотных характеристик источников и приемников. При дискретности регистрации в 1.0 мс и, соответственно, в полосе частот до 410 Гц такое различие было бы значительно более выраженным.

Таким образом, проведя сравнительный анализ буксируемого и погружного источников, на основе теоретических расчетов и результатов реальных опытно-методических испытаний, можно с уверенностью утверждать о большей эффективности применения последнего в условиях предельного мелководья, особенно в сочетании с приемниками геофонами.

При глубинах акватории свыше 2–3 м для оценки эффективности применения источников с приемниками разных типов необходимо учитывать и другие факторы, в частности, существенное влияние двух этих технологий возбуждения упругих волн на производительность полевых

работ. Однако данный вопрос требует отдельного детального рассмотрения и будет представлен в последующих работах.

Литература

1. Ампилов Ю.П. Презентация «PGS» Тенденции в развитии рынка сейсморазведочных работ на российском шельфе // Сейсмические технологии, <Москва 2014>, тезисы докладов.
2. Ггельганц А.А., Серебренников Г.П. и др. Отчет по теме 105-80Н.: Совершенствование методики сейсмических исследований на мелководном шельфе (в 2-х частях). – Мурманск, НИИМоргеофизика ВМНПО «Союзморгео», 1983, с. 75-80.
3. Гуленко В.И., Земцова Д.П., Долинин А.Н., Коновалова Ю.И. Особенности обработки данных морской сейсморазведки, полученных с донными приемниками на основе системы датчиков гидрофон+геофон // Приборы и системы разведочной геофизики. – 2009. – № 3 (29). – С. 9–12.

4. Гуленко В.И., Карпенко В.Д., Шлыков В.А. Влияние внешнего акустического поля и границ водного слоя на акустические характеристики пневматического излучателя. – Сб. «Разведочная геофизика», вып.110. – М.: Недра, 1989, с.98-105.

5. Гуленко В.И., Шумский Б.В. Технологии морской сейсморазведки на предельном мелководье и в транзитной зоне: Монография. – Краснодар: КубГУ, 2007. – 111 с.

6. Морская сейсморазведка: Под ред. А. Н. Телегина, 2004, М., Геоинформмарк, с. 150.

7. Мосякин А.Ю. Особенности сейсморазведки в лиманно-плавневой зоне Краснодарского края // Приборы и системы разведочной геофизики: Ежеквартальное официальное издание Саратовского отделения ЕАГО, № 1 – 2005 г. С.40-41.

8. Mougenot D. Транзитная зона: последний рубеж сейсморазведки // Приборы и системы разведочной геофизики: Ежеквартальное официальное издание Саратовского отделения ЕАГО, № 1 – 2005 г. С.10-13.

Подробнее об авторах



Рудаков
Александр Владимирович

начальник ГГЭ «ЮМГСейс»
АО «Южморгеология»



Гуленко
Владимир Иванович

профессор кафедры
геофизики геологического
факультета КубГУ,
д.т.н., профессор

Почувствуйте разницу!

Об опыте разработки и внедрения высокочувствительных сейсморазведочных датчиков нового поколения

- Агафонов В.М., Курков С.В., Егоров И.В., ООО «ИГЕО», г.Москва
- Слонов Д.Н.

Центр молекулярной электроники МФТИ в партнерстве с компанией «Р-сенсорс» успешно занимаются разработкой датчиков инерциального движения и систем на их основе. Организации ведут исследования в таких областях, как молекулярная электроника, электрохимия, сейсморазведка, сейсмология, геофизика и инерциальная навигация.

За это время группа компаний «Р-сенсорс» приобрела статус лидера в области разработки и производства отечественного сейсмологического оборудования, которое она продает больше чем в 15 стран мира. Приборы, серийно изготавливаемые в Р-сенсорс, построены на принципе молекулярно-электронного преобразования. В отличие от традиционных широкополосных приборов, молекулярно-электронные датчики являются более простыми и надежными инструментами, устойчивыми к механическим воздействиям, возникающим в процессе переноски, упаковки-распаковки и транспортировки.

Отличительной особенностью молекулярно-электронных преобразователей является исключительно высокая чувствительность и высокая крутизна преобразования механического сигнала в электрический ток, а также широкий частотный и динамический диапазоны. Данные свойства обеспечивают возможность создания сейсмодатчиков – геофонов и акселерометров с частотой среза на низких частотах от тысячных долей герца и до частот порядка килогерца.

Среди самых перспективных разработок группы компаний «Р-сенсорс» выделяются сейсмодатчики (геофоны и акселерометры), предназначенные для поиска

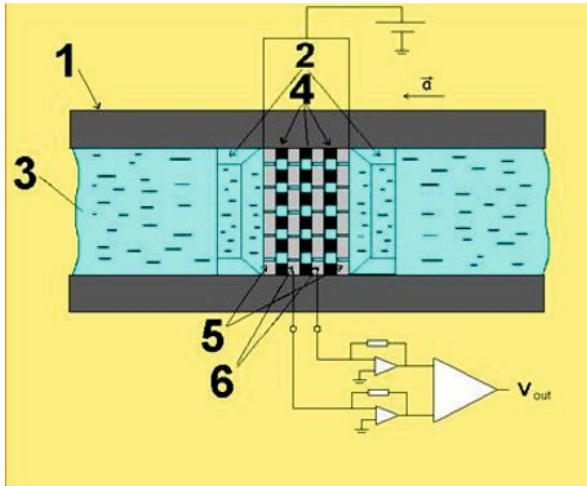
нефти и газа, создаваемые под брендом «ИГЕО» (www.igeosensors.com). Специально созданная для реализации этого проекта компания ООО «ИГЕО» сумела привлечь финансирование со стороны Фонда посевных инвестиций Российской Венчурной Компании (ФПИ РВК) и Фонда Сколково, провела полевые работы, подтверждающие эффективность использования разработанных приборов, а также получила положительные отзывы от экспертов отрасли – крупных нефтедобывающих и нефтесервисных компаний, заинтересованных в повышении точности результатов сейсморазведочных исследований.

Принцип работы молекулярно-электронных датчиков.

Принцип действия молекулярно-электронных датчиков движения основан на механизме конвективно-диффузионного переноса заряда между электродами преобразователя в условиях вынужденной конвекции, возникающей при наличии внешнего механического воздействия. Важнейшим отличием молекулярно-электронных датчиков от инерционных измерителей параметров движения других типов является то, что в нем роль инерционной массы играет рабочая жидкость — раствор электролита, протекающий через преобразователь вследствие внешнего механического воздействия.

Основным элементом таких приборов является молекулярно-электронный преобразователь, схематично показанный на Рис. 1. Внутри трубки 1, выполненной из диэлектрического и химически стойкого материала и заполненной раствором электролита 2, расположены

две пары перфорированных электродов 3 и 4, обеспечивающие возможность свободного протекания жидкости через электродный узел в случае возникновения движения электролита в трубке преобразователя.

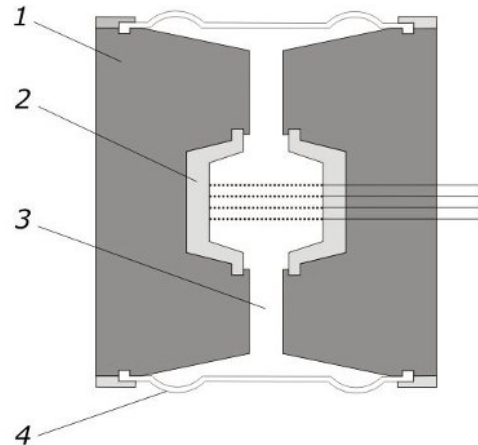


▲ Рис. 1. Молекулярно-электронный преобразователь: 1 — диэлектрическая трубка (корпус преобразователя); 2, 4 — установочные элементы; 3 — электролит, 5, 6 — электроды.

В рабочем режиме к каждой паре электродов преобразователя прикладывается постоянная разность потенциалов, обеспечивающая в отсутствие внешнего сигнала протекание фонового тока между анодом и катодом каждой электродной пары, обусловленного обратимыми окислительно-восстановительными реакциями на аноде и катоде.

В случае возникновения движения рабочей жидкости в трубке преобразователя возникает конвективная составляющая тока между электродами преобразователя и соответствующий отклик в виде электрического сигнала, снимаемого с электродов. Коэффициент преобразования внешнего механического сигнала в электрический ток при этом имеет исключительно высокую величину, гарантируя высочайшую чувствительность датчика. Для того чтобы преобразователь мог использоваться в качестве линейного датчика движения, концы трубки 1 закры-

ваются эластичными мембранами (Рис. 2). Тогда, при возникновении внешнего ускорения электролит в канале преобразователя приходит в движение, поднося или относя носители заряда к электродам, что отражается в изменении тока во внешней цепи.



▲ Рис. 2. Датчик линейных движений.

Полевые работы.

Полевые испытания экспериментальных образцов молекулярно-электронных однокомпонентных сейсмодатчиков MTSS-1021 в составе многоканального информационно-измерительного сейсморазведочного комплекса (ИИСК-МЭСД) производства ОАО "СКБ СП" (система "SCOUT" с беспроводной передачей данных) были проведены в условиях реального сейсморазведочного эксперимента на тестовых территориях (с. Спасское Оренбургской обл. и хутор Графский Ставропольского края) с хорошо известными геологическими условиями.

Целью сейсморазведочного эксперимента являлась отработка 2D-профилей методом ОГТ. Общий объем выполненных работ составил порядка 300 пог.км.

Для проведения полевых испытаний было изготовлено 440 экспериментальных образцов молекулярно-электронных однокомпонентных сейсмодатчиков MTSS-1021 со встроенными сменными аккумуляторными батареями и универсальными кабельными выводами, сов-

местимыми с полевыми блоками сейсм-осистемы «SCOUT».



▲ Рис. 3. Экспериментальный образец геофона.

Сейсмодатчики расставлялись на профилях длиной порядка 18 погонных километров с шагом ПП - 25 м и шагом ПВ - 50 м. В качестве источников возбуждения в основном использовались виброисточники СВ27/150, NOMAD65. Один профиль был отработан с использованием взрывного источника, что гарантировало широкий спектр возбуждаемого сигнала. Важно то, что данный профиль был отработан с одновременной регистрацией датчиками ИГЕО и стандартной группой из 12 геофонов GX-20 по двум параллельным линиям.

Предварительный анализ полученных данных показал, что при обработке сейсмической информации в частотном диапазоне от 10 Гц временной разрез, полученный с помощью экспериментальных образцов молекулярно-электронных однокомпонентных сейсмодатчиков MT-SS-1021, хорошо коррелирует с временным разрезом, полу-

▼ Рис. 4. Проведение полевых работ с экспериментальными датчиками.

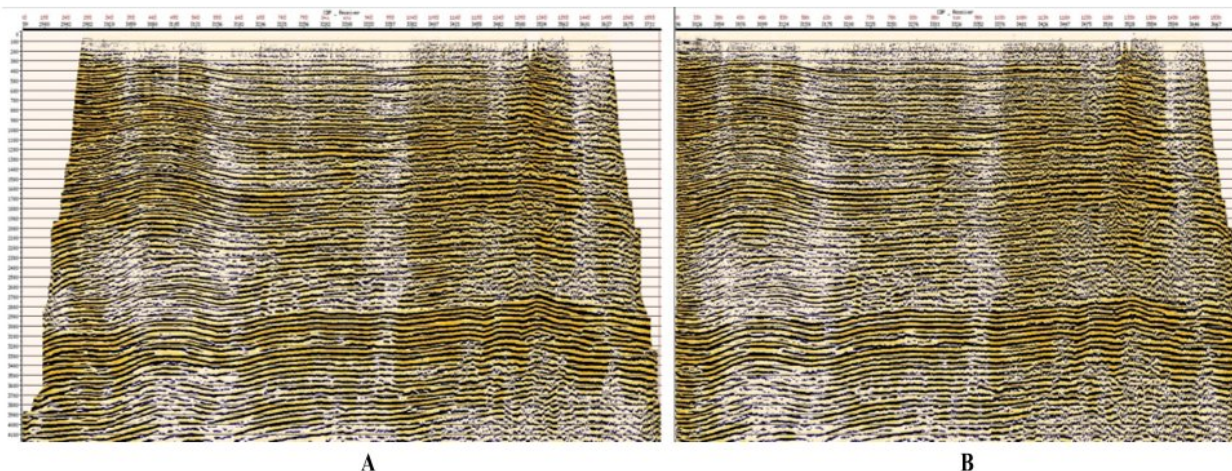


▲ Рис. 5. Проверка идентичности экспериментальных датчиков.

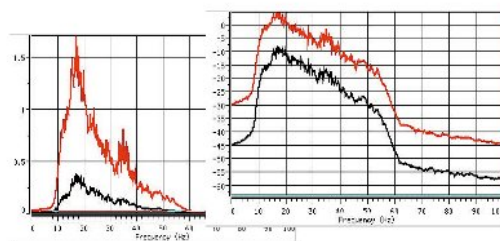
ченным с помощью сейсмодатчиков GX-20. А это значит что наши датчики справились с этой задачей и, несмотря на определенные трудности, связанные с необходимостью дополнительной подготовки персонала партии к обращению с данными приборами, результат оценен заказчиком положительно.

К сожалению, основной задачей проведенных работ было получение новой геологической информации о регионе исследования. Задача, конечно, важная и нужная. И на нее выделялись бюджетные средства. Однако, все преимущества сейсмодатчиков нового поколения продемонстрировать не удалось, поскольку информация, зарегистрированная с помощью этих сейсмодатчиков в низкочастотном (до 10 Гц) и высокочастотном (свыше 100 Гц) диапазонах, при обработке сейсмоданных не была использована.

Одной из перспективных областей использования уникальных возможностей молекулярно-электронных датчиков является низкочастотное сейсмическое зондирование (НСЗ) — метод сейсморазведки, основанный на анализе спектральных характеристик низкочастотной (1—10 Гц) энергии естественного сейсмического фона над залежами углеводородов. Теория метода базируется на механике флюидонасыщенной трещиновато-пористой



▲ Рис. 6. Фрагменты разрезов после нескольких итераций автоматической коррекции статических и кинематических поправок и суммирования с сохранением амплитуд с подобранными для визуализации коэффициентами усиления и их амплитудно-частотные спектры.
 А) R – обычные сейсмоприемники (черная линия на амплитудно-частотных спектрах);
 В) O – одиночные сейсмоприемники (красная линия на амплитудно-частотных спектрах).



среды. Контрастные геологические границы, такие как осадочный чехол, фундамент, тектонические нарушения, а также неоднородности в виде соляных пластов, залежей углеводородов вызывают перераспределение сейсмической энергии, выражающееся в формировании явных максимумов в спектре. Образованные присутствием нефтегазонасыщенного коллектора максимумы имеют свои отличительные признаки. Анализ распределения максимумов сейсмической энергии по площади исследований позволяет дифференцировать зоны по нефтегазоперспективности. Предпосылками для разработки метода НСЗ стал эффект аномального низкочастотного естественного сейсмического фона над нефтегазовой залежью. Как нам представляется, использование датчиков ИГЕО при выполнении низкочастотного сейсмического зондирования залежи углеводородов позволило бы существенно повысить эффективность данного вида сейсмических исследований.

Сегодня можно констатировать, что компанией ИГЕО создано сейсморазве-

дочное оборудование нового класса чувствительности и сейчас планируется масштабирование производства с целью его оптимизации и снижения себестоимости продукции. При этом, предлагаемая технология проще реализованной в стандартных приборах, основанных на электродинамическом принципе. А это означает, что при массовом производстве цена датчика будет, как минимум, сопоставима с существующими сегодня одиночными датчиками типа GS-One.

Проведенные работы, прежде всего, подтвердили заявленную производителями чувствительность датчиков в диапазоне 1-300 Гц. Вместе с тем, в ходе работ был выявлен ряд конструктивных недостатков новых сейсмодатчиков. Прежде всего, это касается организации электропитания датчиков. В частности, встроенные в датчики аккумуляторы сложны в обслуживании, нуждаются в регулярной замене и должны иметь удобную индикацию заряда. Хрупкий корпус требует бережного обращения. В то же время у прибора есть и очевидные плюсы. К ним, помимо основного - увеличенного диапа-

зона чувствительности, можно отнести тот факт, что данные приборы более терпимы к точности угла установки в грунт по сравнению со стандартными приборами

На наш взгляд полученные результаты свидетельствуют о больших перспективах внедрения данной технологии. В настоящее время подготовлена новая модель датчика, с теми же параметрами по чувствительности, но уже с устраненными отмеченными выше недостатками. Нам удалось существенно доработать конструкцию прибора, разработать более удобный для работы в полевых условиях и при массовом производстве корпус. Мы преодолели сложности, связанные с неудобством частой смены аккумуляторов, теперь они работают несколько недель, что вполне достаточно для проведения работ, и, при необходимости, удобно заменяются прямо в поле.

В планах компании ИГЕО выпустить до конца года пилотную партию датчиков на 1000 каналов для демонстрации достоинств нового оборудования вместе с заказчиками, имеющими заинтересованность в высокочувствительных сейсмодатчиках, провести полевые работы.

Снижение себестоимости и хорошие выходные характеристики нашей продукции обеспечивают ей хорошие позиции в конкурентной борьбе как с геофоном GS-

One компании Geospace, с одной стороны, так и с акселерометрами VectorSeis компании INOVA и GAC UniQ компании WesternGeco, с другой стороны. Об этом свидетельствуют данные, приведенные в таблице 1.

Учитывая то, что в нашей стране нет ни одного отечественного производителя высокочувствительных геофонов, компания ООО «ИГЕО» готова реализовать программу импортозамещения в части массового производства геофонов нового поколения.

Для этого нужна заинтересованность российских нефтяных и сервисных геофизических компаний в данного вида продукции. Компания ООО «ИГЕО» готова вместе ними отработать на полигонах, где эффект использования высокочувствительного оборудования будет ожидаем, всю технологическую цепочку с подбором параметров источника, определением графа обработки материалов, формированием базовых интерпретационных моделей.

Мы приглашаем к сотрудничеству экспертов геофизиков, нефтяные и сервисные компании, отраслевые научные институты, ведь в отрасли есть актуальные задачи, которые нужно решить с помощью датчиков ИГЕО. Мы предлагаем провести совместные работы в рамках

▼ Табл. 1.

Геофон (производитель)	Частотный диапазон (собственная частота – верхний предел)	Коэффициент преобразования	Допустим ый угол наклона	Масса
-	Гц	В/(м/с)	-	г
Геофон ИГЕО	1 - 300	250	Любой	400
GS-ONE (Geospace)	10 - 240	85,8	10°	130
GS-20DX (Geospace)	10 - 160	27,5	20°	86
SM-24 (ION)	10 - 240	28,8	10°	74
PS-10R (Sunful)	10 - NA	85,8	NA	141

▼ Табл. 1. (продолжение)

Акселерометр (производитель)	Частотный диапазон	Собственный шум	Энергопотребление	Масса
-	Гц	нг/√Гц	Вт	г
Акселерометр ИГЕО	0,1 - 120	40 (10 Гц)	0,20	250
GAC UniQ (1C) (WesternGeco)	NA	42 (3-200Гц)	0,10	390
VectorSeis (3C) (INOVA)	NA	44 (3-375Гц)	NA	625

ваших текущих проектов, решить стоящие перед Вами задачи с помощью отечественного оборудования и убедиться в его преимуществах на деле.

Литература

1. «Чуткости не занимать» - статья в научный журнал «Поиск», №46, 18 ноября 2016 г.
2. «Молекулярно-электронные преобразователи в современных измерительных приборах» - статья в журнал «Успехи современной радиоэлектроники», №9, 2014 г.
3. «Технологические основы преобразователей параметров движения на принципах переноса массы и заряда в электрохимических микросистемах» - журнал «Электрохимия», 2012, том 48, №7, стр. 1–10.
4. Huang H., Agafonov V., Yu H. (2013). Molecular electric transducers as motion sensors: A review. *Sensors (Switzerland)*, 13(4), 4581–4597.
5. Agafonov V., Neeshpapa A., Shabalina A. (2015). Electrochemical Seismometers of Linear and Angular Motion. In M. Beer, I. A. Kouglioumtzoglou, E. Patelli, & I. S.-K. Au (Eds.), *Encyclopedia of Earthquake Engineering SE - 403-1* (pp. 1–19). Springer Berlin Heidelberg.
6. Dmitry Zaitsev, Vadim Agafonov, Egor Egorov, Alexander Antonov, Anna Shabalina. Molecular Electronic Angular Motion Transducer Broad Band Self-Noise. *Sensors* 2015, 15, 29378-29392.
7. V. M. Agafonov, I. V. Egorov, A. S. Shabalina. Operating Principles and Technical Characteristics of a Small Sized Molecular–Electronic Seismic Sensor with Negative Feedback. *Seismic Instruments*, 2014, Vol. 50, No. 1, pp. 1-8.

Подробнее об авторах



Курков
Сергей Викторович

генеральный директор
ООО "ИГЕО"



Агафонов
Вадим Михайлович

директор по науке
ООО "ИГЕО", к.ф.-м.н.



Егоров
Иван Владимирович

конструктор
ООО "ИГЕО"



Слонов
Денис Николаевич

Наблюдение и физическая интерпретация сейсмоэлектрического эффекта на газоконденсатном месторождении в электромагнитных и сейсмических шумах земли

■ Шайдуров Г. Я., Романова Г. Н., Кудинов Д. С., Кохонькова Е. А., Потылицын В. С.;
Сибирский Федеральный университет, г. Красноярск

В статье дана количественная оценка электрического поля залежи углеводородов на поверхности Земли, возникающего под действием сейсмических возмущений. Гипотетически залежь представляется конденсатором, внешние обкладки которого ограничиваются вмещающей породой, а внутренняя часть описывается средой с диэлектрической проницаемостью, отличной от вмещающей горной породы. Под действием вибраций, накопленный от статического электрического поля Земли заряд начинает синхронно изменяться, что и вызывает на поверхности вторичное электрическое поле. Полученный от подобной модели расчетный график профилирования подтверждается экспериментальными результатами наблюдения сейсмоэлектрического эффекта в 2016 г. на Быстринской площади Минусинского газоконденсатного месторождения.

Первые публикации по сейсмоэлектрическому эффекту (СЭЭ) были сделаны в СССР в 1940 г. А. Г. Ивановым [9, 10]. В последующие годы в России был опубликован целый ряд научных статей с изложением теоретических моделей явления в горных породах, содержащих углеводороды, и некоторых результатов лабораторных и полевых наблюдений [1, 2, 3, 6, 7, 11, 12, 14, 16, 15, 20].

Патентом Берга (США) [19] зарегистрирован «Способ поиска углеводородов путем возбуждения геологического разреза искусственными электрическими и сейсмическими возмущениями от специальных источников» [4, 8, 13] с совместной обработкой вторичных электрических и сейсмических сигналов с соответствующих датчиков.

Этот способ в достаточно большом объеме был проверен в морском варианте на месторождениях Мексиканского залива и арктических морей Российского шельфа [4].

По оценкам авторов этих публикаций новый метод позволяет поднять эффективность разведочного бурения в 4 раза по сравнению с использованием традици-

онной сейсморазведки, что указывает на привлечение нового признака распознавания углеводородов – электрического поля, генерируемого месторождением под действием сейсмического возмущения.

Авторами настоящей статьи в период 2014÷2016 гг. на Минусинском газоконденсатном месторождении (республика Хакасия, Россия) были проведены опытные работы по наблюдению сейсмоэлектрического эффекта в пассивных электрических и сейсмических шумах Земли в диапазоне частот 0,1÷20 Гц с помощью специально разработанного для этой цели двухканального прибора «Шум 6-СЕ». В приборе производится цифровая обработка сигналов и вычисление коэффициента взаимной корреляции (КВК) между ними по алгоритму [17, 18]:

$$R_{ES}(\tau) = \frac{1}{T} \int_0^T \bar{E}(t) \cdot \bar{S}(t - \tau) dt, \quad (1)$$

где $\bar{E}(t)$ и $\bar{S}(t)$ – электрический и сейсмический шумовые сигналы, нормированные по дисперсии; τ – временной сдвиг, для $R_{ES}(0)$ $\tau = 0$; T – интервал наблюдения.



Рис. 1. Геологическая карта Быстринской газовой площади.

На рис. 1 приведена геологическая карта Быстринской площади с залежью газового месторождения на глубине 2000 м, где отмечены разведочные скважины и профиль наблюдения KBK $R_{ES}(0)$.

Временные формы функции взаимной корреляции ФВК $R_{ES}(\tau)$ над центром месторождения и его периферии приведены, соответственно, на рис. 2а и 2б. В

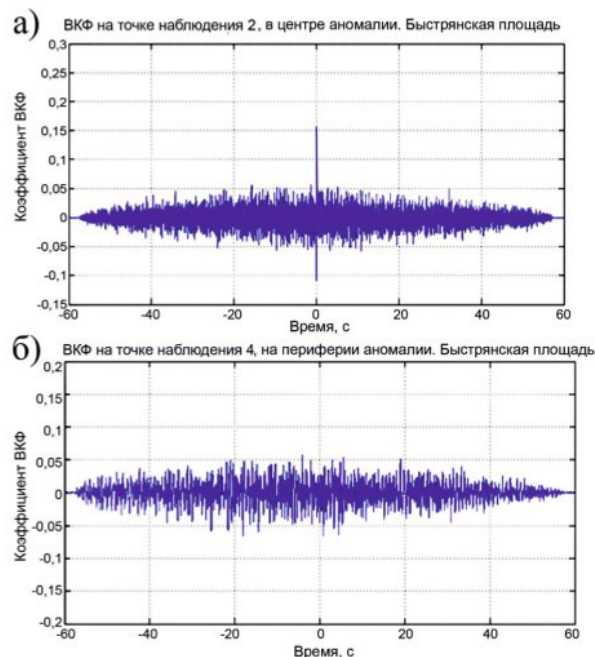


Рис. 2. Временная реализация функции взаимной корреляции: а – в центре месторождения; б – на периферии месторождения.

качестве приемных датчиков сейсмического сигнала использовался стандартный сейсмоприемник, а электрического – заземленная по концам линия длиной 200 м.

На рис. 3 изображены результаты профилирования методом СЭЭ на пяти точках профиля наблюдений. Как видим, аномальная зона отмечена KBK $R_{ES}(0)$ в 3÷5 раз превышающих этот показатель нормальной зоны, причем этот результат качественно повторялся в течение трех лет за исключением некоторого разброса по амплитуде.

На основании этих опытов и с учетом результатов наблюдений эффекта СЭЭ с использованием искусственных источни-

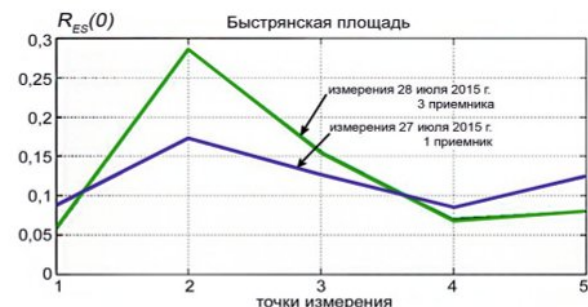
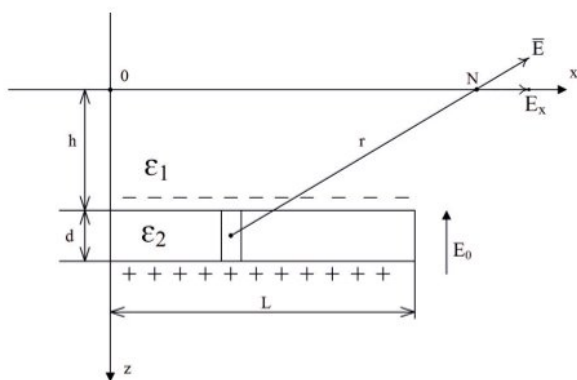


Рис. 3. Профильные характеристики коэффициентов взаимной корреляции, полученные на Быстринской площади.

ков, проведенных другими авторами, можно сделать заключение о возможности использования описанного эффекта для прямых поисков углеводородов.

Безусловным преимуществом пассивного метода относительно активного метода является несравнимая простота аппаратной реализации и его стоимость.

Далее сделаем попытку физической интерпретации наблюдаемого эффекта путем решения обратной задачи – оценки электрического момента некоторого источника, помещенного в центр пласта углеводородов. При этом месторождение моделируется в виде конденсатора эквивалентной площади, заряженного электрическим полем Земли E_0 . Под воздействием сейсмических возмущений пластины «конденсатора» колеблются и во вмещающей среде появляются токи, электрическое поле которых можно зарегистрировать на поверхности Земли.



▲ Рис. 4. Гипотетическая схема углеводородной залежи.

На рис. 4 изображена гипотетическая схема этой физической модели, на которой продуктивный пласт углеводородов с линейными размерами $L \otimes L$, мощностью d , диэлектрической проницаемостью ε_2 и электропроводностью $\sigma_2=0$, расположен на глубине h в статическом электрическом поле Земли E_0 .

Дадим оценку напряженности электрического поля E_x на поверхности Земли при

колебаниях пластин «конденсатора» под действием сейсмических возмущений продольной волны ортогональной поверхности пласта.

Емкость подобного «конденсатора»:

$$C = \frac{\varepsilon_2 S}{d}, \quad (2)$$

где $S=L \cdot L$ – площадь «пластины».

Под действием статического поля E_0 на конденсаторе создается заряд:

$$q = \varepsilon_2 \cdot S \cdot E_0 = \frac{\varepsilon_2 \cdot S \cdot U}{d} = C \cdot E_0 \cdot d = C \cdot U, \quad (3)$$

где U – напряжение внутри «конденсатора».

Под действием упругих сейсмических колебаний этот заряд будет колебаться на величину

$$\Delta q = C \cdot U \left(\frac{\Delta \varepsilon_2}{\varepsilon_2} - \frac{\Delta d}{d} \right). \quad (4)$$

Поскольку зависимость ε_2 от давления слабая, в (4) можно опустить первый член и тогда имеем:

$$\Delta q = C \cdot E_0 \cdot \Delta d. \quad (5)$$

Считая, что смещение границы пласта под действием упругих колебаний описывается классическим уравнением:

$$F = m \cdot \frac{d^2 z}{dt^2}, \quad (6)$$

где $F=\Delta P \cdot S$ – действующая сила упругих колебаний; m – масса пласта; ΔP – давление, создаваемое упругими колебаниями.

Из соотношения (6):

$$\Delta d = \frac{S}{m} \iint_{\tau_1} \Delta P \cdot dt = \frac{S \cdot \Delta P \cdot \tau_1^2}{m}, \quad (7)$$

где τ_1 – время воздействия упругой волны на «конденсатор».

Элемент «конденсатора» ΔS и зарядом

Δq можно рассматривать как электрический диполь с моментом:

$$M = \Delta q \cdot d = \varepsilon_2 \cdot E_0 \cdot d. \quad (8)$$

Приращение момента M под действием сейсмического удара длительностью τ можно записать как:

$$\Delta M = \varepsilon_2 \cdot E_0 \cdot \frac{\Delta P \cdot \tau^2}{\rho \cdot d}, \quad (9)$$

где ρ – плотность среды продуктивного пласта.

Конденсатор с изменяющимся зарядом является источником электрического поля, которое можно оценить, если представить его как сумму полей элементарных электрических диполей.

$$E_x = \frac{h \cdot \Delta M}{4\pi \cdot \varepsilon_1} \cdot \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n \frac{(x - x_i) dx dy}{[(x - x_i)^2 + y_i^2 + h^2]^{\frac{5}{2}}}, \quad (11)$$

где n – количество диполей:

$$dx = dy = \frac{L}{n}.$$

Координаты диполей $x_i = idx$;

$y_i = (i-1)dy$.

С учетом (9), получим:

$$E_x = \frac{\varepsilon_2 \tau_1^2 E_0 \Delta P}{4\pi \varepsilon_2 \rho} \cdot \Phi, \quad (12)$$

где Φ – геометрический коэффициент:

$$\Phi = \frac{h dx dy}{d} \cdot \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n \frac{(x - idx)}{[(x - x_i)^2 + ((i-1)dy)^2 + h^2]^{\frac{5}{2}}}. \quad (13)$$

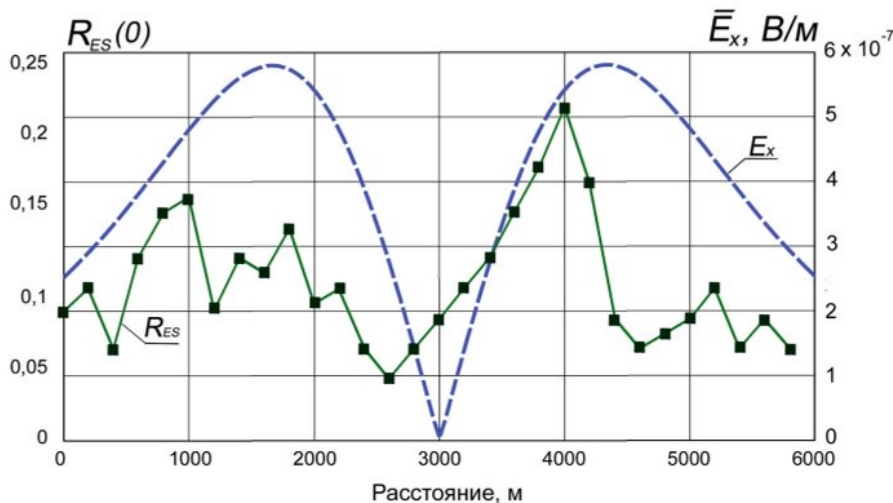


Рис. 5. Экспериментальная профильная характеристика коэффициента взаимной корреляции, полученная на Быстринской площади и расчетная зависимость электрического поля залежи по профилю.

Электрический диполь с моментом ΔM создает в точке N (рис. 5) на поверхности Земли электрическое поле:

$$\Delta E_x = \frac{3\Delta M}{4\pi \cdot \varepsilon_1 \cdot r_i^3} \cdot \frac{(x - x_i) \cdot h \cdot S}{r_i^2}, \quad (10)$$

где $r_i = ((x - x_i)^2 + y_i^2 + h^2)^{1/2}$ – расстояние от i -го элементарного диполя до точки наблюдения $(x, 0, 0)$; x_i, y_i – координаты i -го диполя.

Суммируя (10) по всем элементарным диполям, получим напряженность электрического поля на поверхности Земли:

Давление ΔP в области углеводородного пласта можно оценить по экспериментальным данным. Сейсмоприемник GS-20DX имеет коэффициент преобразования $K = 0,28 \text{ В/(см/с)}$. Уровень напряжения, который был замерен на его выходе при натурных испытаниях $U = 5 \cdot 10^{-6} \text{ В}$. В расчетах принималась плотность среды $\rho l = 1,8 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$, скорость упругих колебаний $V = 4000 \text{ м/с}$. Связь между всеми величинами получается следующей [5]:

$$\Delta P = \frac{U \cdot \rho_l \cdot V}{K} = 1,28 \text{ Па}. \quad (14)$$

На рис. 5 (пунктирная линия) приведены результаты расчетов по формуле (12) с учетом (14) для модуля электрического поля на поверхности Земли в зависимости от расстояния до центра аномалии при размерах пласта и глубине залегания $L=1000\text{ м}$, $h=1000\text{ м}$, $d=100\text{ м}$.

Плотность пласта $\rho=0,86 \cdot 10^3\text{ кг/м}^3$, относительная диэлектрическая проницаемость пласта $\varepsilon_2=2,18$, относительная диэлектрическая проницаемость вмещающей среды $\varepsilon_1=10$.

Амплитуда давления упругих колебаний $\Delta P=1,28\text{ Па}$, при $\tau_i=1\text{ с}$, что соответствует полосе частот 1 Гц.

Из графика видно, что имеется два максимума модуля E_x по краям пласта, соответствующих полю вертикального электрического диполя. Это подтверждается результатами профилирования на Быстринской площади в июле 2016 г. (рис. 5, сплошная линия) с регистрацией функции взаимной корреляции между электрическими и сейсмическими шумовыми сигналами в диапазоне частот $0,1 \div 20\text{ Гц}$. Прием E_x велся на заземленный по концам электрический диполь длиной 200 м. При этом среднеквадратичный уровень электрического шума равнялся 100 мкВ, что соответствовало напряженности поля 0,5 мВ/м. Расположение пикетов (точек измерения КВК) определялось при помощи системы GPS.

Для сравнения с расчетным значением E_x (рис. 5) это величины одного порядка, учитывая неопределенность в оценке параметров пласта L , d , ε_2 и характеристики воздействия E_0 , ΔP , τ_i .

Анализ графиков показывает, что наиболее четко проявляются границы пласта, что соответствует экспериментальным данным [14].

Заключение

1. Полученные результаты профилирования коэффициента корреляции $R_{ES}(0)$ электрических и сейсмических шумов

Земли в диапазоне частот $0,1 \div 20\text{ Гц}$ над газоконденсатным месторождением удовлетворительно описываются моделью пластовой залежи в виде заряженного конденсатора, создающего на поверхности Земли электрическое поле под действием естественных сейсмических возмущений.

2. Достаточно высокий коэффициент взаимной корреляции $E(t)$ и $S(t)$ свидетельствуют о взаимосвязанности и синхронности этих полей и подтверждает гипотезу о появлении нового признака распознавания углеводородов в виде вторичного электрического поля.

3. Результаты наших наблюдений подтверждают данные, полученные другими авторами активным методом в морских условиях при одновременном воздействии электрических и сейсмических возмущений от специальных источников.

Литература

1. Анциферов М. С. Лабораторное воспроизведение сейсмоэлектрического эффекта второго рода // Докл. АН СССР. 1958. № 5. С. 127.
2. Анциферов М. С. Электросейсмический эффект. Применение сейсмоэлектрических методов в горном деле. М.: Наука. 1964.
3. Бобровников Л. З., Геннадиник Б. И., Мельников В. П. К принципам моделирования сейсмоэлектрического эффекта второго рода // Доклады АН СССР. М.: Наука. № 4. 1989. Т. 309.
4. Берг. А. Э. Технология и опыт применения становления электромагнитного поля под воздействием сейсмического облучения (СПСО) при поисках месторождений углеводородного сырья. [Электронный ресурс] // ООО «Элкин» Санкт-Петербург: [сайт]. URL: [http://phenomenon-in-oilaccumulation.weebly.com/uploads/3/0/7/3/307309/direct-detection\(rus\).pdf](http://phenomenon-in-oilaccumulation.weebly.com/uploads/3/0/7/3/307309/direct-detection(rus).pdf) (дата обращения: 25.10.2016).
5. Л. Бергман. Ультразвук и его применение в науке и технике. М.: Издательство иностранной литературы. Москва 1957. 726 с.
6. Вишняков-Берг А. Э., Паняев В. П., Яневич М. Ю. и др. Разработка теории и методики прямых поисков залежей нефти и газа. // Фонды ПГО «Севморгео», НИИ Геологии Арктики. 1981. 176 с.
7. Губатенко В. П., Светов Б. С., Московский И. Г. Электромагнитное поле механо-электри-

ческого происхождения в пористых влагонасыщенных горных породах. Расчеты в горизонтально-слоистых средах // Физика Земли. № 2. Т. 2. 2002. С. 34–50.

8. Добрынин С. И., Головин С. В., Бобровников Л. З., Мелаев Д. В. Инновационная технология оценки и мониторинга запасов углеводородов в разрабатываемом нефтегазовом пласте // Инженер-нефтяник. М.: ООО «Ай Ди Эс Дриллинг». 2012. № 2. С. 24–29.

9. Иванов А. Г. Эффект электризации пластов земли при прохождении через них упругих волн // Докл. АН СССР. 1939. № 1. С. 24.

10. Иванов А. Г. Сейсмоэлектрический эффект второго рода // Изв. АН СССР, Геология и геофизика. № 5. 1940.

11. Кондрат В. Ф. К исследованию механоэлектроманнитных процессов в пористых водонасыщенных средах во внешнем электрическом поле // Проблемы динамики взаимодействия деформируемых сред. М.: Ереван. АН Арм. СССР 1987. С. 166–170.

12. Кондрат В. Ф., Лизун С. А., Шпот Ю. А. О влиянии внешнего электрического поля на распространение сейсмических волн в слоистых средах // Сейсмические модели поиска и разведки месторождений полезных ископаемых. Киев. 1991. С. 26–27.

13. Мельников В. П., Лисов В. И., Брюховецкий О. С., Бобровников Л. З. Инновационная геофизика: бинарные технологии прямых поисков месторождений полезных ископаемых. ч. 1 // Инженер-нефтяник. М.: ООО «Ай Ди Эс Дриллинг». 2011. № 1. с. 47–51.

14. Потапов О. А., Лизун С. А., Кондрат В. Ф. Основы сейсморазведки. М.: Недра. 1995. 268 с.

15. Светов Б. С., Губатенко В. П. Электромагнитное поле механоэлектрического происхождения в пористых влагонасыщенных горных породах. Постановка задачи // Физика Земли. 1999, № 10. Т. 1. С. 67–73.

16. Френкель Я. И. К теории сейсмических и сейсмоэлектрических явлений во влажной почве // Изв. АН СССР. - Сер. Географ, и геофизика. 1944. № 4. С. 133–150.

17. Шайдуров Г. Я., Кудинов Д. С., Потылицын В. С., Кохонькова Е. А., Шайдуров Р. Г. Первые результаты наблюдения сейсмоэлектрического эффекта и вызванной поляризации на газоконденсатном месторождении в естественных шумовых полях Земли // Приборы и системы разведочной геофизики. М.: ИнформГеофизСервис. Саратов. 2016. № 1. С. 81–88.

18. Шайдуров Г. Я., Кудинов Д. С., Потылицын В. С. Способ поиска залежей углеводородов. Патент РФ № 2559046, Бюл. № 22. 10.08.2015.

19. A. Berg. Method of Seismo-Electromagnetic Detecting of Hydrocarbon Deposit, US Patent № 7 330 790. October 2005.

20. M. A. Biot. Theory of Propagation of Elastic Waves in a Fluid-Saturated Porous Solid. J., Acoust. Soc. Am. 28. 1956.

Подробнее об авторах



Шайдуров
Георгий Яковлевич
заслуженный деятель науки
и техники РФ, д. т. н.,
профессор Военно-инженерного
института Сибирского
федерального университета



Романова
Галина Николаевна

старший научный
сотрудник НОЦ
«Иридий»



Кудинов
Данил Сергеевич

к. т. н., доцент Военно-инженерного института
СФУ.



Потылицын
Вадим Сергеевич

аспирант, зав. лабораторией
Военно-инженерного института
СФУ.

Кохонькова
Екатерина Анатольевна

аспирант Военно-инженерного
института
СФУ.



АО «СОЕДИНИТЕЛЬ»

**РАЗРАБОТКА И ИЗГОТОВЛЕНИЕ
СОЕДИНИТЕЛЕЙ И КАБЕЛЕЙ
СПЕЦИАЛЬНОГО НАЗНАЧЕНИЯ**

Россия, 456300 Челябинская обл., г. Миасс
Тургоякское шоссе, 11/5
тел./факс: (3513)298-594, 298-939
e-mail: info@soedinitel.com
www.soedinitel.com

Прогноз скоростей продольных и поперечных волн ниже забоя скважины

■ Мирзоян Ю.Д., ОАО «НПО «Нефтегеофизприбор», г. Краснодар
 ■ Мануков В.С., ОАО «ЦГЭ», г. Москва

Прогноз скоростей V_p и V_s ниже забоя скважины имеет важное практическое значение при поисковых сейморазведочных работах на нефть и газ.

Значение скоростей ниже забоя скважины позволяет с большей достоверностью и надежностью оценить глубины до исследуемых границ, проводить структурные построения и прогнозировать вещественный состав нескрытых отложений.

В работе рассматривается задача прогнозирования скоростей P и S волн ниже забоя скважины послойно сверху вниз.

Предположим, что найдены скорости P и S в первых $(n-1)$ -ом слоях и требуется определить скорости V_n и U_n P и S волн в n -ом слое. Решение данной задачи осуществляется в два этапа. Сначала по годографу P волн вычисляются скорости V_{n_p} продольных волн, а затем по годографу PS волн находится скорость U_{n_s} поперечных волн.

Прежде всего найдем скорость V_{n_p} продольных волн и мощность h_n слоя по годографу P волн. Пусть ℓ - расстояние от источника до скважины, t_p - время прихода P волны, вышедшей из источника, отразившейся от n -ой границы и пришедшей в точку приемника, расположенного в n -ом слое. Тогда можно записать равенства:

$$t_p = \sum_{i=1}^n \frac{h_i}{V_i \sqrt{1 - \lambda^2 V_i^2}} + \sum_{i=m}^n \frac{h_i}{V_i \sqrt{1 - \lambda^2 V_i^2}} \quad (1)$$

$$\ell = \lambda \sum_{i=1}^n \frac{h_i V_i}{\sqrt{1 - \lambda^2 V_i^2}} + \lambda \sum_{i=m}^n \frac{h_i V_i}{\sqrt{1 - \lambda^2 V_i^2}}$$

Здесь $V_{p,i}$ - скорость продольных волн i -ом слое, $\lambda = \sin \alpha / V_m$ - лучевой параметр, α - угол, образованный лучом в приемнике с осью OZ , h_i - мощность i -го слоя.

Пусть V_* - кажущаяся скорость годографа $t(z)$, определяемая по наблюдениям. Тогда из закона Бендорфа можно найти

$$\lambda = \frac{\sqrt{V_*^2 - V_m^2}}{V_* V_m}$$

$$V_* = \sqrt{\frac{V_m^2}{1 - \sin^2 \gamma}} = \frac{V_m}{\sqrt{1 - \sin^2 x}} \quad (2)$$

Рассматривая равенства (1) как систему уравнений относительно V_n, h_n , можно найти:

$$V_n = \sqrt{\frac{b_{n-1}}{\lambda a_{n-1}}}, \quad h_n = \frac{1}{2} a_{n-1} V_n \sqrt{1 - \lambda^2 V_n^2} \quad (3)$$

где

$$a_{n-1} = t_p - \sum_{i=1}^{n-1} \frac{h_i}{V_i \sqrt{1 - \lambda^2 V_i^2}} + \sum_{i=m}^{n-1} \frac{h_i}{V_i \sqrt{1 - \lambda^2 V_i^2}} \quad (4)$$

время

$$b_{n-1} = \ell - \lambda \sum_{i=1}^{n-1} \frac{h_i V_i}{\sqrt{1 - \lambda^2 V_i^2}} + \lambda \sum_{i=m}^{n-1} \frac{h_i V_i}{\sqrt{1 - \lambda^2 V_i^2}}$$

расстояние

Так как по предположению параметры первых $n-1$ слоев известны, а λ , находится по формуле (2), то a_{n-1}, b_{n-1} также известны и формулы (3) дают значения скорости V_{n_p} продольной волны и мощности h_n слоя.

На втором этапе по годографу PS волны, обменавшейся при отражении от n -ой границы, определяется скорость U_{n_s} S волны в n -ом слое и его мощность h_n .

Для годографа t_{ps} обменной волны справедливы равенства:

$$t_{ps} = \sum_{i=1}^n \frac{h_i}{V_i \sqrt{1 - \mu^2 V_i^2}} + \sum_{i=m}^n \frac{h_i}{U_i \sqrt{1 - \mu^2 U_i^2}} \quad (5)$$

$$\ell = \mu \sum_{i=1}^n \frac{h_i U_i}{V_i \sqrt{1 - \mu^2 V_i^2}} + \sum_{i=m}^n \frac{h_i U_i}{U_i \sqrt{1 - \mu^2 U_i^2}}$$

Здесь t_{ps} - время пробега обменной P -S волны, возбужденной в источнике на расстоянии ℓ от скважины и зарегистрированной в приемнике в m -ом слое, μ - лучевой параметр, связанный с кажущейся скоростью U_* формулой:

$$\mu = \frac{\sqrt{U_*^2 - U_m^2}}{U_* U_m} \quad (6)$$

Рассматривая (5) как систему уравнений относительно h_n, U_n , находим:

$$U_n = \sqrt{\frac{C_n}{\mu d_n}}; \quad h_n = C_n U_n \sqrt{1 - \mu^2 U_n^2} \quad (7)$$

где

$$C_n = t_{ps} - \sum_{i=1}^n \frac{h_i}{V_i \sqrt{1 - \mu^2 V_i^2}} - \sum_{i=m}^{n-1} \frac{h_i}{U_i \sqrt{1 - \mu^2 U_i^2}} \quad (8)$$

$$d_n = \ell - \mu \sum_{i=1}^n \frac{h_i V_i}{\sqrt{1 - \mu^2 V_i^2}} - \sum_{i=m}^{n-1} \frac{h_i U_i}{\sqrt{1 - \mu^2 U_i^2}}$$

В правой части формул (8) стоят известные величины, поэтому формулы (7) дают значение скорости S волн и мощность n -го слоя. Отметим, что мощность h_n слоя находится по двум годографам - продольных и обменных волн, поэтому совпадение оценок мощности слоя служит признаком правильной привязки годографов.

Теперь дадим способ расчета параметров схемы наблюдений, при которых пластовые скорости P и S волн прогнозируются с заданной точностью. Пусть Z - глубина погружения приемника, ℓ - расстояние от источника до скважины, H -

мощность известной части разреза - глубина кровли оцениваемого слоя, $\eta = t_n / (t_n - t_{n-1})$ - отношение времени t продольной волны, отразившейся от подошвы n -го слоя, к разности времен P волн, отразившихся от подошвы и кровли слоя, δV_* - погрешность определения кажущейся скорости, вычисленной по годографу P -волн, отразившихся от подошвы n -го слоя.

Методами математической статистики можно получить формулу, связывающую погрешность δV_n , определения скорости P -волн в n -ом слое через величины $\eta, \delta V_*$, получаемые из наблюдаемых данных, и параметры z, ℓ схемы наблюдений:

$$\delta V_n = \left(\frac{2H - Z}{\ell} \right)^2 \frac{\eta \cdot \delta V_*}{\sqrt{1 + \frac{\ell^2}{(2H - Z)^2}}}$$

Кроме того, используя полученные формулы можно графическим способом определить ℓ и Z схемы наблюдений, позволяющие прогнозировать скорости P -волн ниже забоя скважины. Пусть известны погрешность δV_* в определении кажущейся скорости, параметр

$$\eta = \frac{t_n}{t_n - t_{n-1}}$$

получаемых из наблюдаемых годографов волн, отразившихся от подошвы и кровли оцениваемого слоя. Требуется найти соотношение между параметрами ℓ, Z схемы наблюдений и мощностью H известной части разреза.

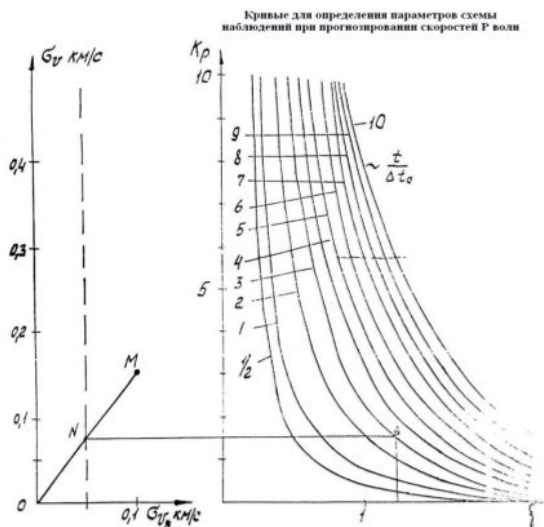
На плоскости $\delta V_*, \delta V_n$ (рис. 1) откладывается точка N с абсциссой, равной погрешности в вычислении кажущейся скорости V_* , по годографу P волн, и ординатой, равной погрешности, с которой задано определение скорости P волны в слое. Через точку M и начало координат

проводится прямая до ее пересечения в точке N с вертикальной прямой, показанной пунктиром. Через точку N проводим горизонтальную прямую до пересечения ее с кривой для соответствующего значения параметра η в плоскости Kp, ξ . Пусть Q точка пересечения горизонтальной прямой с кривой. Тогда ее абсцисса ξ связывает параметры ℓ, Z расстановки и глубину H известной части разреза:

$$\xi_p = \frac{\ell}{2H - Z}$$

Условие на параметры ℓ, Z схемы наблюдений, при которых погрешность в прогнозировании скорости P волн в слое не превосходит заданной величины (ординаты точки M на плоскости $\delta V, \delta V_*$) и имеет вид:

$$\xi(2H - Z) \leq \ell \quad (9)$$



▲ Рис. 1. Кривые для определения параметров схемы наблюдений при прогнозировании скоростей P волн.

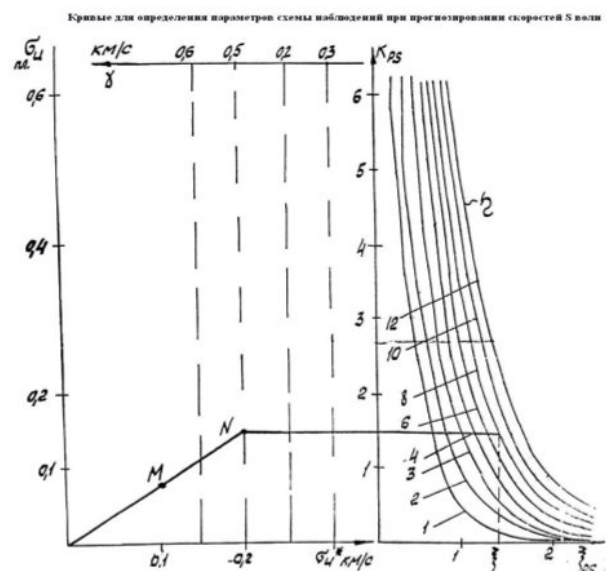
В качестве примера рассмотрим прогнозирование слоя мощностью 500м, расположенного на глубине 2000м. Пусть приемник расположен на глубине 2000м - на забое скважины, тогда $\eta \approx 5$. Предполагая, что кажущаяся скорость V_* , P -волн измерена с точностью 100м/с, требуется

спрогнозировать скорость P -волн с точностью 150м/с. Откладывая точку $M(0.1; 0.15)$ и получая точку $N(0.05; 0.075)$, проводится через нее горизонтальная прямая до пересечения с кривой, соответствующей $\eta=5$, получается абсцисса ξ , точки $Q: \xi=1.25$. Тогда из (9) получаем условие на удаление ℓ источника от скважины, гарантирующая заданную точность: $\ell \geq 1.25(4-2)=2.5$ км

Если же прогнозируется скорость в слое мощностью 1000м, то $\eta=3$ и $\xi=1$. Отсюда следует, что удаление ℓ источника должно быть не меньше 2км.

Аналогично можно предложить графический способ определения схемы наблюдений, дающий возможность прогнозировать скорость S волн с заданной точностью.

Пусть известна δV_* погрешность определения кажущейся скорости по годографу PS волн, параметр $\eta = t_n / (t_n - t_{n-1})$ и величина $\gamma = V_s / V_p$ - отношение скоростей S и P волн. Для нахождения условия на схему наблюдений, позволяющей спрогнозировать скорость S волн с нужной точностью, поступим следующим образом.



▲ Рис. 2. Кривые для определения параметров схемы наблюдений при прогнозировании скоростей S волн.

На плоскости δU^* , S_{Un} (рис. 2) откладываем точку М с абсциссой равной погрешности в определении кажущейся скорости по годографу PS волн, и ординатой, равной погрешности в определении скорости S волн в слое. Через точку M_{ps} и начало координат проводим прямую до ее пересечения в точке N_{ps} с вертикальной прямой, соответствующей заданному значению γ . Через точку N_{ps} проводим горизонтальную прямую до пересечения в точке Q_{ps} с кривой, соответствующей параметру η_{ps} , который находится по формуле:

$$\eta_{ps} = \frac{t_n}{t_n - t_{n-1}} + K_p$$

Здесь K_p - ордината точки Q , получаемой при определении погрешности в прогнозировании скорости P волн (рис. 1).

Абсцисса точки Q_{ps} дает величину ξ_{ps} , которая связана с глубиной Z приемника, выносом ℓ источника с глубиной H известной части разреза, определяется по формуле

$$\xi_{ps} = \frac{\ell}{H(1+\gamma) - Z},$$

тогда условие того, что погрешность в определении скорости S волн, прогнозируемой в слое, имеет вид:

$$\ell \geq \xi \cdot [H(1+\gamma) - Z] \quad (10)$$

Пусть, например, H и Z принимают те же значения, что ранее, то есть $P=2000\text{м}=Z$; $\gamma=0.5$; $\delta U^*=0.1\text{ км/с}$; требуется найти условие на ℓ , при котором погрешность в определении скорости S волн в слое не превышает $\delta U=0.075\text{ км/с}$. Тогда находим точку $N(0.2; 0.2)$, проводим прямую NP

$$\eta_{ps} = 6 + t_n / (t_n - t_{n-1}).$$

Если мощность прогнозируемого слоя составляет 500м, то $\eta_{ps} \approx 7$ и $\xi_{ps} = 1.50$, тогда условие (10) принимает вид:

$$\ell \geq 1.50(3-2) = 1.5\text{ км}$$

Если же мощность оцениваемого слоя составляет 1000м, то $t_n / (t_n - t_{n-1}) = 3$, $\eta_{ps} \approx 5$ и $\xi_{ps} = 1.25$, тогда для прогнозирования скорости S волн с погрешностью 75м/с достаточно удаления источника в 1250м от скважины.

Кроме этого, на основе аналитических зависимостей созданы алгоритмы и программы обработки наблюдений ПМ ВСП для изучения скоростей продольных и поперечных волн ниже забоя скважины.

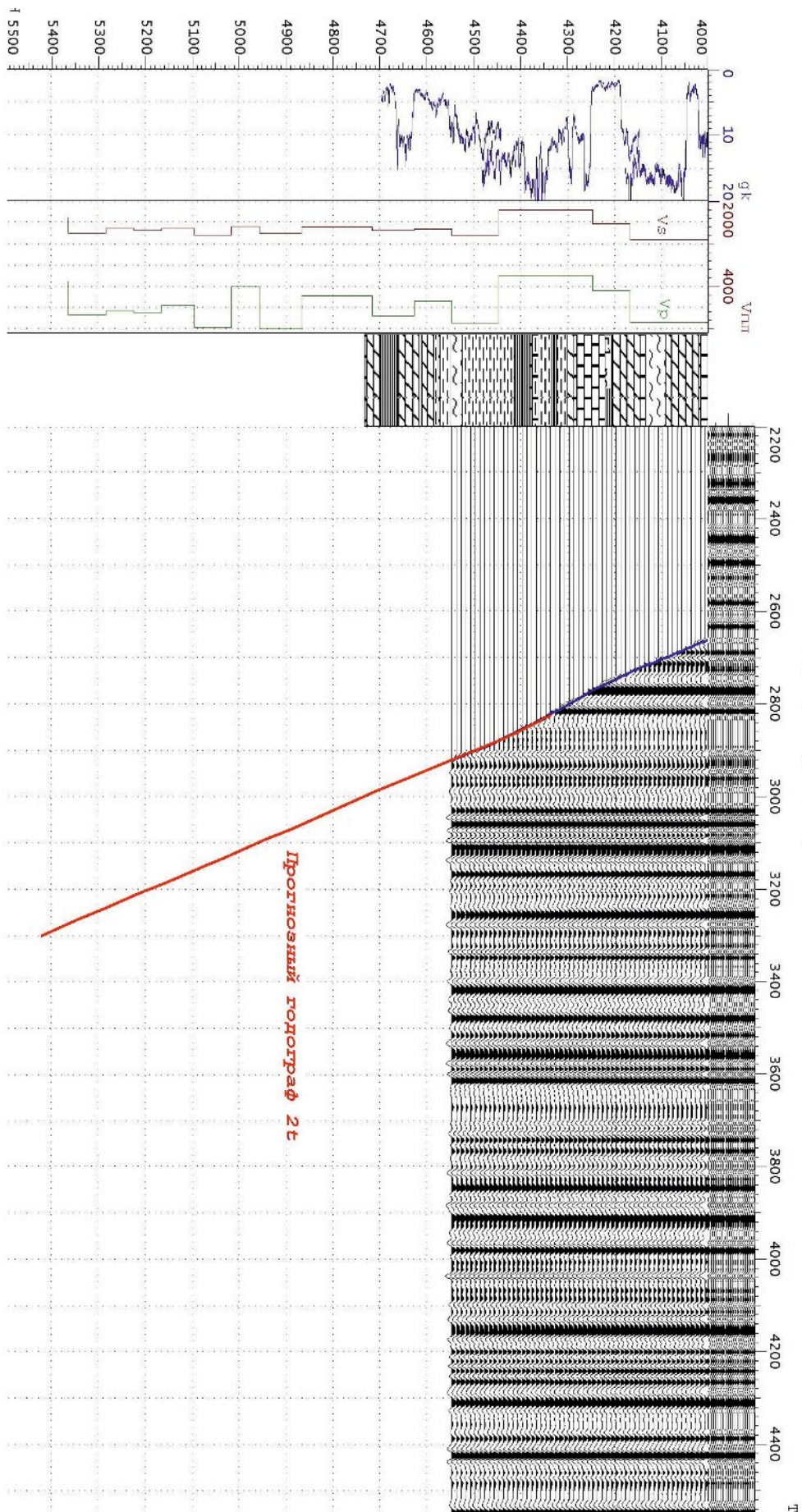
Можно отметить, что, прежде всего, проводится прогноз P -волны ниже забоя скважины, причём в несколько этапов, включающих:

- 1) Разделение падающих и отражённых волн на участке волнового поля вблизи забоя скважины;
- 2) Применение оптимальной деконволюции поля отражённых PP -волн, причём форма сигнала рассчитывается по полю падающих волн;
- 3) Очистка трасс от случайного шума путем синфазного суммирования однотипных волн на выбранной базе;
- 4) Коррекция записи за геометрическое расхождение и поглощение восходящих волн. Результирующая трасса подвергается динамической инверсии для получения прогнозных зависимостей акустических импедансов и коэффициентов отражения;
- 5) Интерактивная интерпретация результатов динамической инверсии – разбивка по пластам, подбор пластовых скоростей и плотностей, переход из функции времени в функцию глубины.

Прогноз скоростей V_p и V_s ниже забоя скважины

Скв. Восточная Ачису № 1Г

Линия приращения - уровень моря



▲ Рис. 3. Прогноз скоростей V_p и V_s ниже забоя скважины.

Для выполнения прогноза скоростного разреза выбирается интервал с перекрытием вскрытой части разреза. Это позволяет сравнить и оценить достоверность прогноза скоростей P -волны. Весь этот процесс выполняется посредством сопоставления прогнозных кривых вертикального годографа и скоростей во вскрытой части разреза с графиками, построенными по наблюдаемым данным АК и ВСП. (сводная кривая скоростей V_p составлена по результатам обработки записей в интервале 4370-5450м)

Прогнозная кривая скоростей V_p во вскрытой части разреза согласуется с вертикальным годографом $t_p(H)$, построенным по первым вступлениям P -волны. По результатам прогноза можно отметить, что уровень значений скоростей является сравнительно высоким – V_p в интервале 4870-5100м достигает значений 5000м/с. Вертикальный годограф P -волны $t_p(H)$ был продлён до глубины 5450 м с интервальной скоростью 3860м/с.

Прогноз скоростей S -волны осуществляется при использовании полученных данных о скоростях P -волны путём решения прямой задачи для волнового поля отражённых PS -волн.

Процесс прогноза схематично можно представить следующим образом:

- проводится корреляция осей синфазности целевых горизонтов по сейсмограмме ВСП и создаётся геометрическая модель с заданными границами;
- определяются скорости V_p и мощности пластов по выбранным границам и формируется предварительная пластовая скоростная модель до забоя скважины;
- используя способ итерации формируется скоростная модель для пласта ниже забоя скважины таким образом,

чтобы оси синфазности, выделенные на сейсмограмме ВСП и определённые с помощью прогнозной модели, максимально совпадали (рис. 3). Процесс уточнения скоростной модели выполняется в интерактивном режиме.

Полученные прогнозные годографы P - и S -волн позволяют определить упругие параметры ниже забоя скважины. Ниже забоя скважины выделяется область повышенных значений скоростей V_p и V_s в интервале глубин 4800-5120м (рис. 1), на прогнозных кривых коэффициентов гамма γ и коэффициентов Пуассона σ , соответствующих этому интервалу глубин, отмечаются повышенные значения γ (0,64) и пониженные значения σ (0,16) (рис. 3).

Эти данные представляют практический интерес, так как обеспечивают построение глубинных разрезов и позволяют ориентировочно оценить литолого-стратиграфическую характеристику глубоких отложений.

Методические приемы по изучению ВЧР методом прямого и обращенного МСК

■ Крамаренко С. Ю., ООО «Ямальская геологическая экспедиция»,
■ Дагаев И.Л., АО «РИТЭК», Гафаров Р.М., ОАО «Башнефтегеофизика», г.Уфа

В статье рассматриваются методические приемы по изучению ВЧР методом прямого и обращенного МСК во время отработки сейсморазведочных работ 3D с целью расчета статпоправок и определения оптимальной глубины заложения заряда ниже подошвы ЗМС на месторождении им. В.Н. Виноградова в ХМАО.

Технология полевых работ

Сейсморазведочные работы 3D проводились с использованием ВВ на оптимальной глубине. Глубина заложения заряда определялась предшествующими работами обращенного МСК.

Методом обращенного и прямого каротажа отрядом МСК в течение сезона отработано 250 скважин из них:

- методом прямого каротажа (источник КЭМ4) – 16 скважин глубиной 100 м с шагом 2 м с применением пластиковой колонны, перекрывающей интервал 0-60 м.

- методом обращенного каротажа отработано 234 скважины, в том числе:

- глубиной 100 м с обсадной пластиковой колонной до 60 мс зарядом 300 г. – 2 скважины;

- глубиной 40 м с детонаторами в открытом стволе – 80 скважин;

- глубиной 24 м с детонаторами в открытом стволе – 152 скважины.

- методом обращенного каротажа в обсадной пластиковой колонне (источник детонаторы) продублировано 10 скважин глубиной 40 м.

Общий объем бурения составил 9000 м.

Таким образом, работы МСК велись 3-мя методами, что позволило провести сравнение эффективности работ по изучению ВЧР с целью определения оптимальных условий взрыва при производственных работах и при расчете статпоправок.

Метод МСК-НВТС был реализован в процессе опытных работ (Рис.1).

Плотность сети скважин МСК составила 1 скважина на 1,3 кв.км. Скважины глубиной 100 м с прямым каротажем располагались на линиях приема равномерно по всей площади работ, а скважины с обращенным каротажем – равномерно в основном по линиям возбуждения и в экстремальных точках рельефа.

Контроль проведения работ прямого и обращенного сейсмокаротажа проводился под наблюдением супервайзера.

Параметры регистрации и возбуждения

В соответствии с заданием на регистрацию по результатам опытных работ проведена отработка 16 скважин МСК методом прямого каротажа глубиной 100 м. Бурение скважины глубиной 100 м осуществлялось при помощи буровой установки УРБ-2А-2 с промывкой водой, штангами длиной 4,7 м с диаметром долота 150 мм. Обсадная пластиковая колонна диаметром 132 мм монтировалась до глубины 60-75 м.

Источник возбуждения сигнала - КЭМ-4 «Енисей» (колесный электромагнит) с 4-мя излучателями. Центр 4-х излучателей располагался в 7 м от скважины с целью снижения интенсивности трубной волны (1600-1700 м/с). Регистрация осуществлялась одноточечной трехкомпонентной скважинной сейсмической аппаратурой АСС «Волна-ТБМ» с блоком привода двигателя прижима.

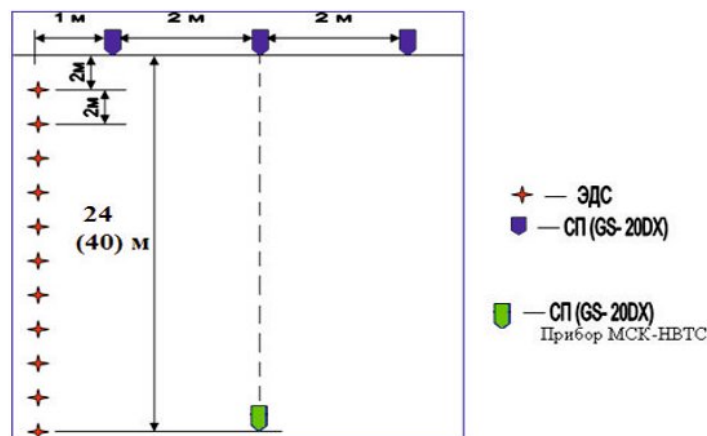
Система наблюдения – прямой МСК, регистрация сигнала – через каждые 2 м в процессе подъема зонда «Волна». Контрольные сейсмоприемники, регистрирующие ОМ – в непосредственно около платформы и на расстоянии 0.5 м от источника возбуждения.

Бурение скважин при проведении обращенного МСК проводилось станками УБГМ на гусеничном ходу. Погружение косы с детонаторами осуществлялось внутрь полых шнеков. 24-х метровые косы МСК заряжались 1 ЭДС через 2 м. 40-метровые косы заряжались 2 ЭДС шагом 2 м с 40 м до 24 м, а выше 1 ЭДС также с шагом 2 м.

На площади бурились и отрабатывались методом обращенного сейсмокаротажа скважины глубиной 24 и 40 м. Глубина назначалась с учетом альтитуды и морфологии рельефа. Через колонну полых шнеков погружалась заранее сплетенная косичка. По мере погружения, с шагом 2 м, к косичке подключались электродетонаторы (ЭДС-1). После погружения производились возбуждения в направлении снизу вверх с шагом 2 м (12 и 20 возбуждений на точке) и регистрация упругих колебаний. Регистрация велась одновременно на трёх каналах (3-мя сейсмоприёмниками). Группы геофонов располагались на поверхности на удалении 1, 3 и 5 метров от устья скважины МСК. Контрольный прибор НВТС располагался в скважине на глубине 40 м в 3-х метрах от скважины МСК. Прибор Тв располагался на расстоянии 1 м от устья скважины. Схема отстрела приведена на Рис.1.

Основная часть объема обращенного каротажа МСК выполнена сейсмостанцией SGD-SEL с параметрами, отраженными в Табл. 1.

Прибор НВТС устанавливался при проведении опытных работ с целью регистра-



▲ Рис. 1. Схема отстрела скважины МСК. Условные обозначения: ЭДС – ЭДС-1, СП – сейсмоприёмник.

▼ Табл. 1.

Сейсмостанция		SGD-SEL
Заводской номер сейсмостанции		№081
Длина записи [сек]		4
Шаг дискретизации [мс]		0.250
Кол-во рабочих каналов		3
Расстояние между каналами [м]		2
Шаг наблюдений [м]		2
Тип сейсмоприёмника		GS-20DX
Кол-во каналов в сейсмограмме		12
Номера служебных каналов		13,14
Номера рабочих каналов		1, 2, 3
Расстояние до приёмных СП [м]		1, 3, 5
Тип источника возбуждения		ЭДС-1
Глубина геологического забоя [м]		24-40
Интервал исследуемых глубин		2
Расстояние от ПВ до контр. Тв [м]		1

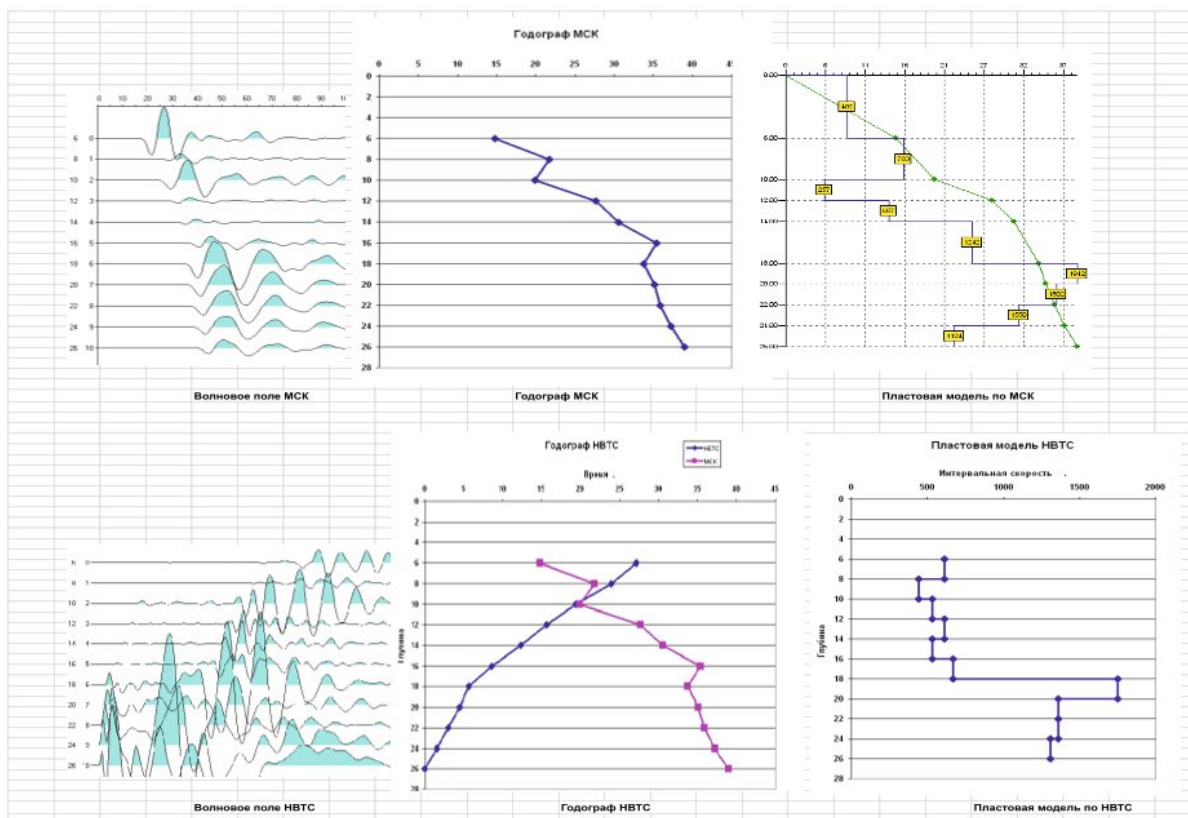
ции амплитуды падающего импульса и его сравнения с восходящим импульсом обращенного каротажа, который выполняется в массовом порядке.

Результаты работ

Основной объем МСК выполнен по схеме обращенного каротажа в открытом стволе глубиной 24 и 40 м.

Волновое поле обращенного МСК в значительном количестве случаев не позволяло достоверно определить подошву низко- и среднескоростных отложений (Рис.2-8).

Эффект увеличения времени первых вступлений при уменьшении глубины (Рис.2 глубина 16 м, Рис.3 глубина 12 м,



▲ Рис. 2. Волновое поле обращенного МСК -НВТС и неоднозначный результат интерпретации МСК.

▼ Рис.3 ПВ МСК +НВТС. Т набл искажено за счет большой зоны разрушения в интервале 10-12 м – зоне рыхлых отложений. Область поиска оптимальных условий погружения заряда от 14 м и ниже. 21 м – оптимальная глубина, судя по форме падающего импульса НВТС.

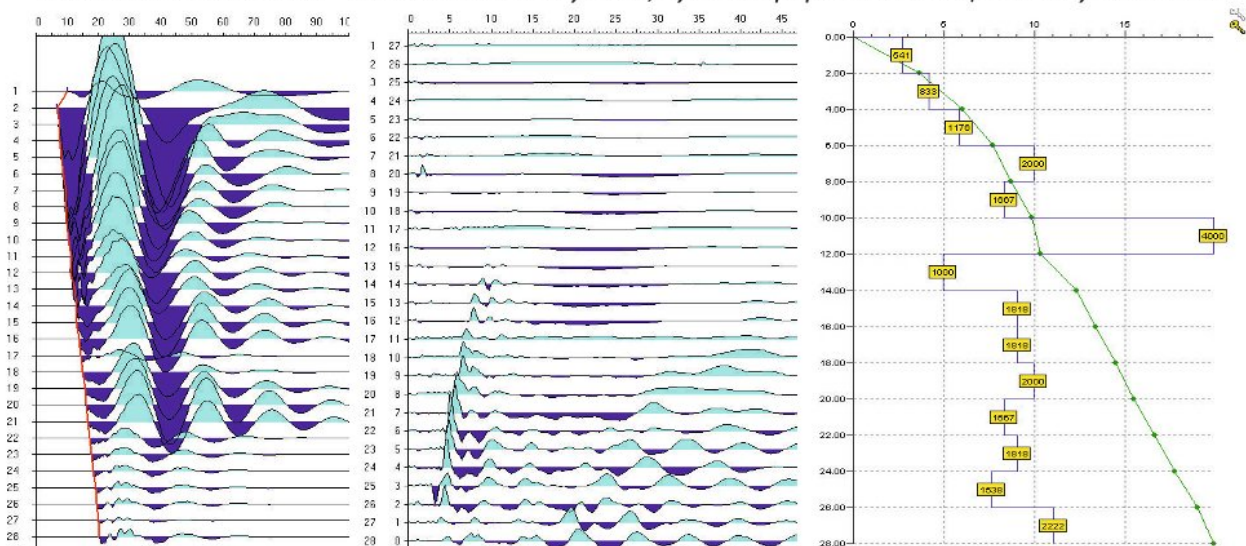
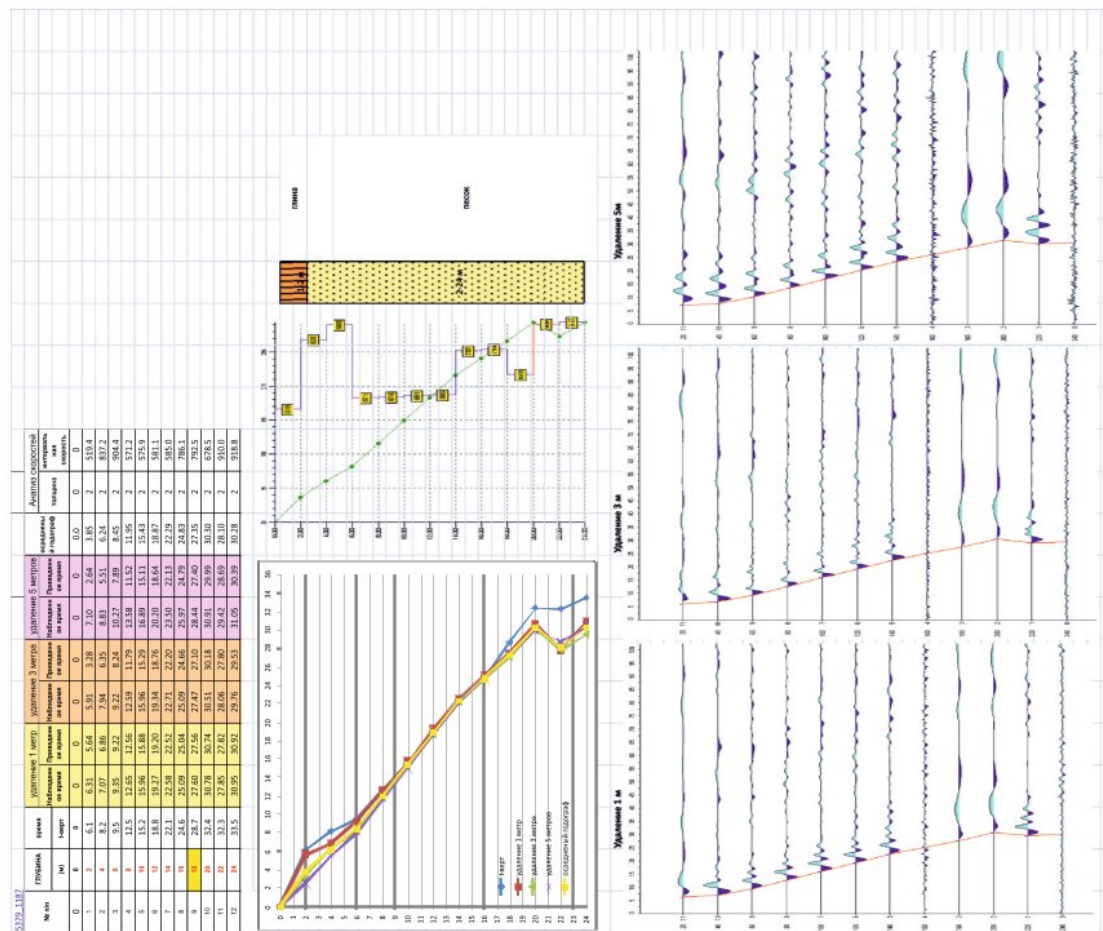
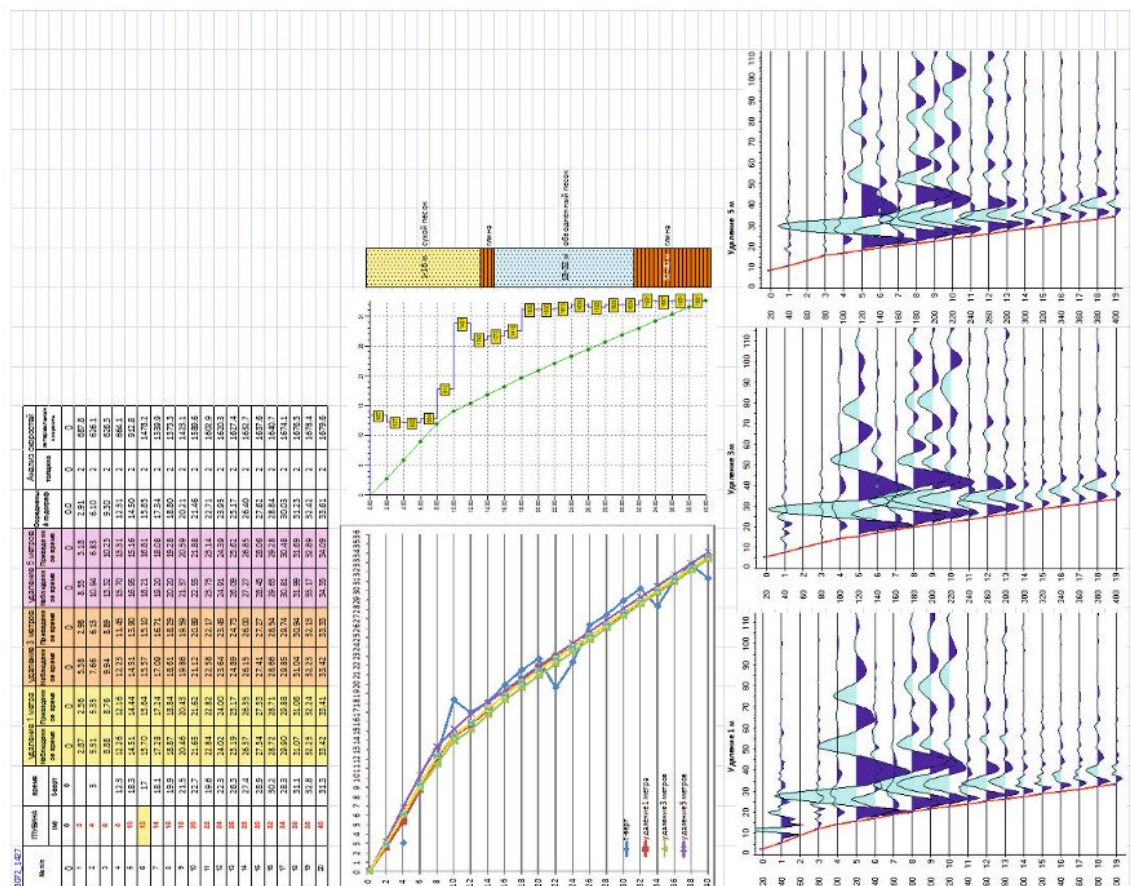


Рис.4 глубина 10 м и 16 м, Рис.5 глубина 20 м, Рис.6 глубина 6 м или 8 м, Рис.7 глубина 8 м, Рис.8 глубина 10 м) может быть объяснен разными условиями взрыва и, соответственно, разной временной задержкой формирования упругой волны за счет

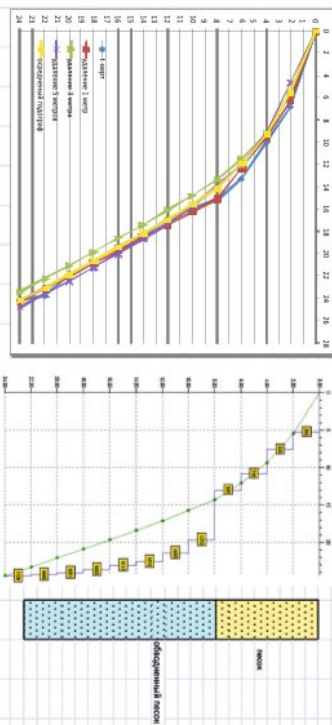
разного времени, которое идет на разрушение и уплотнение породы, прежде чем сформируется упругая волна сжатия. В плотных породах эта задержка меньше, чем в рыхлых породах.



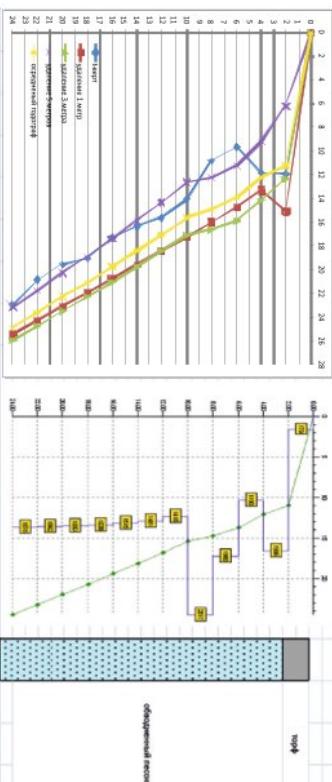
▲ Рис. 5. ПВ МСК 5379/1187 в открытом стволе. Крутой берег реки. Подошва ЗМС не вскрыта, возможно 24 м.



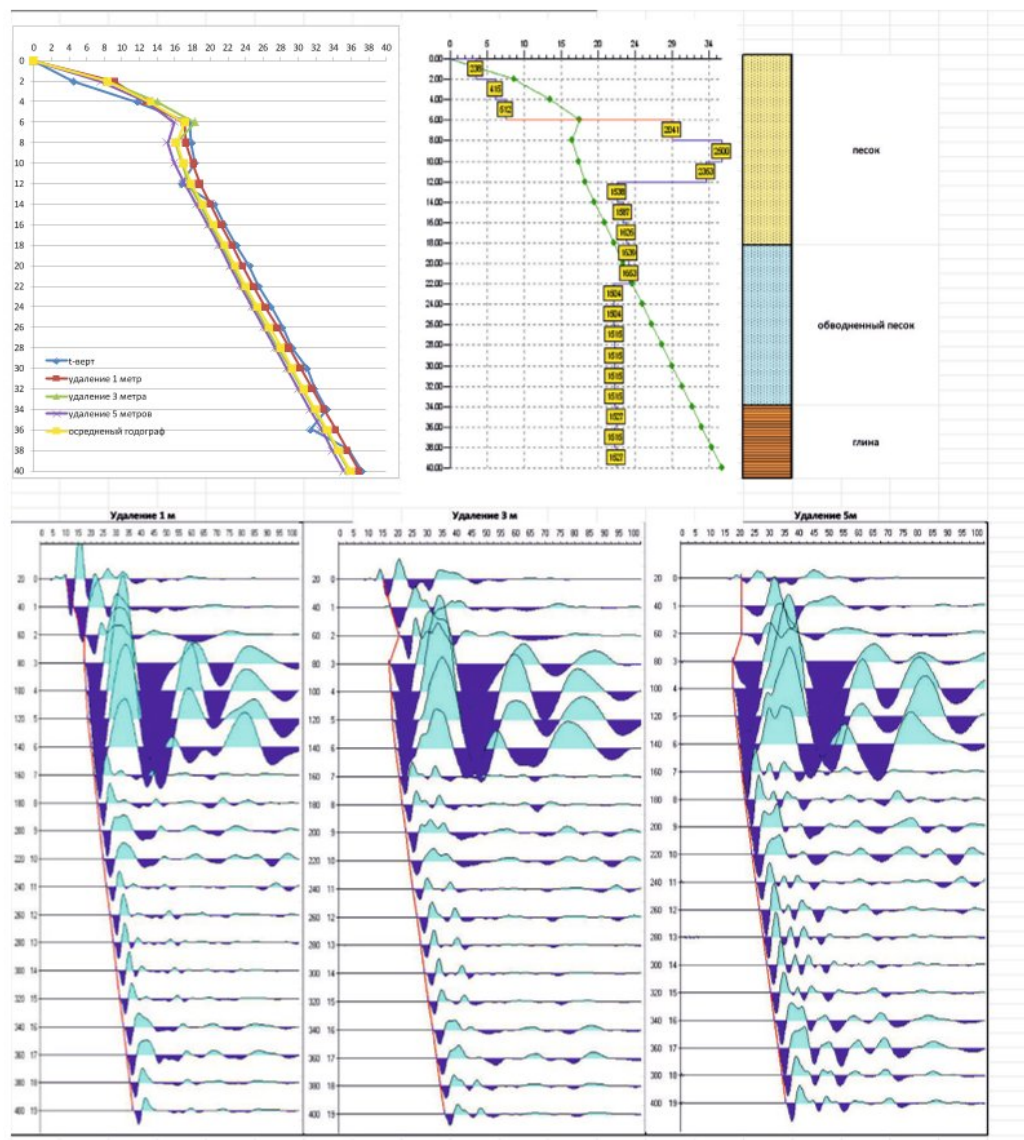
▲ Рис. 4. ПВ МСК 5072/1427 в открытом стволе. Лес – 3-х слойная модель ВЧР. Подошва ЗМС – 18 м.

[illegible]

▲ Рис. 6. ПВ МСК 5163/1287 в открытом стволе.
Лес – 3-х слойная модель ВЧР.
Подшоша ЗМС – 12 м.

[illegible]

▲ Рис. 7. ПВ МСК 5469/1187 в открытом стволе. Болото – 3-х слойная модель ВЧР. Подосава ЗМС – 10 м.



▲ Рис. 8. ПВ МСК 5277/1163 в открытом стволе. Волновое поле обращенного сейсмокаротажа и неоднозначный результат интерпретации.

Подтверждение этого тезиса нашлось при отработке прямого каротажа (Рис.9 ПВ МСК 5283 1167) в обсадной колонне и проведении в этой же скважине с обсадной колонной обращенного каротажа (Рис.10 ПВ МСК 5283 1167).

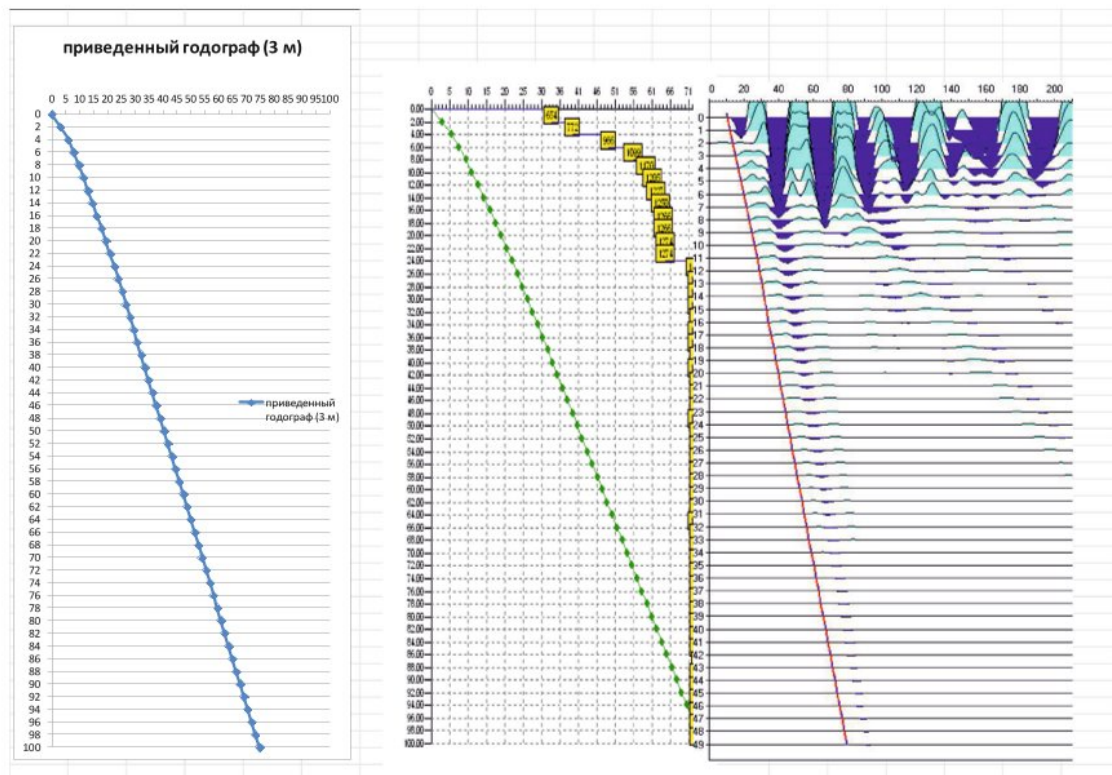
Второй аналогичный пример на ПВ МСК 5343 1199. Прямой каротаж в обсадной колонне (Рис.11) и обращенный каротаж в обсадной колонне (Рис.12).

Пример отработки обращенного МСК на ПВ 5229 1175 в колонне с однозначным определением подошвы ЗМС (Рис. 13).

Информация прямого каротажа в скважинах глубиной 100 м не позволяла

определить оптимальную глубину заложения заряда в интервале 12-24 м из-за того, что условия возбуждения не соответствовали технологии взрывных работ при отработке площади 3D (Рис.9, 11). Данные прямого каротажа применялись для расчета статпоправок за пункт приема до линии приведения.

В процессе решения этой проблемы (определения глубины подошвы ЗМС) верхняя часть разреза, перекрытого колонной с глубины 40 м, была отработана обращенным МСК в качестве эксперимента. При погружении 40-метровой косы с детонаторами в обсаженную колонну



▲ Рис. 9. ПВ МСК 5283/1167 в колонне 0-60 м. Волновое поле прямого сейсмокаротажа и результат интерпретации.

условия взрыва были нивелированы, время на разрушение и уплотнение породы в обсаженной колонне отсутствует и таким образом не зависит от литологии перекрытых колонной пород, что сказалось на однозначности наблюдаемого годографа и результатах интерпретации.

Получен результат, позволяющий рекомендовать в дальнейших исследованиях строения ВЧР комплекс прямого и обращенного МСК в обсадной колонне при определении подошвы низкоскоростных пород (ЗМС) и, соответственно, оптимальных условий взрыва. По результатам опытных работ, оптимальные условия взрыва были определены на 3-4 м ниже подошвы ЗМС. При определении глубины подошвы ЗМС, кроме кинематических признаков, были определены динамические и спектральные признаки сейсмического импульса, сформировавшегося в разных условиях ВЧР. Амплитудно-частотные характеристики получе-

ны в комплексе SEISWINQC.

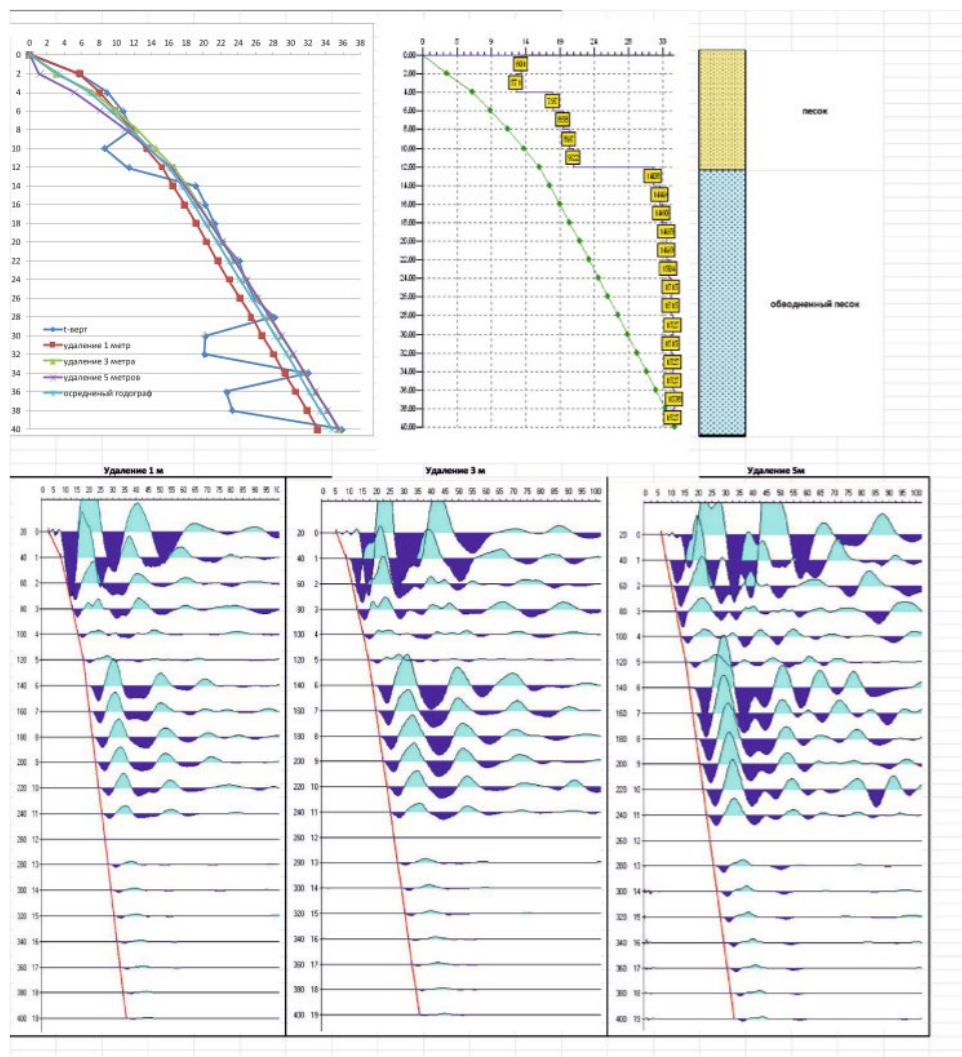
Методические приемы определения подошвы ЗМС основывались на кинематических и амплитудно-частотных признаках волнового поля МСК (Рис.14):

- изменение угла наклона годографа;
- время первого вступления;
- амплитуда, частота и ширина спектра восходящего импульса.

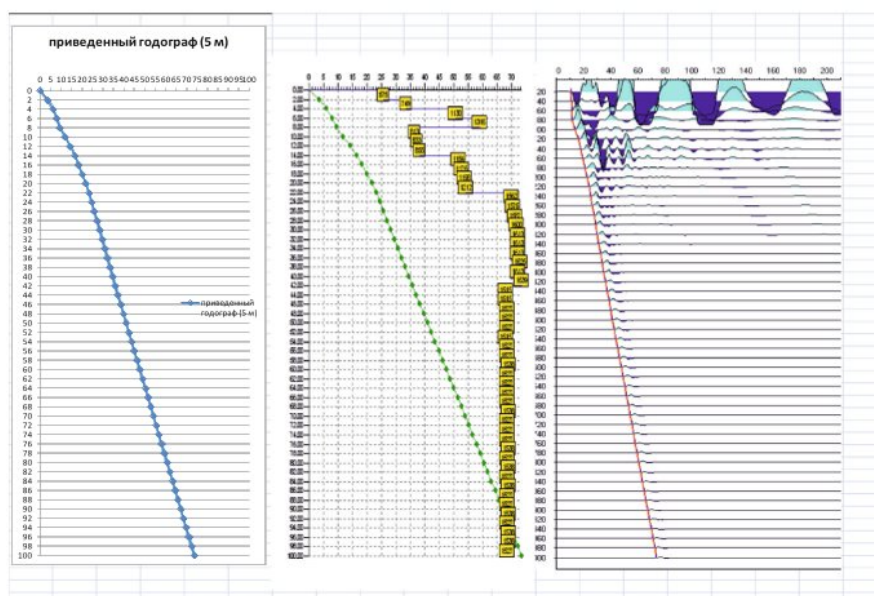
Качество работ МСК и методические приемы, описанные выше, позволили определить оптимальные условия погружения заряда и провести построения карты толщины ЗМС.

Результаты прямого каротажа могут быть использованы только при расчете статических поправок.

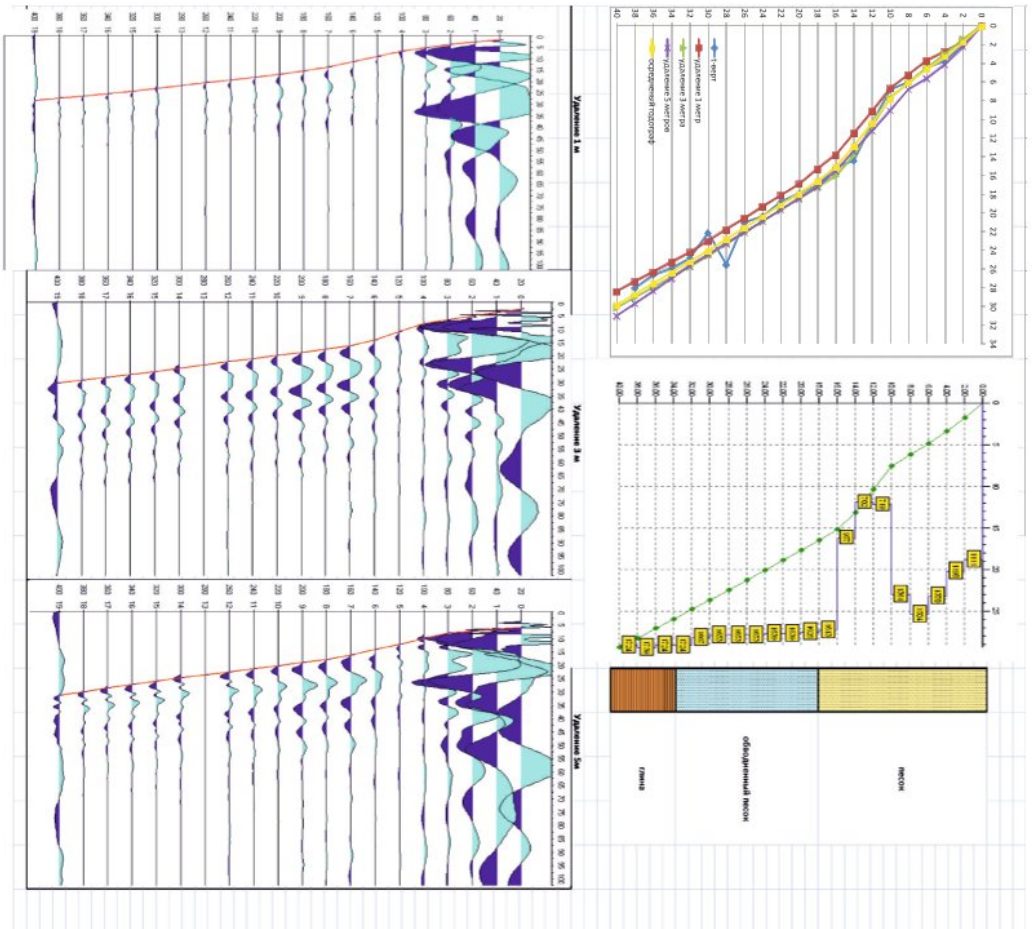
Результаты опытно-методических работ по оптимизации методики изучения ВЧР методом обращенного и прямого каротажа реализованы в процессе производственных работ на одной из площадей АО «РИТЭК».



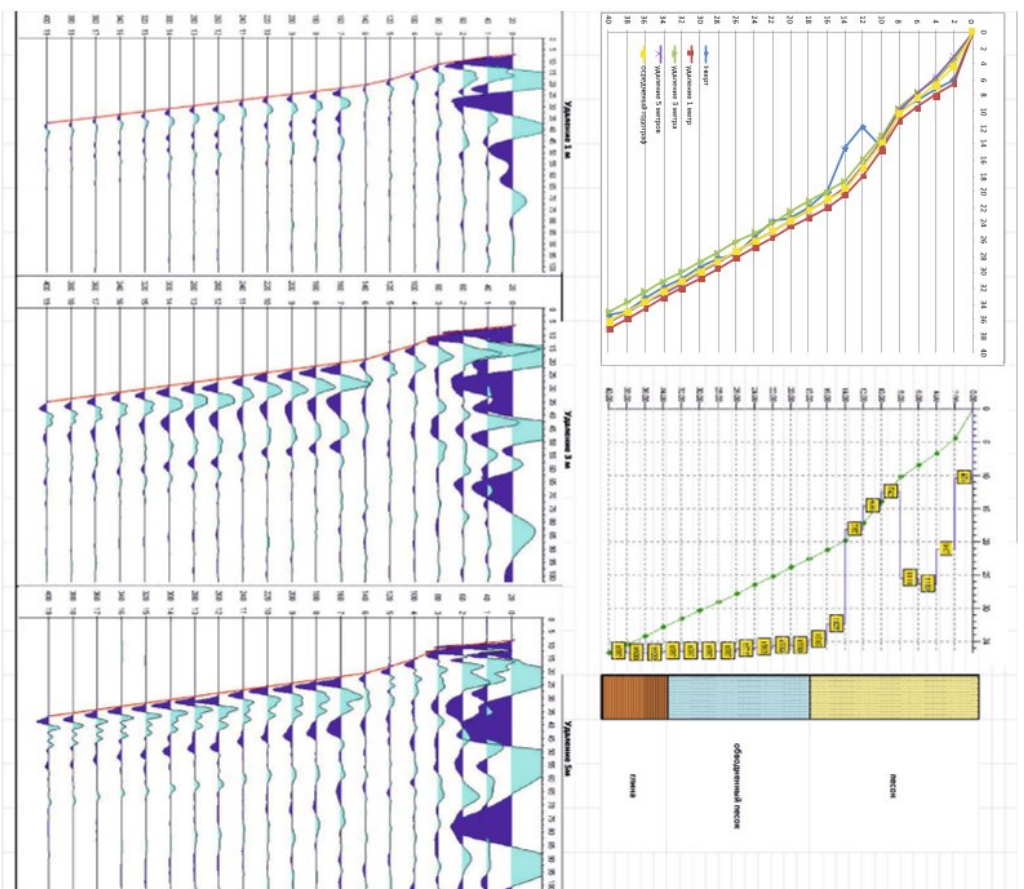
▲ Рис. 10. ПВ МСК 5283/1167 в пластиковой колонне. Волновое поле обращенного сейсмокаротажа и результат интерпретации. Подшва ЗМС –14 м.



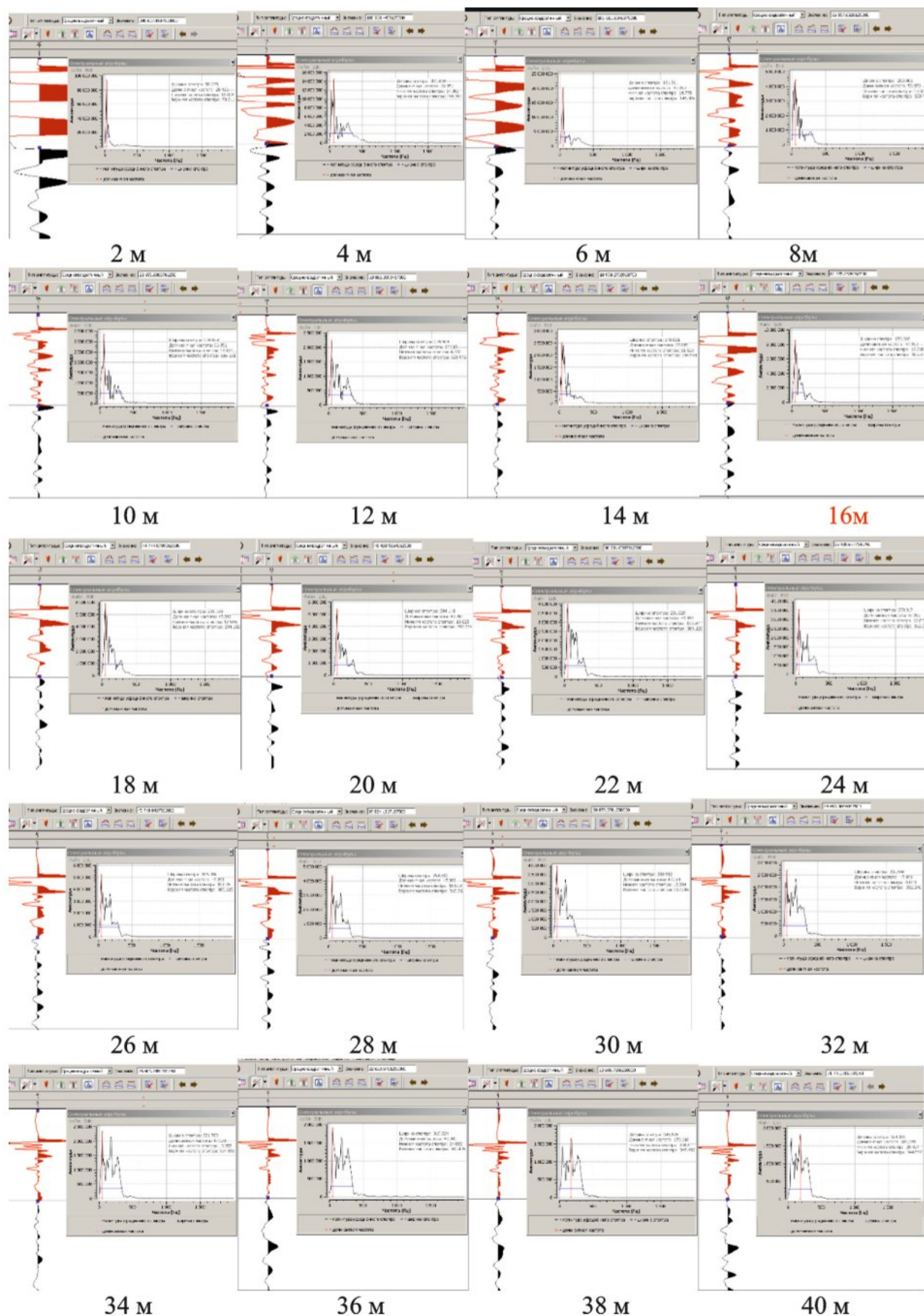
▲ Рис. 11. ПВ МСК 5343/1199 в колонне 0-60 м. Волновое поле прямого сейсмокаротажа и результат интерпретации.



▲ Рис. 12. 12МСК ПВ 5343/1199 в колонне 0-60 м. Волновое поле обращенного микросейсмокаротажа и однозначный результат интерпретации. Подшоа ЗМС –16 м.



▲ Рис. 13. ПВ 5229/1175. Волновое поле обращенного МСК в колонне и однозначный результат интерпретации. Подшоа ЗМС –16 м.



▲ Рис. 14. ПВ МСК 5229/1175. Результаты амплитудно-частотного анализа данных обращенного МСК в колонне.

О критериальной основе нефтегазопроисловых работ в Поволжье и Прикаспии

■ В.Я. Воробьев, Ю.С. Кононов, Е.В. Воробьева, АО «НВНИИГГ», г.Саратов

Рассмотрение критериальной основы нефтегазопроисловых работ имеет в виду, главным образом, ее двоякую оценку. С одной стороны, рассматривается система критериев, при которой в общем плане определяется направленность прогнозно-поискового процесса. С другой стороны, важное значение в данном случае придается также критериальной оценке эффективности уже самих нефтегазопроисловых работ. В рассматриваемом плане оба указанных аспекта относятся к регионам Поволжья и Прикаспия.

Вообще, как уже отмечалось [17], на региональном уровне оценка перспектив нефтегазонаосности с нефтегазогеологическим районированием выполняется двояким способом. В одном случае на таком уровне это - обособление нефтегазонаосных провинций (НГП). Оно может считаться традиционным и как бы официальным. В частности, первая карта с показом перспектив нефтегазонаосности СССР на такой основе была издана по состоянию изученности на 01.01.1967 г. [15]. Особенности нефтегазогеологического районирования Поволжья и Прикаспия на основе обособления НГП рассматривались уже совсем недавно [8].

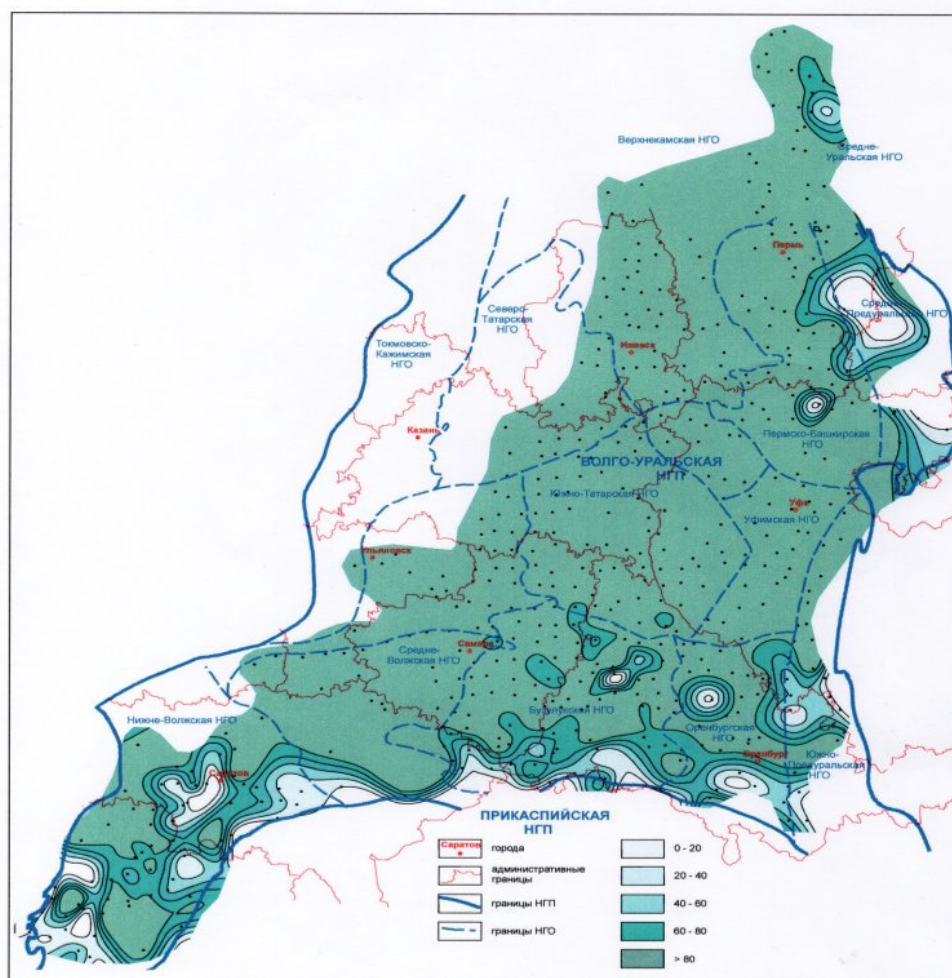
Другой подход предусматривает обособление наиболее крупного объекта, подобного провинции - нефтегазонаосного бассейна (НГБ). Он выглядит как бы неофициальным. Тем не менее, в последнее время довольно широкое развитие получило бассейновое моделирование на компьютерной основе. Оно, как известно, используется при прогнозировании нефтегазонаосности.

Оба подхода - с обособлением НГП и НГБ - объединяет то, что и в том, и в дру-

гом случае в разрезе выделяются нефтегазонаосные этажи (НГЭ), подразделяемые на нефтегазонаосные комплексы (НГК). При обособлении НГП главным образом используется геоструктурно-тектоническая основа. При этом даже тогда, когда выделение границ структурных элементов отличается некоторой условностью, они (границы), как правило, довольно четко закреплены. Это относится и к НГП в целом, и к выделяемым внутри них элементам более низкого порядка. Такой подход, в частности, позволяет осуществлять мониторинг ресурсной базы.

Выделение НГБ, как правило, осуществляется исходя из того, что они соответствуют седиментационным бассейнам. Чаще всего это совокупность нескольких бассейнов, сменяющих друг друга во времени. Границы же их, как правило, в той или иной мере мигрируют, что придает условность определению общей границы НГБ. Чтобы такую условность снизить, среди совокупности бассейнов определяется главный. В частности, такой подход более полувека тому назад для совокупности бассейнов мезо-кайнозойской части осадочного чехла Прикаспия использовал И.О.Брод.

При традиционном многолетнем использовании нефтегазогеологического районирования на основе выделения НГП Прикаспий обособляется именно в качестве провинции. Что же касается Поволжья, то оно лишь только часть другой - Волго-Уральской НГП. Эта часть в системе нефтегазогеологического районирования представлена двумя областями. Одна из них - Средне-Волжская нефтеносная (НО), другая - Нижне-Волжская нефтегазонаосная (НГО). Обе области находятся в южной



▲ Рис. 1. Карта распределения доли нефтяных запасов (%) в общих запасах углеводородов по категориям A+B+C₁

части НГП. Здесь они, как и вся южная часть Волго-Уральской НГП в целом, граничат с Прикаспийской НГП, имея с ней довольно тесную связь (рис.1), что особенно ярко проявляется в характере фазового состава углеводородных месторождений. Поэтому Поволжье нередко относится к обрамлению Прикаспия.

Характер взаимосвязей Прикаспия и его обрамления отличает ряд особенностей. Их рассмотрение целесообразно осуществлять на основе установленной многоуровневой системы геологических критериев оценки перспектив (прогноза) нефтегазоносности и определения направлений нефтегазопроисловых работ. Обычно указанные критерии нефтегазоносности принято рассматривать в следующем порядке:

- литолого-стратиграфический;

- фациально (формационно)-палеогеографический;
- структурно (геоструктурно)-тектонический;
- емкостно-фильтрационный;
- гидрогеохимический;
- термобарический;
- собственно нефтегазоносный.

В прогнозно-поисковом отношении эта система критериев используется на разных уровнях - от регионального до локального. В том числе при повышении изученности при переходе от регионального прогноза к зональному и локальному, как правило, происходит нарастание значения собственно нефтегазоносного критерия по сравнению со всеми остальными. К тому же помимо остальных указанных критериев имеется некоторая

неоднозначность их использования в основном по двум причинам. Одна из них - достигнутая степень изученности. Другая заключается в том, что прогноз и поиски нефти и газа или углеводородов (УВ) в целом принято ограничивать глубиной 7 км. Правда, однажды в Прикаспии давался прогноз до 8 км. Однако практического, поискового значения он так и не имел. Впрочем, пока еще и глубина в 7 км также достигнута очень редко. К сожалению, бурение на такую глубину единичных скважин весьма сложно и очень дорогостоящее, но к положительным итогам оно фактически не привело.

Что же касается системы критериев нефтегазоносности, то ее использование в прогнозно-поисковом отношении в данном случае применительно к регионам Поволжья и Прикаспия выглядит следующим образом.

В соответствии с литолого-стратиграфическим критерием в наиболее крупном плане в Прикаспии принято выделять надсолевой и подсолевой мегакомплексы (этажи) и разделяющий их соленосный комплекс.

В составе надсолевого комплекса (этажа) обособляются, прежде всего, (снизу вверх) верхнепермская, триасовая, юрско-меловая и не повсеместно развитая кайнозойская части. Стратиграфическое расчленение их осуществляется вплоть до ярусов, подъярусов и горизонтов. В верхнепермской и триасовой частях разреза существуют посвитные схемы их расчленения.

Наибольшей изученностью и выдержанностью разреза отличается юрско-меловая часть мегакомплекса (этажа), а наименее изучена и изменчива по составу его верхнепермско-триасовая часть.

В общем виде надсолевой мегакомплекс (этаж) характеризуется преобладанием терригенных песчано-глинистых

отложений. При этом в триасовой и особенно верхнепермской частях разреза в значительной мере получают развитие красноцветные образования.

В составе подсолевого мегакомплекса (этажа) выделена довольно детально изученная и расчлененная артинско-среднедевонская часть разреза. Для нее установлена формационная изменчивость. С одной стороны, довольно широко развиты карбонатные отложения, включая рифогенные. Особенно это характерно для башкирского яруса. С другой - не менее широко распространены терригенные породы от грубообмолочных до тонкослоистых глинисто-кремнистых. Все это известно на глубинах менее 7 км в окраинных частях Прикаспия. Во внутренних его районах по геофизическим данным кровля этажа погружается на глубины 10-15 км, поискового значения не имеющие. Впрочем, это относится и к нижней части надсолевого этажа - той, которая представлена, в основном, верхнепермскими отложениями.

Соленосный комплекс, разделяющий надсолевой и подсолевой этажи, в стратиграфическом отношении отвечает кунгурскому ярусу, но иногда включает также нижнеказанские отложения. Этот комплекс сложен галитом (каменной солью) с прослоями ангидритов и даже доломитов, с одной стороны, а с другой - калийных и калийно-магнезиальных солей. В ряде случаев (Баскунчак, Индер, Челкар) установлен различный характер их чередования.

В отличие от Прикаспия, в Поволжье надсолевой этаж и соленосный комплекс в основном резко редуцированы. Здесь повсеместно развит только среднедевонско-артинский этаж (мегакомплекс), расчлененный до ярусов, подъярусов, горизонтов. Такая его изученность послужила основой для стратификации этого

этажа и в Прикаспии. Вместе с тем за пределами развития соленосного комплекса верхи этажа бывают порою размыты.

Литологический состав этого этажа в Поволжье представлен в основном слоистыми известняками. Иногда зонально они приобретают массивное рифогенное строение, чаще всего в зонах выклинивания (замещения). Присутствующие в разрезе терригенные отложения развиты на трех стратиграфических уровнях. Снизу вверх: среднедевонско-нижнефранский, бобриковско-тульско-алексинский и мелекесско-верейский комплексы. Зонально терригенные породы встречаются также в косьвинско-радаевском интервале разреза. В то же время внутри комплексов, выделяемых в качестве терригенных, присутствуют многочисленные прослои карбонатных пород. Это, в частности, относится к так называемому "терригенному девону", выделяемому в отличие от "карбонатного девона" (точнее верхнего девона - нижнего карбона). Для него в южной части Нижне-Волжской НГО характерно, с одной стороны, появление рифогенных образований, а с другой - глинистых толщ.

Если же обособление девонско-артинского этажа в Поволжье и Прикаспии позволяет сопоставлять его с НГЭ, то его литологическая дифференциация способствует обособлению внутри него НГК. В этом, пожалуй, наибольшая прогностно-поисковая значимость литолого-стратиграфического критерия. При этом, например, в Прикаспии более широкая продуктивность приурочена к карбонатному башкирскому комплексу. В Поволжье при ее многозалежном характере на разных уровнях все же более широка продуктивность бобриковско-тульско-алексинского комплекса в обеих областях, особенно в Средне-Волжской. Подстила-

ются отложения среднедевонско-артинского этажа в Поволжье разнородными породами, по имеющимся данным непродуктивными.

Прежде всего, это породы архейско-нижнепротерозойского фундамента, а также рифей-вендские авлакогенные образования. Кроме них ограниченное, зональное распространение в окраинных частях Нижне-Волжской НГО имеют также породы ордовика и силура.

В соответствии с особенностями фациально(формационно)-палеогеографического критерия для Поволжья и Прикаспия может считаться вполне установленной весьма тесная взаимосвязь. Она, прежде всего, видна на региональном уровне в виде изменений формационных парагенезов, а на локальном и зональном - в виде фациальных рядов (либо сочетаний) внутри среднедевонско-артинского этажа [12, 29, 34 и др.].

Что же касается надсолевого этажа в Прикаспии, то формационно-фациальные изменения в нем наиболее присущи верхнепермской и триасовой частям его разреза. Однако именно они наименее изучены, в том числе в наименьшей мере охарактеризованы образцами керна. Фациальная характеристика юрско-меловых отложений несколько иная в западной части Прикаспия, по сравнению с восточной. Например, среднеюрские отложения на западе считаются более "мористыми", а отложения волжского (титонского) яруса опесчаниваются, тогда как на востоке представлены карбонатами. Впрочем, эти отличия могут считаться несущественными в прогностно-поисковом отношении.

Отдельные резкие фациальные изменения имеют зональный "мульдовый" характер, включая развитие нескольких палеогеновых мульд. Судя по всему, их образование было обусловлено сочета-

нием ряда ингрессий с интенсивным оттоком соли из мульд в соседние купола. Прямая связь с новокаспийской ингрессией выражена в виде неогеново-четвертичного плащеобразного покрова в западной части Прикаспия, обычно обособляемой в качестве междуречья Урала и Волги.

В Поволжье в послеоартинское время в основном преобладала пенепленизация. Седиментационные процессы были угнетены и редки. В среднедевонско-артинский период седиментация обычно оценивается в качестве мелководно-шельфовой с разработкой для терригенной седиментации аллювиально-дельтовой модели [2, 3 и др.]. В поисковом отношении более предпочтительными считаются рифогенные образования из-за возможности обнаружения в них залежей массивного типа. В то же время нефти, добытые из карбонатных комплексов, отличаются повышенной сернистостью.

В отношении структурно(геоструктурно)-тектонического критерия прежде всего следует заметить, что внутри него существуют два аспекта. Один из них за длительную историю прогноза и поисков нефти (УВ) не претерпел существенных изменений. Связан он со структурной (геоструктурной) основой прогнозно-поисковых исследований, включая элементы регионально-зонального уровня (например, своды). Ко второму аспекту относится тектоническая трактовка образования, главным образом, глобально-региональных геоструктурных элементов.

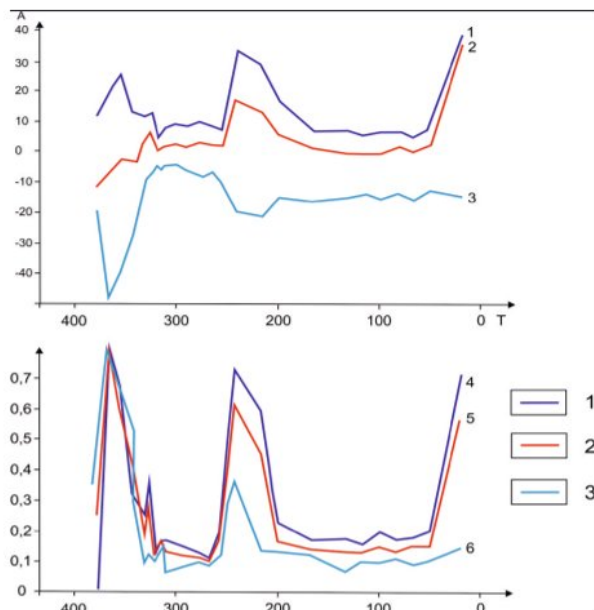
Как известно, первоначально (примерно до 80-х годов XX века) прогнозно-поисковые исследования наиболее тесно были связаны в тектоническом отношении с геосинклинально-платформенным учением. В отечественной геологии тогда был сделан ряд крупнейших открытий [32], в том числе включая Волго-Ураль-

скую и Прикаспийскую НГП, но особенно Западно-Сибирскую. Затем к концу XX - началу XXI века все более популярной становится тектоника плит. Изначально в ней речь шла лишь о нескольких плитах, а затем о множестве террейнов [30, 38 и др.]. Тем не менее, и ныне есть ряд исследователей, по крайней мере отечественных, относящихся к концепции тектонических плит критически [4, 5, 14, 20, 25, 31, 37 и др.]. Что же касается поискового аспекта в отечественной геотектонике, то он в журнале "Недра Поволжья и Прикаспия" уже рассматривался [7].

Вообще можно считать, что схема геотектонического подхода на принятую геоструктурную основу нефтегазогеологического районирования Поволжья и Прикаспия не очень повлияла. Так, Прикаспийская и Волго-Уральская НГП в платформенно-геосинклинальной модели относились, во-первых, к древней Восточно-Европейской платформе. Во-вторых, в ее пределах обе НГП были составными элементами Русской плиты с развитым осадочным чехлом. Его резкое распространение в целом составляет главную особенность Прикаспийской НГП. Поэтому в геоструктурном плане она выделялась в качестве области перикратонных прогибаний. Наиболее древние из них связывались с продолжением в Прикаспии рифей-вендских толщ Пачелмского авлакогена и разделением ее в районе Аралсора на Сарпинскую и Центрально-Прикаспийскую ветви в виде тройного сочленения.

В концепции же тектоники плит Восточно-Европейская платформа меняется на континент Балтию с его пассивной окраиной океана в Прикаспии. Вместо авлакогенов выделяются рифтогены, либо при океанообразовании - зона спрединга.

На рисунке 2 показано изменение характеристик развития локальных подня-



▲ Рис. 2. Развитие локальных структур юго-востока Восточно-Европейской платформы в фанерозое. Условные обозначения: 1-3 – средняя амплитуда движений: 1 – положительных, 2 – всех, 3 – отрицательных; 4-6 – доля структур, испытавших структуро-формирующие движения: 4 – положительных, 5 – всех, 6 – отрицательных.

тий юго-востока Восточно-Европейской платформы во времени. Изменение этих характеристик во времени имеет четко выраженное сочетание цикличности и направленности. Для положительных тектонических движений средний прирост амплитуд структур имеет слабую тенденцию увеличения от каледонского к новейшему этапу тектогенеза, а отрицательных – четкую тенденцию к уменьшению в том же направлении. Несмотря на непрерывное во времени развитие локальных структур, отмечается три этапа их интенсивного развития, совпадающие с завершающими этапами тектогенеза. Лишь для структур, испытавших отрицательные структуроформирующие движения, присутствует четко выраженная тенденция к уменьшению их числа к новейшему этапу тектогенеза (рис.2).

По имеющимся геолого-геофизическим данным наиболее интенсивное прогибание во внутренних частях Прикаспия происходило в два этапа. Первый из них – девонский, выделяемый, главным образом, по геофизическим данным, и поэтому неоднозначно оцениваемый разными исследователями (особенно в отношении развития раннего палеозоя). Второй этап оценивается гораздо более надежно. Он связывается с накоплением соленосного кунгура и, в основном, молассоидных (включая красноцветы) толщ верхней перми и триаса. Для этого этапа характерны преимущественно континентальные либо мелководноморские (триасовые карбонаты в западной части Прикаспия) условия.

В геоструктурном отношении Прикаспийская НГП относится к рангу крупнейших надпорядковых объектов, чаще всего именуясь впадиной, изредка синеклизой. Однако, как уже отмечалось, лучше всего для нее подходит название мегавпадина. В частности, оно отличает ее и от впадин, выделяемых в пределах Волго-Уральской НГП, включая Поволжье, и от таких синеклиз, как, например, Московская (более близкая).

Наиболее существенная геоструктурная особенность Прикаспия, как известно, выражена в различии стиля дислокаций надсолевого и подсолевого этажей в виду специфики соляной тектоники. При этом для надсолевого этажа характерно обилие разрывных нарушений. Это в основном ядра соляных куполов и сопутствующие им сбросы растяжения. В связи с этим в надсолевом этаже чаще всего встречаются тектонически экранированные залежи (особенно крутыми склонами соляных ядер).

К региональным особенностям надсолевого этажа можно отнести прослеживание отражений на границе юры и мела

или близкой к ней поверхности, в основном внутри межкупольных мульд. Глубина залегания этой отражающей границы на востоке Прикаспия обычно не превышает 1-1,5 км, а на западе порой возрастает до 2-2,5 км. Размеры мульд в поперечнике, как правило, не превышают первых десятков км при общей ячеистой форме в плане, ограниченной разломами над соляными перешейками между куполами. Зонально-локальные виды связей куполов и мульд наиболее изучены на юго-востоке Прикаспия.

В подсолевом этаже, в основном по геофизическим данным, преобладают пликативные дислокации с пологим его погружением от окраинных частей к центру. В среднем величина уклона кровли этажа (отражающий горизонт П1) колеблется от 20-30 до 50 м на километр. Лишь в зоне сочленения Прикаспия с Поволжьем выделяется флексурная зона, где уклон пород достигает 80-100 м/км и даже несколько больше. Ширина такой зоны обычно не превышает 10 км, а перепад глубин - 1-1,5 км. Более или менее сходная картина прослежена и по горизонту П3, стратифицируемому в качестве границы между карбонатным и терригенным девоном. Вместе с тем внутри Прикаспия структурные планы горизонтов П1 и П3 существенно не совпадают главным образом в пределах Астраханско-Актюбинской системы поднятий.

В российской части Прикаспия это относится к Астраханскому своду. При сечении профиля через 0,5 км на региональных обзорных картах (масштаба 1:1000000) он по горизонту П1 выглядит как полусвод. По горизонту П3 его форма четко замкнутая. Что же касается разломной тектоники, то она в подсолевом этаже (горизонты П1, П3) Прикаспия и области его сочленения с Поволжьем весьма

редка. Значительно чаще разломы выделяются по поверхности фундамента, где глубины ее залегания, как правило, гораздо больше 7-ми км.

В Поволжье среднедевонско-артинский этаж в целом в региональном плане может считаться полого воздымающимся в северном и северо-западном направлениях. В Нижне-Волжской НГО на такой региональный фон накладывается образование структур, называемых инверсионными. Однако в связи с тем, что их амплитуды, как правило, не превышают первых сотен метров, это мало влияет на общий региональный фон. На зонально-локальном уровне вполне приемлемым считается выделение поднятий даже с амплитудой до 50 м [13].

В соответствии с емкостно-фильтрационным критерием прежде всего в разрезе выделяются породы-коллекторы и покрышки. Если внутри первых идет фильтрация флюидов, включая УВ, то вторые служат барьерами на ее пути. В то же время за последние десятилетия появились представления о таких объектах, как субколлекторы и полупокрышки, с возможными близкими условиями весьма ограниченной фильтрации (в частности УВ). Как правило, эти особенности проявляются на зонально-локальных уровнях и обусловлены действием, прежде всего, двух факторов. Один из них - литофациальный с замещением покрышек на полупокрышки и коллекторов на полукolleкторы. Другой связан с проявлением повышенной трещиноватости, превращающей покрышки в полупокрышки, особенно когда глины преобразуются в аргиллиты. У коллекторов же трещиноватость способствует тому, что их фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) в общем повышаются.

Одна из основных тенденций заключается в ухудшении ФЕС коллекторов с

глубиной по мере уплотнения пород, особенно терригенных. Так, в 70-е годы XX века довольно резкое их снижение выявлялось на глубинах 4,5-5 км (и более) в пограничных районах Поволжья и Прикаспия в ходе реализации Ровенско-Краснокутского и Ершовско-Мокроусовского комплексных проектов. В дальнейшем такая же тенденция подтвердилась при бурении на глубине 5 км и более в окраинных частях Прикаспия. Одновременно довольно много данных получено по карбонатным породам (прежде всего на Карачаганаке, Жанажоле, Тенгизе, Астраханском своде). У них пористость обычно несколько ниже, чем у терригенных пород, но снижение их ФЕС с глубиной происходит гораздо слабее ввиду кавернозности и трещиноватости. Последняя в терригенных и карбонатных породах выражена по-разному из-за характера ее цементации. В условиях больших глубин возрастает роль вторичных процессов, которые уже не только влияют на ФЕС пород-коллекторов, но контролируют развитие типа коллектора. На месторождениях Прикаспия тип коллектора поровый, порово-трещинный, порово-кавернозно-трещинный.

При общей тенденции уменьшения пористости с глубиной в отдельных интервалах разреза наблюдаются участки ее аномального увеличения. В большинстве случаев они приурочены к зонам, распо-

ложенным ниже поверхностей перерывов в осадконакоплении.

Об отсутствии однонаправленного влияния регионального уплотнения карбонатных пород на их коллекторские свойства свидетельствуют и данные по Карачаганакскому и Астраханскому месторождениям (табл. 1).

Уникальные результаты получены по скважине Черная Падина, 1 с забоем на глубине более 5900 м, которая пробурена в зоне, объединяющей северную группу предполагаемых однотипных органогенных построек (Черная Падина, Алтинско-Ершовская, Озинская, Каменковская приподнятые зоны). Здесь впервые в девонских отложениях встречены мелководные карбонатные отложения (кораллы *in situ*), имеющие открытую пористость на этой глубине 10%, хорошую газопроницаемость, повышенные содержания Сорг и суммарного генерационного потенциала (S_1+S_2) по данным пиролиза, АВПД. Отражательная способность витринита (R^o) находится в интервале 0,85-1,35, т.е. породы расположены в зоне мезокатагенеза, и нефтематеринские породы до сих пор могут продуцировать газообразные УВ поздней генерации.

Одним из факторов, благоприятствующих сохранению, а также возникновению пористости на больших глубинах, является АВПД. Коэффициент аномальности для девонских отложений в скв. Черная

▼ Табл. 1. Значение величины открытой пористости в интервалах проницаемости для нижнекаменноугольных карбонатных пород-коллекторов ($K_p \geq 6\%$), залегающих на различных глубинах.

Глубина, м	Интервал проницаемости, мД	Интервал и среднее значение открытой пористости, %
3800-4600	0.1-1.0	6.0-16.6 (9.6)
	1.0-10	7.0-19.4 (12.3)
	10-100	9.0-22.0 (15.5)
4600-5340	0.1-1.0	6-12.5 (8.3)
	1.0-10	6-16.7 (10.3)
	10-100	7-18.3 (13.4)

Падина, 1 колеблется в пределах 1,4-1,6. В скв. 1 Упрямовской даже песчанистые алевролиты на глубине 6031-6045 м имеют пористость от 9,5 до 11,3%.

В результате деформационных процессов в породах происходит образование дополнительной деформационной пустотности, контролируемое их литолого-петрографическими особенностями и определяющее характер процессов деформации и разрушения пород. При этом эффект разуплотнения пород может быть настолько значительным, что он полностью снимает уплотнение пород, вызванное действием эффективных напряжений, и в некоторых случаях может увеличить емкость в 1,5-2 раза. [39]

К покрышкам обычно относятся глинистые породы. В Прикаспии и в пограничных с ним районах Поволжья довольно важной покрышкой принято считать также соленосный комплекс кунгурского яруса. Однако эта покрывка имеет зональный характер двоякого рода. В обрамлении Прикаспия при пластовом залегании соли она быстро выклинивается. В самом же Прикаспии при соляной тектонике известны бессолевые мульды.

Согласно гидрогеохимическому критерию в Поволжье и Прикаспии есть несколько особенностей его проявления. Прежде всего, это относится к определению гидрогеохимического режима. Например в Прикаспии, особенно в его восточной части, где на приподнятых крыльях куполов нередко обнажены породы мела, юры и даже триаса, установлено сочетание инфильтрационного и элизионного режимов. Последний характерен для опущенных крыльев куполов, где те же породы продуктивны, и особенно для залегающих на больших глубинах в межкупальных мульдах пород триаса и верхней перми. В отличие от таких особенностей надсолевого этажа, для подсо-

левого свойственен элизионный режим. Что соответствующим образом сказывается на гидрогеологической характеристике, тесно связанной с вмещающими породами и их рассеянным органическим веществом (РОВ), включая воднорастворенное (ВОВ) и насыщающую воды газовую составляющую. Например, дана оценка изменения дебитуминизированной части РОВ подсолевого этажа при катагенезе [21]. Предельная же газонасыщенность вод подсолевого этажа во многом определяет высокий газовый фактор нефтяных залежей, а также наличие газоконденсатных. Об этом, в частности, свидетельствует исследование термодинамического состояния пластовой смеси месторождения Карачаганак [6].

В Поволжье степень раскрытости недр, вплоть до каменноугольных отложений, нарастает в северном и северо-западном направлениях. Таким же образом элизионный режим замещается инфильтрационным, а условия нефтегазонакопления становятся менее благоприятными. Газонасыщенность вод в Нижне-Волжской НГО выше по сравнению со Средне-Волжской. В водах, насыщающих карбонатные комплексы, обычно повышена концентрация сернистых соединений, а УВ содержат сероводород, меркаптаны.

Термобарический критерий в Прикаспии проявляется несколько по-разному, по сравнению с Поволжьем. Так, для Прикаспия прежде всего характерен пониженный фон температурного поля, что чаще всего связывается с наличием в разрезе соленосных отложений. Вместе с тем установлено общее нарастание напряженности геотермии в юго-западном направлении. По подсолевым отложениям наиболее интенсивна она на Астраханском своде. Однако наиболее интенсивная аномалия геотермического

поля установлена на небольшом удалении от свода (порядка 100 км) в урочище Мынтобе и приурочена к надсолевому этажу. Хотя точно пока не известно, но скорее всего, именно она повлияла в том числе и на повышенное значение теплового поля подсолевого этажа не только в районе Мынтобе, но и в пределах Астраханского свода. Еще одна зональная Ждановская геотермическая аномалия известна также в районе северо-западной окраины Прикаспия в Саратовской области.

Барическая составляющая рассматриваемого критерия в Прикаспии довольно существенно отличается в надсолевом и подсолевом этажах. Так, в надсолевом нарастание давления с глубиной, как правило, соответствует гидростатическому. В подсолевом же этаже широко развиты аномально высокие пластовые давления (АВПД). Их оценки даются с середины 70-х годов XX века [23]. К тому же такие давления встречаются в соленосном комплексе, сопровождаясь рапопроявлениями. При стремлении во время бурения "застраховаться от выбросов" продуктивные интервалы разреза нередко кольматируются в призабойной зоне скважин.

В Поволжье общий фон изменения с глубиной температуры и давления может считаться средненормальным. Наряду с этим в карбонатных комплексах иногда происходит катастрофическое поглощение бурового раствора, то есть встречаются зоны аномально низкого пластового давления (АНПД). Судя по всему, это зоны карстования, не компенсируемого минерализацией. Соответственно нефтегазовый критерий в значительной мере используется в соответствии с принципом геологических аналогий. Например, открытие в 50-х годах XX века средних по запасам месторождений в надсолевом НГЭ Прикаспия, где до этого были извест-

ны лишь мелкие, стимулировало усиление поисковых работ. Еще больше интенсивность прогнозно-поисковых видов исследований уже на подсолевой НГЭ возросла после открытия гигантского Оренбургского месторождения на небольшом удалении от Прикаспия. Так, в начале 70-х годов ставится задача сосредоточения поисковых работ в северной (бортовой) части Прикаспия [16, 22, 24, 26 и др.]. До этого времени поиски подсолевой нефти велись в основном в Актюбинском Приуралье [1] и в меньших объемах на Южно-Эмбинском поднятии. Одной из рекомендаций [22] предлагалось и продолжение их здесь, и начало на севере (прежде всего в Тепловской зоне). При развитии работ на подсолевой НГЭ оценка его ресурсной базы стала намного выше по сравнению с уже довольно хорошо разведанной базой надсолевого НГЭ. В дальнейшем такой прогноз подтвердился в ходе открытия серии крупнейших месторождений в основном на рубеже 70-80-х годов (Астраханское, Карачаганакское, Тенгизское, а также Жанажольское), а затем в конце XX-начале XXI века (Кашаган).

Помимо основных различий величины ресурсной базы и запасов двух НГЭ Прикаспия, у них имеется ряд других существенных отличий. Так, для совокупности месторождений, отличающихся высокой разведанностью ресурсной базы, распределение их запасов в общем виде отвечает усеченному распределению Парето [19]. Это свойственно надсолевому НГЭ. Иная картина в подсолевом НГЭ при современной его разведанности. Главной его особенностью можно считать концентрацию основных запасов в крупных и крупнейших залежах массивного типа, приуроченных к карбонатным НГК. Вблизи крупных месторождений появляются "спутники", но практически отсутствует

шлейф мелких месторождений. В связи с этим возникает вопрос: нужны ли они на больших глубинах и при каких запасах разработка открываемых залежей окажется рентабельной на фоне роста стоимости скважин?

Освоению мелких по запасам месторождений в надсолевом НГЭ большей частью обусловлено их залеганием на глубинах в основном до 1-1,5 км, а иногда вообще не превышающих сотен метров. К тому же нередко они многочисленны. Наиболее значимые месторождения в этом НГК приурочены к куполам со слабо-нарушенной мезозойской частью разреза, а большинство месторождений пространственно тяготеет к Астраханско-Актюбинской системе поднятий. Распределение ресурсной базы надсолевого НГЭ на современном уровне изученности оценивается с меньшей четкостью.

Основные массивные залежи подсолевого НГЭ связаны с крупными поднятиями карбонатных НГК рифогенного типа. Попытки поисков УВ в терригенных НГК успеха не имели, хотя и получались иногда фонтаны.

Главные перспективы нефтегазоносности Прикаспийской НГП, исходя из имеющейся оценки ресурсной базы, сосредоточены вдоль ее окраины. Здесь в пределах относительно узкой полосы шириной 100-150 км, где глубина кровли подсолевого НГК не превышает 7 км, сосредоточено свыше 90% ресурсов. Вообще и в надсолевом НГЭ разведанная часть его ресурсов находится в таких же условиях.

В Поволжье в среднедевонско-артинском НГЭ преобладают, хотя и многочисленные, но все-таки мелкие по запасам месторождения. Вместе с тем уровень запасов в Средне-Волжской НО все же выше, чем в Нижне-Волжской НГО при достаточно высокой разведанности

ресурсной базы. В связи с этим ожидать в Поволжье открытия не только крупных, но и средних месторождений весьма затруднительно. Единственным, пожалуй, районом, где такое возможно, считается зона предполагаемого развития на север группы месторождений в Волгоградской области, связанных с рифогенными ловушками. Самое крупное из них - Пмятно-Сасовское.

В Саратовской области в подобных условиях получен приток нефти на Луговом поднятии. Оно выявлено СГЭ НВНИИГГ совместно с другими, соответствующими ему поднятиями также предположительно рифогенного типа. Однако здесь проявилась особая специфика поисковых работ. Обычно получение притока нефти или УВ в общем виде оценивается в качестве открытия месторождения (залежи). Вслед за этим следует промышленная оценка сделанного открытия для подготовки месторождения (залежи) к разработке. Сопутствующие же выявленные поднятия подготавливаются для ввода в бурение с вероятными новыми открытиями и наращиванием базы добычи нефти (УВ). В случае Лугового поднятия этого нет, что в известной мере как бы отвечает общей трансформации в данном случае геологоразведочных работ (ГРР), произошедшей на рубеже XX-XXI веков. Так, в конце 80-х годов была дана оценка развития ГРР на нефть и газ в СССР и США [27]. При этом указано, что создание в СССР мощной топливно-энергетической базы осуществлено при гораздо меньших объемах ГРР и затратах, чем в США. Такой результат достигнут прежде всего за счет более высокой успешности поисков при выявлении вдвое большего количества гигантских месторождений. Это относится и к гигантским месторождениям, открытым в Прикаспийской НГП. Затем произошло

резкое падение и объемов, и эффективности ГРП [28]. К тому же осуществлено беспрецедентное списание ранее приращенных запасов нефти и конденсата [36]. Если ранее речь шла о сравнительном анализе систем запасов и ресурсов отечественной и американской [36], то ныне фактически осуществлен переход на американскую систему [11]. Это один из показателей предельно высокой зависимости отечественного нефтегазового комплекса от иностранных монополий, когда экспорт УВ-сырья - главная статья дохода.

Что же касается нефтегазопроисковых работ, то открытие месторождения (залежи) определяет переход от оценки ресурсов УВ к подготовке запасов в ходе дальнейших ГРП. Одним из важнейших в определяемой системе критериев эффективности поисков [18] является предварительно оцениваемая крупность открытия, в дальнейшем уточняемая вплоть до разработки месторождения (залежи). В общей схеме принятого нефтегазогеологического районирования наиболее важно положение в разрезе, НГЭ, НГК и глубина, а также флюидальный состав УВ. Последний, в свою очередь, характеризуется фазовым составом, качеством флюидов и тем геолого-техническим состоянием, которое определяет современный уровень извлечения из недр сложных и однофазных УВ-систем.

Литература

1. Авров П.Я., Космочева Л.Г. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Актюбинского Приуралья и Западного Примугд-жарья. – Алма-Аты: АН Каз. ССР, 1963. – 163 с.
2. Аллювиально-дельтовые системы палеозоя Нижнего Поволжья /под ред. В.А.Бабадаглы. – Саратов: изд-во Саратов. ун-та, 1982.
3. Аллювиально-дельтовые системы Саратовского Правобережья и их связь с блоковой тектоникой /С.В.Яцкевич, В.Я.Воробьев, В.Д.Ма-
мулина, Л.Н.Умнова //Недра Поволжья и Прикаспия. – 2000. – Вып.24. – С.27-34.
4. Бакулин Ю.М. Геологическое развитие Земли и геодинамические концепции //Отечественная геология. – 2005. – №2. – С.33-39.
5. Блюман Б.А. Основные концептуальные следствия неоднородности Земли //Отечественная геология. – 2005. – №2. – С.87-93.
6. Былинкин Г.П., Тимофеев Г.И., Кулинич М.П. Термодинамическое состояние пластовой смеси Карачаганакского месторождения //Геология нефти и газа. – 1989. – №8. – С.44-48.
7. Воробьев В.Я., Кононов Ю.С. О состоянии отечественной геотектоники и геодинамики (поисковый аспект) //Недра Поволжья и Прикаспия. – 2008. – Вып.55. – С.8-21.
8. Воробьев В.Я., Кононов Ю.С. Особенности нефтегазогеологического районирования на примере Урало-Поволжья, Прикаспия и Предкавказья//Недра Поволжья и Прикаспия. – 2009. – Вып.59. – С.3-11.
9. Воробьев В.Я., Кононов Ю.С. Некоторые проблемы современных нефтегазопроисковых работ в Поволжье и Прикаспии //Недра Поволжья и Прикаспия. – 2011. – Вып.66. – С.8-15.
10. Воробьев В.Я., Кононов Ю.С. Еще раз о проблемах нефтегазоносности//Отечественная геология. – 2014. – №?. – С.58-64.
11. Габриэлянц Г.А. О новой классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов //Отечественная геология. – 2007. – №4. – С.3-11.
12. Геолого-геофизические модели и нефтегазоносность палеозойских рифов Прикаспийской впадины /под ред. Ю.С.Кононова. – М.: Недра, 1986. – 149 с.
13. Горьков Ю.Д. Больше-Чалыклинский-2 лицензионный участок. Перспективы открытия месторождений нефти и газа //Недра Поволжья и Прикаспия. – 2012. – Вып.72. – С.19-30.
14. Горяинов П.М., Иванюк Г.Ю. Поможет ли синергетика “теории” тектоники плит? //Отечественная геология. – 2005. – №2. – С.93-102.
15. Ерёменко Н.А. Карат перспектив нефтегазоносности СССР //Геология нефти и газа. – 1971. – №9. – С.57-59.
16. Колупаев А.Н., Петров В.Н., Шептунов В.П. Геологическое строение северного борта Прикаспийской впадины //Геология нефти и газа. – 1972. – №4. – С.31-32.
17. Кононов Ю.С. О нефтегазогеологическом районировании при оценке ресурсов углеводородов //Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2004. – №7. – С.13-17.

18. Кононов Ю.С. Оценка эффективности нефтегазопроисловых работ по геологическим критериям //Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2003. - №1. – С.16-19.
19. Конторович А.Э., Дёмин, Страхов И.А. Закономерности выявления различных по запасам месторождений нефти и газа в нефтегазоносных бассейнах //Геология и геофизика. – Новосибирск: Наука, 1985. - №11. – С.3-15.
20. Михалёв Ю.М. Кризис новой глобальной тектоники //Отечественная геология. – 2005. - №2. – С.81-87.
21. Изменение дебитуминизированной части РОВ подсолевых отложений Прикаспийской впадины в процессе катагенеза /О.К.Навроцкий, И.Н.Сидоров, Г.П.Былинкин, И.В.Орешкин//Геология нефти и газа. – 1983. - №6. – С.45-48.
22. Обоснование глубокого и сверхглубокого бурения на подсолевые газ и нефть в восточной части Прикаспийской впадины /Я.С.Эвентов, А.А.Альжанов, З.Е.Булекбаев и др. //Геология нефти и газа. – 1970. - №7. – С.15-19.
23. Оценка аномально высоких пластовых давлений в подсолевых отложениях Прикаспийской впадины /Н.Я.Кунин, Г.А.Былевский, С.С.Гаццолеева, Н.Ш.Курбанов//Геология нефти и газа. – 1976. - №1. – С.64-69.
24. Перспективы нефтегазоносности подсолевого палеозоя и направления поисково-разведочных работ в центральной части северного борта и обрамления Прикаспийской впадины /К.Х.Бакиров, Е.И.Иванов, К.А.Ли и др. //Геология нефти и газа. – 1970. - №7. – С.9-15.
25. Пущаровский Ю.М. Глобальная тектоника в перспективе //Бюл. МОИП. Отд. геол. – 2004. – Т.79. – Вып.2. – С.3-17.
26. Разведка бортового уступа Прикаспийской впадины – неотложная задача /Н.С.Ерофеев, А.Г.Алексин, Г.П.Макаров и др. //Геология нефти и газа. – 1970. - №5. – С.10-16.
27. Развитие геологоразведочных работ на нефть и газ в СССР и США /Г.А.Габриэлянц, Г.Х.Дикенштейн, М.И.Лоджевская, А.А.Размышляев//Геология нефти и газа. – 1989. - №11. – С.16-22.
28. Салманов Ф.К., Золотов А.Н. Топливо-энергетический комплекс России в период реформ (итоги и прогнозы) //Геология нефти и газа. – 1996. - №1. – С.4-10.
29. Седиментационные модели подсолевых нефтегазоносных комплексов Прикаспийской впадины /под ред. А.К.Замарёнова. – М.: Недра, 1986. – 137 с.
30. Соколов С.Д. Аккреционная тектоника (современное состояние проблемы) //Геотектоника. – 2003. - №1. – С.3-13.
31. Томсон И.Н. Океанизация Земли – альтернатива неомобилизму//Отечественная геология. – 2005. - №2. – С.76-81.
32. Трофимук А.А. 60 лет развития геологии нефти и газа в СССР//Геология нефти и газа. – 1982. - №12. – С.1-8.
33. Тяпкин К.Ф. О кризисе в современной тектонике и возможности выхода из него //Геофизика. – 2003. - №5. – С.70-72.
34. Формации среднедевонско-артинского нефтегазоносного этажа юго-востока Русской плиты (Прикаспийская мегаплатина и ее обрамление) /С.В.Яцкевич, В.Я.Воробьёв, Ю.И.Никитин и др. //Недра Поволжья и Прикаспия. – 2010. – Вып.63. – С.3-16.
35. Халимов А.М., Фейгин М.В. Сопоставимость категорий запасов и ресурсов, применяемых в СССР и США //Геология нефти и газа. – 1985. - №8. – С.39-44.
36. Шелепов В.В. Обеспечить энергетическую безопасность России //Использование и охрана природных ресурсов России. – 2001. - №2. – С.38-41.
37. Шолпо В.Н. Процессы самоорганизации в тектонике и геодинамические модели //Геотектоника. – 2002. - №2. – С.3-14.
38. Шолпо В.Н. Эмпирические обобщения и парадигмы в геологии //Бюл. МОИП. Отд. геол. – 2003. – Т.78. – Вып.5. – С.3-14.
39. Павлова Н.Н. Деформационные и коллекторские свойства горных пород. – М.: Недра, 1975. – 240 с.

Журнал «Приборы и системы разведочной геофизики» издается с 2002 года и является единственным тематическим периодическим изданием в современной России, освещающим актуальные проблемы геофизического приборостроения.

Наряду с публикациями, посвященными сугубо практическим вопросам геофизического приборостроения, в журнале широко представлены публикации, в которых рассматриваются теоретические исследования и экспериментальные работы по обоснованию и применению тех или иных новаций в решении задач, стоящих перед геофизической отраслью, теоретические и практические вопросы полевых технологий, обработки и интерпретации сейсмических данных, широкоазимутальной сейсморазведки, физики горных пород, инженерной сейсморазведки и т.д.

Издание ориентировано на широкий круг представителей геофизического сообщества. Мы с готовностью предоставляем страницы нашего журнала для публикации статей, подготовленных специалистами научно-исследовательских институтов, вузов, нефтегазовых компаний, сервисных геофизических компаний, производственных предприятий и организаций и др.

Журнал «Приборы и системы разведочной геофизики» входит в список ведущих периодических изданий, рекомендованных Высшей аттестационной комиссией Минобразования России для публикации основных научных результатов диссертаций на соискание степени доктора и кандидата наук.

Журнал включен в Российский индекс научного цитирования (РИНЦ).

Периодичность издания 4 номера в год (ежеквартально).

Web-сайт журнала: psrgeo.ru

Адрес редакции: 410019, г.Саратов, ул. Крайняя, 129,
ООО «ИнформГеофизСервис»

Электронная почта: paturlov@mail.ru

Телефон: +7 (8452) 64-14-32

Продолжается подписка на 2017 и последующие годы.

Модель Озинской структуры по подсолевым горизонтам во внутренней части Прикаспийской впадины Саратовской области

■ Зуб Е.А., АО «НВНИИГГ», г. Саратов

Подсолевые отложения северо-западной части Прикаспийской впадины остаются слабоизученными глубоким бурением из-за высокой стоимости строительства скважин при больших глубинах залегания данных отложений. Тем не менее, поиск подсолевых нефте-газо-перспективных структур данной территории является одним из основных направлений, поскольку по подсолевым отложениям возможно обнаружение средних и крупных месторождений УВ, связанных с объектами рифогенного типа.

В пределах Саратовского сегмента Прикаспийской впадины на Озинской площади в 2006-2007 гг. были выполнены сейсмические работы методом ВП ОГТ (высоконаправленная поляризационная модификация ОГТ), которые позволили выделить подсолевую Озинскую структуру, предположительно рифоподобного типа, по девонско-башкирским отложениям и надверейской толще. Однако, из-за недостаточной плотности сети профилей (8 профилей ВП ОГТ и 6 профилей ОГТ 1986 г.), а так же недостаточной протяженности меридиональных профилей в северном направлении, требовалось уточнение конфигурации структуры, характера ее северного погружения. Сейсмоэлектроразведочные работы на данной территории были продолжены в 2009-2011 гг. Плотность сети профилей была увеличена (26 новых профилей), а так же увеличена протяженность меридиональных профилей в северном направлении, что позволило уточнить строение Озинской структуры, подтвердить наличие ее северного погружения, выделить региональное широтное разрывное нарушение на северном окончании структуры.

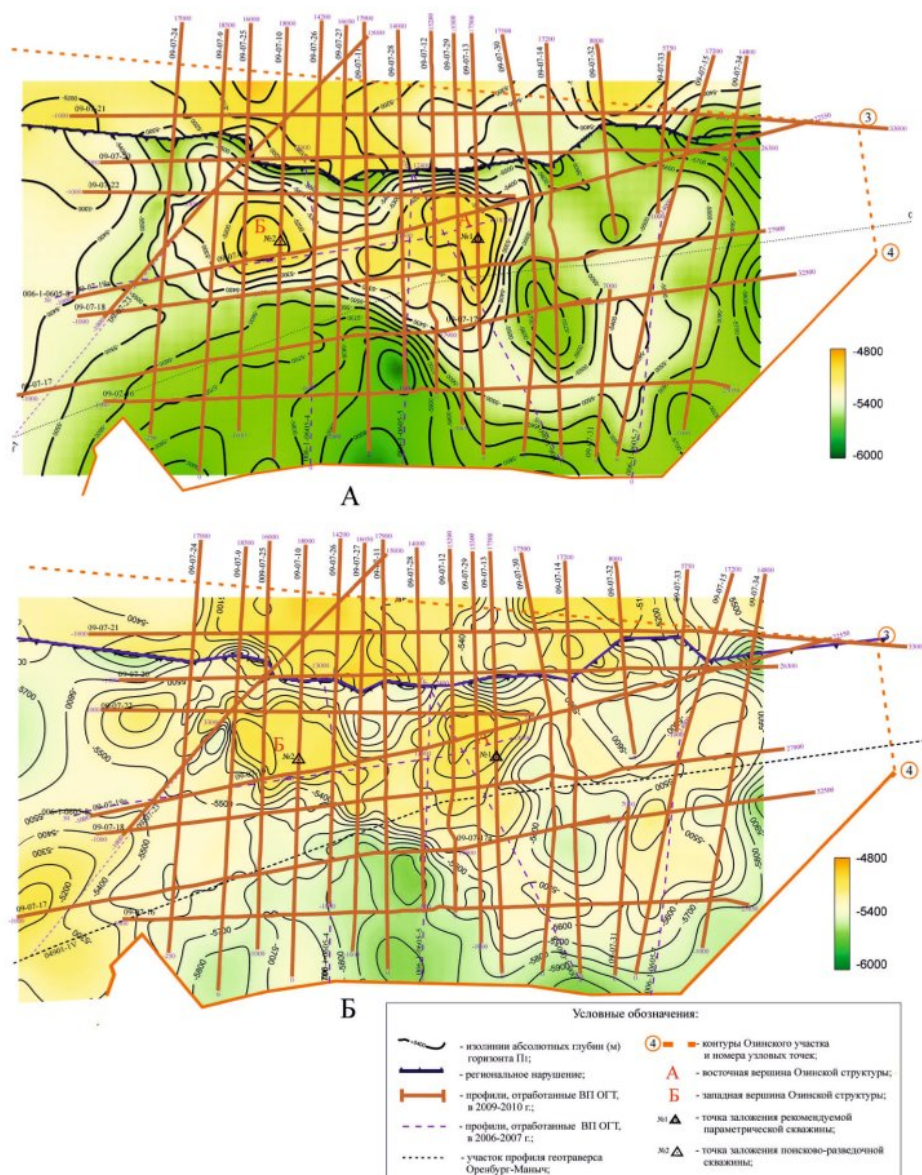
Граф обработки в сравнении с работами 2006-2007 гг. претерпел изменения незначительно. Предварительно была проведена специализированная обработка данных ВП ОГТ, которая заключалась в преобразовании двухкомпонентных сейсмограмм (реализация высоконаправленного приема). Граф обработки включал в себя все основные процедуры, включая: предсказывающая деконволюция, различные многоканальные фильтры, детальная коррекция статических и кинематических сдвигов, миграция Кирхгоффа. В результате обработки были получены качественные временные разрезы по всем профилям с надежной корреляцией всех целевых горизонтов. Примеры приведены в предыдущей статье [2].

В статье [2] рассмотрена методика определения интервальных скоростей на базе программного комплекса SUMSKOR (разработка НВНИИГГ), которая обеспечивает достаточно точное определение интервальных и средних скоростей в надсолевой части разреза, включая соленосную толщу, с погрешностью $\approx 3\%$ до подошвы соли.

Это обеспечивает достаточно достоверные структурные построения (карты) по подсолевым горизонтам на основе глубинных построений.

С помощью этой методики были получены интервальные скорости по всем основным литолого-стратиграфическим комплексам. Коррелируемые горизонты получили ориентировочную стратиграфическую привязку на основании данных близлежащих скважин и характера самих волновых полей временных разрезов:

1 горизонт - nJ - подошва юрских отложений;



▲ Рис. 1. Структурные карты по сейсмическому горизонту P_1 (по подошве соли): А) построенная по глубинным разрезам; Б) построенная в результате перемножения карты t_0 ($t_0/2$) и карты средней скорости до горизонта P_1 .

2 горизонт - l_p - поверхность соленосной толщи;

3 горизонт - P_1 - подошва соленосной толщи;

4 горизонт - P_2' - кровля терригенных отложений среднего карбона (кровля верейско-мелекесских отложений);

5 горизонт - P_2 - кровля карбонатных отложений среднего карбона (кровля башкирских отложений)

6 горизонт - P_3 - кровля терригенного девона.

В дальнейшем полученные результаты интервальных скоростей были использованы для построения глубинных разрезов.

Для наиболее достоверных структурных построений очень важно точное знание средней скорости до первого подсолевого горизонта P_1 , от которой во многом зависит проявление или отсутствие структуры по горизонту P_1 на глубинных разрезах.

В принципе структурные построения по

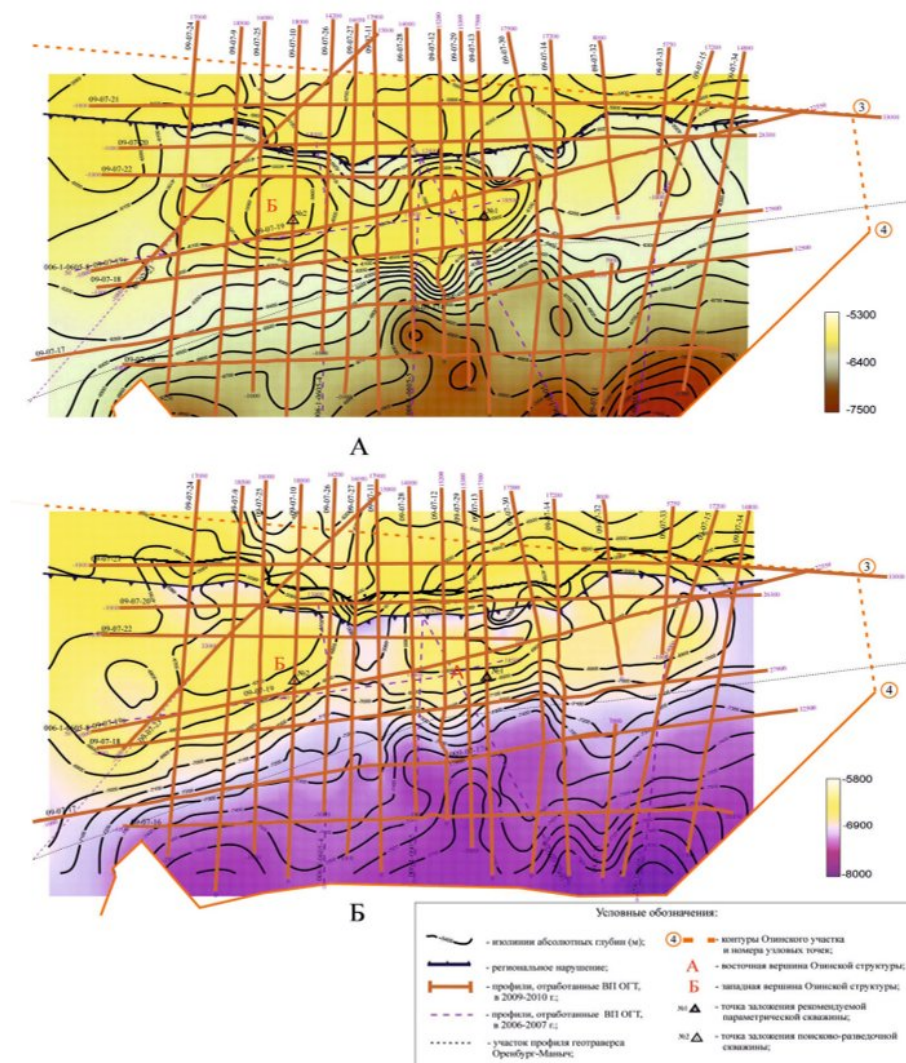
горизонту P_1 могут быть выполнены следующими способами:

- трансформация временных разрезов в глубинно-динамические разрезы и построение структурной карты на основании этих глубинно-динамических разрезов;

- построение карты t_0 по временным разрезам и карте средних скоростей до горизонта P_1 , затем программным путем осуществить переход на структурную карту, минуя построения глубинных разрезов;

- построение карт по глубинным разрезам.

Как показано в статье [2], в условиях развитой солянокупольной тектоники глубинно-динамические разрезы, как правило, представляются сложными интерферированными волновыми полями с артефактами дифрагированных осей синфазности, по которым не представляется возможным выполнить качественную и достоверную корреляцию подсолевых горизонтов. Поэтому их применение для структурных построений в данных



▲ Рис. 2. Структурные карты: А) построенная по поверхности сейсмического горизонта P_2 (поверхность девонско-башкирского карбонатного комплекса отложений); Б) построенная по поверхности сейсмического горизонта P_3 (поверхность терригенных девонских отложений).

условиях затруднительно.

Другие два способа структурных построений в полной мере удовлетворяют данным сейсмогеологическим условиям и с их помощью можно получить достаточно достоверные структурные карты. В данной статье приведены результаты построений до горизонта по P_1 этими двумя способами (Рис. 1).

При сравнении построенных карт отмечается высокая степень их соответствия друг другу. Так на обеих картах отмечаются: обособленные структуры, а так же вершины (А и Б) с амплитудой порядка 300 м; четкое северное погружение структуры, ограниченное разрывным нарушением. Ориентировочная площадь структуры на Рис. 1А составляет $\approx 70 \text{ км}^2$, а на Рис. 1Б $\approx 65 \text{ км}^2$. Сопоставление этих карт в определенной степени повышает достоверность существования выделенной структуры по P_1 .

Тем не менее, в качестве основного способа построения структурных карт на Озинской площади выбран вариант с использованием глубинных разрезов, который позволяет более надежно выполнить построения карт по горизонтам P_2' – P_3 .

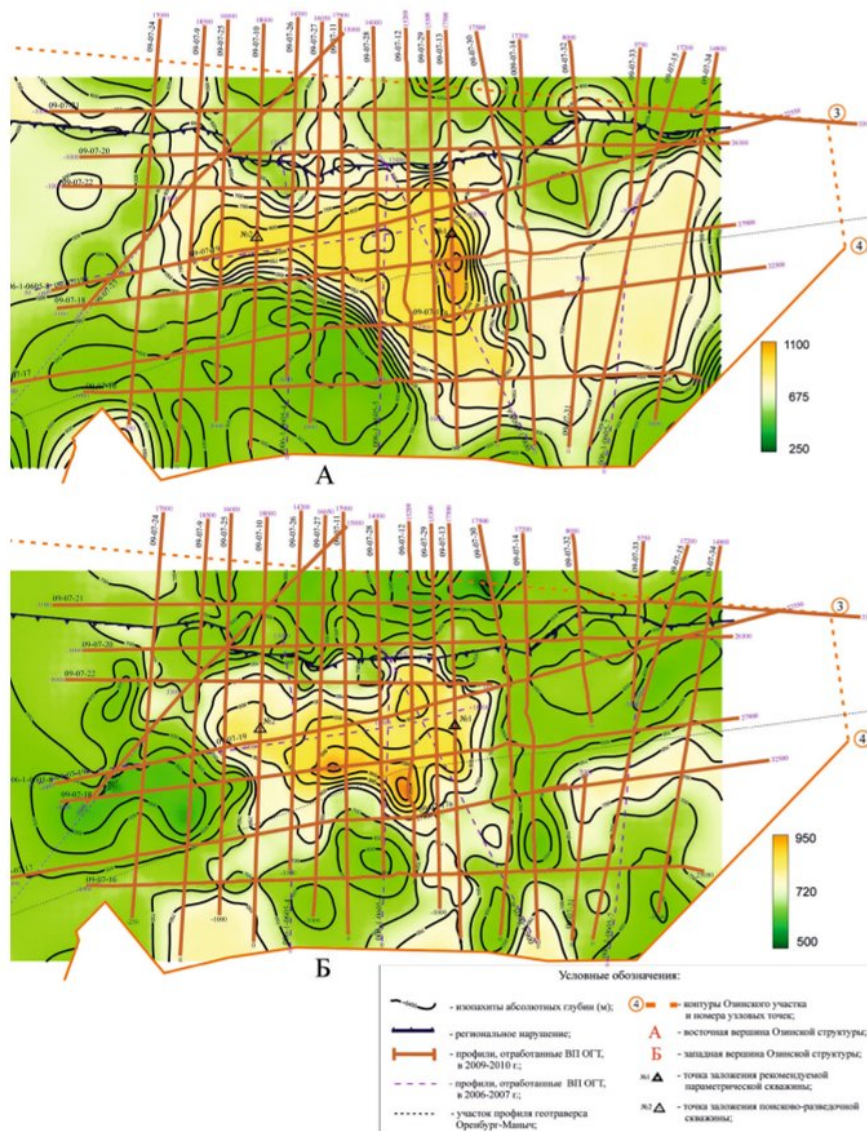
Рассмотрение структурной карты по P_1 (Рис. 1А) показывает следующее.

На карте четко обособлены вершины Озинской структуры: восточная А и западная Б. Не вызывает сомнения существование ее северного погружения, которое ограничивается с севера региональным нарушением и приподнятым блоком по подсолевым горизонтам. Структура вытянута в широтном направлении, т.е. соответствует ориентации бортового уступа Прикаспийской впадины. По замкнутой изолинии – 5400 м, контролирующей основное ядро структуры, площадь составляет около 70 км^2 с амплитудой 300 м. Выделенные вершины А и Б

представляют интерес с позиций обнаружения ловушек УВ в нижнепермских отложениях.

Структурные карты по горизонтам P_2' и P_2 совпадают и соответствуют структурному плану строения горизонта P_2 (кровли башкирских карбонатных отложений) в наиболее приподнятой его части. Поскольку в основу модели терригенных отложений верейско-мелекесской толщи положено существенное сокращение мощности в северном и восточном направлениях, вплоть до ее выклинивания на приподнятой части структуры по P_2 , поверхность этих отложений (горизонт P_2') выделяется с юга примерно до широтного профиля 09-07-18, севернее горизонт P_2' отсутствует и на карте по горизонту P_2' отображается поверхность P_2 – кровля башкирских карбонатных отложений (Рис. 2А). При этом допускается возможность существования незначительной мощности (менее 50 м) терригенных отложений в северной части структуры над горизонтом P_2 .

Рассмотрение карты по горизонту P_2 (Рис. 2А) показывает следующее. По отношению к карте по горизонту P_1 Озинская структура на карте по P_2 сохранила свое положение с видоизменением своей конфигурации. Структура стала более пологая. Разрывное нарушение, проходящее вдоль северного погружения структуры, и его северный приподнятый блок так же надежно прослеживаются. Вершины А и Б имеют то же самое положение, что и на карте по P_1 . Эти вершины объединяет незамкнутая изолиния – 6200 м, обособляя собой карбонатную площадку широтного простирания. Последняя замкнутая изолиния, объединяющая обе вершины, является изолиния – 6100 м. По этой изолинии площадь структуры оценивается в 60 км^2 , амплитуда структуры по P_2 составляет 200 м.



▲ Рис. 3. Карты мощности: А) построенная по интервалу P_1 - P_2' (надверейского комплекса отложений); Б) построенная по интервалу P_2 - P_3 (девонско-башкирского комплекса отложений).

Структурная карта по горизонту P_3 , которая соответствует поверхности терригенного девона (Рис. 2Б), отличается от вышеописанных карт ее размытостью. Здесь отмечается общая приподнятая зона широтного простирания. Вершины А и Б соответствуют по положению одноименным вершинам на структурных картах по горизонтам P_1 и P_2 , но они несколько обособлены друг от друга на карте P_3 .

Незамкнутая изолиния -6900 м оконтуривает всю приподнятую зону горизонта, в пределах которой выделяется несколько замкнутых изолиний (структурных ослож-

нений), включая и вершины А и Б. Наименьшая глубина залегания по вершинам А и Б составляет -6700 м, амплитуда этих вершин составляет 100 м.

Дополнительную информацию в целом о строении рассматриваемого объекта несут карты изопакит по интервалам горизонтов P_1 - P_2' и P_2 - P_3 , проиллюстрированные на Рис. 3.

Карта мощности по надверейской толще, которая представлена преимущественно нижнепермскими отложениями (Рис. 3А), характеризуется локальным разрастанием ее мощности в пределах

выделения Озинской структуры по горизонту P_1 .

Максимальная мощность толщин, фиксируемая на карте, составляет 900 м, но эта изопахита локальна и охватывает небольшую площадь распространения в пределах вершины А по профилю 09-07-13. Большую площадь охватывает изопахита 800 м, в которую попадают вершины А и Б по горизонту P_1 .

Локальное разрастание мощности надверейской толщи (P_1 - P_2') в пределах Озинской структуры является одним из значимых признаком определения рифо-подобной постройки в пределах этой структуры по рассматриваемой толще.

По карте мощности P_2 - P_3 девонско-башкирских отложений (Рис. 3Б) также отмечается локальное разрастание мощности, соответствующее местоположению Озинской структуры по горизонту P_2 . Изопахита, которая охватывает площадь, включающую обе вершины А и Б, составляет 800 м.

Анализ карт по горизонтам и карт мощностей позволил выделить следующие особенности.

По горизонтам P_1 , P_2 выделены структуры, а так же локально-приподнятая поверхность по горизонту P_3 , которая по местоположению совпадает с Озинской структурой по горизонтам P_1 , P_2 . Амплитуда структуры снизу вверх возрастает от 100 м по горизонту P_3 до 200 м по P_2 и 300 м по P_1 . В пределах структур толщины девонско-башкирского и надверейского комплексов локально возрастают от 500 м на периферии до 800 м. Выделенные особенности указывают на рифогенный характер образования структур по обоим карбонатным комплексам. В нижне-франское время по горизонту P_3 эта приподнятая зона предположительно являлась "цоколем" для рифообразования в девонско-башкирское время. Структура, выделенная по горизонту P_2 , в свою оче-

редь, служила "цоколем" для рифообразования в нижепермское время.

Предполагается, что в региональном палеоплане Озинский участок по подсолевым осадочным комплексам расположен в приподнятом блоке осадочного чехла. Это отмечается сокращением мощности среднекаменноугольного терригенного комплекса пород с 1500 м до 600-200м. Данное утверждение отмечено в работах, проведенных по Саратовскому сектору Прикаспийской впадины, и, в частности, подтверждено результатами интерпретации регионального профиля Оренбург-Маньч, проходящему во внутренней части Прикаспийской впадины вдоль бортового уступа.

При анализе волновых полей в пределах близлежащих скважин №1 Черная Падина (расстояние до Озинского участка ≈ 200 км), №2 Ю. Алтатинская (расстояние до Озинского участка ≈ 50 км) отмечаются следующие тенденции с перемещением с запада на восток. Происходит постепенное сокращение терригенной верейско-мелекесской толщи. Так в разрезе по скв. №1 Черная Падина временная мощность составляет около 500 мс. При перемещении в восточном направлении в пределах скв. №2 Ю. Алтатинская мощность составляет ориентировочно 200 мс. При подходе к Озинскому участку мощность составляет 100-50 мс, а в пределах самой структуры возможно и полное выклинивание терригенной толщи. И наоборот, карбонатные отложения ниже-пермского и девоно-башкирского возраста постепенно увеличиваются по временной мощности в последовательности 50-100 мс в районе скв. №1 Черная Падина, 200-250 мс в районе скв. №2 Ю. Алтатинская и в пределах Озинской зоны. Это подтверждается и данными скважин. Если по скв. №1 Черная Падина мощность нижепермских отложений составляет 170 м, то

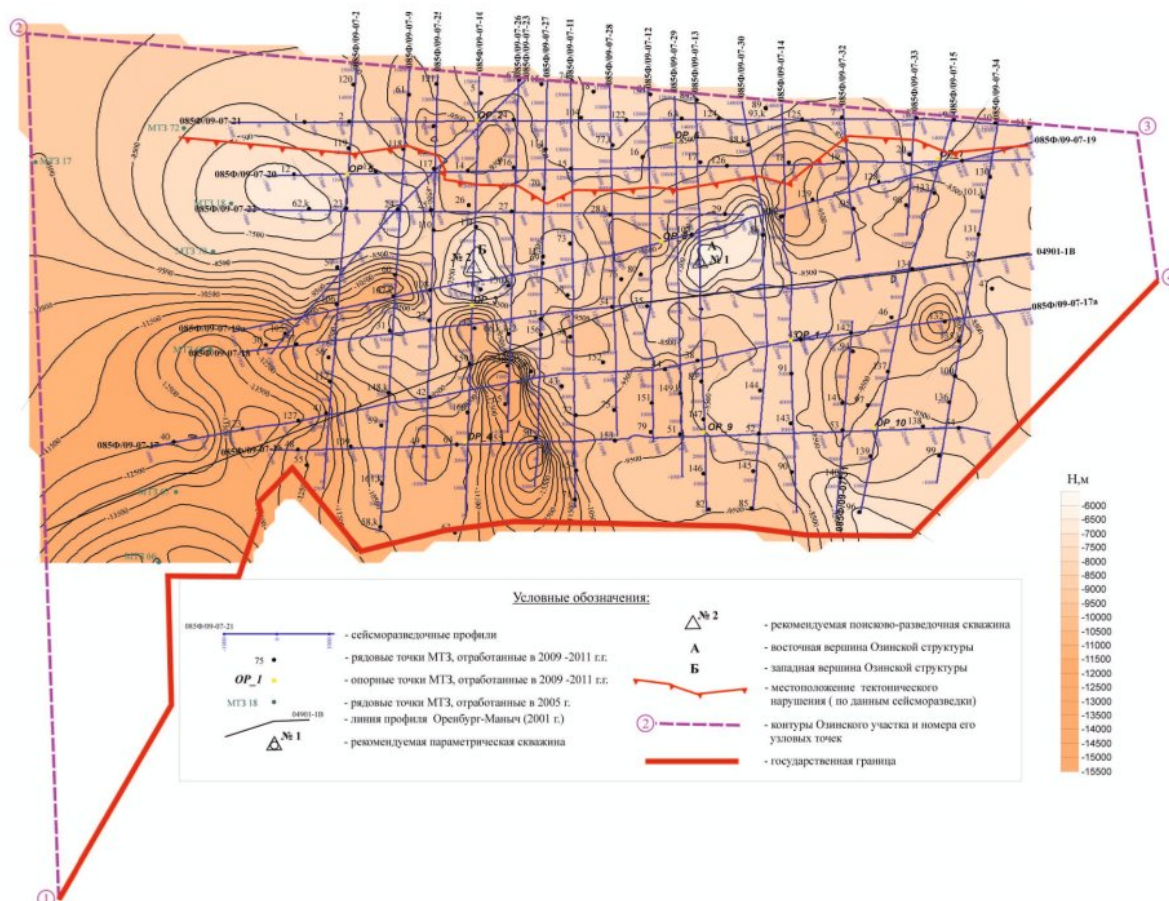
восточнее на 150 км по скв. №2 Ю. Алтинская вскрыта толща нижнепермских отложений мощностью 570 м.

Полное (частичное) выклинивание среднекаменноугольного терригенного комплекса отложений может свидетельствовать, о существовании перед терригенной седиментацией положительного палеорельефа. В пользу этого также свидетельствует увеличение мощности карбонатного комплекса, в частности, в пределах самой структуры.

Линия тектонического нарушения на картах мощности не находит своего отражения в перепаде толщин на границе блоков. Это может свидетельствовать о том, что тектонический сброс мог сформироваться (или подвижки по нему могли возобновиться) после раннепермского этапа карбонатного осадконакопления.

На карте по поверхности кристаллического фундамента (Рис. 4), составленной по данным электроразведки МТЗ, местоположению западной (Б) и восточной (А) вершин структуры соответствуют выступы фундамента (-7000м). С севера выступы ограничены прогибом с погружением поверхности фундамента на 150-250 м, что отражает возможное проявление тектонических подвижек. Можно предполагать, что тектоническое нарушение, скорее всего, сформировалось одноактно после раннепермского этапа карбонатного осадконакопления.

Что касается выступов фундамента, то следует полагать, что на цокольном основании приподнятого блока фундамента на протяжении среднефранского-раннебашкирского времени создавались благоприятные условия для формирова-



▲ Рис. 4. Карта поверхности кристаллического фундамента по данным электроразведки МТЗ (по данным Соколовой И.П.)

ния карбонатной постройки с локальными структурными осложнениями по кровле нижнебашкирских отложений P_2 .

Восточнее Озинского объекта, приблизительно в 230–250 км, находится крупнейшее нефтегазоконденсатное месторождение Карачаганак, приуроченное к внутренней прибортовой зоне Прикаспийской впадины.

Это месторождение очень хорошо изучено как в плане бурения, так и геофизическими методами (сейсморазведка МОГТ 2D и 3D, электроразведочные работы ЗСБ, гравиразведка). Само месторождение приурочено к крупному рифовому массиву.

Сравнивая основные отличительные черты месторождения Карачаганак и Озинской структуры можно отметить сходство двух объектов:

- наличие развитой соляно-купольной тектоники;
- продуктивная толща месторождения Карачаганак приурочена к палеозойским отложениям ниже-пермского, средне-нижне каменного угольного возрастов;
- близкий литологический состав пород, слагающих толщу (для Озинского участка результаты по близлежащей скв. №2 Ю. Алтатинская);
- близость расположения в географическом плане.

Подводя итоги выполненного анализа можно выделить следующий ряд особенностей, характерных для Озинской зоны: сокращение мощности терригенных верейско-мелекесских отложений в направлении с запада на восток (№1 Черная падина ≈ 1500 м - Озинская зона ≈ 200 м); увеличение амплитуды структур снизу в верх (P_3 - 100 м, P_2 - 200 м, P_1 - 300 м); четкая локализация увеличенных мощностей карбонатных отложений по

интервалам P_2 - P_3 и P_1 - P_2' ; соответствие вершинам А и Б приподнятых блоков по фундаменту (данные МТЗ). Это свидетельствует о приподнятой части рельефа дна в палеовремя в пределах Озинской структуры, поэтому при формировании карбонатных комплексов, наиболее вероятно, преобладал седиментационный характер осадконакопления в условиях мелководья и образование рифоподобных объектов. Все это позволяет рассматривать прогнозируемый объект как перспективный на наличие углеводородов.

Литература:

1. Зуб Е.А., Куколенко О.В. Роль скоростного анализа при глубинных и структурных построениях в условиях развитой солянокупольной тектоники на примере прикаспийской впадины. Тезисы международной научно-практической конференции «Естественные и математические науки: вопросы и тенденции развития» (г. Красноярск) 2014 г.
2. Куколенко О.В., Воробьев В.Я., Писаренко Ю.А., Соколова И.П., Зуб Е.А. Оценка возможности выделения нефтегазоперспективной структуры по подсолевым горизонтам во внутренней части Прикаспийской впадины в Озинской зоне Саратовской области. Геология нефти и газа. 2011 г.

The background image shows a field with tall grass and a small pond. An orange SCOUT seismic system unit is placed on the ground near the pond. A blue cable runs from the unit to a blue sensor head, which is inserted into the ground. The scene is illuminated by warm, golden light, possibly from the setting or rising sun.

SCOUT

Бескабельная сейсмосистема

SCOUT - это решение геофизических задач в области сейсморазведки, электроразведки и микросейсмики.

SCOUT работает в труднодоступных местах в комплексе с кабельной системой любого производителя.

Система оснащена всеми необходимыми инструментами контроля состояния полевых блоков и датчиков.

Диапазон рабочих температур от -40 до +70 °C.



**СПЕЦИАЛЬНОЕ КОНСТРУКТОРСКОЕ БЮРО
СЕЙСМИЧЕСКОГО ПРИБОРОСТРОЕНИЯ**
SKBSPRU

РОССИЙСКОЕ
ГЕОФИЗИЧЕСКОЕ
ОБОРУДОВАНИЕ

Россия, 410019, г.Саратов, ул. Крайняя, 129, тел.: (8452) 53-45-06; 570-500, факс: (8452) 27-21-01

sales@skbsp.ru | www.skbsp.ru

Жизнь связала с сейсморазведкой?



Рекомендуем: новейшая беспроводная телеметрическая система **Sercel UNITE**



Предоставление в аренду полного спектра телеметрического оборудования Sercel 408/428; бескабельной системы UNITE. Техподдержка, сервис и обслуживание геофизического оборудования. Производство импульсных источников «Геотон»

Холдинг «ГЕОСЕЙС»
Контактная информация:
Тел. (Москва):
+7 (495) 694-19-07
+7 (495) 694-19-97
Тел. (Тюмень):
+7 (3452) 48-33-72

Электронная почта:
geoton@geoton.ru
geoseis-servis@yandex.ru
geoseisltd@gmail.com
[http:
www.geoseisholding.ru](http://www.geoseisholding.ru)
www.geoton.ru