

ISSN 2074-8906

ПРИБОРЫ и СИСТЕМЫ РАЗВЕДОЧНОЙ ГЕОФИЗИКИ

ЕЖЕКВАРТАЛЬНОЕ ОФИЦИАЛЬНОЕ ИЗДАНИЕ САРАТОВСКОГО
ОТДЕЛЕНИЯ ЕВРО-АЗИАТСКОГО ГЕОФИЗИЧЕСКОГО ОБЩЕСТВА

АПРЕЛЬ-ИЮНЬ

02/2010

ТЕМА НОМЕРА:

ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

ТАКЖЕ В НОМЕРЕ:

Устройство фиксации заряда в скважине на заданной глубине
Низкочастотная индуктивная аэроэлектроразведочная система ЕМ-4Н

Телеметрические системы XZone® для сейсморазведки без границ

XZone® Bottom Fish - на акваториях



XZone® Marsh Line - в транзитных зонах



XZone® Fly Lander - на суше



Искренне Ваш...

П.А. Турлов

4

● Тема номера: Геологическая эффективность геофизических исследований

■ О главном

Геологическая эффективность геофизических работ в междуречье Волго-Ахтубинской поймы на примере Центрально-Астраханского серогазоконденсатного месторождения

Стенин В.П., Керусов И.Н., Делия С.В., Алексеев А.Г., Фирсов А.В. 5

Методические аспекты геологической эффективности сейсморазведочных работ в Саратовской области

Абрамов В.М. 9

Системный подход для повышения геологической эффективности геофизических исследований

Жиляков В.Н., Ячменева Л.В. 14

Геологическая эффективность структурно-формационной интерпретации и ее контроль на примере «рифового направления» ГРП. Часть 1

Феокистов А.В., Феокистов В.А. 16

«У англичан ружья кирпичом не чистят...»

Логовской В.И. 24

■ Галерея новинок

Новая вертолетная электроразведочная система «Экватор» для метода АМПП

Волковицкий А.К., Каршаков Е.В., Мойланен Е.В. 27

Повышение качества и сокращение затрат при проведении полевых сейсморазведочных работ

Житкевич Ю.Б. 30

■ Геофизические технологии

Проблемы постановки сейсмических исследований в транзитных зонах севера Западной Сибири

Кузнецов В.И. 31

Опыт проведения сейсморазведочных работ в горных условиях южного Таджикистана

Огородников И.В., Рыбальченко В.В., Олышанский А.С., Кузьмин Е.Л. 35

Экспериментальные работы на реках Бирюса и Чуна по координатно-временной привязке водных вариантов импульсного невзрывного источника «Енисей» с использованием РНС ГЛОНАСС/GPS

Алешечкин А.М., Валиханов М.М., Кокорин В.И., Фатеев Ю.Л., Шайдуров Г.Я. 39

■ Приборы и системы

Импульсные источники «Енисей-ВЭМ» для водных акваторий и транзитных зон

Щадин П.Ю., Богдан В.А. 42

Низкочастотная индуктивная аэроэлектроразведочная система ЕМ-4Н в самолетном и вертолетном вариантах

Волковицкий А.К., Каршаков Е.В., Попович В.В., Трусов А.А. 49

Перечень статей, опубликованных в журналах «Приборы и системы разведочной геофизики» в 2009 г. 53

СОДЕРЖАНИЕ

Главный редактор
Турлов П.А.
e-mail: paturlov@mail.ru

Выпускающий редактор
Кузнецов И.М.

Менеджер проекта
Мокроусова Е.И.

Верстка
Коваленко В.А.
e-mail: v425489@yandex.ru

Обложка и оформление
Мокроусов Д.В.

Секретарь редакции
Тупицына Н.А.
e-mail: geoinstruments@mail.ru

Адрес редакции:
Россия, 410019, г. Саратов,
ул. Крайняя, 129

E-mail: paturlov@mail.ru

www.prgf.blogspot.com

Тел/факс: (8452) 64-14-32

Тираж отпечатан
в типографии
ООО «Правильный Вывод»
тел: (845-2) 50-07-07
Тираж: 600 экз.
Подписано в печать
25.07.10
Дата выпуска: 30.07.10 г.
Заказ № 2910

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

От редколлегии
Ответственность за подбор
и изложение фактов в стать-
ях несут авторы. Редколле-
гия может публиковать
статьи, не разделяя точки
зрения авторов.

© П.А. Турлов, составление,
2010

© СРО МОО ЕАГО, оформле-
ние, 2010

Искренне Ваш...

Турлов П.А., СРО МОО ЕАГО, г.Саратов

Что ж, вот и вновь наступило жаркое лето. «Жаркое» – в буквальном смысле. Что же касается деловой активности в нашей с вами отрасли, то здесь, как и прежде, все, к сожалению, заморожено. Кризис. Конечно, к концу второго квартала 2010 г. ситуация в «нефтянке» в целом и в нефтесервисном секторе, в частности, стала видиться несколько по-иному, чем в мрачном для всех 2009 г. Но, будем откровенны, пока положение нефтесервисных компаний и, соответственно, приборостроительных компаний весьма незавидное. Вместе с тем, жизнь продолжается, нефть и газ, хоть и с падением объемов, но добываются. А это значит, что требуется восстанавливать израсходованные запасы и, следовательно, вести разведку. Будем оптимистами!

Кризис кризисом, но пора переходить и к вопросам, связанным с июньским номером нашего журнала. Этот номер, как мне кажется, убедительно демонстрирует, что кризиса в умах наших авторов не было и нет. Об этом свидетельствуют статьи С.В.Делия с коллегами (ООО «ЛУКОЙЛ-Нижевожск-нефть»), В.М.Абрамова (ОАО «Волгоград НГФ»), А.С.Ольшанского (ОАО «СаратовНГФ»), В.Н.Жилкова и Л.В.Ячменевой (ООО НПК «ГЕОПРОЕКТ») и многих других.

По-прежнему в журнале большое внимание уделено новинкам программного и аппаратного инструментария и, в частности, аппаратуры для ГИС. Рассчитываем, что эта тенденция сохранится и в будущем. Также пользуясь случаем выразить благодарность нашим рекламодателям.

По традиции напоминаю читателям о приближении 7 сентября – даты начала работы научно-технической конференции «ГЕОТЕХ-2010» в Саратове. Надеюсь, что эта традиционная «Встреча на Волге» создателей и пользователей геофизического оборудования убедительно продемонстрирует, что в отечественном геофизическом приборостроении уже грядут перемены к лучшему.

Говорить о достоинствах современной геофизической аппаратуры можно бесконечно. Но, как гласит народная мудрость, лучше один раз увидеть, чем сто раз услышать. На выставке будет представлен широкий спектр новинок геофизического оборудования. Разработчики наглядно продемонстрируют достоинства созданных ими образцов аппаратуры. Организаторы ждут заявки, предложения и информацию от желающих принять участие в конференции и выставке до 20 августа с.г.

И, наконец, обратимся к тематике последующих номеров журнала. Сообщаю предлагаемые темы, не привязывая их к конкретному выпуску журнала:

- Вибросейсмозащита: оборудование и его создатели
- Бескабельная телеметрия в сейсмозащите
- Нейсейсмические методы разведки залежей углеводородов
- Отраслевое образование – инвестиция в будущее
- Сертификация геофизического оборудования
- Программный инструментарий для обработки и интерпретации сейсмоданных

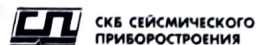
Существенной особенностью данного выпуска журнала является характер его распространения. Журнал получают не только постоянные подписчики – приборостроители и специалисты геофизических предприятий, но и сотрудники геофизических подразделений нефтяных компаний. Делается это для того, чтобы восстановить ослабевающий интерес нефтяников к проблемам отраслевой геофизики, инициировать развитие отечественных технологий геофизического производства.

Уважаемые читатели, потенциальные авторы, коллеги! Как обычно, с нетерпением ожидаю встречи с Вами на страницах очередных выпусков журнала.

Всегда искренне Ваш
главный редактор журнала

П.А.Турлов
paturlov@mail.ru

НАШИ ПАРТНЕРЫ



ЗАО Соединитель

Тарко-Сале Гео

НОВАТЭК



ОАО «Саратовнефтегеофизика»



**Сибирский
Федеральный
Университет**



г. Волгоград

* Фото на обложке И.А.Корболоев

Геологическая эффективность геофизических работ в междуречье Волго-Ахтубинской поймы на примере Центрально-Астраханского серогазоконденсатного месторождения

Стенин В.П., ОАО «ЛУКОЙЛ», г. , Керусов И.Н., ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Делия С.В., Алексеев А.Г., Фирсов А.В., ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть», г. Астрахань

Центрально-Астраханское серогазоконденсатное месторождение расположено в междуречье Волги и Ахтубы в пределах Астраханского свода на юго-западе Прикаспийской впадины (рис. 1).

Имеющиеся геолого-геофизические материалы указывают на то, что Астраханский свод является структурой древнего заложения, сформировавшейся как крупное поднятие к концу нижнедевонского времени.

Астраханский свод является крупной зоной нефтегазоаккумуляции, занимающей длительное время повышенное положение относительно сопредельных районов Прикаспийской впадины, что обуславливает благоприятные условия для миграции и формирования весьма значительных залежей УВ в его пределах.

Территория Астраханского свода наиболее хорошо изучена по кровле карбонатных отложений среднекаменноугольного возраста, по которым выявлен ряд крупных структурных форм и открыты месторождения: АГКМ, ЦАГКМ, Алексеевское, Табаковское. Наименее изучена территория Волго-Ахтубинской поймы. Изучение началось в 1969 г: проведением сейсморазведочных работ методом МОВ. Наиболее интенсивно сейсморазведочные работы методом МОГТ проводились в 1977-1979 г.г. тематической партией Астраханской геофизической экспедиции. За последние годы (2002-2008 г.г.) на территории Пойменного участка было отработано порядка 700 пог.км сейсмических профилей. По результатам этих работ было уточнено геологическое строение Пойменного лицензионного участка в целом по всему комплексу отложений осадочного чехла, прослежены надсолевые и подсолевые отражающие горизонты, детализирован структурный план продуктивной толщи башкирского горизонта по отражающему горизонту I П (C₂b).

До 2003 г. Пойменный участок скважинами не разбуривался. Бурение на подсолевые

палеозойские отложения проводилось в основном в лево- и правобережной частях Астраханского свода, пограничных с Пойменным участком. Наиболее глубокими из них являются скважины: 2-Долгожданная (4937,0 м), 1-Астраханская (4853,0 м), 15-Астраханская (4809,0 м) и 7-Астраханская (5012,0 м), которые вскрыли визейские отложения нижнекаменноугольных пород.

Центрально-Астраханское серогазоконденсатное месторождение было открыто бурением скважины 1-Приморская в 2004 году. В результате бурения этой скважины в башкирских отложениях открыта залежь сероводородного газа с высоким содержанием конденсата. При испытании продуктивных отложений в интервале 4040,5 – 4090,5 м был получен промышленный приток газа и конденсата.

При подсчете запасов газа Центрально-Астраханского месторождения в 2004 году была принята разломно-блоковая модель геологического строения, для чего использованы материалы сейсморазведочных работ 2Д, проведенные в пойменной части Астраханского месторождения в 2002-2004гг., космоснимки и топокарты масштаба 1:100000.

При обосновании модели были учтены такие факторы, как: существенный перепад отметок кровли башкирского горизонта и поверхности ГВК на Астраханском ГКМ, Центрально-Астраханском ГКМ и Западно-Астраханском ГКМ, различия в составе пластового газа данных месторождений, а так же ряд других особенностей.

На основании анализа космоснимков и данных сейсморазведки на территории Центрально-Астраханского месторождения были выделены блоки различного ранга, ограниченные вертикальными, наклонными пологими амплитудными разломами и зонами аномальной трещиноватости, шириной до 200 м и более. Был сделан вывод о том, что башкирский резервуар гидродинамически разделяется на самостоя-

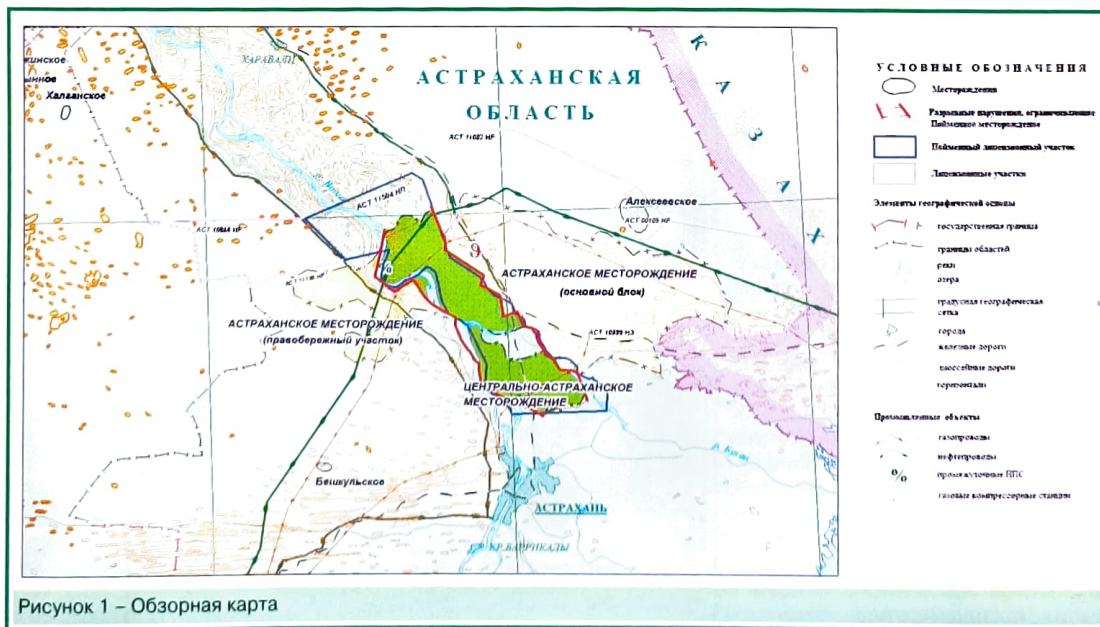


Рисунок 1 – Обзорная карта

О ГЛАВНОМ
ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ
ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

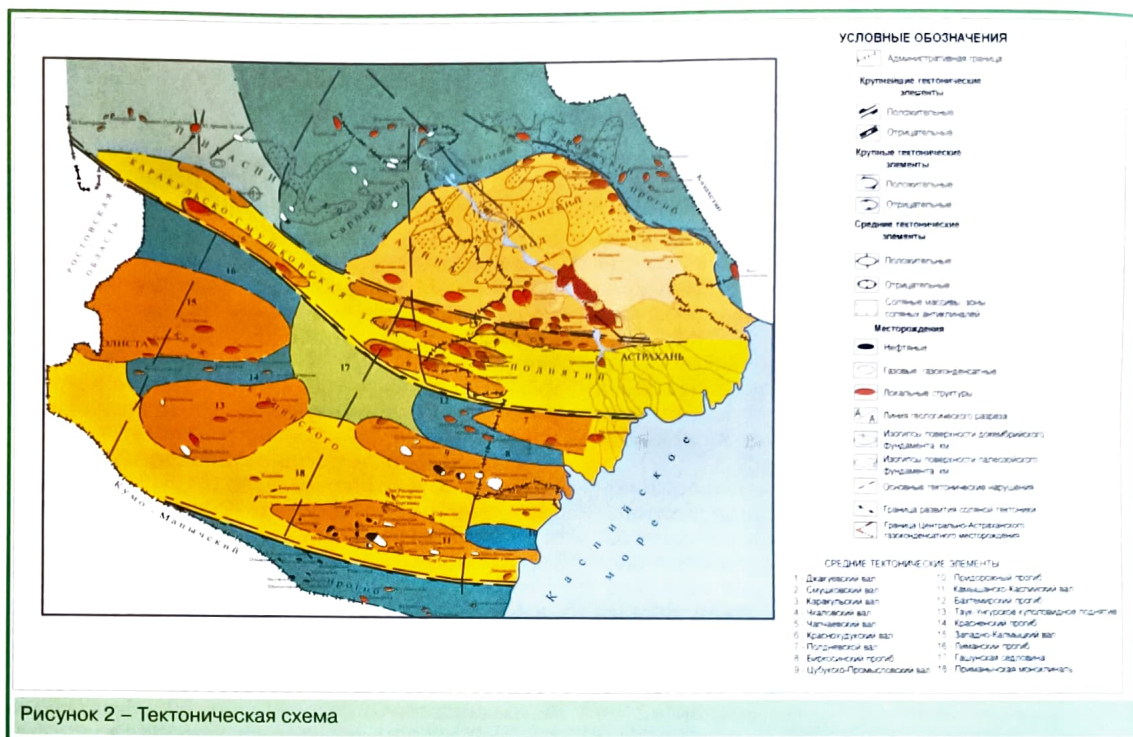


Рисунок 2 – Тектоническая схема

тельные блоки - правобережный, пойменный и левобережный, а Центрально-Астраханское месторождение является самостоятельным объектом, не связанным с другими залежами в башкирских отложениях на Астраханском своде (рис. 2).

Тем не менее, современное состояние изученности Центрально-Астраханского месторождения оставляет вопрос о его геологическом строении открытым.

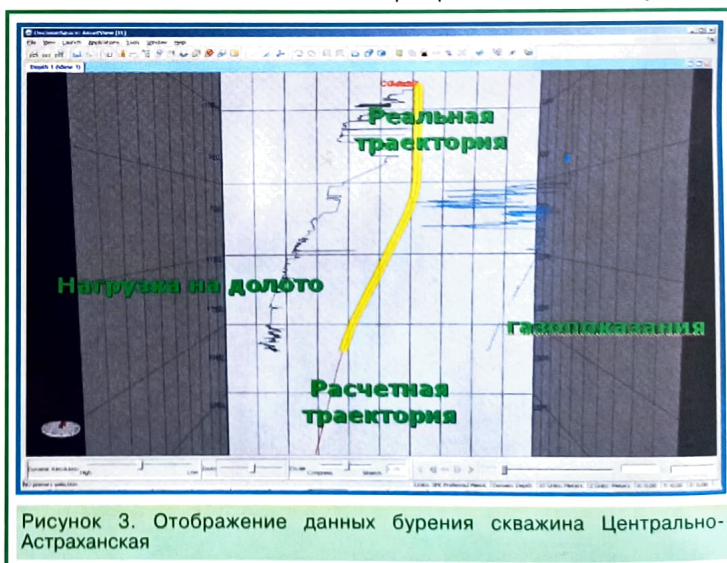
По результатам проведенных исследований было принято решение о бурении разведочной скважины 2-Центрально-Астраханская. Разведочная скважина № 2-Центрально-Астраханская закладывалась с проектной глубиной 4384 м (проектный горизонт – средний карбон (башкирский ярус). Скважина расположена в контуре запасов категории С2 по пласту С2в. Скважина закладывалась с целью получения дополнительных данных о газоконденсатной башкирской залежи в зоне довольно высоких значений суммарных эффективных газонасыщенных толщин. Скважина должна была обеспечить перевод геологических запасов из категории С2 в категорию С1 после проведения сейсморазведки 2Д, 3Д и испытания целевого объекта в колонне.

Данная скважина представляет собой уникальный проект, т.к. является наклонно-направленной, бурилась в условиях солянокупольной тектоники, проектный горизонт насыщен газом с содержанием сероводорода свыше 30%. В надсолевой части градиент пластового давления составляет 1,06 г/см³, в соли от 1,2 до 1,56 г/см³, в филипповских отложениях нижней перми 1,7 г/см³, в башкирских отложениях карбона от 1,56 (в кровле) до 1,52 г/см³ в (нижней части). Высокая текучесть соли обусловила необходимость бурения в ней наклонного ствола с высокой плотностью бурового

раствора – 1.96 г/см³. В тоже время давление гидроразрыва в филипповских ангидритах не позволяет значительно повышать плотность раствора.

Анализ скважин, пробуренных на сопредельных территориях, совместно с данными, поступающими в процессе мониторинга бурения, позволили выбрать оптимальные плотности бурового раствора, что позволило оптимально пройти соль, Филипповский горизонт и спустить обсадную колонну на глубину 4108 м. С глубины 4242 м пошли известняки башкирского (черемшанского) горизонта.

Кроме того, с помощью оперативных данных, получаемых по системе удаленного мониторинга, в процессе бурения осуществлялось прогнозирование критических зон разреза или выделения неустойчивых пород разреза (пластичные глины, породы, имеющие природу АВПД, калийные соли, заглинизированные известняки, трещиноватые породы), что было необходимо для выполнения эффективных технологических мероприятий по недопущению





О ГЛАВНОМ

ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

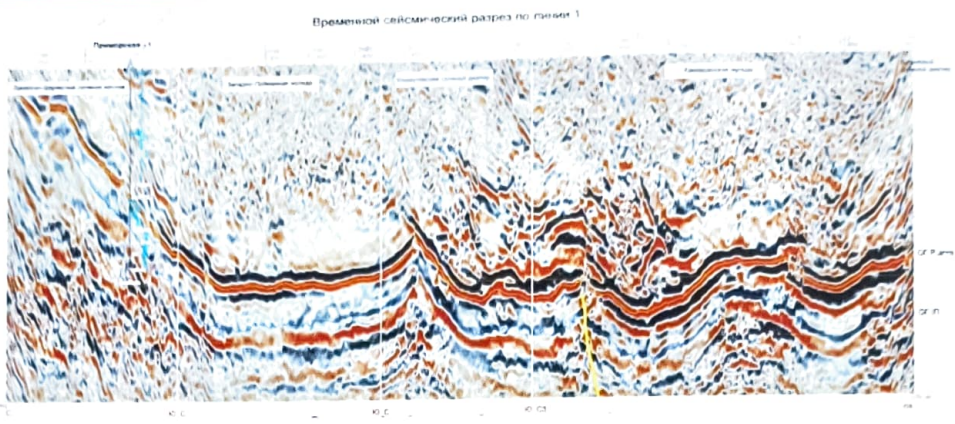


Рис.4. Временной сейсмический разрез по линии 1

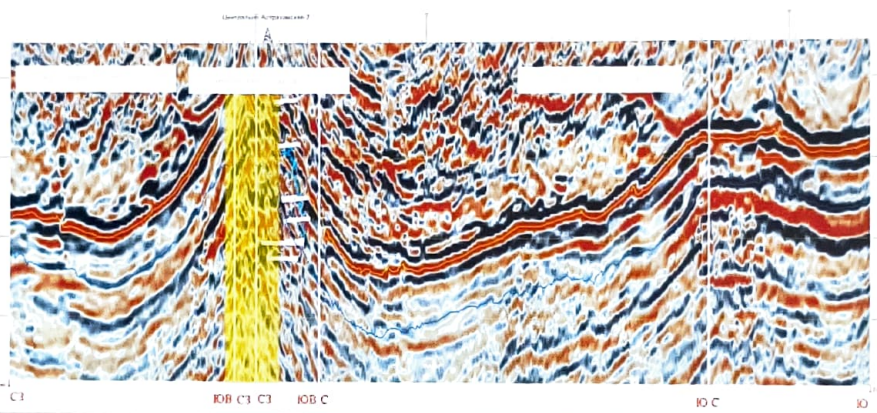


Рис.5 Композитный профиль по линии 3

аварий и осложнений при проводке скважины.

Примененная технология показала высокую эффективность методики и позволила оперативно принимать решения, влияющие на изменение траектории и технологии бурения скважины.

Сопоставлением данных ГИС и ГТИ с результатами профилометрии и фактического геологического разреза, объяснялись причины неустойчивого состояния ствола скважин, выделялись интервалы пород, склонных к текучести. В процессе бурения уточнялась плотность бурового раствора и комплекс его химической обработки. Перед спуском обсадных колонн по результатам ГИС вносились коррективы по глубине спуска колонн, выбору типоразмеров труб и расположению их по стволу скважины.

Полученные в результате испытаний дебиты соответствуют дебитам значительного числа скважин на АГКМ, которые пробурены в ухудшенных условиях в части ФЕС вскрытого интервала.

Учитывая разные уровни ГНК в скважинах в рамках месторождения, была проведена оперативная переинтерпретация данных сейсморазведки 3Д в части выделения разрывных нарушений.

На композитном временном сейсмическом разрезе по линии 1, проходящем через скважину №1-Приморская, в районе XLine – 1600 четко выделяется разрывное нарушение, осложняю-

щее отложения сакмаро-артинского и башкирского комплекса пород. Нарушение приурочено к периферийной части Хошеутовского соляного диапира. Приподнятый блок расположен в северной части месторождения, опущенный - в южной части (рис.4).

На композитном профиле по линии 3, проходящем через скважину №2-Центрально-Астраханская, в районе XLine – 1450 с высокой точностью выделяется зона разуплотнения, осложненная дифрагированными волнами, что может служить признаком наличия разлома (рис.5).

Зона развития разрывного нарушения на срезе куба сейсмического импеданса характеризуется повышенными значениями акустического импеданса (до 100 ед.). В поле амплитуд разлом охарактеризован положительным значением амплитуды отраженной волны (рис.6).

На карте изопакит сакмаро-артинских отложений нарушение разделяет зоны повышенной и пониженной мощности данных пластов, причем увеличенная мощность приурочена к опущенному блоку.

Дополнительным обоснованием в пользу разрывного нарушения является приуроченность к нему соляного купола, образовавшегося в результате прорыва соли в зону разуплотнения, расположенного по линии разлома. Данный фактор давно известен в науке, им и объясняется наблюдаемая синхронность накопления солей и максимумов тектонической актив-

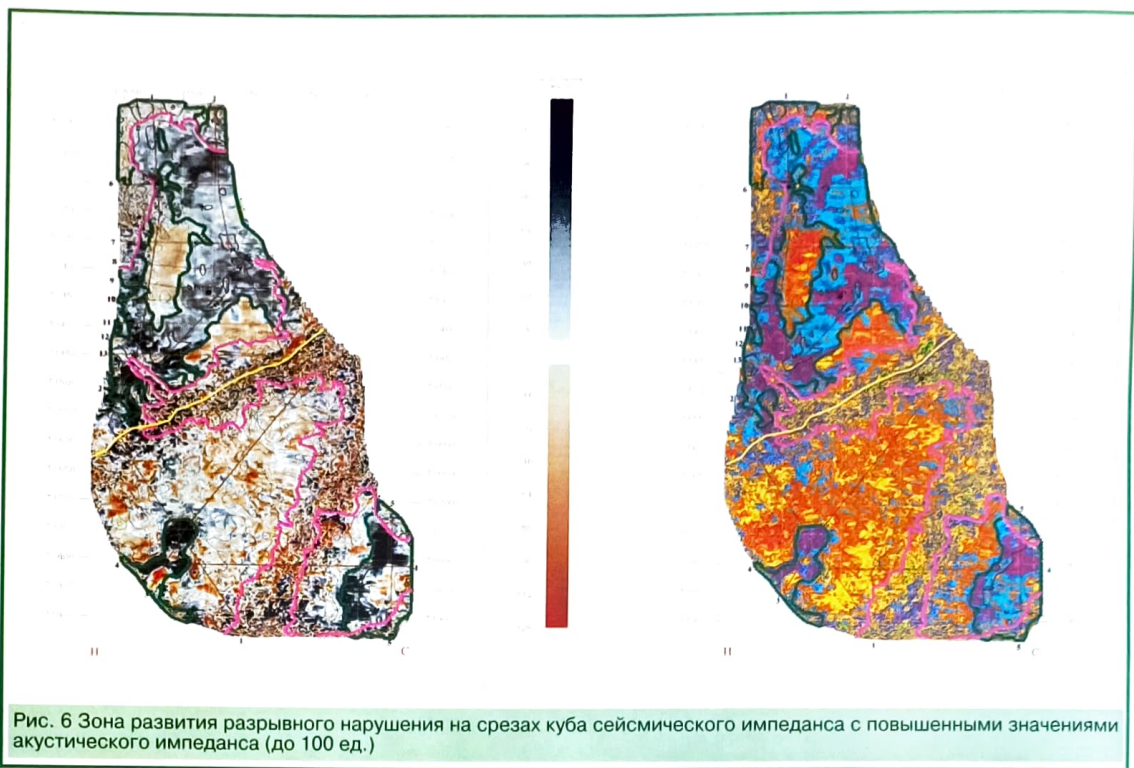


Рис. 6 Зона развития разрывного нарушения на срезах куба сейсмического импеданса с повышенными значениями акустического импеданса (до 100 ед.)

ности в истории формирования осадочных бассейнов и приуроченность соляных куполов, особенно конседиментационных, к глубинным разломам.

Учитывая, что миграция углеводородов осуществляется из Прикаспийской впадины с северо-востока на юго-запад, а также то, что ГНК в скважине №1-Приморская расположен на отметке -4129, а в скважине №2-Центрально-Астраханская на отметке -4100, становится очевидным, что залежь южного блока находится в стадии формирования и миграция осуществляется в текущий момент. При этом, выделяемый разлом не является абсолютным флюидоупором. В течение длительного срока через него происходит просачивание УВ, что, в итоге, со временем, должно привести к выравниванию ГНК.

Таким образом, рассматриваемый субширотный сброс делит ЦАГКМ в центральной части на два блока: Северный и Южный, что подтверждается разными уровнями ГВК: в скв. 1 Пр на отметке - 4129, а в скв 2 Ц-А на отметке - 4097,7 м.

На основании результатов бурения скважины №2 была проведена оперативная переинтерпретация данных сейсморазведки 2Д и 3Д, позволившая уточнить местоположение скважины №3. Скважина в настоящий момент готовится к бурению, которое будет выполнено в 2010-2011 гг.

С учетом опыта, накопленного при проведении геоло-геофизических работ на территории Центрально-Астраханского серогазоконденсатного месторождения, разработан комплекс мероприятий, выполнение которых позволит снизить геолого-технологические риски при разведочном и, в будущем, при эксплуатационном наклонно-направленном бурении:

1. Вся площадь месторождения будет покрыта сейсморазведкой 3Д. Будет выполнена ее обработка с сохранением истинных амплитуд и проведением динамического скоростного анализа. В процессе бурения последующих скважин будет осуществлена опера-

тивная переинтерпретация данных сейсморазведки 3Д с уточнением структурных планов и прогноза под забой по мере вскрытия реперных горизонтов.

2. Необходимо выполнить электроразведку методом становления электромагнитного поля с прогнозом вызванной поляризации. Обработку и интерпретацию проводить в комплексе с сейсморазведкой 3Д с построением сейсмoeлектрических временных разрезов. Данная методика позволит точнее привязывать кровлю подсолевых отложений под соляными куполами, выявлять зоны наибольшей газонасыщенности и выполнять прогноз разрывных нарушений, что существенно повлияет на уточнение геологической модели месторождения и подсчет запасов.
3. Учитывая важность скоростной модели для условий солянокупольной тектоники и значительные погрешности при определении положения склонов соляных куполов исключительно по данным сейсморазведки, целесообразно проводить на данной площади структурное бурение. Это позволит уточнить скоростные законы, применяемые для глубинной миграции, изучить физико-механические свойства горных пород верхней части разреза и, в итоге, повысить точность структурных построений соленосных отложений нижней перми и продуктивных каменноугольных отложений. Данные уточнения имеют большое значение для бурения наклонно-направленных скважин с большими отходами. Неточность определения положения склонов соляных куполов связана с большими рисками, так как в кровлю соли устанавливается техническая колонна скважин, что может привести к необходимости изменения конструкции скважин и выполнения дополнения к проекту в процессе бурения и, как следствие, могут возникнуть серьезные проблемы, связанные с временными и финансовыми затратами недропользователя.



Рассмотрены взаимосвязи вопросов повышения геологической эффективности сейсмических исследований с методологией геологоразведочных работ. Отмечается важность развития методических средства интерпретации, в дополнение к аппаратным и программным средствам, входящим в состав инструментария сервисных геофизических компаний. На примере сейсмических материалов по Волжскому прогибу Саратовской области показано, что для повышения эффективности сейсмических исследований крайне важна разработка геологических моделей на основе системных подходов. Показано, что по мере усложнения геологических задач и накопления геолого-геофизических материалов, в наиболее сложноустроенных геологических районах необходим эволюционный возврат к стадии оценки зон нефтегазоаккумуляции. Для развития методологии ГРП важно проведение зонально-региональных сейсмических исследований. Отмечены проблемы информационного обеспечения, связанные с территориальной ограниченностью лицензионных участков недропользователей.

Методические аспекты геологической эффективности сейсморазведочных работ в Саратовской области

Абрамов В.М. «ОАО «Волгограднефтегеофизика», г. Волгоград

Территория Саратовской области, включающая геологические районы, относящиеся к таким крупным нефтегазоносным областям как Средневожская и Нижневожская, в геологическом отношении уникальна по многообразию геологических ситуаций. И в этом отношении, она имеет все предпосылки для высоко ресурсного потенциала. Однако результаты геологоразведочных работ последних лет не обеспечивают заметный прирост ресурсной базы. И дело не только в недостаточности объемов сейсморазведочных работ, хотя это и существенный фактор. Нуждаются в развитии методологические принципы ГРП, позволяющие с учетом современных условий дополнить традиционные схемы локализации месторождений УВ.

По степени геологической изученности и освоенности недр многие районы Саратовской области относятся к так называемым "старым" нефтегазодобывающим районам. По состоянию геологоразведочных работ принято, что здесь пройдена стадия оценки зон нефтегазоаккумуляции. Решены основные геологические задачи этого этапа: уточнено строение крупных тектонических элементов; выявлены принципиальные особенности структурно-формационного строения различных стратиграфических комплексов и особенности их взаимного соотношения и т. д. При этом большинство исследователей склонны считать, что наиболее заметные месторождения, связанные с ловушками традиционного типа, в пределах этих районов выявлены.

По состоянию геолого-геофизической изученности большинство лицензионных участков относят к территориям, находящимся на поисково-оценочной стадии. Конечной ее целью является выявление нефтегазоперспективных объектов и оценка их промышленной значимости. Соответственно, упор делается на развитие сети детализационных сейсмических профилей. Однако, на пути к конечной цели логика геологоразведочных работ требует решения ряда задач, носящих субрегиональный характер:

- структурно-формационное районирование территории исследований с типизацией морфогенетических типов поисковых объектов;
- ранжирование выявленных объектов по степени их перспективности с учетом всех влияющих на это факторов;
- оптимизация направлений ГРП и оценка поисковых рисков по предложенным направлениям и каждому выделенному локальному объекту.

В настоящее время недропользователи требуют от сервисных геофизических компаний не только геометризацию ловушки, но и подготовку и передачу количественно оцененного нефтега-

зоперспективного объекта. Причем успех работы геофизиков все чаще оценивается только одним показателем – получением промышленного притока УВ. Все больше повышается роль сейсмических исследований на этапе оценки выявленных месторождений. Этот этап перешел в подстадию поисков, поскольку конкурсы и выдача лицензий на разработку месторождений происходят после их предварительной оценки, но до начала детальной разведки и подготовки месторождения к разработке.

Практика проведения поисково-оценочных работ показывает, что рост ресурсного потенциала далеко не всегда обеспечивается экстенсивным подходом, за счет возрастания плотности сети сейсмических профилей и заложения новых глубоких скважин. Очевидно, что восполнение фонда промышленных запасов, в основном, связывается не столько за счет открытия новых месторождений традиционного типа в установленных нефтегазоперспективных комплексах, сколько за счет выявления новых нефтегеологических объектов, новых продуктивных стратиграфических горизонтов. Геологическая эффективность сейсмических исследований, как геологического инструмента при решении этих задач, во многом зависит от целого ряда методических аспектов.

Если в технологии сейсморазведочных исследований процессы получения первичного полевого материала и его стандартной обработки достаточно жестко регламентированы и контролируются, то в основе интерпретационной обработки и собственно интерпретации, особенно при изучении сложнопостроенных геологических сред и поиске в них нефтегазоперспективных объектов неантиклинального типа, всегда лежит интерпретационная геологическая модель. Такая модель является квинтэссенцией системного подхода, при котором логически увязываются, на условиях не противоречивости друг другу, самые разнообразные данные и общегеологические представления. При этом важен системный анализ качества и надежности всех основных теоретических, методических и технических решений, использованных уже ранее для проведенных геолого-поисковых работ, и специальный анализ всей фактографической базы данных, полученной при этих исследованиях.

Так или иначе, системный подход используется в повседневной работе каждым геологом и геофизиком. Во всех случаях, когда интерпретация части зависит от всего остального, когда требуется принятия решения с учетом окружающей обстановки и в контексте геологической истории, используется системный подход к анализу геологических данных. В этом отношении

О ГЛАВНОМ

ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ
ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

системный подход означает использование характеристик других объектов для интерпретации данного объекта. На практике, при интерпретации часто применяют модели, не имеющие четкой внутренней взаимосвязи, исходя в первую очередь из своих субъективных представлений. Крайне вредна снисходительная ирония, заложенная во фразе "два геолога - три модели". Это только означает, что в структурировании объекта пропущены важные ячейки, которые не позволили бы допустить произвольные толкования.

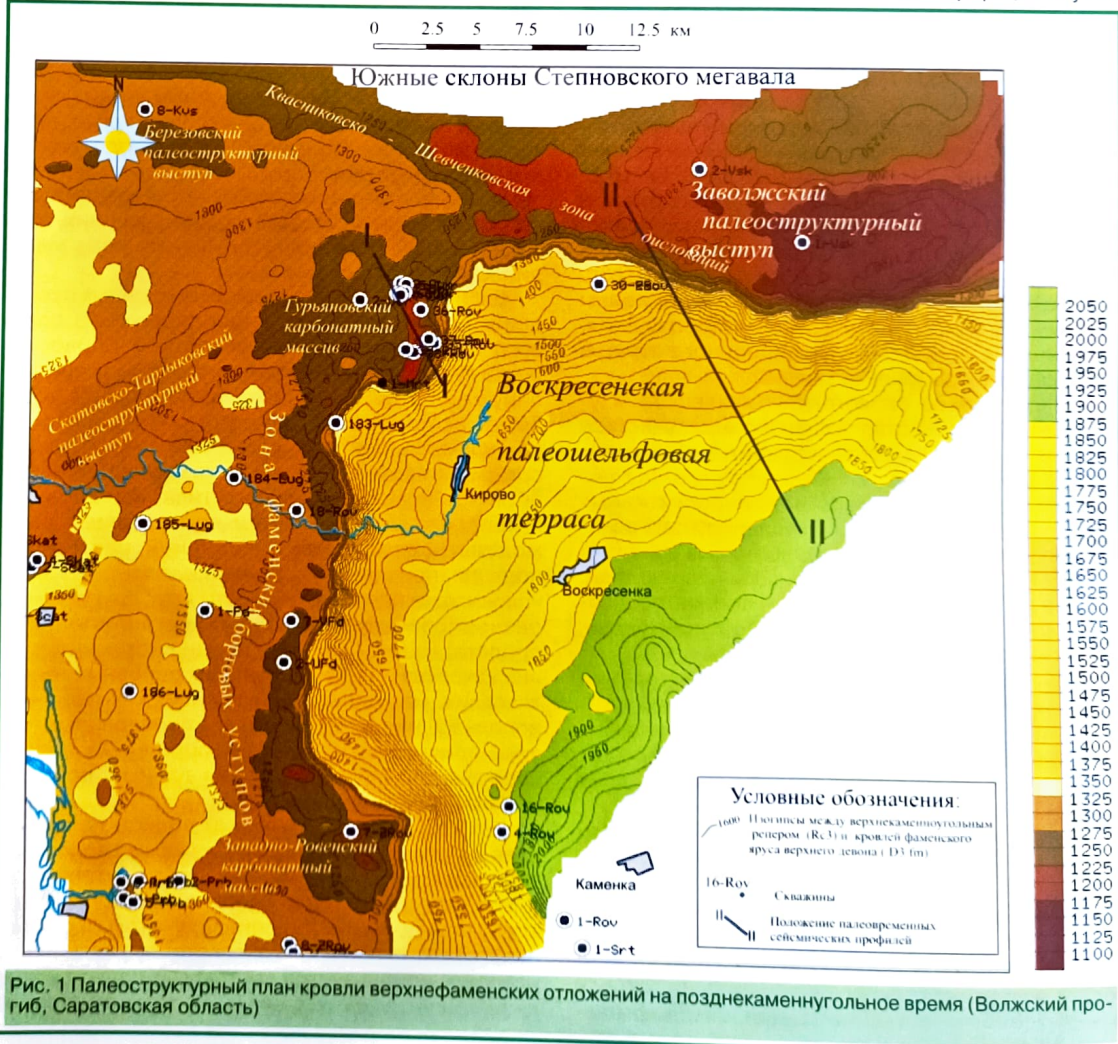
Следует признать, что большинство общепринятых моделей, представленных в виде карт, разрезов и др., построены не из множества фактов, а из множества субъективных представлений, зачастую, не имеющих объективных критериев надежности. Есть еще одно явление, которое иногда называют "мировоззренческий фильтр". Это когда априорные представления исследователя о том или ином объекте не позволяют увидеть его в другом свете. Разнообразным множеством фактов, не вписывающихся в сложившиеся представления, при этом пренебрегают.

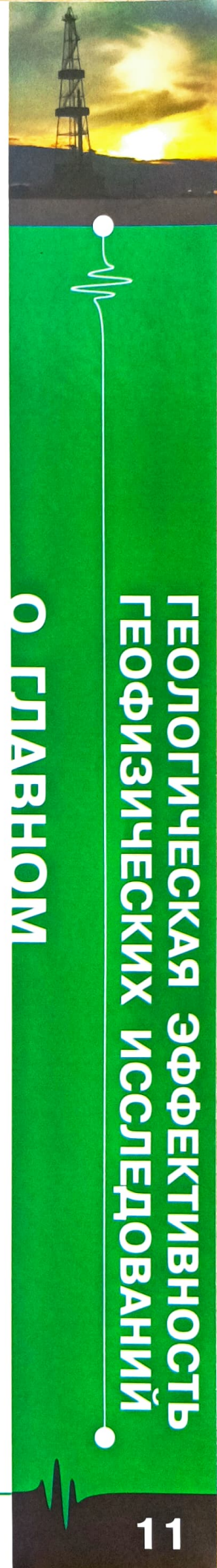
При разработке методологии ГРП необходимо соблюдение принципиального положения, что все исследования, проводимые на различных этапах, должны обеспечивать последовательность приближений априорных геологических моделей к устойчивому структурированному объекту. Для достижения этого необходимо в иерархии поисковых объектов выделить две составляющие "ОБЪЕКТ - МЕТОД", для каждой из которых должны быть разработаны критерии на-

дежности. Под объектом, в широком смысле, здесь понимаются разномасштабные иерархические геологические структуры, перспективные для локализации конечных поисковых объектов - месторождений УВ. Для каждого типа поискового объекта возможна разработка технологического регламента, предусматривающего состав работ и набор интерпретационных процедур. Методические средства, как инструмент интерпретации, должны включать и метрологическую часть. В ней выделяются все факторы, влияющие на надежность геолого-поисковой системы в целом. Дается им качественная и количественная оценка.

Для иллюстрации этих общих положений, учитывая ограничения формата настоящей статьи, рассмотрим методические аспекты проведения геологоразведочных работ на примере только одного геологического района Саратовской области. Данный район, в тектоническом отношении, приурочен к Волжскому прогибу, выделенному в палеоструктурном плане девонско-каменноугольных отложений. На севере он ограничен южными склонами Степновского мегавала, на западе - сопряжен с Каменско-Золотовским выступом. В юго-восточном направлении прогиб раскрывается в Прикаспийскую впадину.

Для верхнедевонско-нижнекаменноугольного комплекса отложений здесь характерен широкий набор разнотипных отложений (слоистых мелководно-шельфовых фаций, разнотипных органических массивов, глубоководных депрессионных литофаций, карбонатных клиноформ, конусов





О ГЛАВНОМ ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

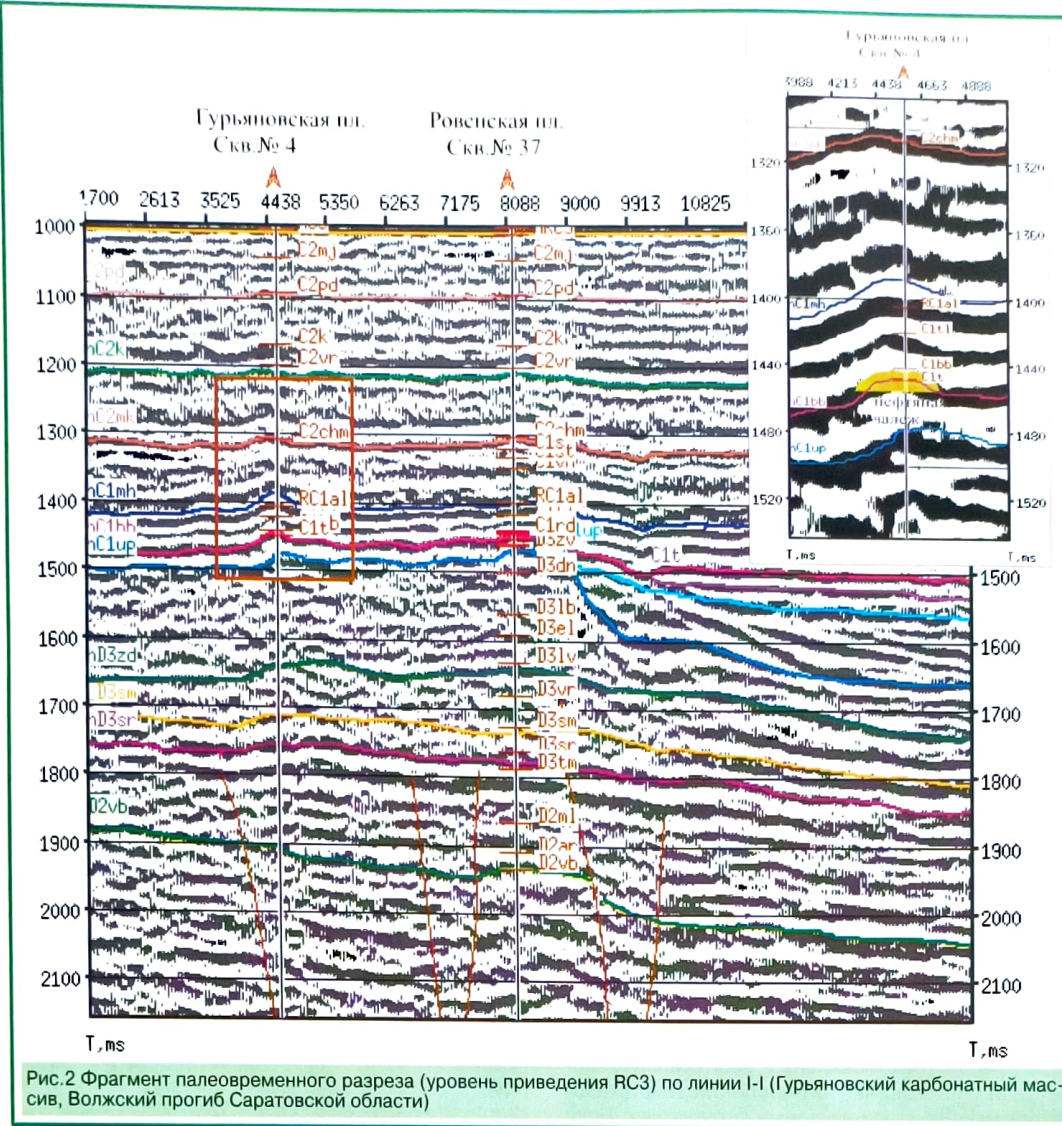


Рис. 2 Фрагмент палеогенового разреза (уровень приведения RC3) по линии I-I (Гурьяновский карбонатный массив, Волжский прогиб Саратовской области)

выноса, глинистых и карбонатоглинистых толщ заполнения некомпенсированных впадин и др.). Структурно-формационное районирование этой территории выполнено на основе набора палеоструктурных карт и карт изопахит различных литолого-стратиграфических комплексов. Палеоструктурный план поверхности фаменских отложений на позднекаменноугольное время (кровля верхнекаменноугольного глинистого пласта RC3) приведен на рис. 1.

Однако, выявленные месторождения относятся к типу нефтегазопромысловых объектов, которые находятся в "поверхностном слое" методического обеспечения моделями поисковых объектов данного района, и в буквальном смысле на поверхности мощных верхнедевонско-нижнекаменноугольных карбонатных комплексов (рис. 2). В пределах данного района тщетны пока поиски месторождений, связываемых с верхнедевонскими карбонатными постройками Белокаменноугольного типа. Значительный объем сейсморазведочных и буровых работ на Скатовской площади, нацеленный на выявление залежей нефти в карбонатных постройках этого возраста, не дал какого-нибудь практически значимого результата. Нет модели литологических залежей в визейских отложениях Прибрежного типа. Такой перечень можно долго продолжать. Основная причина — отсутствие надежных региональных моделей геолого-поисковых объектов и, как следствие, нерациональные затраты на ГРП.

В течение последних двух лет сейсмическими исследованиями изучается обширная Воскресенская палеотерраса франко-фаменского внешнего шельфа, примыкающая с востока и северо-востока к системе фаменских седиментационных уступов, которые разграничивают области мелководной и относительно глубоководной карбонатной седиментации. В пределах Воскресенской палеошельфовой террасы выполнение некомпенсированного фаменского Волжского прогиба в турнейское время происходило путем образования клиноформных тел бокового наращивания палеосклона (рис. 3.).

К концу турнейского времени сформировалась обширная терраса, слабонаклоненная в юго-восточном направлении, в последующем, плащеобразно перекрытая со стратиграфическим несогласием карбонатно-терригенной толщей визейского яруса. В разрезе этого яруса появляется нерасчлененная косвинско-радаевская толща, предположительно представленная карбонатными отложениями. В пределах Воскресенской шельфовой палеотеррасы наращивание толщины этих отложений по мере выполнения турнейского палеопрогиба происходит от единиц до сотен метров.

В данной структурно-формационной зоне налицо существование целого ряда благоприятных условий для формирования широкого набора ловушек литолого-стратиграфического типа. Модели аналогичных верхнефамен-тур-

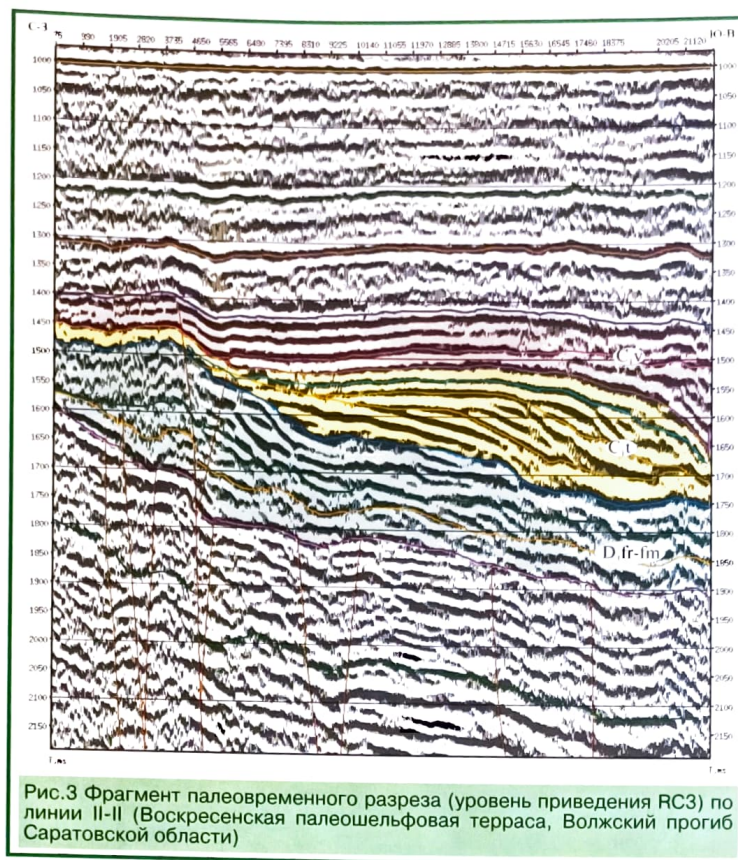


Рис.3 Фрагмент палеовременного разреза (уровень приведения RC3) по линии II-II (Воскресенская палеошельфовая терраса, Волжский прогиб Саратовской области)

нейских клиноформ, с позиций выделения в них нефтегазоперспективных объектов в структурно-литологических ловушках, детально разработаны для геологических районов Камско-Кинельской системы прогибов. Применительно к геологическим условиям Волжского прогиба, надежная геологическая модель, которая бы дала критерии выделения локальных нефтегазоперспективных объектов и оценки их перспектив нефтегазонасыщенности, в настоящее время отсутствует. Если говорить о значительном приросте ресурсной базы, то это возможно только в случае разработки направлений ГРП на поиск ловушек подобного типа, обладающих значительным потенциалом УВ.

При разработке рабочей интерпретационной модели клиноформного комплекса отложений обозначилась проблема несоответствия существующей стратиграфической основы требованиям сегодняшнего дня. Для верхнедевонско-нижнекаменноугольных структурно-формационных комплексов, имеющих сложное соотношение слагающих их геологических тел с различной фациальной характеристикой, требуются детальные, в литологическом плане, стратиграфические схемы нового поколения, разработанные с учетом результатов сейсмостратиграфических исследований. Это необходимо для прогноза характера изменения литофаций, для выявления и оценки зон, благоприятных для формирования ловушек различного типа, оценки связываемых с ними перспектив, решения других практически важных для повышения эффективности ГРП проблем.

В целом, очевидно, что решение задачи структурно-формационного районирования на базе зонально-региональных исследований с типизацией и локализацией морфогенетических типов поисковых объектов, приобретает уже значимое практическое значение. Одним из условий успешного решения этой задачи

является наличие базисных зонально-региональных сейсмических профилей, ориентированных в крест простирания фациальных зон и опирающихся на глубокие скважины. Сеть таких профилей позволяет создать надежный сейсмостратиграфический каркас для увязки геологических моделей, необходимый для составления обновленных стратиграфических схем корреляции разрезов скважин, выявления пространственно-временных соотношений разнофациальных толщ, разработки формационных и седиментологических моделей разнотипных отложений на основе комплексного анализа геолого-геофизической информации. Такие генерализованные исследования должны проводиться одновременно с детальными работами. В динамичном процессе геологоразведочных работ они претерпевают изменения в соответствии с уровнем текущей изученности территории. К сожалению, недропользователи часто не уделяют должное внимание необходимости таких работ.

Геологическая эффективность геологоразведочных работ увязывается с наличием надежной геологической модели локального объекта, которая должна находить свое место в строении структурно-формационного комплекса в целом. Это повышает достоверность принятой интерпретационной модели и повышает надежность оценки нефтегазоперспективности выявленного локального объекта. Для установления системных связей важно определение границ структурно-формационной зоны, к которой генетически относится конкретный нефтегазоперспективный объект. От этого зависит уровень генерализации геолого-геофизической информации и, соответственно, определение границы территории регионального обобщения. Модель объекта, не учитывающая место и роль его в общей структуре, неизбежно будет однобокой, если не ошибочной, в определенных базовых положениях. К сожалению, вопрос о территории, вовлекаемой в обобщение, в современной практике решается по принципу доступности информации, которая территориально ограничена границами лицензионного участка данного недропользователя и включает, как правило, только часть общего природного объекта. Для недропользователей доступ к геологической информации, полученной за счет внебюджетных средств, ограничивается владельцем информации. При существующей системе эти данные, по определению, не предусмотрены для участия в геологоразведочном процессе.

Для осуществления такого рода региональных геологических исследований, государство в лице территориальных управлений по недропользованию могло бы выступать соинвестором в геологоразведочных проектах частных компаний, с привлечением организаций, имеющих в своем составе широкий круг необходимых специалистов и владеющих соответствующим информационным обеспечением. Это позволило бы успешней решать государственную задачу восполнения минерально-сырьевой базы.



ЗАО СОЕДИНИТЕЛЬ

**РАЗРАБОТКА И ИЗГОТОВЛЕНИЕ
СПЕЦИАЛЬНЫХ СОЕДИНИТЕЛЕЙ И КАБЕЛЕЙ**

Россия, 456300, Челябинская обл., г. Миасс, Тургорякское ш., 11/5
Тел.: (3513) 29-85-97, 29-85-94; факс: (3513) 29-89-39
E-mail: soedinitel@miass.ru; www.soedinitel.ru

Системный подход для повышения геологической эффективности геофизических исследований

Жилияков В.Н., Ячменёва Л.В., ООО НПК «Геопроект», г. Саратов

Геологоразведка и разработка месторождений нефти и газа являются наукоемкими отраслями производства, в практике которых используется огромное количество самой разнообразной информации. Для обработки и интерпретации данной информации, с целью получения конкретных производственных результатов, необходим квалифицированный персонал (геологов, геофизиков, буровиков, разработчиков и др.), имеющий опыт научно-аналитической работы, оснащенный современным инструментарием и соответствующим образом организованный. Исходя из этого, крупные российские нефтяные компании в условиях хозяйственного реформирования создали собственные научно-технические центры (НТЦ) и научно-исследовательские институты (НИИ), которые должны аккумулировать в современном виде всю геолого-геофизическую и промысловую информацию и обеспечивать научно-методическое и проектное сопровождение эффективных геологоразведочных работ и разработок месторождений нефти.

Кроме крупных нефтяных компаний в Российской Федерации имеется большое количество средних и малых компаний, не имеющих собственных научно-производственных подразделений. Эти компании, решая аналогичные задачи на собственных участках недр, привлекают различные сервисные компании (в большинстве своем узкоспециализированные) и отдельных специалистов-экспертов, что не может обеспечить системного и эффективного изучения и использования, вверенных им участков недр, а значит и ожидаемой окупаемости вложенных средств. В этих условиях положение усугубляется реализуемым на практике тендерным механизмом, когда подрядная организация выбирается не на выполнение комплекса взаимосвязанных работ, обеспечивающих выверенный результат и экономическую целесообразность дела, а на отдельные работы, результаты которых зачастую противоречат и не согласуются друг с другом и приводят к неверной экономической оценке и дополнительным затратам. Используемые тендерные процедуры имеют негативную результативность и для крупных, и для мелких нефтяных компаний в случае принятия в качестве основного критерия *самой низкой цены*, что ведёт к демпингу и, как правило, к снижению качества работ.

Для российских сервисных компаний нефтегазового комплекса подобная практика *демпинговых цен* ограничивает их развитие и ставит на грань выживания. В то время как недропользователи, занимающиеся разведкой и разработкой углеводородов в сложных горно-геологических условиях, требующих максимального привлечения научных и инженерных решений, имеют государственную поддержку в этом вопросе, связывая необходимость предпочтений с увеличением затрат, сервисные компании, обеспечивающие реализацию этих решений, такой поддержки не имеют.

Эффективность ГРП и разработки месторождений нефти и газа - это не частный вопрос недропользователей, а насущная задача государства, подкреплённая законом о недропользовании /1/ и контролируемая выполнением лицензионных соглашений по изучению и использованию недр, что предполагает последовательность и системность в освоении ресурсной базы углеводородного сырья.

Успешность открытия новых месторождений УВ и наращивания ресурсной базы по категориям C_1+C_2 обусловлены выбором направлений ГРП эффективным комплексированием различных методов исследований и надёжностью подготовки различных типов структурных и неструктурных ловушек для постановки поисково-оценочного бурения.

Эффективность выбора направлений ГРП определяется в основном тремя факторами:

- наличием очагов генерации УВ;
- оценкой путей латеральной и вертикальной миграции;
- существованием на путях миграции различных типов ловушек, способных аккумулировать залежи УВ.

Основным поисковым методом для выявления и подготовки ловушек под бурение является сейсморазведка МОГТ. Преимущественной модификацией поискового этапа до недавнего времени являлись профильные наблюдения МОГТ-2D. Но уже с конца 90-х годов прошлого столетия в зонах, характеризующихся сложным строением (в том числе с развитой дизъюнктивной тектоникой, контролирующей нефтеносность объектов поиска и разведки), рекомендуется площадная модификация сейсморазведки - МОГТ-3D /2/.

Современные геофизические организации, выполняющие полевые сейсморазведочные работы МОГТ, обработку и интерпретацию данных, оснащены существенно унифицированными техническими и программно-аппаратными средствами. По сравнению с возможностями пятнадцатилетней давности производительность работ и информативность сейсмических данных повысились на порядок, что, казалось бы, даёт основания формализовать процесс получения геологических результатов.

Однако, для специалистов геофизиков не секрет, что наиболее уязвимой частью технологии получения геологической информации являются этапы интерпретационной обработки и самой геологической интерпретации, где не обойтись без всестороннего анализа данных с привлечением не только специалистов геофизиков.

Публикации последних лет свидетельствуют об актуальности проблемы «ошибок сейсмки на ранней стадии разведки», которые приводят к «*построению геологических моделей, неадекватных среде*» /3/.

Для повышения эффективности работ некоторые специалисты указывают на необходимость *системного подхода* /4/. В соответствии с этим предположением, условиями оптимизации являются: «*формирование ясных целей и обоснованных задач*»; «*рациональное разделение этапов работ между Исполнителями*»; «*рациональная координация действий структурных подразделений Заказчика*» и прочее. Подобные рекомендации сводятся к жесткой регламентации выполнения Геологического задания: Подрядчик должен выполнять инструкции и тогда Заказчик получит результат, по которому будет оценивать степень рисков. Стоит обратить внимание на то, что оценить подобным образом степени рисков будет возможно только в рамках тех же инструкций.

На наш взгляд системный подход к решению геологических задач действительно необходим. При этом написание «инструкции по применению» -

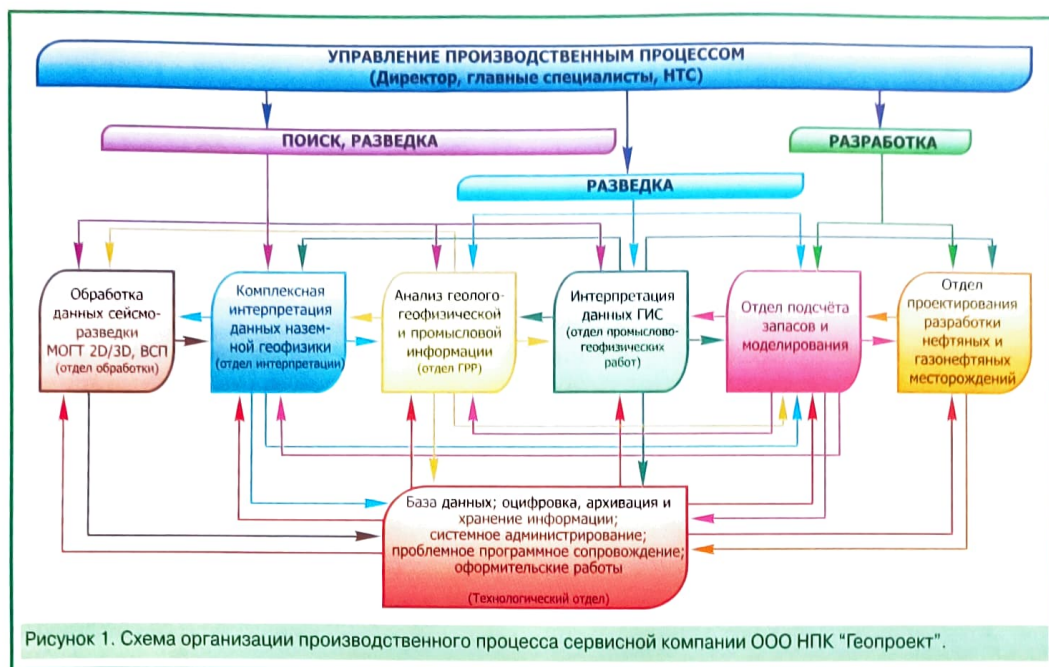


Рисунок 1. Схема организации производственного процесса сервисной компании ООО НПК "Геопроект".

часть подхода. Вторая половина системного успеха – всесторонне изучение поставленных задач. Недропользователи в своей деятельности должны опираться на сервисные предприятия, способные решать на преемственной и долгосрочной основе *весь спектр* задач разведки и разработки месторождений.

Подобную структуру предприятия, включающую основные сервисные возможности, можно продемонстрировать на примере Научно-производственной компании «Геопроект» (г. Саратов) (рис 1).

Компания имеет современные производственные ресурсы, квалифицированный персонал, выполняет научно-производственные работы в области разведки и разработки месторождений в различных геологических условиях. За время своей деятельности компания продемонстрировала высокую результативность и, соответственно, эффективность, что подтверждается рядом открытий месторождений нефти.

На одном из лицензионных участков Саратовской области площадью около 4 тыс. кв км с 1996г. проводились поисковые работы на палеозойские подсолевые отложения. В 2001г. по инициативе НПК «Геопроект» был проанализирован геолого-геофизический материал, проведены переобработка и переинтерпретация данных МОГТ-2D с целью оценки перспективы надсолевых отложений триаса, юры и мела, формирующих структуры обложения соляных куполов, седловин между ними и карнизов. Были выявлены и оценены по степени перспективности более десятка объектов, даны рекомендации на проведение дальнейших геологоразведочных работ. Обработаны и проинтерпретированы новые данные сейсморазведки 3D. Подготовлен проект доразведки месторождения, ранее официально признанного бесперспективным. В 2008 г. на основании рекомендаций НПК «Геопроект» в пределах изучаемого участка впервые в Саратовской области были открыты промышленные залежи нефти в отложениях нижнего мела. Силами НПК «Геопроект» оперативно подсчитаны и поставлены на государственный баланс запасы промышленных категорий, подготовлен и защищен в ЦКР проект пробной эксплуатации месторождения (на настоящий момент из 3-х скважин по 1-му горизонту добыча нефти фонтанным способом превышает 200 т/сут.). Продолжением работ по вновь открытым пер-

спективам мезозойских отложений стали работы 2009 г. на территории Волгоградской области (для ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтегаз»), где по 2-м лицензионным участкам на базе переобработки и переинтерпретации материалов МОГТ-2D прежних лет по отложениям нижнего мела, средней юры и триаса выявлено 18 объектов, локализованные прогнозные ресурсы нефти и растворенного газа (категории Д1л) по которым превысили 1 млрд. т.у.т.

Другим примером системного подхода, используемого НПК «Геопроект», являются работы 2007-2008 гг. для НК «РуссНефть» на территории Пензенской области. При этом был реализован так называемый «сквозной проект». На базе переобработки и переинтерпретации данных сейсморазведочных работ 1987-2006 гг. выполнен комплексный анализ результатов ГРП на Жигулёвском валу Жигулёвско-Пугачёвского свода, выявлены новые объекты, подготовлены паспорта, даны рекомендации на проведение дальнейших ГРП. Суммарные геологические ресурсы нефти по категории С3 превысили 30 млн. т. За тот же период времени выполнено:

- на месторождении «В»: пересчёт балансовых запасов УВ, создание 3D геологической и гидродинамической моделей продуктивных пластов, ТЭО КИН и дополнение к Технологической схеме разработки;
- на месторождении «К»: проект доразведки, подсчёт балансовых запасов УВ, Технологическая схема разработки;
- месторождение «А»: проект доразведки.

Отличительной особенностью реализованного «сквозного проекта» явилось комплексное решение задач.

Показанные примеры демонстрируют возможность повышения геологической эффективности геолого-геофизических работ на основе системного и комплексного подхода в рамках специализированного сервисного предприятия.

Литература:

1. <http://www.consultant.ru/popular/nedr/>
2. <http://www.oilnews.ru/magazine/1999-03-06.html>
3. Ампилов Ю.П. Пришло время объединения технологий в изучении. Геомодель 2008. Тезисы доклада.
4. Логовской В.И. Роль и содержание системного подхода к сейсморазведке. Приборы и системы разведочной геофизики, №2(28)/2009.

Геологическая эффективность структурно-формационной интерпретации и её контроль на примере «рифового направления» ГРП. Часть 1

Феокистов А.В., Феокистов В.А., г. Саратов

Успехи современных технологий поисков и разведки нефти и газа целиком базируются на достижениях технического прогресса в области создания приборов и систем разведочной геофизики. Революционный переход на цифровую регистрацию и системы многократных перекрытий в сейсморазведке обеспечил возможность использования анализа формы сейсмического сигнала для прогноза вещественных характеристик среды. Новые датчики с регистрацией полного вектора сейсмического волнового поля сегодня позволяют проводить производственные 2Д/3Д/4Д-съёмки на суше, в море и в переходных зонах с качественно новым уровнем интеграции сейсмической информации на всех типах волн для решения задач прогноза геологического разреза (ГРП) и прямого поиска углеводородов (ПП). Компьютерная революция вкупе с впечатляющими достижениями средств и способов визуализации сейсмических данных позволили реализовать миграционные преобразования в глубинной области в производственном режиме, выполнять атрибутный анализ исходных сейсмограмм и итерационный процесс построения сложных моделей среды. Настольные многоэкранные рабочие станции сделали интерактивный и итерационный процесс построения глубинной модели легко управляемым в трёхмерном пространстве и в реальном времени. При этом возможно увязывать материалы бурения и сейсморазведки разных лет и модификаций между собой и с материалами ГИС, проводить расчёт и анализ множества атрибутов, выявлять многомерные связи с оценкой точности и достоверности малым числом специалистов-интерпретаторов при совмещении достоинств высокого разрешения по вертикали (ГИС) с высоким разрешением по горизонтали (сейсморазведка). Сочетание компьютерной техники с технологиями ИНТЕРНЕТА позволяет специалистам различных специальностей собираться вместе в надёжной виртуальной среде и обмениваться информацией в масштабе реального времени, не выходя из дома и используя общую базу данных. Принятие важных решений по разработке пласта и бурению скважин оптимизируется при объединении всей необходимой информации в «единой среде визуальной интерпретации», для чего все крупные нефтяные компании создают специальные «центры визуализации». Приборная оснастка скважин и системы разведочной геофизики уже сегодня позволяют перейти от сейсмической интерпретации к моделированию и оценке месторождений [1-6].

Публикуемые примеры успешного решения геологических задач стали многочисленными, но не массовыми и лишь подчёркивают парадокс невысокого роста геологической эффективности результатов применения сложных геофизических технологий по сравнению с ростом научного прогресса в техническом оснащении нефтяных, геофизических компаний и ростом затрат на ГРП. Чтобы понять причины парадокса достаточно сделать простое сравнение известных ошибок и достижений недалёкого прошлого и настоящего времени. Геологическая эффективность поискового и разведочного бурения, пути повышения эффективности ГРП с позиций подтверждаемости геофизических (сейсмических) моделей и выявле-

ния характерных ошибок в СССР рассматривались уполномоченными министерствами и ведомствами ежегодно и по итогам пятилеток с их обобщением по всем нефтегазодобывающим регионам и по разным ведомствам [7, 8]. Интересно, что междведомственная разобщённость и в тот период приводила «к хаосу при определении статистических данных». Например, подтверждаемость подготовленных сейсморазведкой объектов в Волго-Уральской провинции по данным геофизических трестов составляла 80-90%, а по результатам оценки геологов ВО ИГиРГИ – 50% [7]. В современной России такие периодически обновляемые обобщения невозможно делать из-за разделения общероссийского геологического пространства на лоскуты лицензионных участков с конфиденциальной информацией по геологии и геофизике в каждом из них. «Лоскутная геология» приводит к созданию недостоверных моделей, тиражированию ошибок при невозможности их типизации и недопущения на новых участках. Хаос статистических данных лишь усугубился. Все нефтесервисные компании по Саратовскому региону продолжают показывать подтверждаемость подготовленных под поисковое бурение объектов от 70 до 100%, в то время как оценки геологов НВНИИГГ дают цифры гораздо ниже: подтверждаемость структурных объектов опустились до 30%, «средний коэффициент подтверждаемости перспективных ресурсов категории С3 за период 1995-2005 г.г. составил 0,22, средний коэффициент достоверности-0,06» [9]. Конкуренция мелких субъектов не приводит к успеху в геологоразведке, что ярко проявляется на примере Саратовского региона, где число недропользователей, занимающихся поисками месторождений нефти и газа, растёт, а геологическая эффективность, достоверность подготовленных под бурение объектов, прирост и подтверждаемость запасов падают [9, 10]. Это видно и по факту укрупнения вертикально интегрированных нефтяных компаний (ВИНК) у нас в стране и за рубежом с их преобразованием в транснациональные корпорации. В то время, когда ведущие мировые компании отдают приоритет широкой интеграции геодисциплин поиска, разведки и разработки нефтегазовых резервуаров, объединяемых в западной литературе аббревиатурой «Exploration and Production», на российском рынке нефтесервиса обострилась неконструктивная конкуренция геологии, геофизики, геохимии. Успех применения современных технологий определяется интеграцией всех знаний о месторождении, применением системного подхода и конструктивного сотрудничества геодисциплин [1-3, 11].

Конструктивное сотрудничество геодисциплин наглядно проявляется в экономике нефтяных компаний. Нефтяная компания «Экссон» стала самой прибыльной за счёт слияния геологии и сейсморазведки в новую геонауку СЕЙМОСТРАТИГРАФИЮ, получившую всемирное признание. Двухтомник «Сейсмическая стратиграфия» [12] был издан в 1982 году в СССР на русском языке и нашёл живейший отклик отечественных геологов [13-19]. Эта публикация ускорила оформление российской школы структурно-формационной интерпретации (СФИ) [20, 21].



Напомним, что сейсмическая стратиграфия (СС) была создана американскими геологами, постоянно использующими сейсмические временные и глубинные разрезы в качестве обязательных атрибутов интерпретации **как природные обнажения геологического разреза**. По мнению И.А. Мушина, «этот, несомненно, плодотворный взгляд на сейсмические разрезы позволил сразу же включить в процесс их интерпретации геологический интеллект, т. е. весь огромный арсенал геологических представлений, закономерностей, накопленных десятилетиями эвристических связей. Рассуждение геолога здесь выглядит вполне разумным и логически обоснованным: **коль скоро мы имеем дело с одним геологическим разрезом – то и в соответствии ему должен быть поставлен один конкретный сейсмический разрез!**» [20]. Для достижения этой цели разрабатываются средства и методы получения такого конечного сейсмического разреза, который легко читался бы, как геологический разрез в глубинном изображении. Основным таким средством сейчас считается глубинная миграция до суммирования (PSDM- Pre-Stack Depth Migration).

Структурно-формационная интерпретация (СФИ) изначально появилась как ответ геофизиков-сейсмиков на сеймостратиграфический вариант геологической интерпретации, **как его альтернатива**. Его авторы И.А. Мушин, Л.Ю. Бродов, Е.А. Козлов, Ф.И. Хатянов [21] исходили из известного всем сейсморазведчикам факта, что вид окончательного сейсмического разреза сильно зависит от критерия, по которому он строился. «Можно, например, стремиться к максимальной прослеживаемости горизонтов – важнейшей задачи для структурных построений – и в результате применения множества целенаправленных процедур фильтрации, регуляции, коррекции и т. п. получить один из возможных разрезов. Можно сконцентрироваться на контрастном выделении дизъюнктивных нарушений – получится другой разрез. Может быть, наконец, получен разрез, на котором наилучшим образом проявляется внутренняя структура искомого геологического объекта – и это будет третий разрез, отличный от предыдущих. Таким образом, **каждому геологическому разрезу может быть поставлено в соответствие множество сейсмических отображений, специальным образом подчеркивающих те или иные свойства разреза**: его иерархическую структуру; морфологию его основных границ; внутреннее строение слагающих его тел; ранговую совокупность дизъюнктивных нарушений; степень регулярности прослеживания слоистости; типы слоистости, цикличности и т. д.». При этом сам разрез получается на основе информации о среде, записанной на сейсмограммах в виде годографов и полей времён. Извлечение этой информации о среде из полей времён и называется геофизической интерпретацией.

Эти два разных подхода к применению сейсморазведки были детально рассмотрены академиком Гольдиным С. В. в 1989 г. [22]: «Яркая черта современного этапа сейсморазведки – формирование двух весьма различных и дополняющих друг друга направлений, которые можно охарактеризовать терминами "сейсмоизмерение" (т. е. определение параметров среды) и "сеймовидение" (т. е. изображение среды). К сеймовидению мы относим сейсмологографию, Д-преобразование, преобразование временных разрезов в глубинные, а так же использование временного разреза, как изображения среды (что допустимо при

изучении достаточно простых сред). Оба направления, будучи в методологическом отношении почти **противоположными**, во многих аспектах удачно дополняют друг друга. В повседневной жизни тоже необходимо и обозреть рельеф местности в целом, и измерять его геодезическими средствами. Помимо «информационной» дополнительности, следует еще упомянуть и «физическую», обусловленную тем, что сейсмоизмерение, связанное с "лучевым" представлением поля отражённых волн, эффективно при изучении зеркальных отражающих объектов, тогда как базирующееся на кирхгофовском представлении поля сейсмовидение более применимо для изучения шероховатых и неровных объектов. Если бы распределение скорости в среде над исследуемыми объектами было известно, то можно было бы рассчитывать на доминирующую роль сейсмовидения. Но зная распределение скорости в сложно построенной среде (среда считается сложной, если при ее исследовании нельзя изучать распределение скорости без одновременного изучения структурных параметров) – это фактически решить задачу интерпретации, поэтому роль сейсмоизмерения в будущем вряд ли уменьшится». При сейсмоизмерении в МОВ-ОГТ-ПГР имеются широкие возможности для использования годографов разных типов волн – полей времён – с целью извлечения информации о скоростях, форме границ и других свойствах среды, включая вещественный состав (ПГР-прогнозирование геологического разреза и ПП – прямой прогноз флюидонасыщения). Большая часть этих возможностей практически не используется. **Система многократного перекрытия даёт избыточную наблюденную информацию, потребление которой для целей геологической интерпретации по мнению большинства специалистов задействовано примерно на 30%.** Работа с сейсмограммами и годографами даже в технологичных автоматизированных пакетах АВО-АВА – анализов требует более глубоких знаний и больших затрат времени на извлечение геологической информации, чем работа с временными и/или глубинными разрезами профилей. СВАН-технологии российского производства также используются сравнительно редко и в основном разработчиками программных пакетов. Не хватает прямых измерений параметров обменных и поперечных волн, плотностного каротажа и массового изучения керна не только продуктивных интервалов разреза, но и интервалов вмещающих пород для достоверной параметризации среды при построении физико-геологических моделей (ФГМ). По этой причине мнение российского академика не разделяют американские геофизики.

Наметился явный крен в сторону сейсмовидения и в научном, и в методическом, и в техническом плане. Известный американский сейсморазведчик У.А. Шнайдер ещё в 1980 г. отметил: «Если бы миграцию изобрели несколько раньше, никакого ОГТ уже бы не потребовалось». Основные усилия зарубежных технологов сосредоточены именно на миграционных преобразованиях. В своём обзоре истории обработки-интерпретации Карл Линер назвал период 1982-2000 годов «золотым периодом сейсмической миграции» [23]. Основой эффективности интерпретации 3D-PSDM служит возможность получения четвёртого измерения при просмотре не суммированных сейсмограмм в режиме киносейсмиков. Преимущество интерпретации на видеозэкране в 3D-пространстве по сравнению с просмотром последовательности профилей (вертикальных сечений

куба) в плоскости (на бумаге или экране) считается революционным достижением многими известными геофизиками, в том числе автором миграции методом конечных разностей Д. Ф. Кларебутом, прогнозирующим смену поколения сейсморазведчиков-интерпретаторов, использующих лишь отсуммированные разрезы, интерпретаторами исходных данных, осуществляющими суммирование их зрительным просмотром (например, простым увеличением скорости проекции киноленты) [24]. Однако, пока миграционные **изображения в сейсмостратиграфии интерпретируются больше качественно**, чем количественно, что видно даже по названию таблицы из [12]:

Параметры сейсмической записи, используемые в сейсмостратиграфии, и их геологическое толкование (Сейсмическая стратиграфия. Книга 1 под ред. Ч. Пейтона, М., Мир, 1982, стр. 224.)

Параметры, характеризующие сейсмические фации	Геологическая информативность
Конфигурация отражений	Характер напластования Процессы осадконакопления Эрозия и палеорельеф Контакты разных флюидов в пласте
Непрерывность отражений	Непрерывность пластов Процессы осадконакопления
Амплитуда отражений	Соотношение значений скорости и плотности Расположение пластов относительно друг друга Тип насыщающего флюида
Частота отраженных волн	Мощность пластов Тип флюида
Интервальная скорость	Литологический состав Коэффициент пористости Тип насыщающего флюида
Геометрическая форма сейсмической фациальной единицы и ее расположение относительно других фациальных единиц	Региональная обстановка осадконакопления Источник осадочного материала Геологические условия осадконакопления

В США и Европе сейсмостратиграфия считается искусством. Это очевидно из цитаты Р. Шерифа [25]: **«Чем является стратиграфическая интерпретация сейсмических данных – искусством или наукой?»** Сегодня это скорее искусство-выделение на разрезах характерных комбинаций отражений и их интерпретация с помощью изрядной доли воображения. Однако это искусство, не терпящее вольностей, не выходящее за рамки, определяемые фундаментальными положениями. Успешное решение стратиграфических задач путём интерпретации данных сейсморазведки зависит от правильного сочетания трёх элементов: знания физических законов, опыта и воображения. Сейсмические материалы обычно интерпретируются геофизиками и геологами. **Идеальный интерпретатор сочетает в себе знания из двух областей.** Он хорошо разбирается в процессах, связанных с возбуждением и распространением сейсмических волн, с влиянием на получаемые данные регистрирующей аппаратуры и цифровой обработки, а также понимает физический смысл сейсмических данных. В

то же время его геологический опыт помогает ему осознать массу информации, значительная часть которой противоречива, и прийти к наиболее правдоподобной геологической картине. К сожалению, не все интерпретаторы имеют необходимые знания и опыт одновременно и в геологии, и в геофизике, и поэтому часто наилучшая альтернатива – работа геофизика и геолога в тесном контакте». В качестве справки можно добавить, что путь от обычного геолога или геофизика до сейсмостратиграфа по опыту специалистов компании Экссон занимает 9 лет при постоянном и интенсивном обучении.

В настоящее время искусство сейсмостратиграфии достигается организационно через синтез знаний геологии и геофизики путём создания мультидисциплинарных групп в многоцелевых проектах и супервайзерское сопровождение всей технологической цепочки проектов. Создание мультидисциплинарных групп стало технически возможным с появлением интегрирующих интерпретационных программно-методических комплексов с разделённым доступом и общей базой данных. Известные технологии «брендовых» компаний Шлюмберже (рис. 1, [2]), Халибартон-Лэндмарк, Парадайм Геофизикал, Роксар, СЖЖ функционально однотипны и используются практически всеми российскими компаниями. Из рисунка 1 видно, что построение интерпретационных моделей среды по версии компании Шлюмберже в рамках отдельных геодисциплин необходимо интегрировать в общую модель на самых ранних этапах её согласования, что делается с контролем качества каждой частной модели и общей согласованной модели в рамках интегрированного проекта, контролируемого руководителем мультидисциплинарной группы и супервайзером. Отраслевые стандарты брендовых технологий регламентированы собственной технико-методической документацией и обычно сопровождаются специальным сертификатом. Доступ к разделённой модели недр общий для всех участников проекта, но её коррекция выполняется руководителем мультидисциплинарной группы единолично. Это сделано потому, что крайне мало специалистов обладает широкими знаниями фундаментальных положений геологии и геофизики, которые необходимы для сближения модели и реальной среды. Далеко не все геологи или геофизики могут претендовать на роль руководителя проекта на этапе интерпретации. Известно, что подлинное искусство – штучный товар и массовым не бывает. Объединение разнородной геолого-геофизической информации на самой ранней стадии проекта позволяет быстро выявлять основные противоречия и несогласованности данных, ликвидировать грубые ошибки и найти варианты согласования. **Проблема выбора лучшего варианта интерпретации остаётся и зависит от выбора критерия.** По канонам сейсмостратиграфии «оптимистичная» интерпретация предпочтительнее «наиболее вероятной», так как первая вызывает дополнительные действия для проверки [25], в то время как неоптимистичная, но «наиболее вероятная» интерпретация может привести к отказу от площадки и не обнаружить возможность открытия месторождения, что рассматривается, как «непростительный грех».

Мультидисциплинарные группы успешны не везде и не всегда. Видимо западным геочётным не удалось в полной мере наладить конструктивное сотрудничество геодисциплин и полностью объединить геологию и геофизику в одну геонауку о продуктивном пласте, что планирова-

лось сделать к 2005 году [11]. Причины неудач и достижений являются предметом обсуждения на всех последних конференциях геолого-геофизических сообществ. Россия с 2000 года участвует в этом процессе через Европек [26]. Но именно в России в большей части сервисных компаний обработка и интерпретация разделены уже при проектировании и представляются в виде самостоятельных этапов последовательного процесса с собственными временными рамками и бюджетом. По современным стандартам обработка и интерпретация должны представлять собой единый интерактивный и итерационный процесс. При разделении его на этапы обработки и интерпретации потеря качества возникает на их стыке. На самом деле, таких этапов быть не должно. Здесь уместно привести цитату магистранта бакалавра по геологии и геофизике, сотрудника фирмы Seiscom Delta United Лесли Р.Денэма, ещё в 1984 году написавшего: «Ведь давно известно (хотя об этом редко говорят), вся обработка сейсмических данных по существу и есть интерпретация». Важно помнить, что обработка в настоящее время – «модельбазированная», а модели сред в алгоритмах обработки и интерпретации могут не стыковаться [27]. Поэтому качество геологической интерпретации страдает от нерешённости вопроса структурно-организационного плана внутри нефтяных или сервисных геофизических организаций, но не технологического. Именно сама технология, блестяще программно реализованная в пакетах брендовых компаний требует интеграции дисциплин обработки и интерпретации, геологии и геофизики, планирования и бурения, создания ПДГТМ и её мониторинга в рамках еди-

Табл. 1. Геологическая информативность сейсмических характеристик

Сейсмические характеристики		Геологическое значение сейсмических характеристик
Качественные характеристики рисунка записи	Геометрия осей синфазности отражения	Геометрия отражающей пачки границ
	Конфигурация систем отражений	Закономерности напластования. Характер процесса осадконакопления. Эффекты палеоэрозии и палеотектоники
	Прослеживаемость отражений	Характер процесса осадконакопления. Непрерывность напластования. Размеры бассейна осадконакопления
	Когерентность отражений	Характер процесса осадконакопления
Количественные параметры волнового поля	Амплитуда отражения	Дифференциация плотности и скорости. Мощности слоев. Литология отложений. Возраст отложений. Пористость. Пластовое (поровое) давление. Состав флюида
	Пластовая скорость	Литология отложений. Возраст отложений. Пористость. Пластовое (поровое) давление. Состав флюида
	Неупругое поглощение	Возраст отложений. Пористость. Состав флюида
	Полярность отражения	Порядок чередования слоев

ного проекта. Запредельная стоимость полных пакетов заставляет сервисные компании покупать только часть брендовой технологии с пристыковкой собственного или более дешёвого программного продукта малоизвестных производителей. Эти проблемы внутри компаний тщательно скрываются или афишируются, как «усовершенствование бренда». Бывает и так, но чаще желаемое выдаётся за действительное.

Для ограничения фантазии «толкователей» и обеспечения паритета сейсмовидения и сейсмоизмерения был предложен отраслевой стандарт СФИ [21]. Стандарт СФИ унифицирует конечный результат сейморазведочных работ для всех этапов (от регионального до разведочного) в виде построения единой совокупности шести моделей: структурной, стратиграфической, структурно-формационной, литолого-фациальной, ёмкостной и фильтрационной. В СФИ используется комплексирование всех геофизических методов и геохимии для

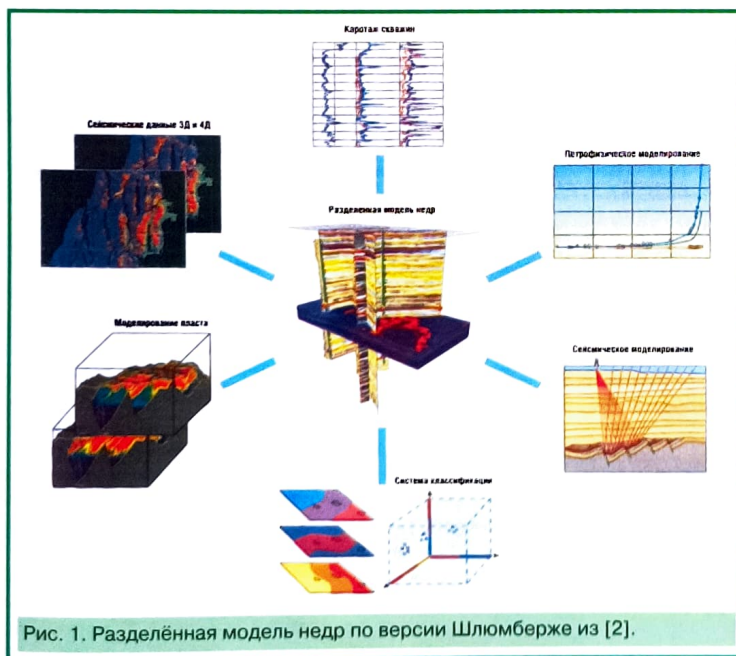


Рис. 1. Разделённая модель недр по версии Шлюмберже из [2].

О ГЛАВНОМ ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

надёжности геологических прогнозов, сейсмовидение и сейсмоизмерение используются на паритетных началах, а сейсмостратиграфия и ПГР рассматриваются в качестве равноправных разделов СФИ, что видно из работ [21, 28, 29] и сравнения таблиц из работ [12 и 28] : см. Табл. 1.

Отраслевой стандарт СФИ получил признание геолого-геофизической общественности и отображён в ряде отраслевых справочников [28, 29] и новых руководящих документов [30-37]. Он объективно отражает современные возможности геофизики при решении геологических задач «от поисков до нефтепровода», даёт типовые схемы и инструменты их решения с перечислением требований к входной и результативной информации на каждой из технологических цепочек построения единой совокупности физико-геологических моделей. Однако **обязательность его выполнения многими нефтесервисными компаниями игнорируется**, что снижает качество и геофизической и геологической интерпретации. Соблюдение отраслевых стандартов СФИ должны обеспечивать руководитель проекта и супервайзер. При выборе супервайзера определяющим фактором являются его личный опыт и база знаний в смежных геонауках. Выбирают не организацию, а конкретного специалиста. Здесь уместна поговорка: **«И один в поле воин!»**. Качество интерпретации пока невозможно формализовать полностью и роль супервайзера, как оценщика правильности применённых технологий построения единой совокупности моделей, позволяет исправлять ошибки стыковки отдельных технологий без навязывания собственного видения геологической модели только **при условии признания отраслевого стандарта СФИ Заказчиком**. Спецификой же российского рынка является геофизическая малограмотность Заказчика, что побудило председателя ЕАГО Севостьянова Н.А. в 2000 году говорить о необходимости создания института супервайзеров и через этот институт проводить геофизическое просвещение Заказчиков [38]. Однако, не каждый супервайзер признаёт новые отраслевые стандарты и не каждый Заказчик следует рекомендациям супервайзера [39].

Несогласованность геологических, геофизических, буровых моделей сказывается снижением качества разработки месторождений. Так директором по науке НК «Роснефть» М.М. Хасановым отмечалось: «При экспертизе и рассмотрении на научно-технических советах подсчёта запасов и проектов разработки нефтяных и газовых месторождений очень часто приходится констатировать парадокс: авторы проектов все время жалуются на недостаток исследований, и в то же время **крайне неэффективно используют имеющиеся данные, «выжимая» лишь малую часть содержащейся в них полезной информации**» [3]. При этом данные даже 3Д-сейсморазведки до появления регламентов [30-37] зачастую не рассматривались. Аналогичный парадокс можно наблюдать при рассмотрении отчётов по обобщениям и интегрированной интерпретации результатов сейсморазведки 2Д, 3Д, ГИС и промысловых данных, где зачастую не задействуются материалы изучения керна, анализы флюидов, гидрогеологические, термометрические и геохимические показатели, данные разработки продуктивных пластов. Происходит это потому, что искусством стопроцентной «утилизации» разнородной геолого-геофизической информации обладают только люди, имеющие системные и достаточно глубокие знания во всех областях нефтяного инжиниринга – от сбора полевых геофизических

данных до построения 3Д-геологической модели, от моделирования бассейнов и резервуаров до бурения и эксплуатации скважин, расчета поверхностного оборудования и оценки экономики проектов. Узким специалистам непонятно, «что очень многие проблемы возникают преимущественно на стыке геологических дисциплин. И по своему влиянию на окончательные управленческие решения они существенно превосходят погрешности в каждом отдельном звене. **В результате чрезвычайно высокая специализация в геофизике и геологии стала фактически тормозом в эффективном познании недр, а взаимная неустребованность смежных специалистов – основным источником большинства ошибок**» [1].

Для преодоления неустребованности смежных специалистов и повышения геологической эффективности интегрированной интерпретации в России и выпущены новые отраслевые стандарты 21 века [21, 28-37]. **Строгое соблюдение отраслевых стандартов автоматически обеспечивает требуемое качество работ с решением технических, методических и геологических задач Заказчика** [39]. Однако выполнение этих стандартов оставляет желать много лучшего, что и обуславливает отсутствие роста геологической эффективности СФИ при высочайшем уровне развития техники получения и сбора полевой геофизической информации, технологий её обработки и визуализации [9, 10, 40-42]. Рассмотрим это утверждение на конкретном примере «рифового направления ГРП», как наиболее эффективного с позиций геологии Нижнего Поволжья [43-47].

Успех сейсмостратиграфии компании Экссон был основан на успешном поиске неглубоко залегающих (до 2000 м) высокоёмких ловушек неантиклинального типа: рифовых, стратиграфических, литологических, сложноэкранированных [12]. Не секрет, что самая низкая геологическая эффективность ГРП в России наблюдается на направлении поиска именно таких ловушек, которые открываются бурением, в основном, случайно при поиске антиклинальных структур [7, 8]. Типичным примером поисков объектов типа «риф» в Саратовском Правобережье может служить история геологического изучения Иловлинско-Белогорского и вложенного в него Южно-Белогорского участков недр.

Участки расположены на границе Волгоградской и Саратовской областей в пределах южного обрамления Каменско-Золотовского выступа, где высокие перспективы «рифового направления» были обоснованы уже открытыми барьерными рифами бортов Уметовско-Линёвской среднепозднефранской некомпенсированной палеовпадины и внутрибассейновыми рифами Лимано-Грачевским, Белокаменным и Памятно-Сасовским с доказанными запасами УВ на уровне средних месторождений (по крупности) [43-47]. Границу между Уметовско-Линёвской палеодепрессией и Каменско-Золотовским палеошельфом трассирует среднепозднефранский барьерный риф, установленный бурением на Южно-Белогорском участке [48] (рис. 2).

Период открытия барьерных рифов карбонатных бортов Уметовско-Линёвской палеодепрессии в Волгоградской области и одиночных верхнефранских рифов в Саратовской, а затем и в Волгоградской области был не случаен и обусловлен объединением научных и практических задач в рамках единой программы по разработке Миннефтепромом и Академией наук СССР методики поисков залежей нефти и газа в ловушках

неантиклинального типа на опорных полигонах. Это был первый в практике работ научно-производственный эксперимент, осуществленный по инициативе ИГиРГИ в отрасли совместно с ЦГЭ, ВО ИГиРГИ при активном участии геологических («Саратовнефтегаз») и геофизических («Саратовнефтегеофизика») производственных объединений и территориальных научно-исследовательских проектных институтов. Итоговые документы этого эксперимента [49, 50], определили средства и методы поисков залежей нефти в ловушках неантиклинального типа, включая сейсмостратиграфический анализ, типовую форму паспорта на объект, подготовленный под поисково-разведочное бурение геофизическими методами и требования к представительности геолого-геофизической информации. Также были разработаны и апробированы на практике морфогенетическая и модельно-признаковая классификации сложнокранированных ловушек и сделаны реальные открытия новых месторождений, в том числе в Волгоградской области - 2 месторождения (Памятное, Макаровское). В Саратовской области - 1 месторождение (Белокаменное).

Несмотря на то, что «эталон рифового направления» для Саратовской области - Белокаменное месторождение - было открыто в 1989 году и хорошо изучено бурением, его рифовый генезис оспаривается частью геологов до сих пор, что вкупе с многовариантностью трактовки тектоники и нефтегазоносности говорит либо о слабой изученности сложнопостроенных месторождений средствами только поисково-разведочного бурения и необходимости проведения 3Д-сейсморазведки на рифовых объектах, либо о неполной информированности исследователей об объекте [51-54]. Газоконденсатная залежь в бобриковских отложениях открыта в 1992 году, а в 2009 году на баланс ОАО «Саратовнефтегаз» поставлены запасы углеводородного сырья по вновь открытой залежи заволжско-малевского горизонта Белокаменного месторождения. История разведки гово-

рит, что каждая новая скважина вносит коррективы в модель месторождения и порой весьма существенные. Неадекватность первоначальных моделей рифовых объектов подтверждается и неоднократным пересчётом запасов при большом числе пробуренных скважин: 87 на Лимано-Грачевском и 63 на Белокаменном месторождениях. Региональный ФГУП НВНИИГГ после 1986 года [47] проблемами увязки геологических, тектонических моделей «рифового направления» с анализом всех наработок по Волгоградской и Саратовской областям не занимался. Геологические и геофизические неоднозначности региональных и локальных моделей чётко контролируются административными границами и обусловлены неполным параметрическим и методическим наработанным арсеналом, рассредоточенным по разным организациям [55-59]. В последнем обобщении геолого-геофизических материалов по югу Золотовско-Каменской зоны геофизические характеристики и сейсмостратиграфические критерии выделения формаций, фаций и поисковых объектов типа «риф» отсутствуют полностью [48]. Приведенные геологические карты формационных парагенезов, литолого-фациальные карты и геологические разрезы по линиям пробуренных скважин не сопровождаются сейсмическими разрезами, сейсмостратиграфическим анализом и другими геофизическими данными натурных моделей, что делает геологическую информацию малодостоверной и слабо востребуемой и является ярким примером игнорирования отраслевых стандартов СФИ. При этом проблемы поисков залежей в разнофациальных отложениях [59] как раз и снимаются средствами СФИ при коллективной работе (взаимной востребуемости) геологов и геофизиков всех специальностей.

Подробный экскурс в историю изученности с большим числом ссылок на опубликованные работы необходим, чтобы было ясно, что поисковые работы начаты не с нуля, а при огромной

О ГЛАВНОМ

ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

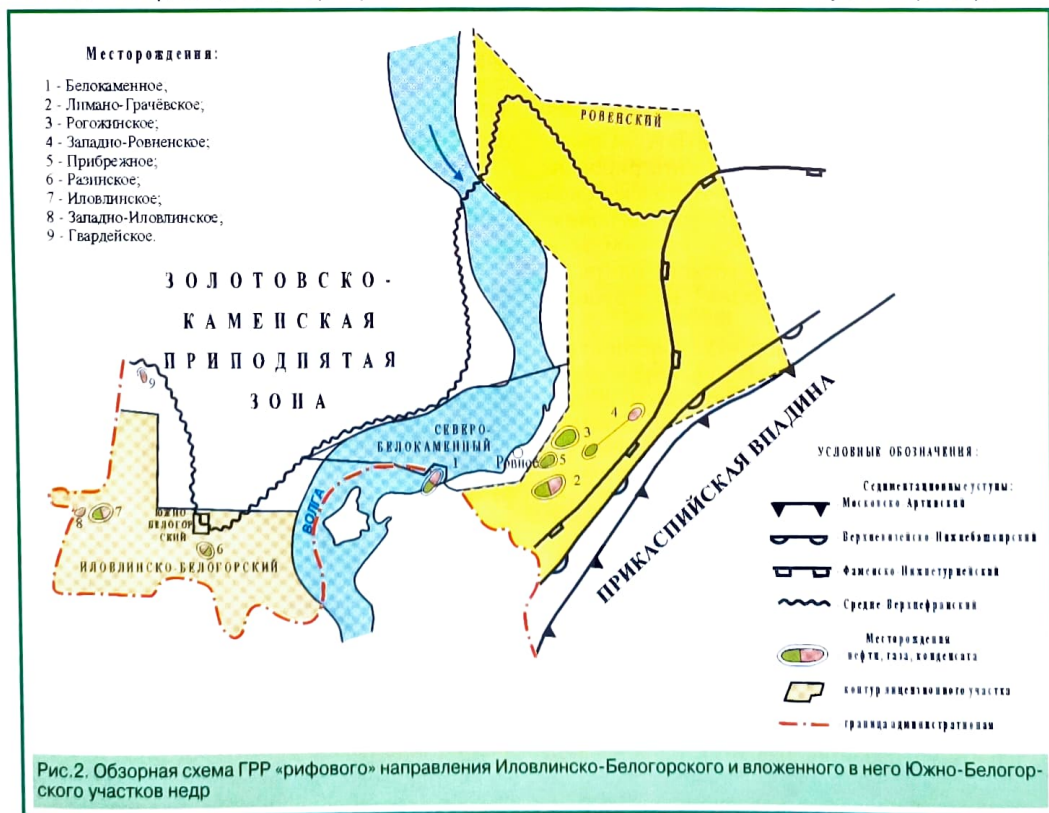


Рис.2. Обзорная схема ГРП «рифового» направления Иловлинско-Белогорского и вложенного в него Южно-Белогорского участков недр

наработке научной, технико-методической, информационной базы знаний по «рифовому направлению», в целом, и геологии описываемых участков, в частности. Заметим, что все ссылки даны на информацию, находящуюся в открытом доступе. Пример ГРП по «рифовому направлению» на Иловлинско-Белогорском участке недр примечателен тем, что проводился в современных условиях широким кругом геологических и геофизических организаций в течение пятилетнего периода, определенного российским законодательством на поисковый этап работ. Применялся широкий арсенал современных технологий наземной и скважинной сейсморазведки в варианте 2Д и 3Д, комплекс грави-магниторазведки, электроразведка ВЭЗ-ВП и ЗСМП, проведено опытно-производственное опробование инновационной методики прямых поисков промышленных скоплений УВ средствами инфразвуковой технологии АНЧАР. Было выявлено 29 объектов типа «риф», из них семь объектов подготовлено к бурению и пять объектов проверено поисковыми скважинами. Характеристика и результаты работ достаточно объёмны, интересны и поэтому будут подробно представлены в следующем номере журнала.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Ампилов Ю.П. М. От сейсмической интерпретации к моделированию и оценке месторождений. "Центральное издательство геофизической литературы "СПЕКТР", 2008.
- Бимер А., Брайант Я. и др. От пласта до трубопровода: решения в масштабе всего месторождения // Нефтегазовое Обозрение, Шлюмберже - Осень 1999.
- Косентино Л. Системные подходы к изучению пластов. - М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2007.
- Феоктистов А.В. Современные технологии регистрации геолого - геофизических данных при проведении поисково - разведочных работ на нефть и газ в Саратовском регионе. // СО ЕАГО, «Приборы и системы разведочной геофизики», -октябрь-декабрь 04/2003.
- Феоктистов А.В., Феоктистов В.А. «Современное состояние методики интегрированной интерпретации геолого-геофизической информации в Саратовском регионе», «Материалы Всероссийской научной конференции «Геология Русской плиты и сопредельных территорий на рубеже веков», 2000.
- Феоктистов А.В. Три аспекта геологоразведочных работ в современных условиях. Тезисы докладов научно-практической региональной конференции «Приоритетные направления геологоразведочных работ на территории Приволжского и Южного Федеральных округов в 2004-2010 гг.», 171 с., (с 63-66), Саратов, 2003.
- Пути повышения эффективности геологоразведочных работ на нефть / сб. науч. трудов ИГиРГИ, М., 1988.
- Тальвирский Д.Б., Матвиевская Н.Д. и др. "Геологическая эффективность сейсморазведки при поисках нефтегазовых структур. - М., 1988. (Разведочная геофизика: обзор ВИЭМС).
- Стратегия развития развития минерально-сырьевого комплекса Приволжского и Южного Федеральных округов на 2008 и последующие годы. // материалы региональной научно-практической конференции, ФГУП НВНИИГГ и СО ЕАГО, Саратов, 2007.
- Стратегия развития развития минерально-сырьевого комплекса Приволжского и Южного Федеральных округов на 2009 и последующие годы. // материалы региональной научно-практической конференции, НВНИИГГ и СО ЕАГО, Саратов, 2009.
- Aminzaden F. Future geophysical technology trends // TLE- June-1996
- Сейсмическая стратиграфия / под редакцией Ч. Пейтона, в 2-х частях - М. Мир, 1982.
- Кунин Н.Я., Кучерук Е.В. Сейсмостратиграфия в решении проблем поиска и разведки месторождений нефти и газа // Итоги науки и техники, том 13, ВИНТИ, - М. 1985.
- Пилифосов В.М. "Сейсмостратиграфические модели подсолевых отложений Прикаспийской впадины." Наука, Алма-Ата, 1986г.
- Сейсмостратиграфические исследования в СССР. - М., Наука, 1990.
- Шлезингер А.Е. Региональная сейсмостратиграфия. - М., Научный мир, 1998.
- Бабадаглы В.А., Изотова Т.С. и др. Литологическая интерпретация геофизических материалов при поисках нефти и газа -М., Недра, 1988.
- Кононов Ю.С. Творчество Н.С. Шатского и развитие формационно-фациальных исследований. // Недра Поволжья и Прикаспия. Вып.10, январь 1996.
- Писаренко Ю.А. Вопросы сейсмостратиграфии, её соотношения со стратиграфией и другими направлениями геологии. // Недра Поволжья и Прикаспия. Вып.14, август 1997.
- Мушин И.А. Нефтегазовая сейсморазведка и сейсморазведчики в начале XXI века // Геофизика. - № 1, 1999.
- Структурно-формационная интерпретация сейсмических данных // И.А. Мушин, Л.Ю. Бродов, Е.А. Козлов, Ф.И. Хатъянов -М., Недра, 1990.
- Гольдин С. В. Интерпретация данных сейсмического метода отраженных волн. - М., Недра, 1979.
- Линер К. Сейсмическая обработка 1982-2000 / обзор С. L. Liner, The Leading Edge, Vol. 21, № 6, 2002.
- Клаербоут Д.Ф. Сейсмическое изображение земных недр. М.: Недра, 1989.
- Шерифф Р., Гелдарт Л. Сейсморазведка. Обработка и интерпретация данных. М., Мир, 1987.
- Конференция Европеек-2000 о мультидисциплинарности / Нефтяное хозяйство, №3, 2001.
- Козлов Е.А. Модели среды в разведочной сейсмологии. - Тверь, издательство ГЕРС, 2006.
- Сейсморазведка: Справочник геофизика. Книга 2 -М., Недра, 1990.
- Интерпретация данных сейсморазведки. Справочник / М., Недра, 1990.
- РД 153-39.0-047-00 -Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. М., МПР РФ, 2000.
- Методические указания по созданию постоянно действующих геолого-технологических



О ГЛАВНОМ

ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

моделей нефтяных и газонефтяных месторождений - в 2 ч. - М., ОАО «ВНИИОЭНГ», 2003.

32. Методические рекомендации по подсчёту геологических запасов нефти и газа объёмным методом. - под ред. Петерсилье и др., Москва-Тверь, 2003.

33. Техническая инструкция по наземной сейсморазведке при проведении работ на нефть и газ. ЕАГО, М., 1999.

34. Методические рекомендации по применению пространственной сейсморазведки 3D на различных этапах геологоразведочных работ на нефть и газ. М., 2000.

35. Временное руководство по содержанию, оформлению и порядку представления материалов сейсморазведки 3D на Государственную экспертизу запасов нефти и горючих газов, М., 2002.

36. Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки (2Д, 3Д) для подсчёта запасов нефти и газа, М., 2006.

37. Методический рекомендации по использованию данных сейсморазведки для подсчёта запасов углеводородов в условиях карбонатных пород с пористостью трещинно-кавернового типа (авторы: В.Б.Левянт, И.Ю.Хромова, Е.А.Козлов, И.Н.Керусов, Д.Е.Кашеев, В.В.Колесов и Н.Я.Мармалевский), М., 2010.

38. Савостьянов Н.А. Российская геофизика в условиях рыночной экономики. Геофизический вестник, №11, 2000.

39. Феоктистов А.В., Феоктистов В.А. Зачем нужен супервайзер? (Мифы и реалии сейсморазведки). // СО ЕАГО, «Приборы и системы разведочной геофизики», -январь-март 01/2010.

40. Феоктистов А.В. Теория и практика AVO-анализа и инверсии в Саратовском регионе. Тезисы докладов научно-практической конференции, Геленджик, «Геомодель-2002».

41. Феоктистов А.В., Феоктистов В.А. «К вопросу о промышленном стандарте промысловой сейсмики.» (с.36-39) // СО ЕАГО, «Приборы и системы разведочной геофизики», -июль-август 03/2003.

42. Феоктистов А.В. Сейсмоизмерение и сейсмовидение: анализ ошибок. Тезисы докладов научно-практической конференции, Геленджик, «Геомодель-2003».

43. Закономерности распространения девонских рифов и типы нефтегазоносных ловушек на площадях Волгоградской области / Г.П. Батанова, Е.П. Ягодина, В.В. Тебякин и др. - Труды ВолгоградНИПИнефти, Волгоград, вып. 24, 1975.

44. Барьерные рифы Уметовско-Линевской депрессии - первоочередные объекты поисково-разведочных работ на нефть на территории Волгоградской области// Тр. ВолгоградНИПИнефть. - М. - 1981.

45. Новиков А.А., Саблин А.С. и др. «Перспективы открытия новых месторождений нефти во внутренней части Уметовско-Линевской депрессии. // Геология нефти и газа, № 3, 1994.

46. Новые данные о распространении рифогенных формаций Волгоградского Поволжья, классификация рифов и вопросы методики их поисков/ А.А. Новиков, А.С. Саблин, В.М. Махонин и др. // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. - № 6, 1998.

47. Геолого-геофизические модели и нефтегазоносность палеозойских рифов Прикаспийской впадины. / Под ред. Ю.С. Кононова - М.: Недра, 1986.

48. Яцкевич С.В., Постнова Е.В. и др. Фациально-палеогеографические критерии перспектив нефтегазоносности юга Золотовско-Каменской зоны.-// Недра Поволжья и Прикаспия, вып.21, январь 2000.

49. Временные указания по методике поисков залежей нефти в ловушках неантиклинального типа. М., ИГиРГИ, 1986.

50. Методика поисков и разведки нефтегазоносных объектов нетрадиционного типа // Под ред. А. Г. Алексина. - М.: Наука, 1990.

51. Абрамов В.А. Белокаменное месторождение - риф или ловушка иного типа?// Недра Поволжья и Прикаспия, вып.7, 1994.

52. Самойленко Ю.Н., Смирнов В.Е., Иванов А.В. Новые геологические модели сложно построенной Белокаменной структуры в связи с оценкой перспектив ее нефтегазоносности.// Недра Поволжья и Прикаспия, вып. 23, июль 2000.

53. Абрамов В.А. Вероятная модель формирования и строения ловушки углеводородов на Белокаменном месторождении.// Недра Поволжья и Прикаспия, вып. 26, 2001.

54. Никитин Ю.И. К обоснованию развития геологоразведочных работ в старых нефтегазодобывающих районах Нижнего Поволжья.// Недра Поволжья и Прикаспия, вып.47, август 2006.

55. Малышев В.В., Феоктистов А.В. О геологических и геофизических неоднозначностях региональных и локальных моделей. // Тезисы докладов научно-практической региональной конференции «Стратегия развития минерально-сырьевого комплекса Приволжского и Южного Федеральных округов на 2006 и последующие годы.», 152 с., (с.120-122), Саратов, 2005.

56. Феоктистов А.В., Феоктистов В.А. Методика спектрально-временного анализа и результаты ее использования в различных сейсмогеологических условиях. // междомственная научная конференция, посвященная 90-летию СГУ, из-во «Колледж», Саратов, 1999.

57. Феоктистов А.В., Феоктистов В.А. Параметрическое обеспечение структурно-формационной интерпретации. // тезисы докладов научно-практ. семинара «Новые методы и технологии обработки и интерпретации геолого-геофизических данных при проведении поисково-разведочных работ на нефть и газ», из-во «Колледж», Саратов, 1999.

58. Феоктистов А.В., Феоктистов В.А. «Разработка структурно-формационного обоснования природных моделей геологических объектов юго-востока Русской плиты», «Материалы Всероссийской научной конференции «Геология Русской плиты и сопредельных территорий на рубеже веков», 2000 г.

59. Кононов Ю.С. Проблемы поисков залежей в разнофациальных отложениях. // Недра Поволжья и Прикаспия. Вып.60, ноябрь 2009.

Предлагается первая из двух статей, посвященная вопросу о стратегической роли сейсморазведки в нефтегазодобывающем производстве.

В следующей предполагается рассмотреть некоторые организационно-технологические аспекты повышения геологической эффективности сейсморазведки для нужд нефте-газодобычи.

«У англичан ружья кирпичом не чистят...»

Логовской В.И., г. Самара

Конкурентоспособность важнейший показатель успешности нефтегазовых компаний в настоящем и, что не менее важно, в перспективе. По мнению автора, у отечественных компаний есть основания для беспокойства по этому поводу, если иметь в виду экономическую среду, из которой осуществляется переход в рыночную экономику и инерцию её влияния.

Согласно положению советской экономики геологоразведочных работ (ГРР), в СССР, к сфере материального производства из всех видов геологической разведки относили лишь глубокое бурение на нефть и газ. Все остальные ее виды, включая геофизические исследования, считались входящими в непроизводительную сферу.

Экономическая эффективность ГРР могла быть установлена лишь после переработки минерального сырья и получения из него товарной продукции. Таким образом, «товарной продукцией» не являлись ни геолого-геофизическая информация, ни, даже, минеральное сырье.

Абсурдность подобных экономических установок особо ярко иллюстрирует пример Курской магнитной аномалии (КМА), заимствованный в одной из аналитических статей перестроечных времён, хотя речь и идет о другом минеральном сырье.

Продуктивные толщи железистых кварцитов КМА, которые перекрывает мощный чехол (100-700 м) рыхлых отложений, располагаются под осадочным покровом в виде полос, часто сложно разветвленных. Площадь этих «выходов» составляет всего 0.1% от всей территории КМА. Очевидно, что при поисках железистых кварцитов и определении их планового положения без комплексирования с геофизическими исследованиями потребуются огромные затраты на бурение.

Стоимость геофизических работ, обеспечивших поиск железистых руд на КМА, составила (в ценах до перестроечного периода) всего 0.05 копейки на 1 тонну разведанных запасов.

В качестве другого примера интересен опыт, когда был изучен район Оклахомы. На этой территории площадью 1080 квадратных миль (2797 км²) сосредоточено 124 нефтяных и газовых месторождений, из которых 27 - структурных, 97 - связанных с литолого-стратиграфическими ловушками. Пробурено 3107 скважин, что составляет в среднем 3 скважины на квадратную милю (2.59 км²). Продуктивная площадь составляет 250 км², т. е. 9% общей площади. Из приведенных данных следует, что шанс открытия нефти или газа скважиной, заложенной наугад в начальной стадии развертывания буровых работ, должен был составить 9%.

Приведенные примеры свидетельствуют, что экономическая эффективность геофизических исследований определяется, в числе прочих, их влиянием на направление, технологию и объемы дорогостоящих горно-буровых работ.

Как же исторически обстоят дела у нас, в России и, к примеру, в США, с использованием геофизики для удешевления нефте-газодобывающего производства?

У Л. Рассел(1) в 1951 году пишет: «... Наилучшую информацию о том, какие методы являются наиболее ходовыми и наиболее успешными в США, можно получить из ежегодных обзоров, публикуемых Американской Ассоциацией нефтяных геологов».

Например, по данным Ф. Лехи из общего числа поисковых скважин, пробуренных в 1948 г. в новых районах, 2271 были размещены по данным геологии, 719 - геофизики, а 449 - по комбинированным данным геологии и геофизики.

Из «геологических» скважин удачными оказались 10.3%, из «геофизических» - 17.3%, а из рекомендованных на основе согласованных данных геологии и геофизики - 24.8%.

По данным Р. Коффина (1946 г.) и А. Леворсена (1943 г.), крупные нефтяные компании на геофизические съемки отпускали средств в 3-5 раз больше, чем на поисковое бурение, несмотря на то, что определение местоположения поисковых скважин чаще определяется именно геологической службой.

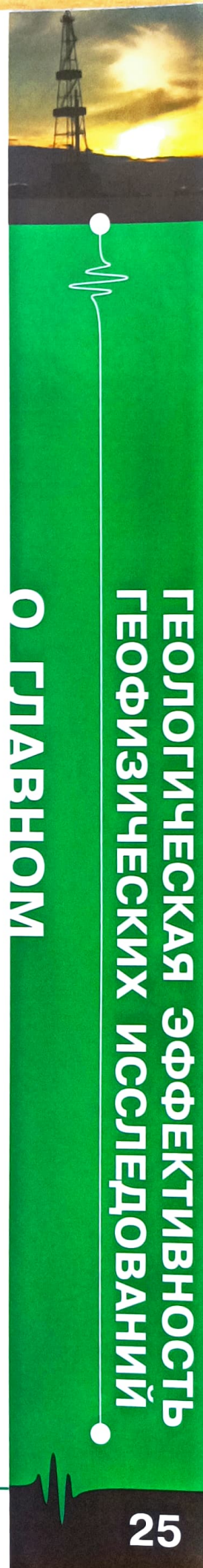
Можно предполагать, говорил (в 1951 году) У.Л.Рассел, что современный этап поисково-разведочных работ, характеризующийся **господством геофизики**, продлится до того времени, когда нефтеносные объекты, обнаруживаемые с помощью геофизических методов, станут настолько малыми, а стоимость их открытия столь дорогой, что применение этих методов окажется невыгодным.

Существенно иная картина отражается в документах того же периода по положению в геологии, например, Западной Сибири, главного нефтяного региона нашей страны. В справке треста «Тюменьнефтегазгеология» о выполнении государственного задания за 1949-54 гг. (5, №66) говорится: «Следует отметить, что темпы нефтепоисковых работ, производимых трестом, в значительной мере сдерживались серьезным отставанием геофизических исследований на территории Западно-Сибирской низменности. С самого начала поисковых работ бурение было начато почти одновременно с геофизическими исследованиями. ...До настоящего времени геофизические исследования не ушли далеко вперед от буровых работ, поэтому трест не имеет достаточного фонда структур для разврата буровых работ».

В Постановлении Тюменского обкома КПСС «О работе Тюменского территориального геологического управления» от 16.02.60 г. (5, №117) отмечается: «Одной из главных причин, сдерживающих поиски нефти и газа, является резкое отставание геофизических работ от объемов глубокого бурения. За 2 года затраты на глубокое бурение увеличились в 2 раза, а на геофизические исследования только на 50%».

Ситуация в той же Западной Сибири, охарактеризованная А.А.Неждановым (1992 г.): «Количество объектов, подготавливаемых к бурению по сейсмическим данным, не обеспечивает потребностей глубокого бурения, имеющего несбалансированно высокие объемы по отношению к полевым методам геофизики».

В США (1982 г.) противоположная картина.



О ГЛАВНОМ ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Авторы монографии Р. Шериф и Л. Гелдарт приводят такие данные(2):

Шестнадцать крупных нефтяных фирм осуществляют 62% геологических и геофизических работ, пробуривают 10% поисковых скважин и находят 44% (!) новых месторождений. Как видим, с сороковых по восьмидесятые годы комплексирование геологических и геофизических методов исследований является основой в технологии обеспечения требуемого уровня добычи нефти и газа зарубежных нефтяных компаний.

Тенденция отставания геофизики от бурения отмечалась на всех этапах геологоразведки многих нефтяных регионов нашей страны и, как не печально, сохраняется и поныне. Следствия инерции подобной экономической политики получают отражение в современной ситуации в некоторых отечественных нефтяных компаниях, где количество объектов, подготавливаемых к бурению по сейсмическим данным, не обеспечивает объективные потребности глубокого бурения для восполнения необходимого объема запасов УВ. Весомый процент разрабатываемых месторождений составляют выявленные структурным бурением, опосредованные и разведанные глубоким бурением и совсем не изученные сейсморазведкой. Разведка и доразведка бурением глубоких скважин – самый дорогой и неэффективный способ, часто не дающий ясного представления о генезисе ловушек, что препятствует их эффективной разработке. Отмечаются случаи официально выработанных на 80% месторождений, не имеющих контура ВНК по сию пору.

Какой же должна быть стратегии развития нефте-газодобывающего производства?

Здесь также уместно сослаться на зарубежный опыт, для чего приведены в кратком изложении выдержки из аналитической статьи Роберта Болтона.

Для начала необходимо отметить, что, как и в примере Болтона для Канады, в большинстве районов деятельности отечественных нефтяных компаний, к настоящему времени большинство крупных и несложных для нахождения залежей открыты и давно эксплуатируются. По мере истощения запасов и, как следствие, поиска новых, требуется увеличение числа залежей, так как параметры последующих неоткрытых залежей логарифмически понижаются.

Для поддержания уровня добычи должно увеличиваться количество разведываемых залежей (как правило, более трудных для опосредования). Следовательно, эффективность разведки необходимо повышать.

Повышение эффективности геологоразведочных работ возможно за счет увеличения объемов буровых работ. Такой путь (практикуемый у нас много лет) получил название **стратегии постоянной технологии**. Это ситуация, когда новшества высоких технологий не имеются в распоряжении и единственно возможным источником открытий и разведки остается увеличение объемов буровых работ.

Стратегия улучшения технологии, напротив, предполагает, что сохранение уровня добычи осуществляется за счет повышения вероятности успеха для каждой скважины при неизменном объеме буровых работ.

Затраты на улучшение технологии значительно ниже, чем экспоненциально возрастающие затраты на бурение. Специалисты давно

сделали вывод: модель улучшения технологии – единственный серьезный выбор в стратегии.

Возможности нефтедобывающих фирм связаны, в первую очередь, с формированием уровня затрат на извлечение углеводородного сырья из недр. Уровень этих затрат является важнейшим показателем и следствием уровня технологии, а следовательно – конкурентоспособности.

Необходим стратегический ориентир на постоянно обновляемые технологии, начиная с современного мирового уровня. И численность сотрудников, и уровень затрат при этом обосновываются самой технологией, устанавливаются в строгом соответствии с ней и никаким “сокращениям” и “экономии” не подлежат. В основе должна быть целесообразность.

Поскольку глубокое бурение даёт информацию о геологическом строении среды лишь вдоль стволов скважин, необходима сейсморазведка, которая позволяет продолжать эту информацию на межскважинное пространство. Практика доказала, что наилучшим образом эту задачу выполняет не профильная (2Д), а объёмная (3Д) сейсморазведка. Традиционная 2Д сейсморазведка не справляется с такими важнейшими задачами, как поиск и разведка мало-размерных или сложных объектов, принципиально не способна с требуемой точностью картировать тектонические нарушения, палеоруслу, границы разнородных по составу геологических объектов.

В результате комплексирования методов исследования геологической среды – бурения и сейсморазведки, удаётся получить объёмные модели геологических тел (резервуаров углеводородов) и проводить работы в них, управляя процессом с поверхности земли. По требуемому объёму информации и точности действий, этот комплекс нефтегазового производства сопоставим с задачами космической навигации. Построенные на основе 3Д сейсморазведки геологические модели и модификации сейсмических волновых полей, отражающие не свойства границ, а свойства пород пластов в глубинном масштабе, являются необходимой основой для управления процессом бурения скважин, особенно со сложной геометрией.

Стратегия улучшения технологии обеспечит повышение эффективности бурения за счет:

- повышения разрешающей способности геофизических методов с целью определения параметров пород и коллекторов, а также структурной геометрии;
- корректировки и разнообразия форм изображения разрезов;
- использования современных технологий в базах данных для обеспечения широкого доступа геологам, инженерам, другим специалистам, имеющим отношение к процессу нефтеразведки и добычи;
- предпочтения применения 3-х мерной сейсморазведки для выявления контуров коллекторов – постепенному бурению;
- оптимизации процесса извлечения запасов при обеспечении новых централизованных систем сбора и размещения данных, доступных инженерам по разработке пластов.

Современная техника интерпретации сейсморазведочных данных позволяет воссоздать историю геологического развития и выявить особенности обстановки осадконакопления путем анализа сейсмических волновых полей, изучения интервальных скоростей, особенно

стей формы записи на сейсмических разрезах.

Использование моделей осадконакопления имеет важное значение для изучения геологии коллектора даже в тех случаях, когда плотность размещения скважин составляет 16га и меньше. При высокой плотности бурения данные скважин нельзя успешно взаимоувязать, т.е. установить тип резервуара без должного понимания модели осадконакопления. Знание геологического строения резервуара особенно важно для успешного использования таких современных методов добычи нефти как, например, вытеснение смешивающейся фазой или продуктами сгорания. Это очень дорогостоящие процессы, поэтому, если до начала разработки не удалось определить до мельчайших деталей геологические особенности коллектора, то добыча может оказаться нерентабельной.

Нельзя не отметить, что целый ряд мероприятий, выполняемых сегодня в передовых отечественных нефте-газодобывающих компаниях: организация информационно-технологических центров; применение технологий управления базами данных; закупка мощных вычислительных машин и современных пакетов программ обработки и анализа геолого-геофизической информации - свидетельство выбора "стратегии улучшения технологий".

Но вместе с этим важно помнить, что "хлеб" геофизика-интерпретатора "растет" в поле. К сожалению, вместе с наметившимся прогрессом в области обработки и интерпретации геологоразведочных материалов отмечается ухудшение состояния дел в сфере производства полевых сейсморазведочных работ. Связано оно, в первую очередь с доминирующей в последнее время тенденцией выбора подрядчиков не по критерию наибольшей эффективности и качества результатов, а по наименьшей цене, запрошенной сервисной компанией в процессе конкурсов. Из соображений псевдоэкономии применяются системы наблюдений 2Д там, где они в принципе не решают целевых геологических задач или применяются далёкие от оптимальности системы наблюдений 3Д. Результаты такого положения, при формальном выполнении сейсморазведочных работ (порой лишь из-за лицензионных обязательств), отражаются в снижении (а не в повышении) геологической эффективности сейсморазведки, с чем сталкиваются многие отечественные нефте-газодобывающие компании. При этом часто формируется агрессивно некомпетентное мнение геологической и управленческой общественности компаний о том, что сейсморазведка дело затратное и не эффективное. Под влиянием такого мнения и принимаются неадекватные решения по применению сейсморазведки.

В Российском нефтяном бизнесе 2007 года

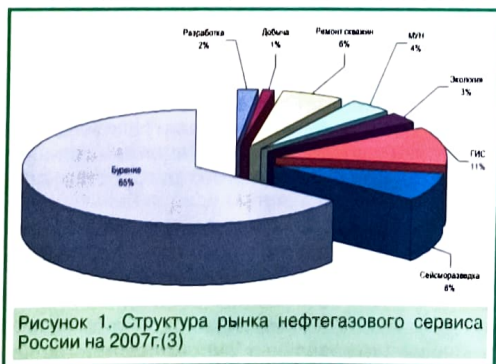


Рисунок 1. Структура рынка нефтегазового сервиса России на 2007г.(3)

8% затрат на сейсморазведку и 76% затрат на бурение и ГИС (3). При эффективном использовании сейсморазведки увеличение затрат на её производство вдвое позволит снизить затраты на бурение и ГИС на 30%, что, при прочих равных условиях, приведёт к сокращению общих затрат нефте-газодобывающих компаний на 15%.

Для сравнения можно предложить некоторые зарубежные примеры.

Крупнейшая нефтяная компания Шелл с середины восьмидесятых годов скачком увеличивает объёмы пространственной (так называемой 3Д) сейсморазведки, при одновременном уменьшении обычных профильных (2Д) работ. Рост объёмов 3Д сейсморазведки в компании Шелл - в 1000 раз за 10 лет!!! Подобная статистика и в других нефтяных компаниях, например ЭКСОН, НОРСК-Гидро и т. д. Причем сейсморазведочные работы 3Д ведутся на уже разрабатываемых месторождениях.

Съемка 3Д, выполняемая не вдоль профиля, а по участку поверхности, позволяет получить пространственную картину строения геологической среды, не сечение, а объем, из которого можно выбрать любое сечение вертикальной или горизонтальной плоскости. Объёмность пространственных сейсмических наблюдений позволяет резко повысить детальность отображения геологических объектов.

За 3 года (с 1991 по 1993) «АМОКО» выполнила 115 съёмок 3Д, в том числе (4):

48 - на разрабатываемых месторождениях

44 - с целью поисков залежей нефти и газа

23 - с целью доразведки открытых месторождений из них:

38 - на суше

75 - на море

2 - в переходной зоне.

При средней стоимости съёмки 3Д \$ 2.5 млн. и задержке разработки на 1 год:

- Каждая съёмка 3Д на разрабатываемых месторождениях в среднем дала компании

\$ 9.8 млн. чистого дохода

- Отмечен чистый эффект добавления четырёх успешных точек на месторождении и сбережения одной сухой скважины в пересчёте на одну 3Д съёмку, в среднем, для каждого (инвестиционного) портфеля Амосо по использованию 3Д наблюдений.

* - из 88 разрабатываемых месторождений Амосо к концу 1994 года съёмка 3Д была выполнена уже на 54-х месторождениях.

В данной статье автором намеренно приведено сопоставление отечественного и зарубежного (в основном США) подхода к стратегии нефте-газодобывающего процесса. После такого сопоставления уместно вспомнить заботу тульского Левши: "Скажите государю, что у англичан ружья кирпичом не чистят. Пусть чтобы и у нас не чистили, а то, храни бог, война, они стрелять не годятся".

Литература:

1. Рассел У.Л. «Основы нефтяной геологии», перевод с английского, Ленинград, 1958г.
2. Шериф Р., Гелдарт Л. «Сейсморазведка», перевод с английского, Москва, «Мир», 1987г.
3. Лаптев В.В. «Проблемы государственной политики России в сфере нефтегазового сервиса». Геофизика №3, 2007г.
4. Журнал «The Leading Edge» июль 1995 г. W.K. AYLOE (Amoco Production Co, Houston, Texas)
5. Нефть и Газ Тюмени в документах 1901 - 1965, Средне-Уральское книжное издательство, Свердловск, 1971г.

Новая вертолетная электроразведочная система «Экватор» для метода АМПП

Волковицкий А.К., Каршаков Е.В., Мойланен Е.В., ЗАО «Геотехнологии», г. Москва

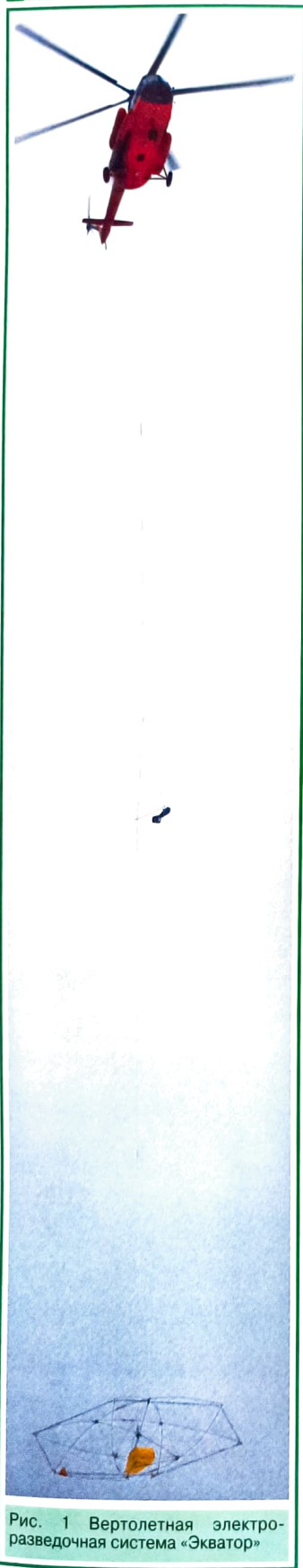


Рис. 1 Вертолетная электроразведочная система «Экватор»

Геофизические методы, особенно электромагнитные методы, очень успешно используются для обнаружения промышленного содержания цветного металла и драгоценного металла в рудных телах [1]. Разновидностью индуктивных методов электроразведки является аэроэлектроразведка. Существует несколько вариантов аэроэлектроразведки [2]. Все они основаны на измерении магнитной компоненты поля. Новым словом в отечественном приборостроении является вертолетная аэроэлектроразведочная система «Экватор» (рис. 1).

При сегодняшнем многообразии методов электроразведки, используемых для обнаружения и оконтуривания рудного месторождения (например ВП-СГ, МТЗ, АМТЗ, ЗСБ), окончательное решение о проведении съемки именно этим, а не другим методом решается, исходя из соотношения цена-качество. До настоящего времени применение аэроэлектроразведки на участках в несколько квадратных километров было делом чрезвычайно дорогим и невыгодным. Поэтому перед новой системой ставились следующие задачи, которые, в конечном счете, и были решены:

- Эффективность системы на широком спектре разрезов (традиционный АМПП хорошо работает только на изолирующих разрезах).
- Мобильность системы. Вся установка должна быть легкой, компактной и удобной для перевозки на одном легковом автомобиле (рис. 2).
- Универсальность. Система должна крепиться на внешней подвеске вертолета, не внося изменений в конструкцию летательного аппарата.
- Возможность производить съемку с высокой (до 170 км/ч) скоростью.

Тестовый полет нового источника электромагнитного поля был произведен в мае 2009 года. В течение 2009 года разрабатывался каркас системы. Тестовый полет готовой системы был произведен в январе 2010 года (рис. 1).

Техническое описание

АМПП отличается применением импульсных полей. Для возбуждения поля переходных процессов необходимо создать импульсное переключение тока в питающей (генераторной) петле [3].

В системе «Экватор» для возбуждения применяется сигнал в форме обрезанного полусинуса (рис. 3) длительностью около 1,3 мс. Благодаря такой форме сигнала удается повысить амплитуду высокочастотных гармоник поля и получить кондиционные данные и на изолирующих, и на проводящих разрезах. Базовая частота возбуждения — 77 Гц.

В качестве источника поля используется четырехвитковая рамка, установленная на легкий каркас (рис. 4). Площадь рамки составляет около 40 м². Приемник системы «Экватор» производит непрерывную регистрацию сигнала тремя приемными рамками, расположенными по ортогональным осям в



Рис. 2 Система «Экватор» транспортируется на легковом автомобиле

ГАЛЕРЕЯ НОВИНОК

ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ
ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

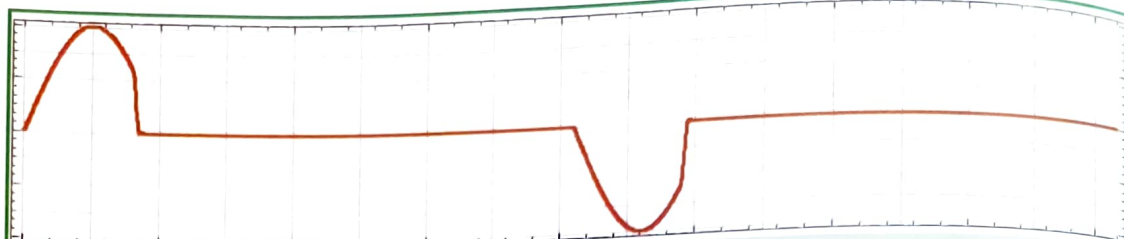


Рис. 3 Форма сигнала возбуждения



Рис. 4 Генераторный каркас системы «Экватор»

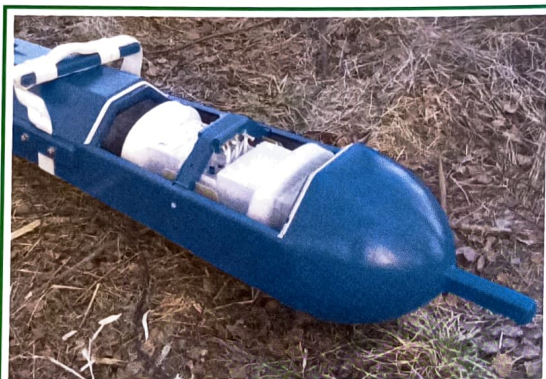


Рис. 5 Приемник, установленный в гондолу

гондole, буксируемой на тросе (рис. 5). Расстояние между генераторной рамкой и приемником около 35 метров. В той же гондole устанавливается квантовый магнитометр.

Система обработки сигнала требует калибровки и определения взаимного расположения передатчика и приемника. Для этих целей на передатчик устанавливаются две дополнительные петли (рис. 4), в каждую из которых подается ток определенной частоты, не входящей в спектр возбуждающего сигнала. Амплитуда дополнительных сигналов настолько мала, что откликами на этих частотах можно пренебречь. На высотах более 500 метров, где отклик от земли мал, подбираются поправочные коэффициенты. Так как коэффициенты подбираются бортовым компьютером автоматически, на эти процедуры уходит 2-3 минуты.

Измерение же поля трех диполей, составляющих линейно независимую комбинацию векторов, позволяет определить компоненты радиус-вектора передатчик приемник с точностью не хуже 10 см [4].

Стабильность системы обеспечена введением специального эталонного сигнала, осуществляющего амплитудно-фазовое сопровождение, в результате чего достаточно производить калибровку один раз за вылет.

Помимо сигналов приемника в системе «Экватор» измеряются также токи передатчика. Все каналы работают непрерывно с частотой 200 кГц. Благодаря высокоточной стабилизации сигналов системы стала возможной регистрация отклика на очень ранних временах, начиная с 5 мкс. В итоге, выходными параметрами системы «Экватор» являются измерения поля (поле В) в 14 временных окнах после выключения тока. Кроме того, стало возможным осуществлять частотное детектирование на 14-ти гармониках спектра возбуждения.

Это почти все нечетные гармоники основной частоты от 77 Гц до 1,7 кГц, а также частоты 3, 6 и 12 кГц. Выделение синфазной компоненты отклика проводилось в соответствии с разработанной для частотных систем методикой [5].

На рисунке 6 приведены измерения вдоль профиля, полученные при тестировании системы. Следует отметить, что полеты проводились над слабо проводящим разрезом, около 50 Ом*м. Как видно из графиков, отклики в последних шести каналах практически отсутствуют. Также обстоят дела и с синфазными компонентами отклика на низких частотах. Однако же квадратурная компонента отклика вполне выражена даже на самой низкой частоте, 77 Гц.

Таблица 1 дает сводные технические характеристики системы «Экватор». Отдельно стоит отметить феноменально высокую скорость буксировки системы — до 170 км/ч.

Таблица 1. Технические характеристики системы «Экватор»

Пиковый дипольный момент	50 000 А*м ²
Частота возбуждения	77 Гц
Форма импульса	полусинус
Длина буксировочного кабеля	70 м
Диаметр петли передатчика	7,5 м
Общий вес системы	250 кг
Диапазон временных измерений	от 5 мкс до 4 мс
Диапазон частот приемника	от 77 до 12 000 Гц
Чувствительность	30 ppm
Энергопотребление	150 А (27 В)
Скорость буксировки	0-170 км/ч

Моделирование отклика над слабопроводящими разрезами.

Широкий диапазон детектируемых частот и регистрация отклика на ранних временах открывают новые возможности и существенно расширяют сферу применения системы «Экватор». Для иллюстрации данного факта

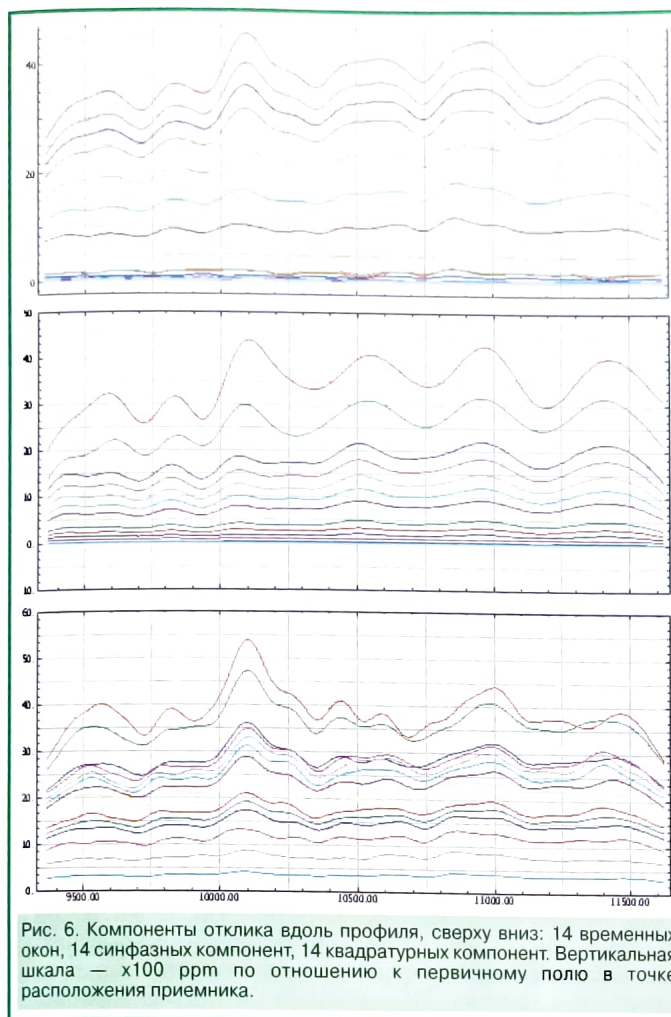


Рис. 6. Компоненты отклика вдоль профиля, сверху вниз: 14 временных окон, 14 синфазных компонент, 14 квадратурных компонент. Вертикальная шкала — $\times 100$ ppm по отношению к первичному полю в точке расположения приемника.

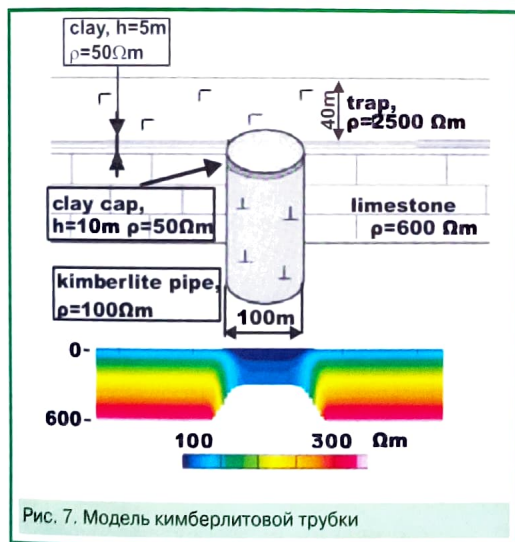


Рис. 7. Модель кимберлитовой трубки

приведем результаты моделирования отклика над характерной для Якутии кимберлитовой трубкой. Модель трубки представляет собой цилиндр с удельным сопротивлением 100 Ом, помещенный в среду 600 Ом. Все это покрыто тонким проводящим слоем глины.

Кроме того, над трубкой имеется глиняная шапка мощностью 10 метров и удельным сопротивлением 50 Ом. Сверху — мощный, 40 метров, слой трапов. Отклики представлены в виде псевдоразрезов кажущегося сопротивления (рис. 7).

На рисунке 8 показаны результаты моделирования на той же модели, что и на рисунке 7, только при отсутствии самой трубки. Как можно видеть, система «Экватор» обладает достаточной чувствительностью, чтобы отличить факт наличия трубки от простого увеличения мощности проводящего слоя глины.

Заключение.

Полученные результаты тестирования позволяют с уверенностью говорить о том, что «Экватор» займет достойное место в ряду аэроэлектроразведочных систем. Особенности конфигурации передатчика позволяют выполнять съемку со скоростью до 170 км/ч, не достижимой ни для одного из аналогов этой системы в России и за рубежом. Кроме того, ее малый вес делает возможным использование небольших вертолетов, таких, как Ка-26.

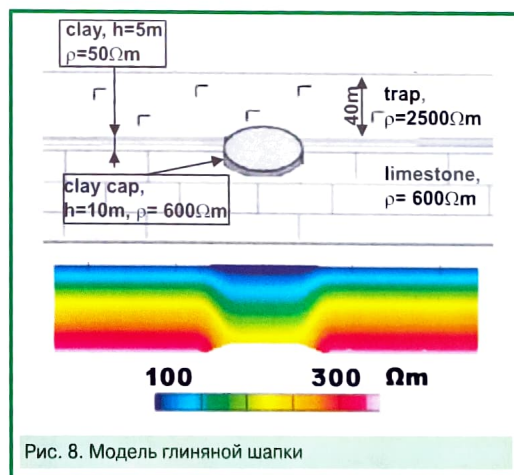


Рис. 8. Модель глиняной шапки

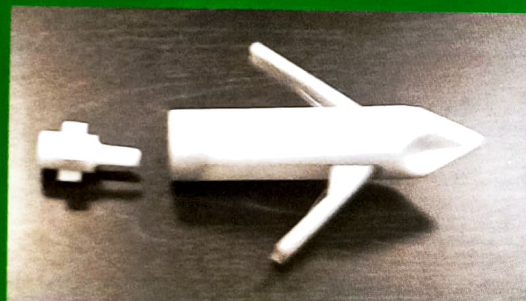
Список литературы.

1. Tripp A.C. Acheron's rainbow: Free associations on 75 years of exploration geo-electromagnetics // Geophysics -2005. -70, no. 6, ND25-ND31.
2. Fountain D. Airborne electromagnetic systems - 50 years of development // Exploration Geophysics. - 1998. - № 29. - P. 1-11.
3. Хмелевской В.К. Геофизические методы исследования // М., Недра, 1988. - С. 116-119
4. Павлов Б.В., Волковицкий А.К., Каршаков Е.В. Низкочастотная электромагнитная система относительной навигации и ориентации // Материалы XVI Санкт-Петербургской международной конференции по интегрированным навигационным системам, - Санкт-Петербург, 2008 — С. 236-243.
5. Волковицкий А.К., Каршаков Е.В., Мойланен Е.В. Определение полного вектора отклика в частотных аэроэлектроразведочных системах с нежесткой базой // Материалы IV Всероссийской школы-семинара по электромагнитным зондированиям Земли, - Москва, 2009. - С. 210.

ГАЛЕРЕЯ НОВИНОК



УЗС 70 Ø 70мм.



УЗС 70 Ø 40мм.

Технические характеристики УЗС 70 (ТУ 3663-006-04857720-2008)

Изделие УЗС 70 изготовлено из высокопрочной пластмассы и представлено в двух вариантах для различных типов взрывчатых зарядов:

- Ø якоря 70 мм. для зарядов с внешним Ø 70 – 80 мм.
- Ø якоря 40 мм. для зарядов с внешним Ø 40 – 60 мм.

1. Допустимая температура эксплуатации от минус 500С до плюс 500С;
2. Обладает свойствами не накапливания статического заряда;
3. Нетоксичен

Повышение качества и сокращение затрат при проведении полевых сейсморазведочных работ

Житкевич Юрий Болиславович, ООО «Тарко-Сале Гео»

Успешность сейсморазведочных работ, в первую очередь, зависит от качества полевого материала. В свою очередь, качество полевого материала зависит от многих факторов: от правильного выбора методики полевых работ для данной площади, от выбора сейсмостанции и сейсмоприемников, от качественного выполнения выбранной методики, квалификации исполнителей и др.

На этапе выполнения полевых работ можно, довольно точно, проконтролировать применяемую аппаратуру, качество и величину зарядов, правильность установки сейсмоприемников и даже глубину погружения зарядов по вертикальному времени (усреднено). Однако, часто возникает проблема фиксации зарядов особенно в водонасыщенных породах (песчаных плывунах, глинах и др.), на заданной проектом глубине. Скважину бурят на проектную глубину и опускают заряд. А при отстреле оказывается, что вертикальное время, полученное от взрывов в скважинах, пробуренных в одинаковых геологических условиях разное. Одной из причин этого, является то, что заряд после погружения на проектную глубину, в напорных плывунах, выталкивается к поверхности, на величину зависящую от пластового давления. В результате всплытия зарядов, взрыв происходит не в оптимальных условиях, что приводит к ухудшению качества и как следствие к удорожанию обработки и интерпретации полевого материала.

Для того, чтобы избежать подобного явления, а так же исключить возможность не санкционированного извлечения взрывчатого материала из скважины, что немаловажно при существующем уровне потенциальной террористической угрозы, было разработано, запатентовано и получено специальное разрешение на применение «УЗС» (устройство фиксации заряда).

Это изделие предназначено для использования в скважинах с зарядами диаметром от 40 до 80 мм.

При проведении испытаний на базе сейсморазведочной партии ОАО «Ямалгеофизика», а так же ЗАО «ПОЛЯРЭКС» в неустойчивых породах (плывунах), устройство получило положительную оценку специалистов принимавших участие в этих испытаниях.

Устройство УЗС экономит время, не требует перебуров, а это в свою очередь снижает себестоимость сейсморазведочных работ.

Всем заинтересованным руководителям, просим обращаться в г. Тюмень ул. Герцена 64 ООО «Пур-Геофизика» или по тел.:(3452)68-25-68 ; 89044911917.; 89044911816.

Директор ООО «Тарко-Сале Гео»
Житкевич Юрий Болиславович

Проблемы постановки сейсмических исследований в транзитных зонах севера Западной Сибири

Кузнецов В.И., ООО «НОВАТЭК НТЦ», г. Тюмень

Геологические задачи, стоящие перед сейсморазведкой, постоянно усложняются. В связи с уменьшением фонда крупных месторождений, требуется изучение малоразмерных как по латерали, так и по вертикали, геологических объектов. Ловушки углеводородов по современным представлениям, как правило, являются неструктурными со сложным распределением свойств в пространстве. Соответственно, для оптимизации процесса разведки и рентабельной разработки месторождений нефти и газа необходима как можно более достоверная информация. Основным источником этой информации в межскважинном пространстве на сегодня является сейсморазведка 2Д, 3Д, как наиболее детерминированный метод из всех геофизических методов. Следует отметить, что и сейсморазведка имеет свои граничные условия применения и ограничения по разрешающей способности метода. Например, даже в благоприятных условиях мы не можем обеспечить разрешающую способность для глубин около трех километров в терригенном разрезе Западной Сибири менее 5-7 метров по вертикали и менее первых десятков метров по латерали. Поэтому, идет постоянная работа по повышению качества результатов работ за счет аппаратуры, программного обеспечения, технологии работ, соблюдения технологической дисциплины. Дополнительные трудности возникают при работе в сложных поверхностных условиях, в частности, в данной статье речь пойдет об исследованиях нефтегазовых объектов с использованием сейсморазведки в транзитных зонах или зонах перехода суша-море. Решение этого вопроса позволит существенно повысить эффективность геофизических исследований для задач поиска, разведки и разработки месторождений.

Проблема исследования территорий с наличием водных акваторий, прилегающих к суше, стоит достаточно давно. Обычно имеются в виду мелководные акватории, прилегающие к побережью морей, перспективные на наличие углеводородов. Поэтому первые опыты по изучению так называемой «транзитной зоны» сейсмическими методами базировались исключительно на технологиях морской сейсморазведки (Дресвянская площадь в Печорской губе, шельфовое продолжение Харасавейского месторождения). Хотя, по определению, технология работ должна включать в себя элементы как морских, так и сухопутных работ.

Применительно к условиям Западной Сибири к транзитным зонам можно отнести районы с наличием крупных озер, Обскую, Байдарацкую и Тазовскую губы. Толщина водного слоя в этих водоемах не превышает первых метров и, естественно, о применении элементов морской сейсморазведки не может быть и речи. С позиций сейсморазведки транзитная зона - это акватория, где применение буксируемой мор-

ской сейсмодоски невозможно из-за малых глубин; правильное согласование геофонов со средой значительно затруднено, использование взрывчатых веществ в качестве источника запрещено, применение пневмоисточника неэффективно, а обычный вибросейсмический источник не даст нужного эффекта из-за слабости грунта. Кроме того, это и зона, где повышаются требования к экологической безопасности работ, и возрастает сложность их организации.

Одной из наиболее существенных методических проблем, связанных с проведением сейсмических работ в транзитных зонах, является более детальное изучение неоднородностей верхней части разреза и определение статических поправок. На суше информацию о верхней части разреза обычно дают сейсмокаротажные исследования в неглубоких скважинах и специальные работы методом преломленных волн. Используется также изучение параметров волн в начальной части обычных сейсмограмм. На мелководье, ввиду отсутствия скважин, основным методом изучения верхней части разреза является сейсморазведка отраженными и преломленными волнами, часто с привлечением дополнительных методик и технических средств.

Отличительной особенностью сейсморазведочных работ в переходных зонах является также многовариантность используемых технических средств: различные источники сейсмических сигналов - пневмоисточники и динамит, различные сейсмические приемные устройства - группы геофонов и гидрофонов. Для взаимной увязки сейсмических данных, полученных разными техническими средствами, необходимо предусматривать перекрытие наблюдений и увязку данных, полученных с использованием различных технических средств.

В статье рассматриваются все эти аспекты на примере съемки 2Д-3Д сейсморазведки Юрхаровского месторождения, расположенного в районе Тазовской губы Западной Сибири.

90% запасов Юрхаровского месторождения расположено в акватории Тазовской губы. При этом, в сухопутной части месторождения развиты многолетнемерзлые породы (ММП) мощ-

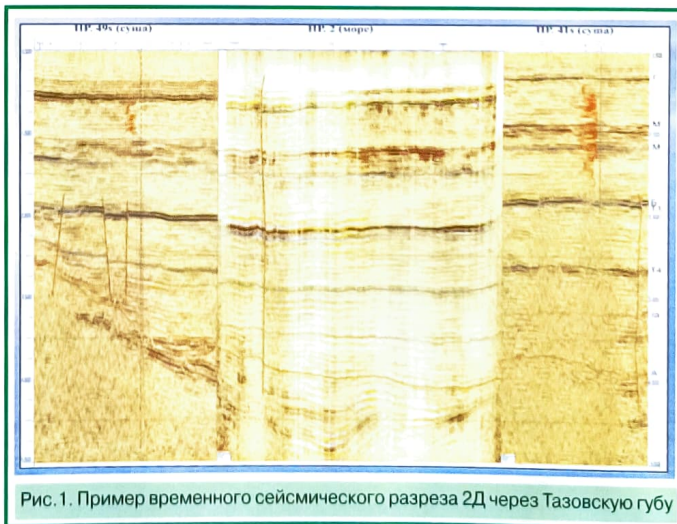


Рис. 1. Пример временного сейсмического разреза 2Д через Тазовскую губу

ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ
ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ
ТЕХНОЛОГИИ



ностью в сотни метров, а в акватории – зона растепления. Глубина Тазовской губы меняется от 0,5 до 5 м. Для того, чтобы построить связную геологическую модель, необходимо было применить технологию исследования транзитных зон как в летнем, так и в зимнем варианте с учетом специфики проведения работ в Заполярье. Отдельной проблемой являлась совместная обработка данных сухопутной и морской сейсморазведки, с тем, чтобы исключить огромные вариации скоростей в верхней и глубинной части разреза, приводящие к существенным искажениям поля изохрон. На рис.1 приведен пример разреза 2Д через Тазовскую губу, иллюстрирующий искажения волновой картины, связанные с зоной растепления под водоемом, и различия в «качестве» материалов сухопутной и морской сейсморазведки при стандартной постановке полевых работ и обработки. К этому следует добавить наличие «дыры» шириной в первые километры, связанной с тем, что морской профиль не доходил до берега, а сухопутный профиль не «выходил» на лед. Отличия в волновой картине связаны с отличиями источников сейсмических колебаний – как по энергии, так по форме сигнала.

На первом этапе были выполнены летние

полевые работы в акватории Тазовской губы по технологии отработки транзитных зон (исполнитель «Севморгео»). Поскольку часть приемной расстановки располагалась на берегу, то были использованы двухкомпонентные (геофон + гидрофон) донные косы в варианте телеметрического приема.

Минимальная глубина, на которую могло заходить судно с источником сейсмических колебаний, составляла 1,5 м., что обусловило наличие значительных зон набора кратности. Для уменьшения площади таких зон в прибрежной зоне проводилось сгущение линий пунктов возбуждения, что позволило, кроме этого, существенно повысить окончательную кратность накопления по ОГТ (местами – до двухсот) и, соответственно, увеличить соотношение сигнал/помеха. Следует отметить, что, не смотря на все предпринятые меры, качество материалов в акватории губы существенно уступает наземным данным как по соотношению сигнал/помеха, так и по частотному составу и по уровню шумов. Связано это, по мнению автора, в первую очередь, с отсутствием специализированного сейсмического источника колебаний для условий мелководья. Использовалась группа достаточно хороших источников,

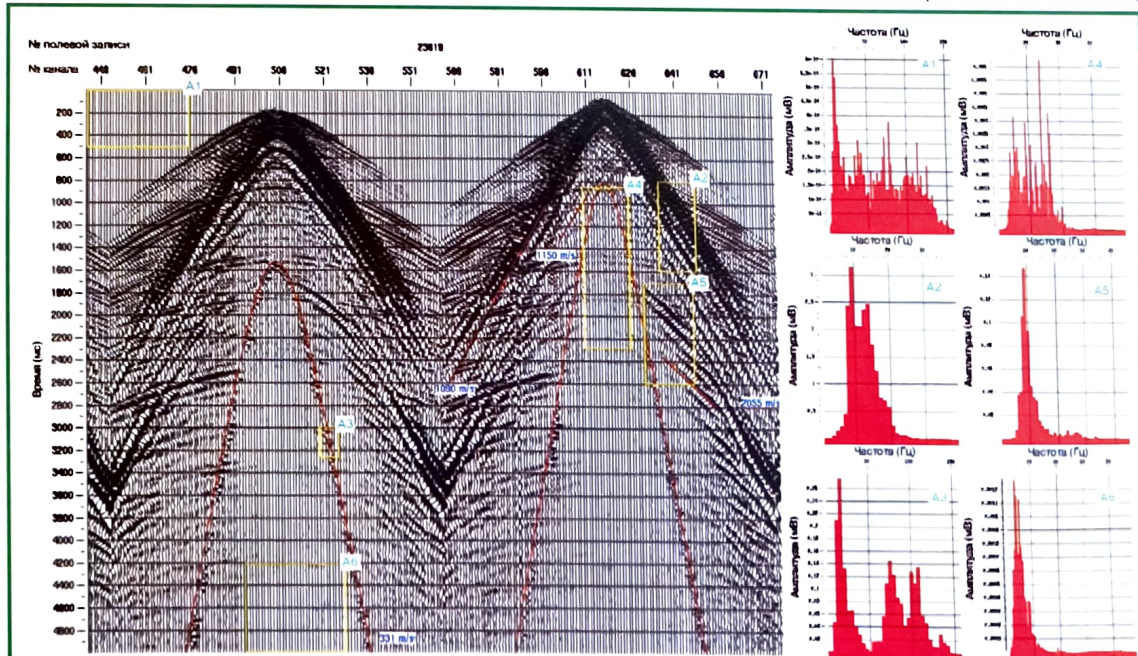
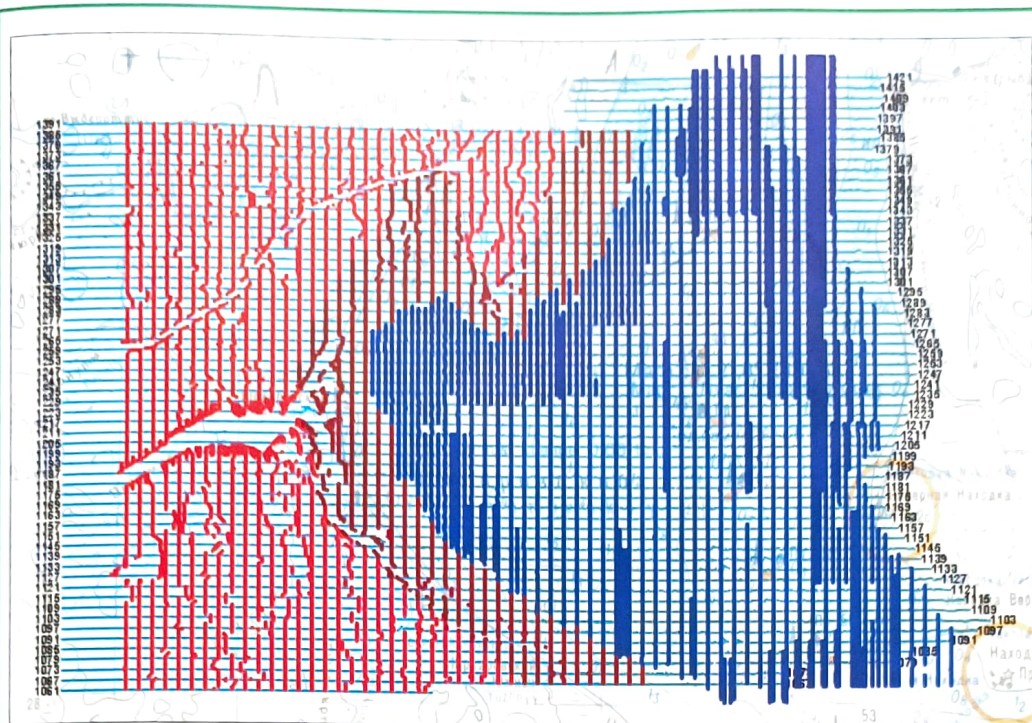


Рис.3. Пример полевых сейсмограмм общего пункта возбуждения и их амплитудно – частотных спектров с наземного участка Юрхаровского месторождения (взрывной источник)



Условные обозначения:

- | Источники | Приемники |
|-------------------------|--------------|
| ● - взрывной источник | ● - геофон |
| ● - импульсный источник | ● - гидрофон |
| ● - пневмопушка | |

Рис.4. Фактическое результирующее поле пунктов приема и возбуждения летне-зимних работ в транзитной зоне

но для стандартных морских работ с глубиной водной толщи не менее шести метров. В результате летних работ получено около 160 кв. км. 3Д съемки с кратностью от 42 до 200 и размером бина 25x25 м. Пример полученных сейсмограмм ОПВ при регистрации на приемную косу с расположением части каналов в воде, а части каналов – на берегу, дан на рис.2. Отмечается пониженное качество регистрации в наземной части расстановки, что связано с ветровой помехой и условиями «летней» установки приборов.

Специфические климатические условия района проведения работ позволили уже через три месяца реализовать «стыковочные» зимние работы по технологии транзитных зон. Технология включает в себя максимальный выход с приемной расстановкой на лед. В качестве источника использовались взрывы в скважине, что позволило получать данные высокого качества. На участках водоохраных зон и охранных зон газопроводов, где запрещено использование взрывных источников сейсмических волн, использованы невзрывные импульсные электродинамические источники («Енисей»). Кроме того, эти источники выходили на лед в случае промерзания воды до дна. При наличии водного слоя работы не проводились из-за требований безопасности и резкого ухудшения соотношения сигнал/помеха. Приемные линии и линии возбуждения располагались с перекрытием или с продолжением по отношению к линиям приема и возбуждения летних работ, что позволило получить полное перекрытие по

«ковру» кратности летних и зимних работ. На рис.3 приведен пример полевых сейсмограмм общего пункта возбуждения зимних транзитных работ в сухопутной части Юрхаровского месторождения. Параметры возбуждения группы невзрывных источников определялись, естественно, опытным путем. Отмечается закономерное ухудшение качества данных по сравнению с взрывным источником, а также, наличие сильной волны – помехи при возбуждении и регистрации на льду. Очевидно, следует учесть опыт работ в канадской Арктике и рекомендовать на будущее делать распилы льда со стороны приемной расстановки, что существенно уменьшает амплитуду волны – помехи. Некоторое ухудшение качества данных сейсморазведки связано с техногенным фактором, поскольку работы проводились в условиях работающего промысла.

В результате проведенных зимних работ получен массив данных с номинальной кратностью 42 и размером бина также 25x25м. Фактическое результирующее поле пунктов приема и возбуждения летне-зимних работ приведено на рис.4. Разными цветами показаны различные типы приемников и источников, использованные при реализации проекта.

Результат достаточно уникальный, поскольку за счет комплекса методических приемов работы в транзитных зонах в условиях сложнейших поверхностных условий Заполярья удалось получить сплошной массив 3Д данных.

Не менее сложная задача состоит в обработке таких материалов, так как кроме разно-

ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ТЕХНОЛОГИИ

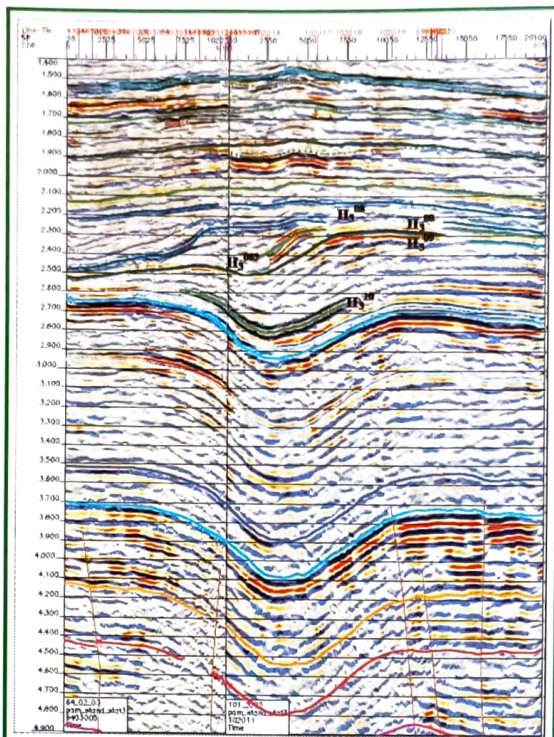


Рис.5. Пример временного разреза через наземную и морскую части Юрхаровского месторождения

родности из-за различных параметров источников, условий возбуждения, регистрирующей аппаратуры, условий приема, существует трудно решаемая задача учета неоднородностей в верхней части разреза в случае развития многолетнемерзлых пород.

После применения комплекса методических приемов обработки (исполнитель «Пургеофизика»), включающего в себя фазо-частотные коррекции, обработку с сохранением истинных соотношений амплитуд, учет дефицита скоростей за счет отсутствия зоны ММП под акваторией Тазовской губы, компенсацию средне и высокочастотных аномалий в ВЧР, удается получить временные разрез достаточно высокого качества.

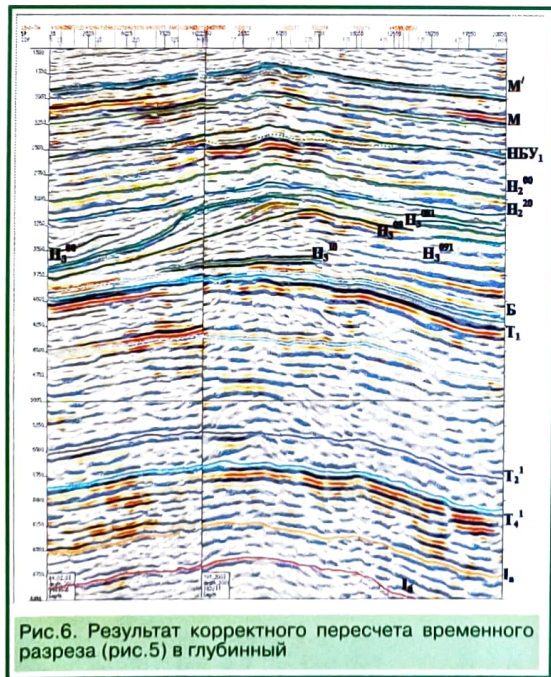


Рис.6. Результат корректного пересчета временного разреза (рис.5) в глубинный

На рис.5 дан пример временного разреза через наземную и морскую части Юрхаровского месторождения. Как видно из рисунка, практически не заметна линия перехода суша-море (показана вертикальной линией), т.е. удается скомпенсировать значительную часть неоднородности полевого материала и добиться динамической выразительности. Отмечается некоторое понижение частоты записи в глубоких интервалах разреза в морской части разреза. Наиболее яркий «структурный» элемент на сейсмическом временном разрезе – это так называемая инверсионная структура в нижнемеловом и юрском интервалах (время $T_0 = 2300-4700$ мс.) На самом деле этот элемент волновой картины связан с низкоскоростными аномалиями, которые, в свою очередь, обусловлены наличием залежи углеводородов и зон аномально высоких пластовых давлений (АВПД) в нижнемеловом интервале геологического разреза. После скоростного анализа и корректного пересчета временного сейсмического разреза в глубинный, получаются более «правильные» разрез (рис. 6), подлежащие интерпретации и позволяющие решать сложные геологические задачи.

По мнению автора, разработанный и примененный на Тазовской губе комплекс летне-зимних работ для условий транзитных зон севера Западной Сибири позволяет решать проблемы транзитных зон для этого региона с получением материалов 3Д сейсморазведки высокого качества.

Это дает возможность решать стоящие перед геофизиками важные задачи прогноза свойств сложнопостроенных ловушек нефти и газа, расположенных в районах со сложными поверхностными условиями. Накопленный опыт будет применен, в частности на еще одном объекте компании «НОВАТЭК» – Южно-Тамбейском месторождении, которое расположено за 71 градусом северной широты и на 30% залегает под акваторией Обской губы.

Работы предполагаются с использованием многокомпонентных донных кос, т.е. по технологии 3Д-4С. Также, в компании НОВАТЭК планируются работы по технологии многоволновой сейсморазведки в транзитной зоне участка Эль Ариш средиземноморского шельфа Египта.

По мнению автора статьи, проведенные исследования и разработанная технология работ позволили повысить качество и достоверность получаемых в транзитных зонах материалов сейсморазведки, что, соответственно, повышает достоверность создаваемых с использованием этих данных геологических и гидродинамических моделей и, как следствие, экономическую эффективность деятельности компании.

Этот опыт может быть использован другими компаниями и распространен на другие участки. Например, при работах в акваториях многочисленных озер, находящихся на территории Западной Сибири. На сегодня, при использовании стандартных технологий сейсморазведочных работ на таких участках получают нерегулярность по характеристикам системы наблюдений (кратность накопления, спектр удалений, азимутов в бине), что приводит к понижению достоверности и качества окончательных материалов исследований.

Опыт проведения сейсморазведочных работ в горных условиях южного Таджикистана

Огородников И.В., Рыбальченко В.В., ЗАО «Газпром зарубежнефтегаз»;
Ольшанский А.С., Кузьмин Е.Л., ОАО «Саратовнефтегеофизика», г. Саратов

В 2007 году, впервые за постсоветское время, на территории южного Таджикистана (в сложно построенной Афгано-Таджикской впадине) возобновлены геологоразведочные работы на нефть и газ. Работы проводятся согласно подписанному в 2006 году Соглашению «Об общих принципах проведения геологического изучения недр на нефтегазоперспективных площадях Республики Таджикистан» между ОАО «Газпром» и Правительством Республики Таджикистан. Оператором геологоразведочных работ на территории Республики Таджикистан выступает дочернее предприятие ОАО «Газпром» – ЗАО «Газпром зарубежнефтегаз». Первоочередные сейсморазведочные работы осуществляются подрядной организацией – ОАО «Саратовнефтегеофизика», имеющим более чем 30-ти летний опыт проведения геофизических исследований в горных и предгорных районах Средней Азии. Настоящие геологоразведочные работы направлены на поиски ловушек УВ как в глубокозалегающих подсолевых юрских отложениях, так и в мел-палеогеновом комплексе поднадвиговых (автохтонных и параавтохтонных) блоках.

О необходимости переориентировки нефтегазописковых работ на территориях межгорных впадин Средней Азии на поиск поднадвиговых ловушек специалисты ОАО «Саратовнефтегеофизика» заявили ещё в начале 80-х годов прошлого века и были поддержаны академиком Хаином В.Е., докторами Оруджевой Д.С., Кравченко К.Н., Обуховом А.Н.. К началу 90-х годов ловушки, связанные с поднадвиговыми (автохтонными и параавтохтонными) блоками, были выявлены и подготовлены к бурению как в пределах Афгано-Таджикской впадины, так и на территориях соседних межгорных депрессий – Алайской и Ферганской. Последующее бурение на северном и южном бортах Ферганской впадины подтвердило наличие крупных надвигов с горизонтальным перекрытием до 3 и более км, что подтвердило геологическую модель предложенную ОАО «Саратовнефтегеофизика». На ряде площадей из автохтонных блоков были получены непромышленные притоки нефти.

В геологическом разрезе Афгано-Таджикской эпиплатформенной межгорной впадины выделяются палеозойский (герцинский) фундамент, промежуточный пермо-триасовый комплекс и мезокайнозойский осадочный чехол, которые разделены крупными перерывами в осадконакоплении и угловыми несогласиями. Осадочный чехол Афгано-Таджикской впадины подразделяется на два комплекса – платформенный, сложенный породами юрского, мелового, палеогенового возраста, и орогенный –

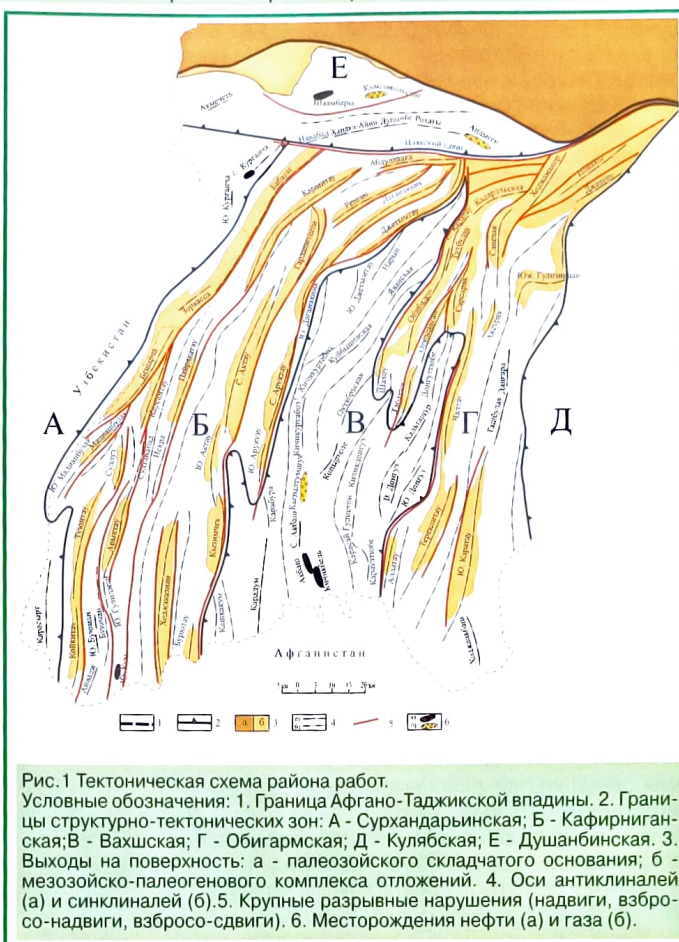


Рис.1 Тектоническая схема района работ.

Условные обозначения: 1. Граница Афгано-Таджикской впадины. 2. Границы структурно-тектонических зон: А - Сурхандарьинская; Б - Кафирниганская; В - Вахшская; Г - Обигармская; Д - Кулябская; Е - Душанбинская. 3. Выходы на поверхность: а - палеозойского складчатого основания; б - мезозойско-палеогенового комплекса отложений. 4. Оси антиклиналей (а) и синклиналей (б). 5. Крупные разрывные нарушения (надвиги, взбросо-надвиги, взбросо-сдвиги). 6. Месторождения нефти (а) и газа (б).

представленный отложениями неогеновой и четвертичной систем. Присутствующая в разрезе осадочного чехла (за исключением Душанбинского прогиба) мощная толща соляно-ангидритовых пород киммеридж-титонского возраста (гаурдакская свита) верхней юры, делит его на два резко дисгармоничных относительно друг друга структурных этажа – нижний подсолевой (нижне-верхнеюрский) и верхний надсолевой (мел-четвертичный). Суммарная мощность осадочного чехла в наиболее погруженных участках может достигать 11 – 12 км. В современном структурно-тектоническом плане Афгано-Таджикская впадина представляет собой систему сложно дислоцированных, линейных складчатых структур, дугообразно огибающих на востоке горные сооружения Дарваза и Памира. (рис.1) Антиклинальные складки в чехле впадины образуют скупенные пучки дислокаций, расходящиеся к юго-западу от Трансалайской зоны Памира. Крупные структурные элементы впадины хорошо выражены орографически, образуя прямой структурный рельеф (горные хребты, соответствующие антиклиналям, долины – синклинали) и группируются в чередующиеся приподнятые и опущенные системы субмеридионального и северо-восточного простирания, соответствующие антиклинориям и синклинориям (антиклинальным и синклинальным зонам). К синклинальным зонам относятся Сурхандарьинская, Вахшская, Кулябская и Душанбинская зоны, к

ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ТЕХНОЛОГИИ

антиклинальным – Кафирниганская и Обигармская наиболее сложно построенные. В отличие от синклинориев, где развиты в основном погребенные поднятия, в антиклинальных зонах преимущественным развитием пользуются хорошо обнаженные, раскрытые до мезозоя чешуйчатые и коробчатые структуры, осложненные крупными внутричехольными разрывами надвигового и взбросо-надвигового типа. Вдоль линий этих разрывов, в основании разрезов мезозоя, выходят на поверхность верхнеюрские (киммеридж-титонские) соленосно-гипсоносные отложения. Геологическое строение надсолевой части разреза обусловлено интенсивным горизонтальным сжатием Афгано-Таджикской впадины, происходившим в плиоцен-древнетет-вертичный этап развития территории и обусловленное коллизийным взаимодействием Индостанской и Евразийской плит. Срыв осадочного (надсолевого) покрова привел к образованию системы встречных надвигов в верхнем структурном этаже и дроблению на микроблоки по фундаменту впадины. Все крупные надвиги впадины носят покровный характер, то есть не проникают в фундамент, а затухают в мощной соляно-ангидритовой толще киммеридж-титона, которая является поверхностью срыва и дисгармонии. В антиклинорных зонах в верхнем этаже возникли сложные сильно эродированные складчато-чешуйчатые пакеты в аллохтонных блоках и менее дислоцированные структуры в автохтонных (параавтохтонных) блоках. В синклинальных зонах структурные элементы сильно сжатые, осложненные многочисленными нарушениями и проявлениями соляной тектоники образуют гребневидные и коробчатые складки. Нижний (подсолевой) структурный этаж, с которым связываются основные перспективы нефтегазоносности, повсеместно залегающий на больших глубинах (6 км и более), предположительно смят в сравнительно простые и пологие складки крупных размеров, в грубых чертах конформные по отношению к поверхности палеозойского фундамента. Сложное геологическое строение исследуемых территорий вызывает определенные трудности при осмысливании полученных сейсморазведочных материалов, тем более, что глубокопогруженные автохтонные (и параавтохтонные) блоки, а также структурный план подсолевого этажа не изучен предшествующими сейсмическими исследованиями и неосвещен бурением.

Поисковые сейсморазведочные работы в модификации МОГТ-2D, к настоящему времени выполнены на одной из лицензионных площадей ОАО «Газпром», расположенной в Обигармской антиклинальной зоне. По результатам этих работ получены принципиально новые данные по строению нижней части осадочного чехла – впервые на территории Афгано-Таджикской впадины на временах 3,5 – 5,0 с зарегистрированы пакеты отражений, возможно относящиеся как к палеоген-меловым отложениям автохтонных (параавтохтонных) блоков, так и к подсолевым юрским и даже палеозойским отложениям. В тоже время проведенные сейсмические исследования МОГТ-2D показали, что эта модификация сейсморазведки имеет существенные ограничения для решения задач картирования глубокозалегающих (поднадвиговых и подсолевых) отложений. Можно говорить о том, что возможности 2D практически исчерпаны. Для качественного решения геологических задач в сложных сейсмогеологических условиях необходимо проведение 3D съемки. Исходя из этого, было

принято решение о дальнейшем проведении сейсморазведочных работ на лицензионных площадях ОАО «Газпром» в модификации МОГТ-3D. В настоящее время, впервые на территории Республики Таджикистан, на лицензионной площади ОАО «Газпром», расположенной в Кафирниганской антиклинальной зоне, проведена сейсмическая съемка МОГТ-3D.

Следует отметить, что в настоящей работе в той или иной степени будут затронуты все этапы сейсморазведочных работ: полевые работы, обработка и интерпретация сейсмических материалов.

Полевые сейсморазведочные работы проводились в условиях сложнейшего горного рельефа с перепадом высот в пределах площади до 500 и более метров. В качестве источника возбуждения использовались взрывные скважины, так как работать вибрационным источником не представляется возможным из-за крутых углов наклона рельефа, достигающих 45 и более градусов. Перед производственными работами осуществлялись опытно-методические исследования, направленные на выбор оптимальных параметров возбуждения упругих колебаний. В пределах площади работ на поверхность выходят четвертичные и неогеновые отложения, отличающиеся друг от друга составом и степенью уплотнения. Поэтому опытно-методические исследования были проведены в пределах развития и четвертичных и неогеновых отложений, соответственно и параметры возбуждения оказались различными. Производственные работы МОГТ-3D проводились по нерегулярной системе наблюдений в условиях резкопересеченного рельефа (рис.2). Для решения поставленных геологических задач система наблюдений была сконструирована таким образом, чтобы получить максимальную информацию от целевых горизонтов, располагающихся на глубинах 5 – 7 км. и при этом не потерять данные об аллохтонном блоке на глубинах до 500 метров обеспечив максимальную кратность 120, максимальные удаления – 8625м. Регистрация колебаний осуществлялась регистрирующей системой SN-408UL.

Изучение ВЧР на площади проводилось методом МПВ по методике встречных годографов с использованием в качестве источника переносного малогабаритного импульсного источника сейсмических сигналов «Квант» (ОАО «СКБ СП» г. Саратов).



Рис.2 Схема фактического распределения ПП и ПВ по площади работ

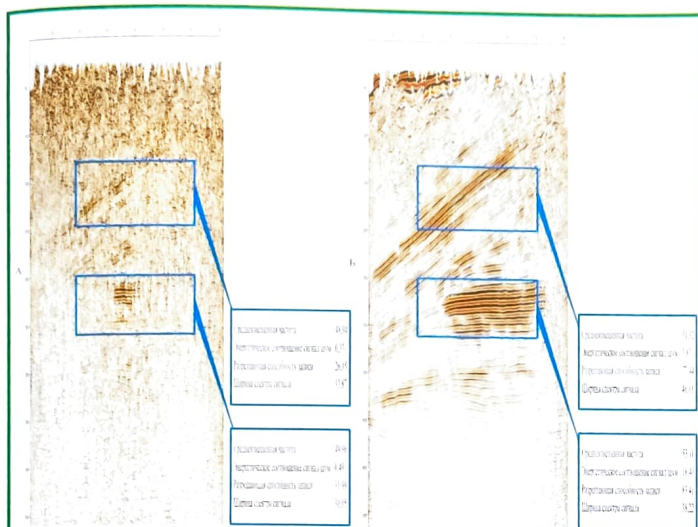


Рис.3 Сейсмический материал вначале (А) обработки и после завершения обработки (Б)

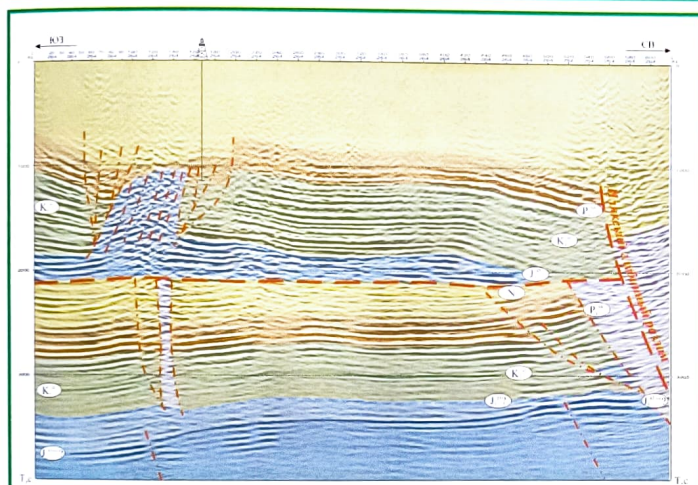


Рис.4 Сейсмический временной разрез по линии crossline 264

Обработка сейсмических материалов проводилась по комплексам программ Geocluster (CGG, Франция), расчет статических поправок проводился по первым вступлениям преломленных волн по комплексу программ FATHOM (GM, США). Обработка и интерпретация сейсмических материалов по регионам орогенных областей Средней Азии имеют ряд существенных особенностей по сравнению с регионами, располагающимися в пределах платформ с горизонтально-слоистыми разрезами. Основным моментом: обработка и интерпретация в данном случае являются процедурами неразделимыми. Обработка является интерпретационной, то есть зависимой от той или иной априорно принятой геологической модели. В большинстве случаев, на первичных сейсмических материалах, присутствуют оси синфазности, приуроченные как к полезным однократным отражениям, так и различного рода волнам-помехам (кратные, частично-кратные, боковые, дифрагированные и т.д.), позволяющие интерпретировать разрез по-разному. Поэтому весьма важно направить обработку сейсмических материалов в верное русло. Для этого, перед обработкой, проводится анализ всей имеющейся геолого-геофизической информации по территории исследования, выбирается несколько вариантов вероятной геологической модели.

После этого, эти варианты поступают на вход обработки. Нередки случаи, когда обработка разделяется на несколько ветвей, в зависимости от того, сколько вариантов геологической модели может быть. Особую трудность представляет поиск в поднадвиговых (автохтонных) блоках. Как уже отмечалось, с данными геологическими объектами связываются высокие перспективы в нефтегазоносном отношении. Поэтому задача изучения этих объектов как важна, так и сложна. Дело в том, что в результате мощных тектонических движений сжатия происходит деформация геологических пластов в поднадвиге. Изменяются петрофизические свойства, происходит уплотнение и образование многочисленных зон меланжирования, мелкоамплитудных дизъюнктивных нарушений в деформированном автохтонном блоке. Все это неизбежно ведет к изменению акустических свойств отложений, что в свою очередь существенно сказывается на изменении динамических особенностей отражений автохтонного блока в сравнении с аллохтонным. Поэтому, обрабатывать сейсмический материал без предположений о возможном наличии, в данном случае, поднадвигового блока, некорректно. Недоучет данных особенностей геологического строения района может привести к некорректным структурным построениям, формированию ложных антиклинальных структур, либо пропуску нефтегазоперспективных объектов. Таким образом, интерпретация начинается до обработки и продолжается на всем протяжении обработки сейсмического материала. На рисунке 3 представлен результат обработки сейсмических данных (линия в начале обработки и в конце, с представлением количественных характеристик). При интерпретации сейсмической информации использовались как средства объемной визуализации и интерпретации (программные комплексы Voxel Geo и Canvas), так и программные продукты предназначенные для выполнения стандартной структурной интерпретации – GeoGraphix Discovery (Landmark). Одной из основных проблем при проведении интерпретации явилось полное отсутствие данных о скоростных характеристиках геологического разреза, особенно поднадвигового интервала. С целью расчета глубинно-скоростных характеристик применялся программный комплекс GeoDepth (компания Paradigm).

В результате проведенных работ получены принципиально новые геологические результаты о строении поднадвиговых элементов Афганско-Таджикской впадины:

- Автохтонный блок дислоцирован дизъюнктивными нарушениями различной ориентировки (рис.4,5) существование которых ранее только предполагалось. Выделена и прослежена солёносная толща в аллохтонном блоке. Получена информация (впервые)

ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ТЕХНОЛОГИИ

о строении юрского структурного этажа.

- Установлена резкая дифференциация скоростных характеристик геологического разреза в интервале поднадвигового блока (рис.6). Априорно данный факт предполагался, но получить информацию о скоростных аномалиях удалось только сейчас по материалам 3D. Получены достаточно уверенные скоростные спектры, как по аллохтонному, так и по автохтонному блокам, которые позволили перейти к глубинным построениям.
- В пределах площади работ по поднадвиговому блоку установлены и выделены ярко выраженные амплитудные аномалии, которые могут быть связаны, как с изменением характеристик геологического разреза в пределах поднадвигового блока, так и с возможным изменением характеристик флюидонасыщения. Подобный факт позволяет ориентировать интерпретацию не только на структурный фактор, но и на работу с динамическими характеристиками, что в принципе характерно для работ 3D, но для данных сейсмогеологических условий это качественно новый вид работ.

Вышеперечисленные результаты были получены благодаря качественно новому уровню сейсмической информации, полученной в результате проведения пространственной сейсморазведки 3D. На рисунке 7 приводится сопоставление материалов 2D и 3D в пределах данной площади работ. Преимущества материалов 3D видны во всем — в прослеживаемости, разрешенности, в динамических особенностях временных разрезов. Резкий прирост информации фиксируется не только по автохтонному блоку, но также и по верхнему (аллохтонному) блоку. По материалам 2D информация по поднадвиговому блоку носит фрагментарный характер, данные 3D дают сплошное поле геологической информации. Новые геологические результаты стали возможны благодаря интерпретационному подходу в обработке сейсмических материалов и применению современных программно-алгоритмических средств.

Таким образом, проведенные работы, показали эффективность сейсморазведочных работ МОГТ-3D на ловушки в поднадвиговых блоках на территории Афгано-Таджикской впадины и открывают новые перспективы её нефтегазоносности.

Литература:

1. Обухов А.Н. Эволюция межгорных впадин

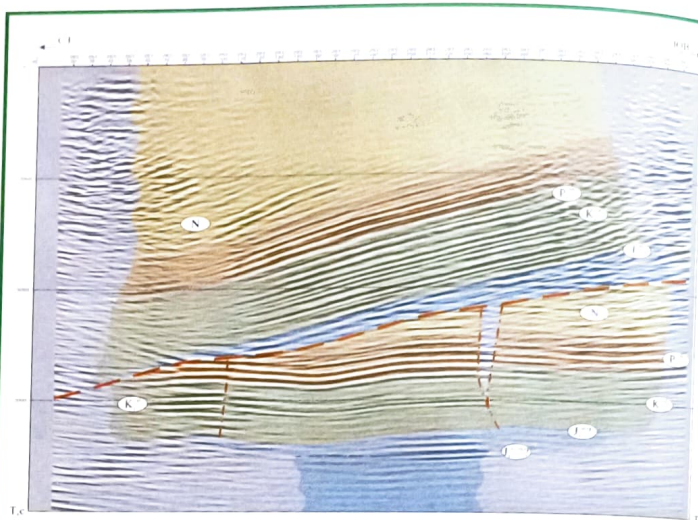


Рис.5 Сейсмический временной разрез по линии inline 283

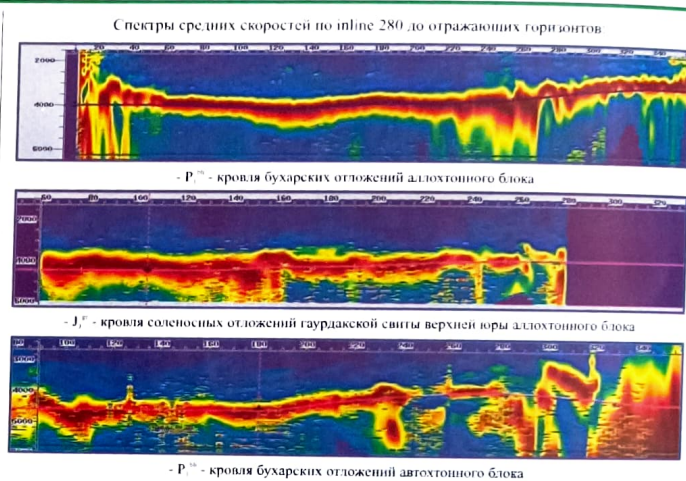


Рис.6 Спектры средних скоростей до целевых отражающих горизонтов

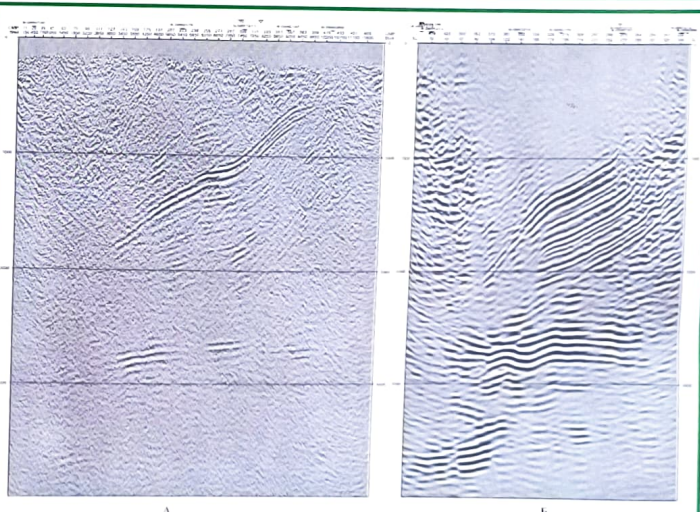


Рис.7 Сопоставление данных 2D (А) и 3D (Б)

Центрально-Азиатского орогенного пояса. М.: Наука, 1990. — 88 с.

2. Особенности интерпретации сейсмических данных по Средней Азии. Кузьмин Е.Л., Ольшанский А.С. (ОАО «Саратовнефтегеофизика»). Стеновый доклад на конференции Санкт-Петербург 2006. EAGE.

В статье представлены результаты экспериментальных исследований комплекса координатно-временной привязке водных невзрывных источников «Енисей» с помощью навигационной аппаратуры ГЛОНАСС/GPS. Экспериментальные исследования проводились на реках Красноярского края Бирюса и Чуна, общая протяженность работ составило около 260 км.

In the article the results of experimental studies on the complex coordinate-time referenced aquatic non-explosive sources "Yenisei" with GLONASS/GPS navigational equipment are described. Experimental studies were carried out on the rivers of Krasnoyarsk territory - Biryusa and Chuna, the total length of seismic profile was about 260 km.

Экспериментальные работы на реках Бирюса и Чуна по координатно-временной привязке водных вариантов импульсного невзрывного источника «Енисей» с использованием РНС ГЛОНАСС/GPS

Алешечкин А.М., Валиханов М.М., Кокорин В.И., Фатеев Ю.Л., Шайдуров Г.Я.,
Сибирский федеральный университет, г. Красноярск

В июле-августе 2009 г. были проведены первые речные работы по сейсмическому профилированию длиной 250 км на реках Бирюса и Чуна в Красноярском крае с использованием водного варианта импульсного невзрывного источника «Енисей» и координатно-временной привязки по сигналам космических радионавигационных систем (РНС) ГЛОНАСС и GPS. Структурная схема комплекса представлена на рис. 1.

Работа проводилась сейсмической партией Богучанской геофизической экспедицией (начальник партии Макарец В.А.) с участием наблюдающего от заказчика (ОАО «Газпром») Лапшина О.Ф.

В состав комплекса входят следующие подсистемы:

- Невзрывной источник сейсмических сигналов – «Водный Электромагнит» (ВЭМ) «Енисей», разработанный ОАО «Енисейгеофизика» (г. Красноярск).
- Сейсмическая коса, размещенная на берегу реки, с расстановкой датчиков через 50 метров. Для проведения работ, применялись датчики сейсмических волн и программное обеспечение для сбора сейсмической информации фирмы Sercel (Франция).
- Навигационная аппаратура МРК-32, обеспечивающая координатно-временную привязку ВЭМ по сигналам глобальных радионавигационных спутниковых систем ГЛОНАСС и GPS. Использовалась аппаратура ФГОУ ВПО СФУ и

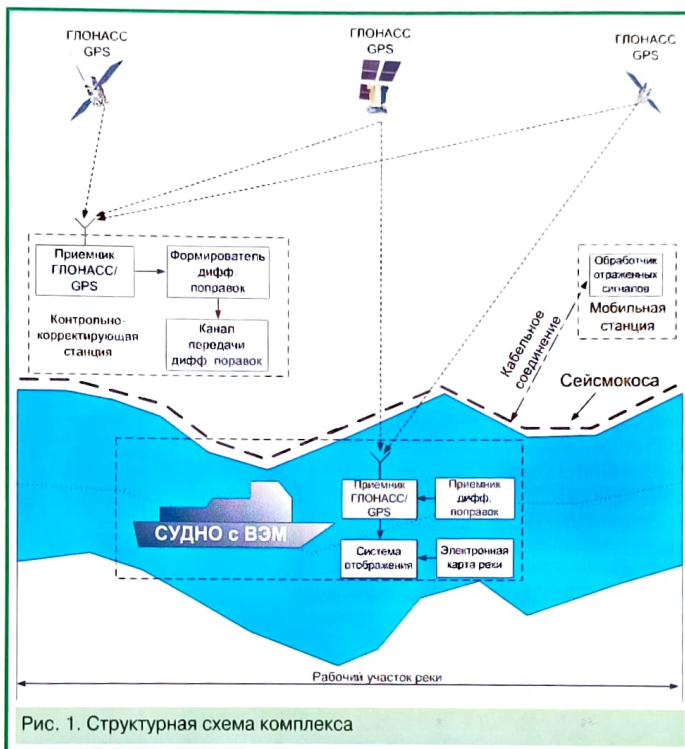


Рис. 1. Структурная схема комплекса

ФГУП «НПП «Радиосвязь» (г. Красноярск), серийно выпускаемая этим предприятием.

- Контрольно-корректирующая станция, оборудованная аппаратурой типа МРК, позволяющая повысить точность определения местоположения судна по сигналам систем ГЛОНАСС/GPS.

Внешний вид судна с ВЭМ, размещенными на понтоне, представлен на рис. 2.



Рис 2. Внешний вид судна с ВЭМ, размещенными на понтоне

ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ
ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ
ТЕХНОЛОГИИ

На рис. 3 показано размещение ВЭМ и антенны МРК на понтоне. На рис. 4 представлено рабочее место оператора управления ВЭМ. Синхронизация моментов излучения сейсмических импульсов и получения координат осуществлялась с помощью приемной аппаратуры МРК-32 под оперативное время спутников ГЛОНАСС/GPS. Для этого с выхода секундной метки аппаратуры МРК подавался управляющий сигнал на контроллер пуска излучения сейсмических импульсов с периодом один раз в 10 сек. Погрешность привязки к системному времени составляла не более 1 мкс.

В соответствии с техническим заданием Богучанской геофизической экспедиции при выполнении сейсморазведочных работ необходимо было поддерживать скорость судна не более 1.8 км/ч (0.5 м/с). В связи с тем, что течение реки может составлять 5 км и более, то для удержания заданной скорости, работы выполнялись против течения, а в некоторых случаях по течению реки кормой вперед.

Следует отметить, что сейсморазведочные работы выполнялись в основном в темное время суток. Это связано с тем, что ночью уровень шумов, создаваемых ветром, деятельностью человека и рядом других факторов, является минимальным. Для обеспечения безопасности плавания в условиях судовождения в ночное время суток и отсутствия электронных навигационных карт рек Бирюса и Чуна были приняты специальные меры. Для решения данной задачи с целью контроля глубины под судном во время движения использовался эхолот Garmin GSD-21, подключаемый к судовому навигатору Garmin 3005C, работающему только по сигналам системы GPS.

В дневное время на реке Бирюса судно с ВЭМ спускалось вниз с определением глубины и записью маршрута судовым навигатором. Во время сейсморазведочных работ капитану требовалось пройти с заданной скоростью и удерживать судно по записанному (безопасному) маршруту. Для определения местоположения относительно берега в судовой навигатор передавались координаты сейсмодатчиков на эллипсоиде Красовского. В ходе поведения работ были пропущены особые участки – перекапы, где судовождение в сложных условиях (ночное время, высокая скорость течения реки и т.д.) могло привести к повреждению оборудования.

При проведении сейсморазведочных работ на реках Бирюса и Чуна было установлено, что из-за влияния возвышенностей и гор затенение горизонта может достигать 20-30 градусов. Затенение горизонта уменьшает число наблюдаемых спутников систем ГЛОНАСС/GPS. Зарегистрированы случаи, когда число спутников только системы GPS, было недостаточно для определения координат (число спутников ГЛОНАСС равно 4, GPS

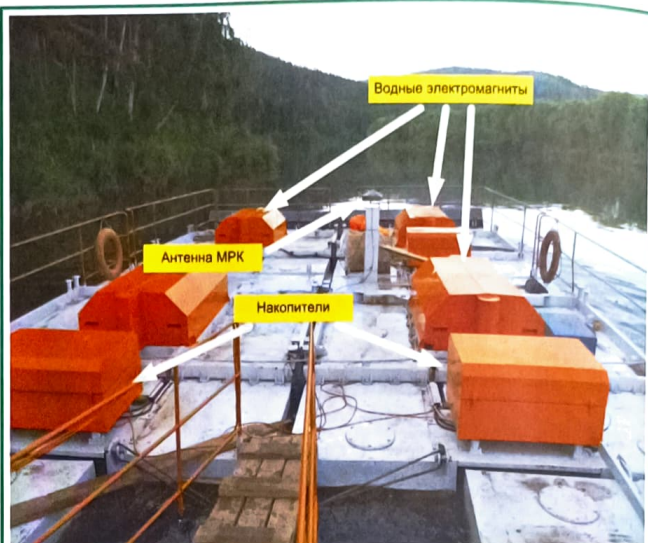


Рис. 3. Размещение ВЭМ и антенны МРК на понтоне

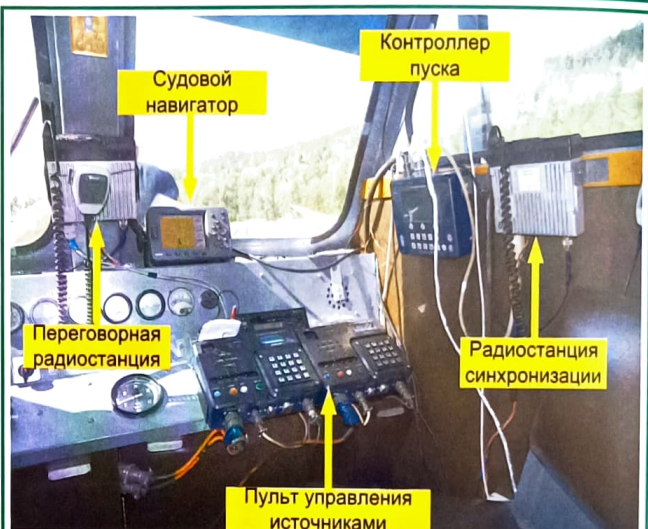


Рис. 4. Рабочее место оператора управления ВЭМ

```

0350E0BB=152811201315
05d08m2009г 05433m50cm
Широта 57°29.485032'СШ
Долгота 95°29.897038'ВД
Высота +00127.684m
Режим ГГ 3D КРС nDf 1 P
Скор 0.12м/с ( 0.4 )
Г.Ф. 2.47 Г04 G03
MRK 32-V57=25-05-2009
    
```

ГЛОНАСС GPS

Рис. 5.

равно 3, рис. 5). В таких случаях контроль скорости движения судна осуществлялся по показаниям прибора МРК-32, работающий по сигналам двух систем ГЛОНАСС и GPS.

На рис. 6 показана карта выполненных работ на реках Бирюса и Чуна. На рис. 7 представлен участок реки Бирюса 20 июля 2009.

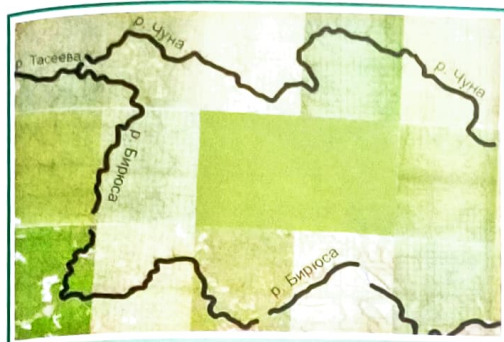


Рис. 6. Карта выполненных работ на реках Бирюса и Чуна

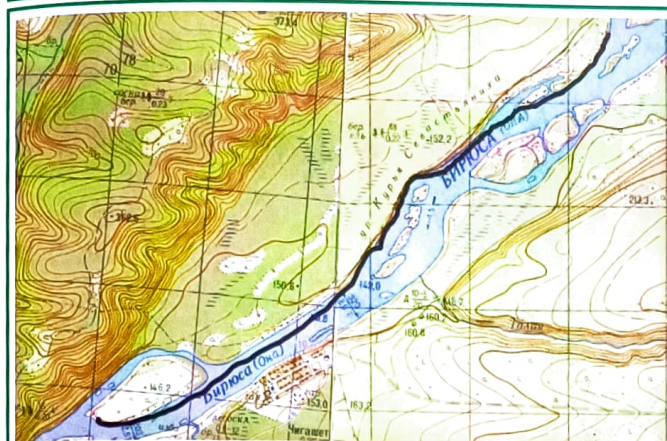


Рис. 6. участок реки Бирюса 20 июля 2009



Рис. 7.

Координаты получены в режиме постобработки информации контрольно-корректирующей станции и МРК, расположенного на понтоне с ВЭМ. Расстояние между ККС и судном с ВЭМ не более 50 км. Протяженность рабочего участка в среднем составляет 4-5 км в день, при максимальной значении 9 км. Длину рабочего участка ограничивали: время, необходимое для переноса и установки сейсмокося, ее длина и координатная привязка сейсмодатчиков.

С целью определения точностных характеристик, 26 августа 2009 был проведен эксперимент с навигационной аппаратурой МРК в стационарном режиме на реке Чуна (рис. 8).

При неподвижном расположении невзрывного источника в течение трех часов выполнялась непрерывная запись координат с интер-

валом в 1 сек. с регистрацией числа спутников систем ГЛОНАСС и GPS. Обработка полученного материала выполнялась при совместном использовании систем ГЛОНАСС/GPS, а также отдельно по системам ГЛОНАСС и GPS.

В результате проведенного эксперимента установлено, что при использовании в обработке только спутников системы GPS получена точность определения координат с $\sigma_X = 1.17$ м и $\sigma_Y = 0.63$ м в прямоугольной системе координат СК-42. При совместном использовании спутников систем ГЛОНАСС и GPS точность определения координат оказалась чуть ниже и составила: $\sigma_X = 1.54$ м и $\sigma_Y = 0.66$ м, что соответствует поставленным заказчиком требованиям на точность навигационной привязки комплекса. При обработке данных только по спутникам системы ГЛОНАСС погрешность измерения не удовлетворяет поставленным требованиям.

Общее количество измерений составляет – 9606. Число годных измерений, при значении геометрического фактора меньше четырех, только по ГЛОНАСС – 2133 измерений, по системе GPS – 6539 измерений и совместном использовании ГЛОНАСС/GPS – 8137 измерений. В относительных единицах число годных измерений составляет 22%, 68% и 85%, соответственно, при определении координат по системам ГЛОНАСС, GPS и ГЛОНАСС/GPS. Таким образом, несмотря на некоторое снижение точности приведение работ по системам ГЛОНАСС и GPS, их совместное использование более предпочтительно из-за большего числа наблюдаемых спутников. В табл. 1 сведены основные результаты работ.

Табл. 1 Результаты оценки точности НАП МРК-32

Режим обработки	ГЛОНАСС /GPS	GPS	ГЛОНАСС
$\sigma = \sqrt{\sigma_X^2 + \sigma_Y^2}$	1.69	1.33	7.45
Кол-во отсчетов	8137 (85%)	6539 (68%)	2133 (22%)
Среднее число наблюдаемых спутников	10	6	4

Выводы:

Полученная точность при определении координат в постобработке только по системе ГЛОНАСС не отвечает требованиям при проведении геофизических исследований в сложных условиях Сибири, что, скорее всего, носит временный характер до момента развертывания системы ГЛОНАСС в полном объеме.

Выполнение работ по системе GPS удовлетворяет требованиям по точности. При этом использование совмещенного режима ГЛОНАСС/GPS позволяет повысить надежность измерений из-за большего числа видимых спутников.

В целях повышения безопасности судовождения в сложных ночных условиях целесообразно использование электронных навигационных карт, что уменьшит время простоя сейсморазведочного отряда, например, во время тумана.

ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ТЕХНОЛОГИИ

Импульсные источники «Енисей-ВЭМ» для водных акваторий и транзитных зон

Щадин П.Ю. ОАО «Енисейгеофизика», г. Красноярск

Богдан В.А. ООО «Богучанская геофизическая экспедиция», г. Красноярск

ОАО «Енисейгеофизика» занимается разработкой и производством импульсных электромагнитных источников сейсмических волн с начала 80-х годов прошлого столетия. За это время созданы различные типы источников для работы как в летних (на базе автомобиля «Урал»), так и в зимних (в виде санных полозьев) условиях. С тех пор невзрывными источниками на электромагнитном принципе действия различными геофизическими организациями отработано около 100 000 пог.км сейсмических профилей.

Несмотря на то, что в мире все больше и больше производится сейсморазведочных работ на суше и море с использованием невзрывных источников, некоторые весьма перспективные на нефть и газ участки остаются практически неизученными либо из-за их непроходимости, либо по экологическим причинам. Этими участками являются так называемые транзитные зоны - шельф и побережье морей, реки, болота, топкие низины, мангровые леса, рифы, грязевые поля (соры).

Площади мелководных, прибрежных и заболоченных зон в перспективных нефтегазоносных районах России обширны. К подобным районам относятся акватории крупных рек (Обь, Енисей, Лена), впадающих в моря Северного Ледовитого Океана, шельфовые зоны этих морей, шельфы и транзитные зоны Камчатки, Сахалина, Черного и Каспийского морей. Известно, что переходная (транзитная) зона между сушей и водой является одним из самых сложных мест для



Рис.1. Макет импульсного источника на электромагнитном принципе действия для транзитных зон «Енисей-ВЭМ-100»



Рис.2 Импульсный электромагнитный источник «Енисей ВЭМ-100»

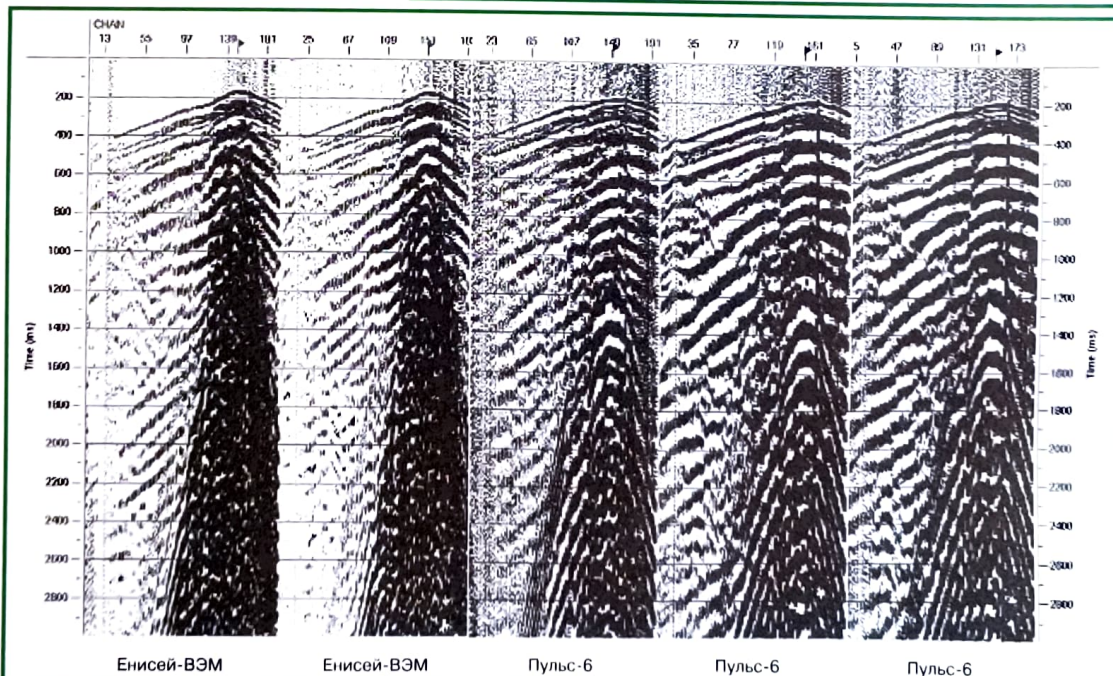
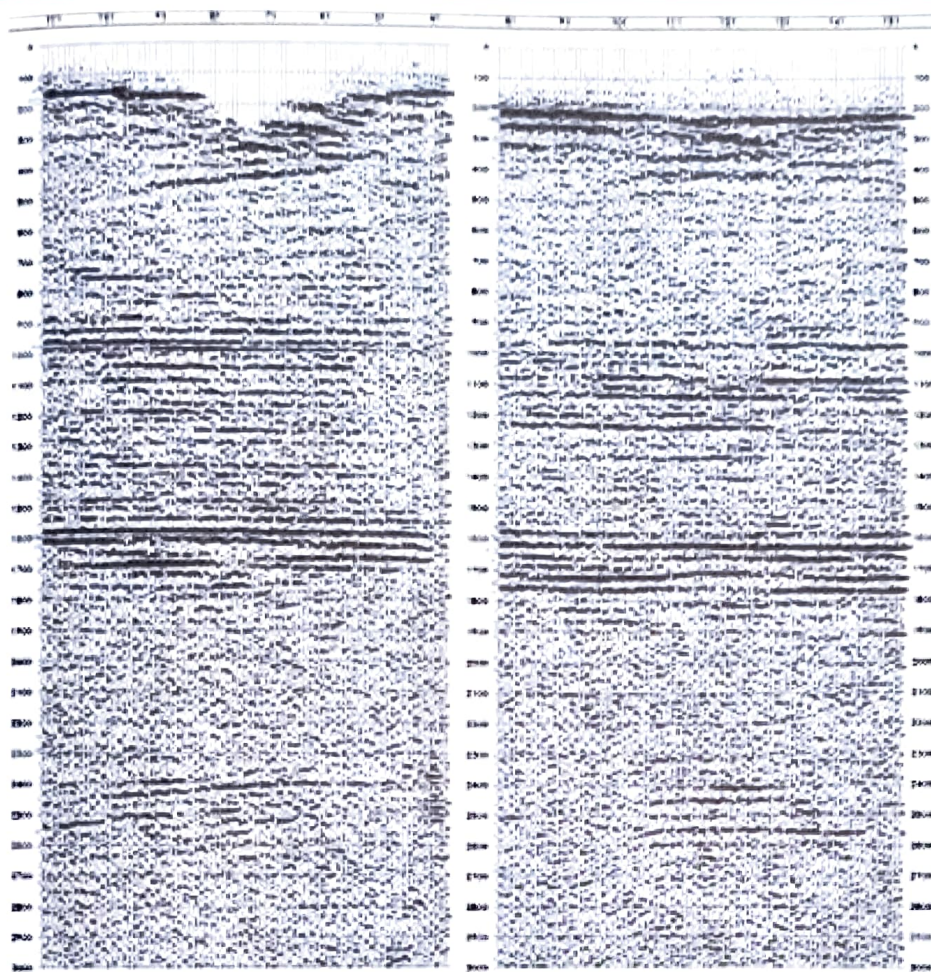


Рис.3. Сейсмограммы опытных работ. Красноярское водохранилище



ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРИБОРЫ И СИСТЕМЫ



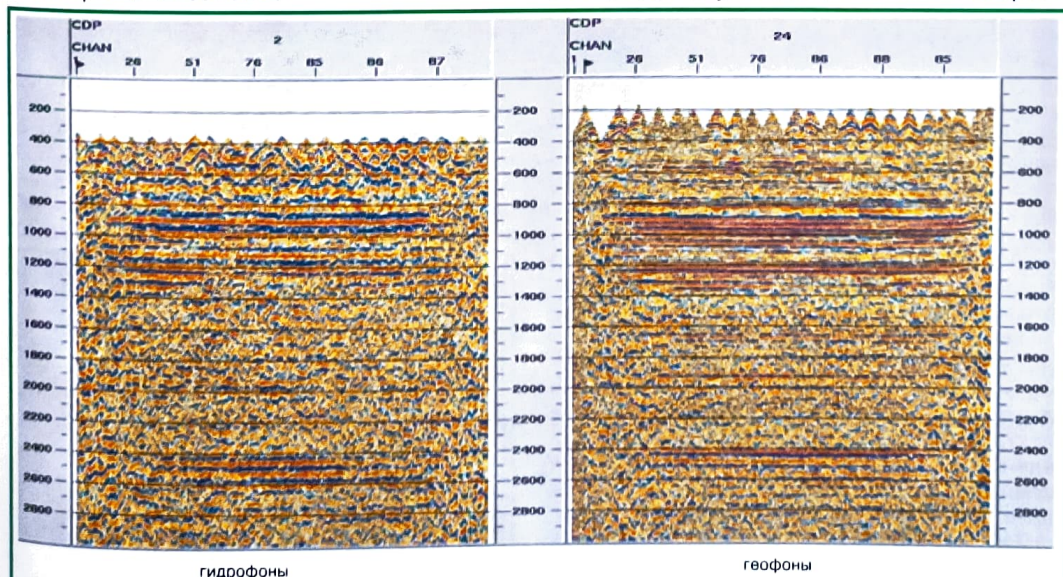
«Енисей-ВЭМ»,
8 накоплений

Пневмопушка
«Пульс-6», 2,5 л

Рис.4. Временные разрезы. Опытные работы. Красноярское водохранилище

проведения сейсморазведочных работ, что обусловлено наличием участков с глубинами от 0 до 5 м, где применение традиционных водных (морских) методик проведения сейсморазведочных работ невозможно.

Прибрежная часть суши характеризуется сложными геоморфологическими условиями: рельеф обычно пологий, а берега представляют собой широкие илистые отмели и (или) заболоченные участки. По техническим причи-



гидрофоны

геофоны

Рис.5. Временные разрезы. Опытные работы с параллельной регистрацией информации системами SN 388 (берег р. Иртыш) и X-Zone Marsh Line (фарватер р. Иртыш). Количество источников ВЭМ-100 - 2шт., количество накоплений - 32

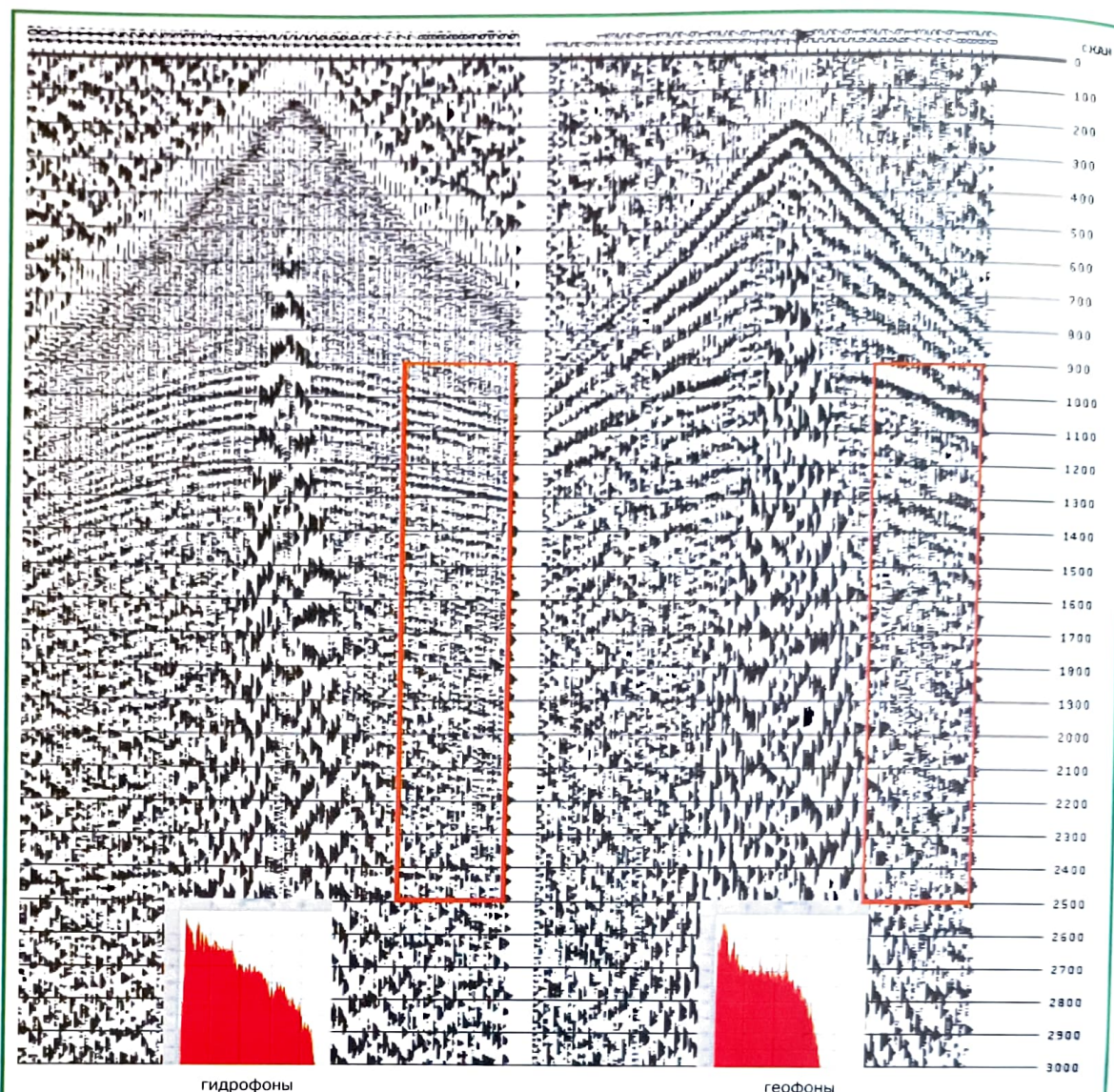


Рис.6. Сейсмограммы опытных работ, полученные при параллельной регистрации информации гидрофонами (фарватер р. Иртыш) и геофонами (берег р. Иртыш). Количество источников ВЭМ-100 - 2шт., количество накоплений - 16

нам и, в первую очередь, из-за отсутствия специализированного источника упругих колебаний с малой осадкой, зона перехода от мелководья (изобата 5 м) на «твердую» сушу изучена фрагментарно (дискретно) даже на уровне выполнения региональных геолого-геофизических работ. Работы регионально-поискового этапа с выявлением объектов, перспективных на наличие углеводородных залежей, проведены в исключительных случаях.

В связи с наличием такой проблемы в начале 2000-х годов в опытном производстве ОАО «Енисейгеофизика» был создан макет импульсного источника для работы в транзитных зонах – «Енисей-ВЭМ-100» (рис. 1).

А уже в 2003-2004 году в ОАО «Енисейгеофизика» разработаны и прошли испытания опытные образцы невзрывных импульсных электромагнитных источников сейсмических волн «Енисей ВЭМ-100» (рис. 2), позволяющие проводить сейсмические работы на мелководье.

Опытные работы по сравнительным испытаниям водного источника «Енисей ВЭМ-100» и пневматических излучателей «Пульс-6» впервые были проведены ОАО «Енисейгеофизика» на Красноярском водохранилище летом 2004

года. На рис. 3 приведены зарегистрированные сейсмограммы. На рис. 4 представлены временные разрезы, полученные в результате обработки материалов опытных работ.

Осенью 2004 года в ОАО «Хантымансийскгеофизика» были проведены сравнительные испытания водного импульсного источника Енисей ВЭМ-100 по фарватеру р.Иртыш, примерно в 50м от кромки берега. Возбуждения осуществлялись двумя источниками ВЭМ-100, количество накоплений – 16, диапазон удале-



Рис.7. Группа источников Енисей-ВЭМ-100. Р.Ангара

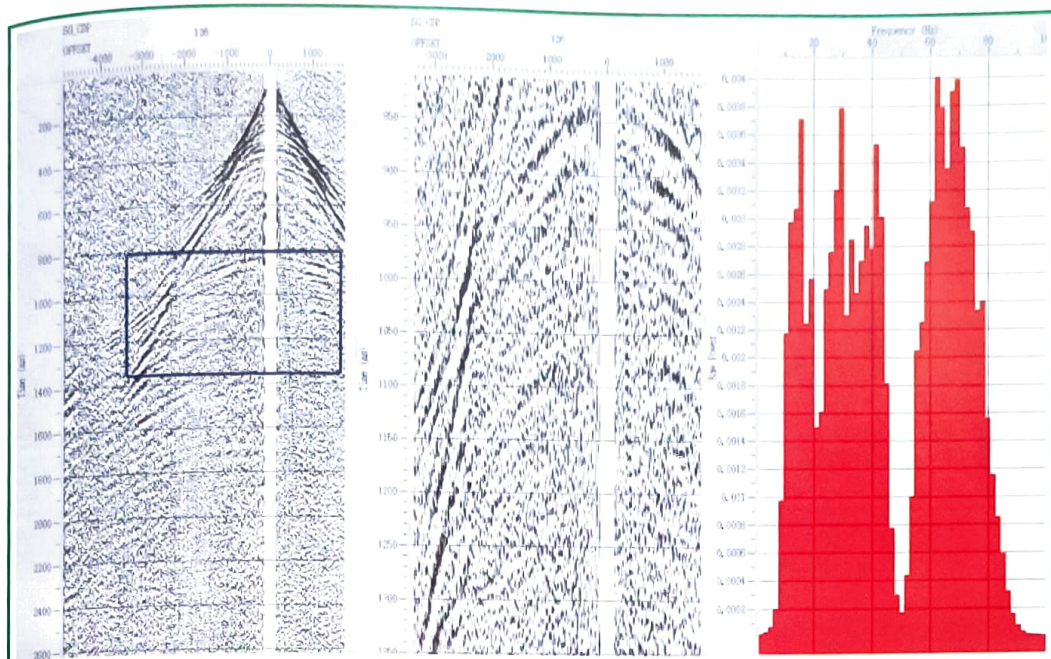


Рис.8. Сейсмограммы производственных работ. Р.Ангара

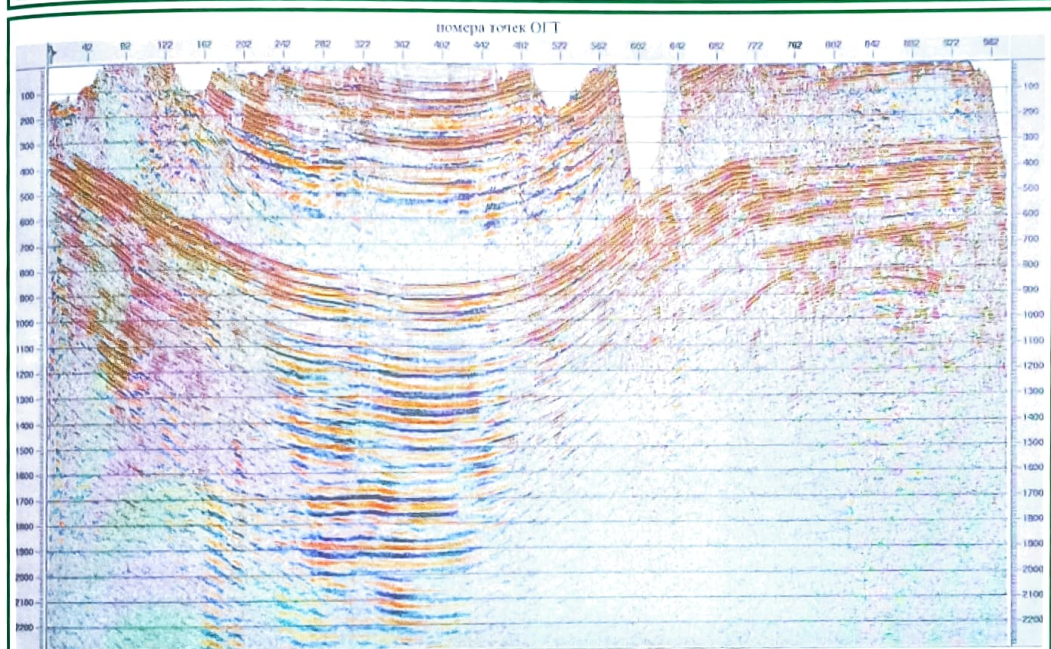


Рис.9. Временной разрез. Производственные работы. Р.Ангара

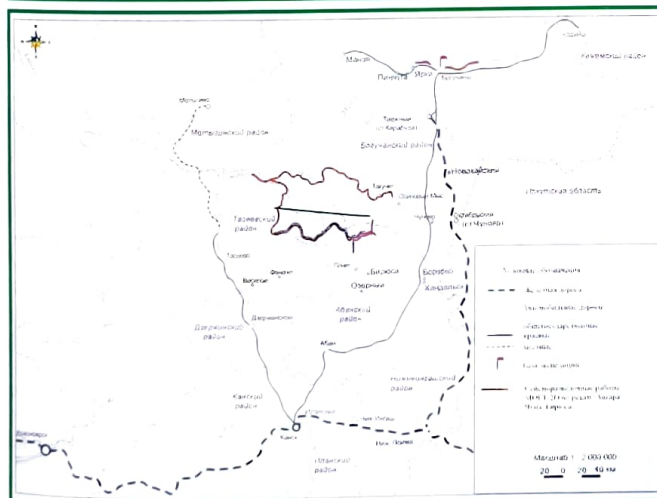


Рис.10. Схема расположения речных профилей

ний ПВ-ПП составил 0–2100 м. На рис. 5 представлены временные разрезы, полученные в результате обработки материалов опытных работ.

На рис. 6 приведены зарегистрированные сейсмограммы.

Летом 2008 года ООО «Богучанская ГЭ» провела производственные работы по фарватеру р.Ангара с использованием 3-х источников Енисей ВЭМ-

ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРИБОРЫ И СИСТЕМЫ



Рис. 11. Группа источников Енисей-ВЭМ-50. Р.Бирюса

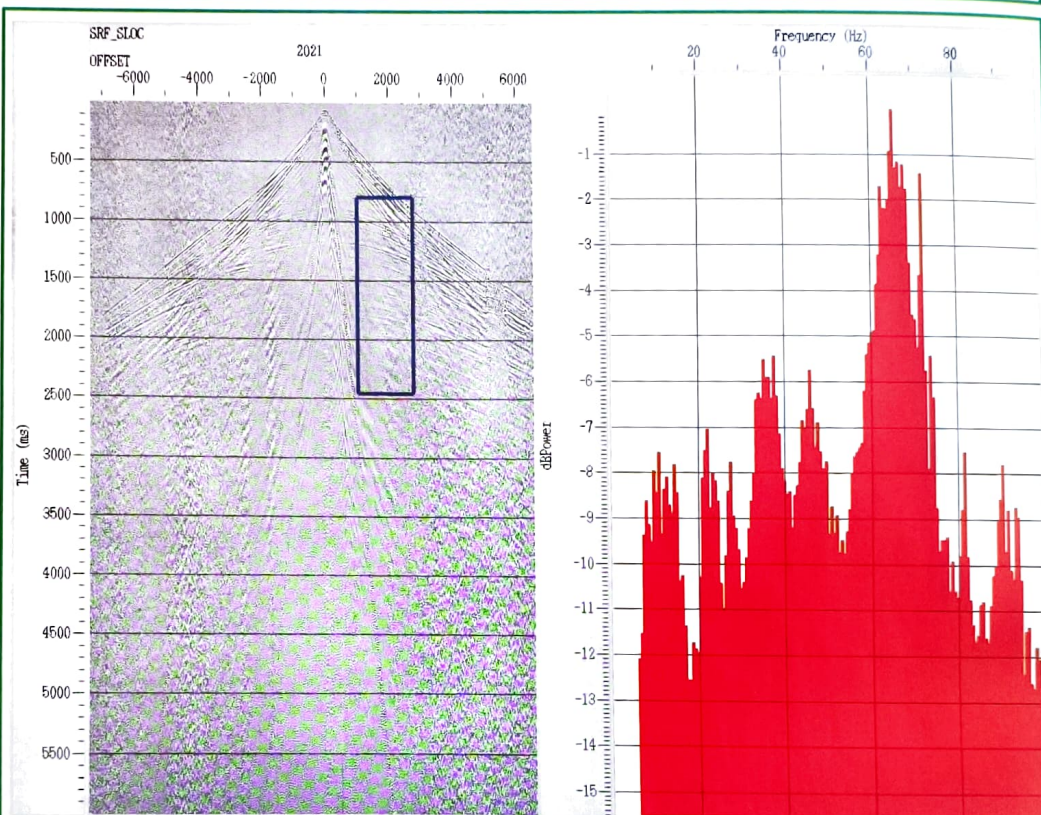


Рис. 12. Сейсмограмма производственных работ и ее АЧХ. Р.Бирюса

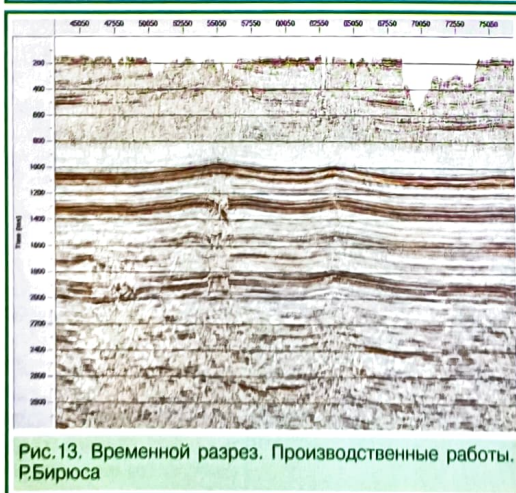


Рис. 13. Временной разрез. Производственные работы. Р.Бирюса

100. (рис. 7)

На рис. 8 приведены зарегистрированные

сейсмограммы и их амплитудно-частотная характеристика в полезной части волн. На рис. 9 представлен временной разрез, полученный в результате обработки материалов производственных работ.

Исходя из результатов, полученных в ходе выполнения производственных сейсмозвездочных работ по р.Ангара, можно с уверенностью сказать, что сейсмическая эффективность импульсных источников «Енисей-ВЭМ-100» очень высока и не вызывает сомнений.

В 2009 году Богучанская геофизическая экспедиция отрабатывала речные профили по рекам Чуна и Бирюса (рис. 10).

Гидрографическая характеристика рек Чуна и Бирюса потребовала создания новой конструкции водных источников с осадкой не более 30 см. Таким источником стал «Енисей-ВЭМ-50». Группа из 6 источников отработала по этим рекам 270 п.км (рис. 11).

В ходе работ, проведенных по рекам Чуна-

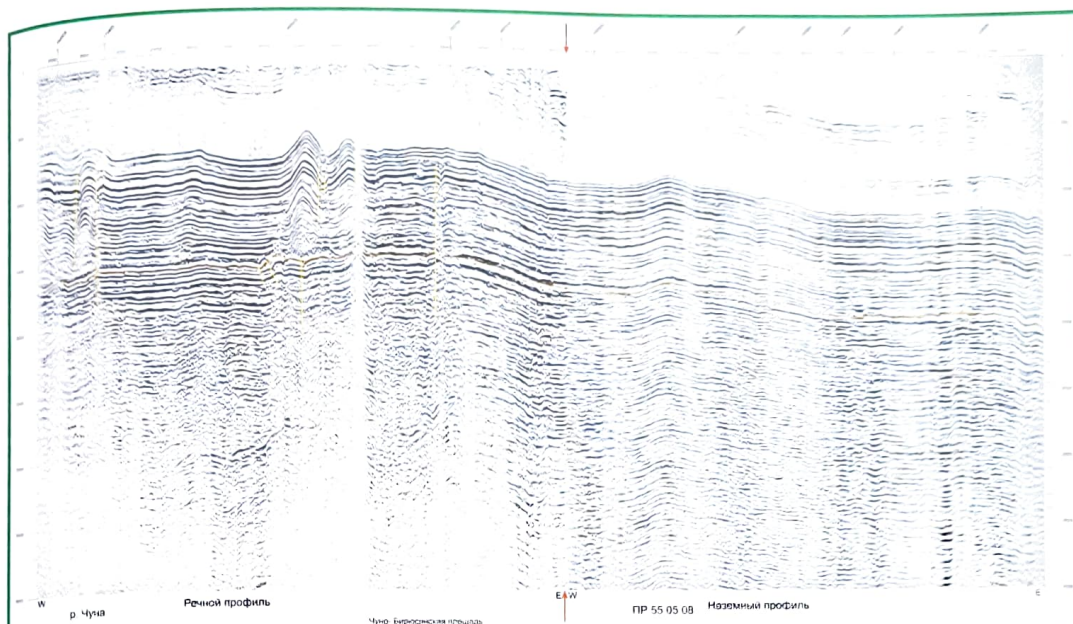


Рис. 14. Сопоставление временных разрезов, полученных при речных и наземных работах

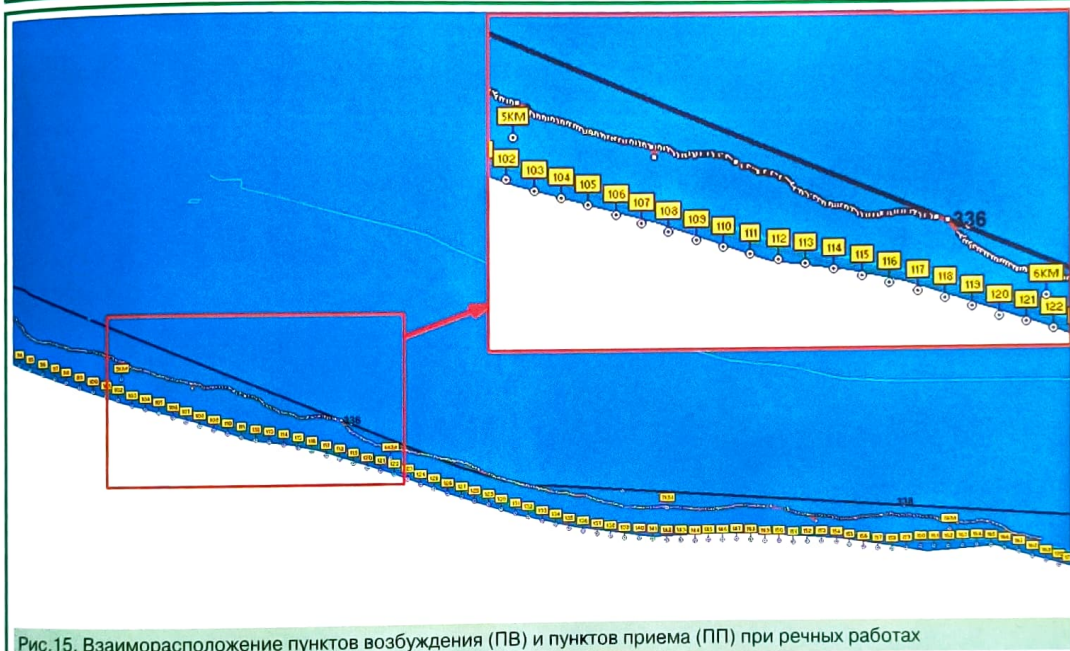


Рис. 15. Взаиморасположение пунктов возбуждения (ПВ) и пунктов приема (ПП) при речных работах

Бирюса, получены хорошие результаты по изучению центральной части Присяжно-Енисейской синеклизы вплоть до рифейских отложений (рис. 12, 13).

Сопоставление результатов речных работ с результатами наземной сейсморазведки (невзрывная, КЭМ-4) по характеру записи показывает хорошую сходимость временных разрезов. Результаты речных работ даже, в некоторой степени, выигрывают из-за меньшего фона кратных волн на уровне рифейских отражений (рис. 14).

Технология речных работ

Приемная линия геофонов с шагом 50 метров располагалась по берегу вдоль уреза воды. Возбуждение производилось группой из 6 источников «Енисей-ВЭМ-50», которые транспортировались катером на расстоянии 20-50 метров от уреза воды при средней глубине реки 4-5 метров. Максимальные отметки глубин достигали 12-15 метров (рис. 15).

Одиночные воздействия группы источников

выполнялись в движении через 4-5 метров. В этом случае на базе 50 м получалось 10-12 одиночных воздействий, которые регистрировались как отдельные физнаблюдения. В основном, кратность составляла 1500 и более (рис. 16).

Для навигационно-геодезического обеспечения сейсморазведочных работ была использована навигационная аппаратура спутниковых радионавигационных систем МРК-32 (рис. 17).

Для формирования дифференциальных поправок с целью реализации дифференциального режима определения места пункта возбуждения (ПВ) на берегу располагалась аппаратура контрольно-корректирующей станции.

Навигационная аппаратура спутниковых радионавигационных систем МРК-32, представляет собой 16-канальный навигационный приемник ГЛОНАСС / GPS с угломерным каналом. Данная аппаратура позволяет помимо

ПРИБОРЫ И СИСТЕМЫ ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ



Рис. 16. График кратности при работах на реке Бирюса

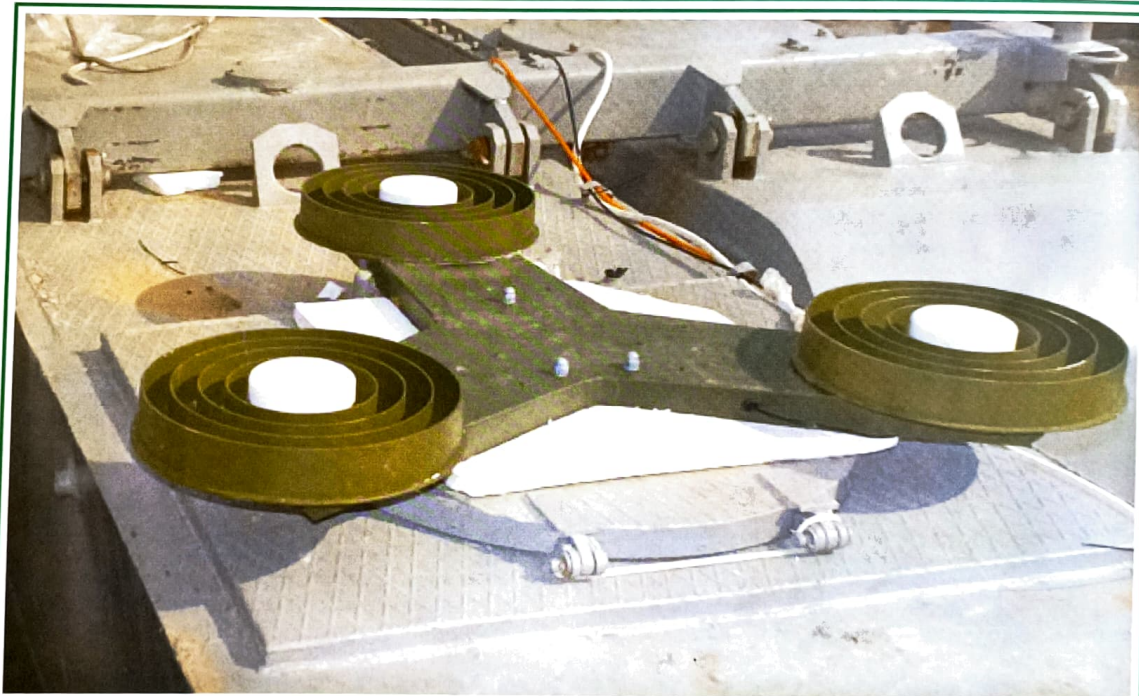


Рис. 17. Аппаратура спутниковой навигации МРК-32

определения координат и скорости движения катера определять параметры угловой ориентации антенной системы, состоящей из трех пространственно разнесенных антенн. Использование информации об ориентации антенной системы позволяет осуществлять пересчет координат места расположения антенн к заданной точке, соответствующей месту расположения центра группы источников «Енисей-ВЭМ».

С каждым годом специалистами ОАО «Енисейгеофизика» вводятся в производство новые модификации источников, совершенствуется элементная база и улучшается их дизайн. На

сегодняшнем этапе эволюционного развития источников «Енисей» решена важная задача по разработке системы управления и контроля работы источников, встраивание их в современную технологию производства сейсморазведочных работ, для которых характерна высокая насыщенность интеллектуальным оборудованием.

Следующим этапом развития источников «Енисей-ВЭМ» будет проведение научно-исследовательских и конструкторских работ, направленных на адаптацию электромагнитных импульсных источников для работы на море, в том числе на Арктическом шельфе.

Низкочастотная индуктивная аэроэлектроразведочная система EM-4Н в самолетном и вертолетном вариантах

Волковицкий А.К., Каршаков Е.В., Попович В.В., ЗАО «Геотехнологии», г. Москва
Трусов А.А., ЗАО ГНПП «Аэрогеофизика», г. Москва

Введение

В ряду аэрогеофизических методов, активно применяемых на практике, очень важное место занимает электроразведка в различных ее модификациях. История развития аэроэлектроразведочных систем насчитывает уже более полувека [1]. Несмотря на столь солидный возраст, эта отрасль практической геофизики продолжает бурно развиваться. Более того, в последние годы во всем мире аэроэлектроразведка переживает подъем, вполне сравнимый с динамикой развития сравнительно молодой аэрогравиметрии. Чуть ли не каждый год появляются новые системы или предлагаются новые модификации уже хорошо зарекомендовавших себя комплексов [2].

Практически все существующие варианты электроразведочной аэросъемки, так или иначе, были опробованы на территории Российской Федерации. На сегодняшний день можно с уверенностью сказать, что в нашей стране наиболее широко используется электроразведочная система, реализующая метод низкочастотного дипольного индуктивного профилирования (ДИП-А). Наиболее масштабные работы с использованием таких систем проводит ЗАО ГНПП «Аэрогеофизика». Аппаратура, разработанная для этого метода, позволяет производить съемку и получать карты эффективных проводимостей масштаба 1:25000 [3]. При этом средняя производительная скорость съемки составляет около 100 км/час. Речь идет о системе EM-4Н, разработанной компанией ЗАО «Геотехнологии».

Техническое описание EM-4Н

Аппаратура EM-4Н выполняет одновременные измерения на четырех частотах 130, 520, 2080 и 8320 Гц. В качестве источника поля используется закрепленная на фюзеляже летательного аппарата горизонтальная многовитковая рамка (вертикальный магнитный диполь). В реализованных системах носителями были самолеты Ан-2, Ан-3 и вертолет Ми-8. В самолетных вариантах петля передатчика натягивается между бипланными стойками и задним швартовочным узлом. В результате она имеет форму треугольника площадью около 40 м². При установке на вертолет Ми-8 для монтажа передатчика конструируется специальная рама, к которой крепится петля (рис. 1). Площадь витка составляет уже около 60 м². Форма тока представляет собой сумму гармонических сигналов соответствующих частот. Дипольные моменты отличаются для разных типов носителей, их ориентировочные величины для четырех частот в порядке возрастания составляют: 20000, 10000, 6000, 3000 А·м².

Измерение параметров переменного магнитного поля осуществляется приемными рамками, расположенными в гондоле, буксируемой на тросе длиной 70 метров. Приемник имеет каналы измерений по трем ортогональным осям. Его чувствительность на рабочих частотах составляет десятки, и даже сотые доли мкА/м.



Рис. 1. Система EM-4Н на борту вертолета Ми-8

При таких геометрических параметрах системы существует известная проблема – компенсация влияния наведенных на борту своей частоты, отличной от рабочих. Сигнал летательного аппарата токов.

Для её решения в системе EM-4Н устанавливаются две компенсирующие петли.

В каждую петлю компенсатора закачивается ток на этих частотах измеряется приемником наравне с остальными. Закон распространения магнитного поля одинаков для всех частот. Поэтому на высотах более 500 метров, где отклик от земли пренебрежимо мал, можно подобрать линейную комбинацию векторов больших полуосей эллипсов поляризации на компенсирующих частотах, равную проекции мнимого вектора рабочей частоты на их плоскость. Таким образом, при вычитании этой линейной комбинации, получается линейно поляризованный сигнал. Эта операция продлевается с каждой из рабочих частот. Далее фаза детектирования выбирается так, чтобы векторы возбуждения оказались действительными. Так как коэффициенты подбираются автоматически бортовым компьютером, на эти процедуры уходит совсем немного времени: 2-3 минуты.

Стабильность системы обеспечена введением специального эталонного сигнала. В результате, достаточно производить компенсацию дважды за вылет – в начале и в конце.

Измеряемые параметры

Результатом работы системы EM-4Н [5] являются синфазные и квадратурные компоненты или амплитуды и фазы компонент вектора переменного магнитного поля на каждой из рабочих частот – 130, 520, 2080 и 8320 Гц. Кроме того, вычисляются традиционные для метода ДИП-А отношения полуосей, квадраты больших полуосей и углы в осях приемника больших полуосей эллипсов поляризации. Дополнительно определяется

ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ
ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ
ПРИБОРЫ И СИСТЕМЫ

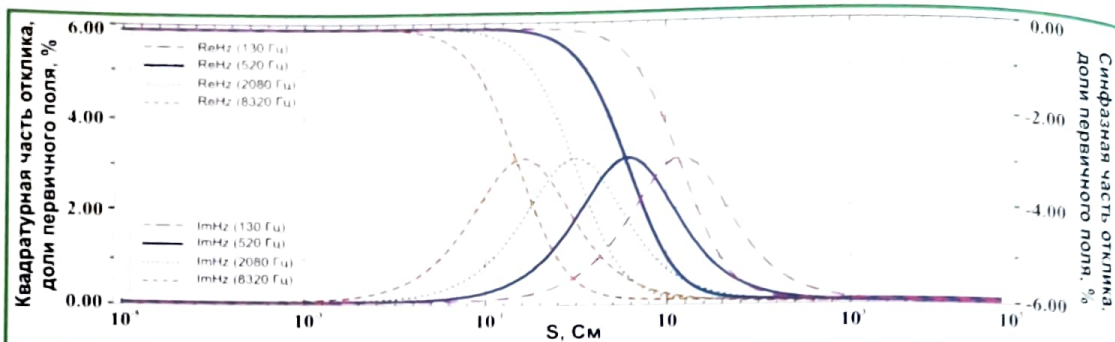


Рис. 2. Графики зависимости синфазной (ReHz) и квадратурной (ImHz) компонент отклика на указанной частоте от продольной проводимости для модели S-плоскости.

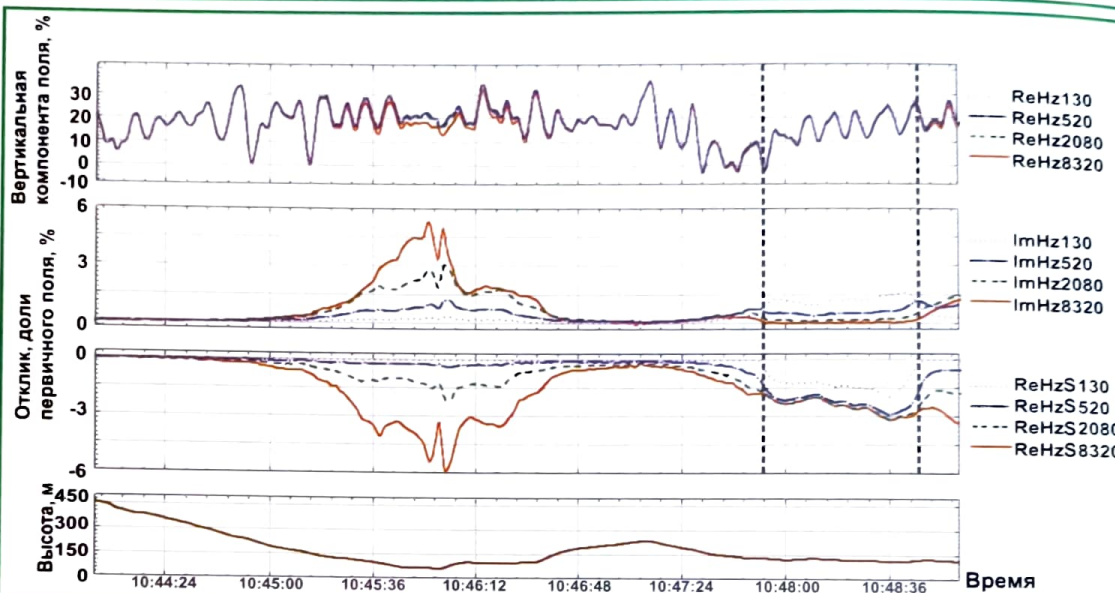


Рис. 3. Графики полной синфазной компоненты поля (ReHz), квадратурной компоненты поля (ImHz), синфазной компоненты отклика (ReHzS) и высоты. Выделенная зона — соленое озеро Тус, Хакасия.

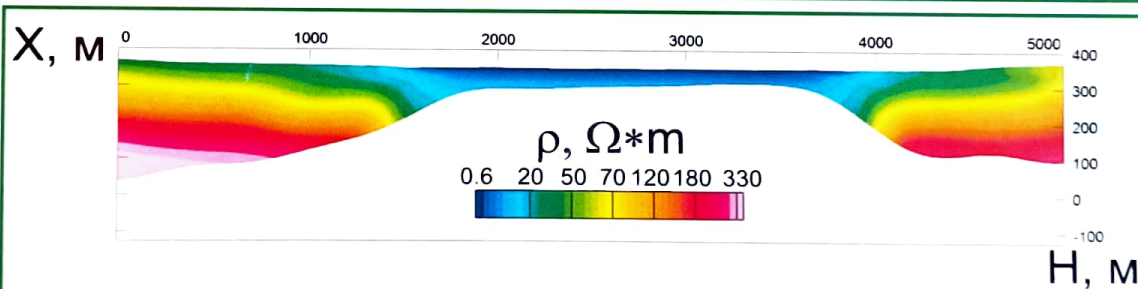


Рис. 4. Псевдоразрез кажущегося сопротивления. Соленое озеро Тус, Хакасия.

положение гондолы относительно летательного аппарата [6]. Вычисление эффективных проводимостей производится как решение обратной задачи для проводящего однородного полупространства на каждой частоте.

Традиционно при обработке данных подобных систем интерпретация производится с использованием эллиптичности, сопоставимой по информативности с квадратурной компонентой отклика, и высоты. В области максимума график зависимости квадратурной компоненты отклика от сопротивления (рис. 2) требует дополнительных методик обработки, чтобы отличить левую ветвь от правой [3]. В частности, используется методика построения карт по отношению сигналов квадратурных компонент на двух соседних частотах [7].

Однако, все современные методы интерпретации данных частотной аэроэлектроразведки используют для расчета кажущихся сопротивлений и глубин и квадратурную, и синфазную компоненты отклика [8]. Для определения синфазной компоненты отклика в системе EM-4H разработана специальная методика [9].

Методика была проверена на целом ряде проводящих объектов с удельным сопротивлением доли Ом·м, например, соленое озеро, и дала впечатляющий результат. Она позволила выйти на качественно новый уровень в обработке данных, полученных в низкоомных районах. Данные, представленные на рисунках 3 и 4, получены над соленым озером Тус в Хакасии. Удельное сопротивление слагающих пород около 100 Ом·м,

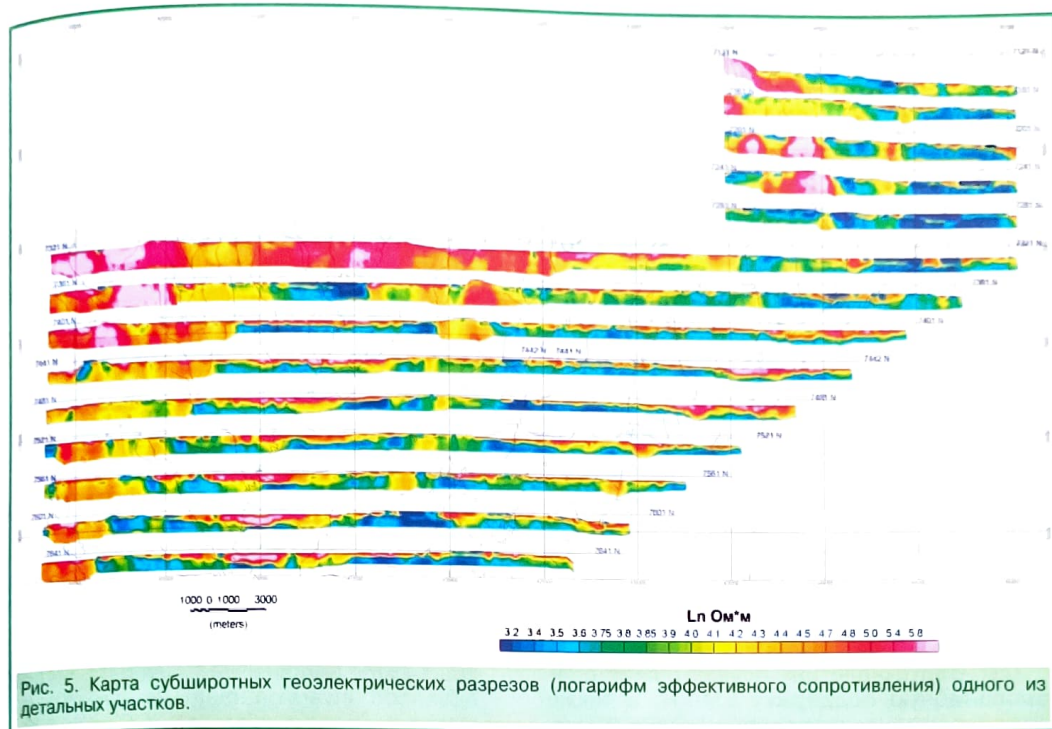


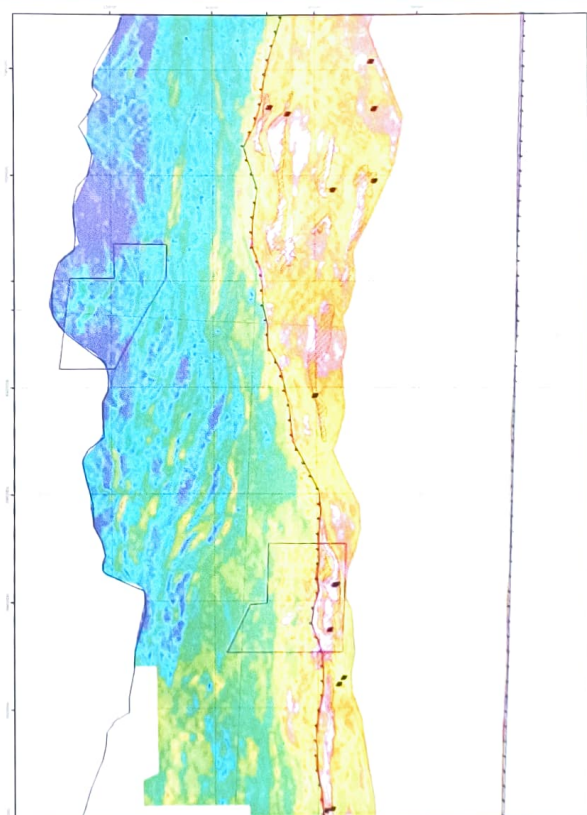
Рис. 5. Карта субширотных геоэлектрических разрезов (логарифм эффективного сопротивления) одного из детальных участков.

сопротивление соленой воды порядка $0.1 \text{ Ом} \cdot \text{м}$.

Некоторые результаты работ

Некоторые результаты обработки и интерпретации данных системы EM-4H покажем на примере работ по объекту «Составление геофизической основы в зоне проектируемой железной дороги Ивдель – Лабытнанги в границах минерагенических районов», выполненные ГНПП «Аэрогеофизика». Работы по объекту включали выполнение комплексной аэрогеофизической съемки в составе аэромагнитометрии, аэрогамма-спектрометрии, аэроэлектроразведка EM-4H масштаба 1:50 000 на площади 60 000 кв. км и детализационные работы масштаба 1:10 000.

Используя методику построения вертикальных разрезов, в основе которой лежит зависимость глубины проникновения электромагнитного поля от частоты (скин-эффект) [8], по одному из детальных участков работ была построена серия вертикальных разрезов, показанных на рис. 5. Площадь участка в значительной степени перекрыта осадочными породами, что нашло отражение в распределении всех изучаемых параметров. Выбор этого участка определен возможностью обнаружения скарново-магнетитовых, титаномагнетитовых и хромитовых руд под чехлом мезокайнозойских отложений на доступной глубине. Полученные геоэлектрические разрезы весьма дифференцированы, их анализ и интерпретация позволили существенно дополнить представления о геологическом строении участка. Однако скудность априорных данных не позволяет уверенно разбавить выделенные аномалии на рудные и безрудные. Тем не менее, определенного поискового

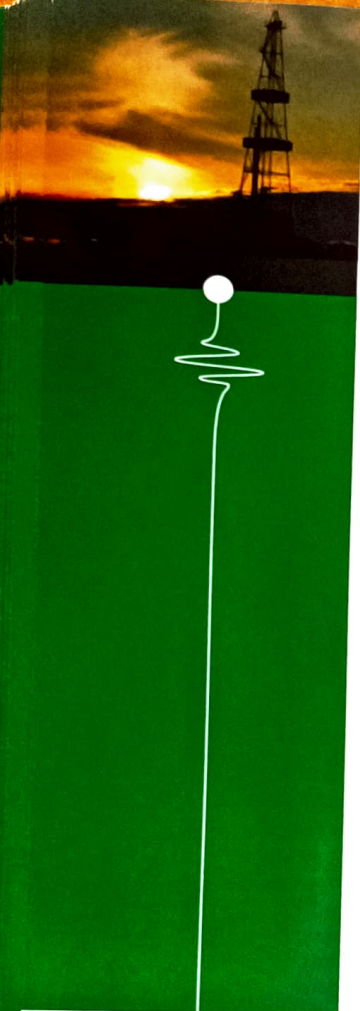


- Условные обозначения
- Граница осадочного чехла по данным ДМР
 - Контуры аэрогеофизической съемки масштаба 1:50 000
 - Граница Сосновского угольного бассейна
 - Проекция угольного пласта на поверхность
 - Бурная уголь
 - Участки детализационных работ масштаба 1:10 000

Рис. 6. Пример картирования угленосных толщ. Растровая подложка – эффективные проводимости (Воргачева Е.Ю.).

ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

ПРИБОРЫ И СИСТЕМЫ



интереса заслуживают аномалии проводимости в пределах выделенного ультраосновного массива.

Использование аэроэлектроразведки на другом участке оказалось эффективным при картировании угленосных отложений на малых глубинах. На рис. 6 приводится карта проводимости на частоте 520 Гц, на которой показаны результаты картирования угленосной толщи вблизи борта осадочного бассейна. Оконтуривание подтверждается имеющимися на этой территории скважинами угольной разведки.

Заключение

Низкочастотная индуктивная аэроэлектроразведочная система ЕМ-4Н является удобным, эффективным средством исследования свойства проводимости пород. Из года в год объемы съемки с ее применением растут. ЗАО ГНПП «Аэрогеофизика» каждый сезон запускает в работу две-три системы. Аппаратура хорошо проявила себя в работах на Урале, в Норильском регионе, на Таймыре, в Якутии, на Кольском п-ве, под Архангельском, в центральных районах России, в Забайкалье, Казахстане и др.

ЗАО «Геотехнологии» осуществляет полномасштабную поддержку ЕМ-4Н, а также продолжает поиск и внедрение новых технических решений в аэроэлектроразведке и в других областях съемочной геофизики.

Литература

1. Fountain D. Airborne electromagnetic systems – 50 years of development // Exploration Geophysics. – 1998. – № 29. – P. 1-11.
2. Exploration Trends & Developments // ed.: Werniuk G. 2007, 2008, 2009.

3. Петров С.И., Новак В.Д., Тихомиров О.А. Аэроэлектроразведка методом ДИП-А // Разведка и охрана недр – 2006 – № 5. – С. 38-42.
4. Жданов М.С. Электроразведка. Учебник для вузов. // М.: Недра. 1986.
5. Волковицкий А.К., Каршаков Е.В., Попович В.В. Низкочастотная индуктивная аэроэлектроразведочная система ЕМ-4Н // Материалы XXXV сессии международного семинара им. Д.Г. Успенского «Вопросы теории и практики геологической интерпретации гравитационных, магнитных и электрических полей». – Ухта. 2008. – С. 51-54.
6. Павлов Б.В., Волковицкий А.К., Каршаков Е.В. Низкочастотная электромагнитная система относительной навигации и ориентации // Материалы XVI Санкт-Петербургской международной конференции по интегрированным навигационным системам. – Санкт-Петербург, 2008. – С. 236-243.
7. Haoping Huang and Douglas C. Fraser The use of quad-quad resistivity in helicopter electromagnetic mapping // Geophysics. – 2002. – Vol. 67, No. 2. – Pp. 459-467.
8. Klaus-Peter Sengpiel and Bernhard Siemon Advanced inversion methods for airborne electromagnetic exploration // Geophysics. – 2000. – Vol. 65, No. 6. – Pp. 1983-1992.
9. Волковицкий А.К., Каршаков Е.В., Мойланен Е.В. Определение полного вектора отклика в частотных аэроэлектроразведочных системах с жесткой базой // Материалы IV Всероссийской школы-семинара по электромагнитным зондированиям Земли. – Москва, 2009. – С. 210.



ЗАО «Спецгеофизсервис»

Саратов

Индикатор натяжения геофизического кабеля беспроводной

Предназначен для комплектования геофизических подъемников и служит для измерения величины натяжения каротажного геофизического кабеля.

Индикатор натяжения состоит из подвесного блока натяжения, устанавливаемого на верхнем подвесном роликовом блоке и блока оператора, который размещают в кабине оператора каротажного подъемника.

Диаметр 120 мм
Длина 500 мм
Масса 20 кг



Диапазон измерения силот 0 до 200 кН
Погрешность измерения, не более.....5%
Рабочая температура -40...+50° С
Дальность связи.....100 м

Индикатор натяжения соответствует
СТО 46345454-037-02-2009 «Подъемники каротажные»

Прошел производственные испытания

Переводник вращающийся ПВ-3-60

Патент РФ № 72363

Предназначен для механического и электрического вращающегося соединения скважинных приборов

Рабочая температура.....до +130 град.С
Рабочее давление.....до 60 МПа
Число контактов.....3
Сопротивление контактов не более.....0,05 Ом
Рабочее напряжение...до 800 В
Ток через контакт.....до 4 А
Диаметр.....60 мм
Длина.....710 мм
Масса.....9,5 кг



Момент вращения, не более.....1 Н*м

Переводник выдерживает без разрушения осевую нагрузку 15 тонн.
В специальном исполнении рабочая температура.....до +200 град.С

Переводник имеет маслonaполненную легко разбираемую и удобную для обслуживания конструкцию.

Прошел производственные испытания

Контактная информация:
тел.: +7(8452)26-52-01, 69-23-26
e-mail: talasov@list.ru
www.sgstalasov.ru

Перечень статей, опубликованных в журналах «Приборы и системы разведочной геофизики» в 2009 г.

Алелюхин Н.П. А все ли решают кадры? №1(27)/2009, стр. 14.

Бадиков А.Н., Гуленко В.И. Источник упругих волн для сейсморазведки на предельном мелководье и в транзитных зонах, №3(29)/2009, стр. 24.

Баранов С.А. Техника и технология наземной сейсмической разведки в условиях Припятской впадины. №4(30)/2009, стр. 53.

Бегаль А.С., Музыка В.В., Пясецкий Г.В., Ромасенко В.Н., Толкунов А.П. Государственное геофизическое предприятие «Укргеофизика» - на рынке геофизических услуг в Украине. №4(30)/2009, стр. 13.

Беляев В.Л., Вейхт Б.А. Новый переносной малогабаритный импульсный источник сейсмических сигналов «МИСС-У-3», №3(29)/2009, стр. 22.

Бескоровайный В.Л., Волчков В.И., Гнатюк А.И., Одинокоев Н.В., Селезнёва Т.В., Тарасов Н.В., Цукерман И.Б. СТС «Прогресс-Т3» - современная аппаратура для выполнения сейсморазведочных работ на суше и в переходных зонах, №3(29)/2009, стр. 19.

Бондарев В.И. Кадры для геофизики России - взгляд из ВУЗа, №3(29)/2009, стр. 63.

Бусыгин И.Н., Томишинец Т.И., Бусыгин А.И. Проектирование системы наблюдений с учетом требований AVO-анализа, №3(29)/2009, стр. 43.

Власов С.С. Кризис и сейсморазведка - игра на вылет. №4(30)/2009, стр. 25.

Волкова Е.Н. Современный рынок труда и геологическое образование, №1(27)/2009, стр. 10.

Глен Хауер (Glenn Hauer) и Гэри Джеймс (Gary James). Сейсморазведка в переходных зонах: работы с наземным оборудованием на мелководье, №3(29)/2009, стр. 54.

Горбатюк О.В. Сертификация программных средств, №1(27)/2009, стр. 44.

Горшкалев С.Б., Карстен В.В. Использование SH- волн, возбуждаемых источником «Енисей» в анизотропной среде, при ВСП (на примере одной из скважин Восточной Сибири), №2(28)/2009, стр. 41.

Гоц И.А., Сероух Г.П., Сенаткин О.И. Ежедневная сводка полевой партии как важнейший элемент тактического и стратегического планирования полевых работ, №2(28)/2009, стр. 23.

Грехов И.О. Методическая оптимизация полевых работ МОГТ. №4(30)/2009, стр. 28.

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, №3(29)/2009, стр. 9.

Гурьев С.В., Голосов В.П., Захаров В.Н., Костюченко С.Л., Липовецкий И.А., Мушин И.А., Сопочко С.А. Методика и технология комплексных геофизических исследований для обеспечения геологической безопасности высотного строительства (на примере Юго-Западного АО г.Москва).

Детков В.А., Шайдуров Г.Я. Некоторые результаты экспериментальных работ по управлению параметрами излучения импульсных невзрывных источников типа «Енисей», №3(29)/2009, стр. 27.

Жгенти С.А. Актуальность и перспективы освоения акваторий и транзитных зон, №3(29)/2009, стр. 7.

Жгенти С.А. Использование комбинированного PZ датчика (гидрофон, геофон) при проведении сейсморазведки на мелководье и в транзитных зонах, №1(27)/2009, стр. 30.

Жгенти С.А., Запорожец Б.В. Комплексная технология сейсморазведки транзитных зон с применением телеметрических систем семейства XZone®, №3(29)/2009, стр. 36.

Жгенти С.А., Запорожец Б.В., Лисунов О.В., Лапин С.А. Эффективный тандем производителя и пользователя оборудования. «Си Технолджи» и «Донгеофизика» \www.b-m-f.ru\, №3(29)/2009, стр. 15.

Жуков А.П., Коротков И.П., Нурхмухамедов Т.В., Кузнецов В.М., Попов В.В. Разработка программного обеспечения для 2D-миграции до суммирования и скоростного анализа для монотипных и обменных волн на основе применения интеграла Кирхгофа. №4(30)/2009, стр. 14.

Жуков А.П., Шнеерсон М.Б. Полевой сезон, №2(28)/2009, стр. 5.

Зайченко В.Ю. Правовой нигилизм в сфере природопользования России, №1(27)/2009, стр. 48.

Закариев Ю.Ш., Рябошапка С.М., Марутян В.Г., Ефимов А.С., Трегубович Г.М., Чернышев А.В., Головина А.Г., Дроздов А.П., Иванов А.И., Грехов И.О., Чернов С.А., Багагева Т.Н. Прогнозирование оптимальных условий взрывного возбуждения сигнала при сейсморазведочных работах с помощью мобильной электроразведки методом электромагнитного сканирования, №1(27)/2009, стр. 38.

Запорожец Б.В. Мы не намерены останавливаться, мы идем вперед! №3(29)/2009, стр. 13.

Захаров В.В., Шумский Б.В., Пискунов Р.А. Сейсморазведка 3D в транзитной зоне Северных широт. №4(30)/2009, стр. 39.

Зиновьев В.И. О новых требованиях к приемным устройствам полевого разведочного комплекса, №3(29)/2009, стр. 57.

Интервью Начальника Управления сейсморазведочных работ ПО «Беларусьнефть» Ковалева В.С. и Генерального директора ООО «Фирма «Геосейс» Гурьева С.В. Главному редактору журнала «Приборы и системы разведочной геофизики» Турлову П.А. Перспективы хорошие. Задачи определены. Будем работать! №4(30)/2009, стр. 5.

Колосов М.Б. Кадры решают всё, №1(27)/2009, стр. 15.

Колчин П.И., Облеухов Д.Н. Сравнительные испытания тестеров сейсмоприемников, №2(28)/2009, стр. 36.

Компании ION и BGP объявляют о создании совместного предприятия по наземному сейсмическому оборудованию. №4(30)/2009, стр. 57.

Кузнецов В.М. Кризис в экономике, а не в работе – изменение акцентов в постановочных задачах МВС, №2 (28)/2009, стр. 7.

Кузнецов В.М. Что нужно ожидать от многоволновой сейсморазведки. №4(30)/2009, стр. 6.

Кузнецов И.М., Сертификация системы менеджмента качества в ОАО «СКБ СП», №2(28)/2009, стр. 6.

Лаптев В.В. Нефтегазовая геофизическая наука и кризисы, №1(27)/2009, стр. 5.

Липилин А.В. Проблемы нормативно-технического обеспечения геофизических работ, №3(29)/2009, стр. 5.

Логовской В.И. Роль и содержание системного подхода к сейсморазведке, №2 (28)/2009, стр. 9.

Мальцев Г.И., Прихода А.Г. Организация работ при геологическом изучении недр с учетом действующих законодательных, нормативно-правовых и нормативно-технических актов, №2 (28)/2009, стр. 15.

Мичурин А.В. Кадры как фактор успеха, №1(27)/2009, стр. 9.

Мичурин А.В. С днем рождения, ТСС «Прогресс-ТЗ!», №3(29)/2009, стр. 17.

Монахов В.В., Семейкин Н.П. Повышение эффективности проведения инженерных изысканий с аппаратурой нового поколения «Лакколит Х-МЗ», №2 (28)/2009, стр. 38.

Мосякин А.Ю., Гавшин А.Н., Берешполец А.И., Касумов Э.А. Сейсморазведочные работы 3D в сложных поверхностных условиях переходной зоны суша-море с использованием источников сейсмических сигналов различного типа, №3(29)/2009, стр. 52.

Мосякин А.Ю., Старикович В.Н., Шкирман Н.П. Детализация строения продуктивных интервалов разреза на основе 3-х компонентного ВСП и многоволновой сейсморазведки. №4(30)/2009, стр. 11.

Мужно Д., Череповский А.В. Цифровые акселерометры и их влияние на сейсморазведку. №4(30)/2009, стр. 18.

Пыхалов В.В., Бродский А.Я. Особенности проведения полевых сейсмических исследований 2D и 3D МОГД с целью решения задачи прогноза фильтрационно-емкостных свойств вулканско-башкирских карбонатных резервуаров Астраханского свода, №2 (28)/2009, стр. 55.

Пясецкий Г.В., Матус В.П. Опыт работы специалистов Восточно-Украинской геофизической разведочной экспедиции с аудиторскими фирмами, №2 (28)/2009, стр. 26.

Решетников М.В. Геоэкологическое направление на геологическом факультете СГУ, №1(27)/2009, стр. 25.

Савостьянов Н.А. Геофизические кадры – основа нашего дела, №1(27)/2009, стр. 22.

Саловский В.А., Ланцев В.Ф., Рошмаков Ю.В., Лаптев А.П. Донная сейсморазведка в Прикамье, №3(29)/2009, стр. 50.

Сальников А.С., Сагайчаная О.М., Липилин А.В., Сулейманов А.К., Соловьев В.М., Рослов Ю.В. Полевые сейсмические работы на опорных профилях северо-востока России, №2 (28)/2009, стр. 46.

Соломин С.В., Зозырев Н.Ю., Симомненко А.Г. Некоторые аспекты супервайзерского сопровождения сейсморазведочных работ в России, №2 (28)/2009, стр. 28.

Тарасов Н.В. Кадровая составляющая в геофизическом приборостроении, №1(27)/2009, стр. 12.

Фокина Т.П., Слонов Н.Н., Моисеенко Н.В. Управление персоналом: вызовы и ответы, №1(27)/2009, стр. 7.

Храпова О.К. Увольнение работника при неудовлетворительном результате испытания, №1(27)/2009, стр. 19.

Циммерман В.В. Акселерометры для источников сейсмических сигналов, №2 (28)/2009, стр. 34.

Черемисина Е.Н. Концепция профессионального IT-образования в международном университете «Дубна» на основе системы дистанционного обучения, №2 (28)/2009, стр. 60.

Черепанов В.П. ООО НПК «СибГеофизПрибор» - 15 лет, №3(29)/2009, стр. 58.

Шумский Б.В. Поиск компромиссных решений при проведении сейсморазведочных работ на шельфе арктических морей, №3(29)/2009, стр. 41.

Бобачев А.А., Модин И.Н., Шевнин В.А. Электроразведка на отделении геофизики геологического факультета МГУ, №1(27)/2009, стр. 26.

Ян Лангхаммер, Мортен Эриксуд, Хильде Накстад и ДжонТомас Кринглотн. Оптоволконные донные регистрирующие системы для повышения эффективности разработки месторождений нефти и газа, №3(29)/2009, стр. 31.

Ячменёва Л.В. Сейсмическое моделирование 2D для обоснования структурных построений с использованием технологии палеообработки, №1(27)/2009, стр. 36.



СПЕЦИАЛЬНОЕ КОНСТРУКТОРСКОЕ БЮРО
СЕЙСМИЧЕСКОГО ПРИБОРОСТРОЕНИЯ

www.skbsp.ru

Система телеметрическая сейсморегистрирующая

ПРОГРЕСС - ТЗ

- 10560 каналов в реальном времени с периодом дискретизации 2 мс
- Возможность использования одной системы как на суше, так и в переходных зонах
- Малый вес и энергопотребление полевого оборудования
- Полная совместимость с полевым оборудованием предыдущего поколения
- Простота использования программного обеспечения
- Возможность самостоятельной установки и обновления ПО
- Полный набор тестов для контроля и диагностики блоков полевого оборудования
- Гарантия 6 лет

Система основана на новой архитектуре с использованием 3-х канального блока сбора данных



Более подробно на
www.skbsp.ru

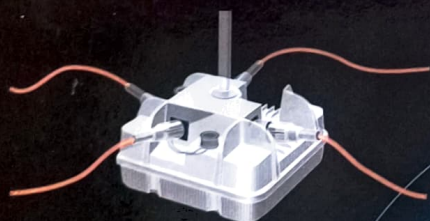
Россия, 410019, г.Саратов, ул. Крайняя, 129
тел.: (8452) 64-09-51; 69-25-37
факс: (8452) 27-21-01; 64-14-52

E-mail: skbsp@skbsp.ru
<http://www.skbsp.ru>

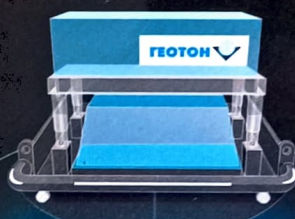


ГРУППА КОМПАНИЙ «ГЕОСЕЙС» ПРЕДСТАВЛЯЕТ:

*Настоящий сейсмо-
РАЗВЕДЧИК должен быть
СНАРЯЖЕН И ОСНАЩЕН*



Аренда геофизического оборудования:
импульсные и вибрационные источники сейсмических
сигналов, сейсмостанции с наземной телеметрией,
сейсмоприемники.



Разработка и производство импульсных источников
сейсмических сигналов «Геотон» и «Геотон-6».
Гарантийное и сервисное обслуживание,
поставка запчастей.

**G
E
O
S
E
I
S**



Обучение обслуживающего персонала,
содействие по внедрению геофизического оборудования.

**ШТАБ ОПЕРАТИВНОЙ
ГЕОФИЗИЧЕСКОЙ ПОМОЩИ**

ТЕЛ./ФАКС:
МОСКВА: (495) 694-1907
(495) 694-1997 / (495) 737-9285
ТЮМЕНЬ: (3452) 48-33-72

E-MAIL:
GEOSEIS@COL.RU
GEOTON@GEOTON.RU
GEOSEIS@GEOSEIS.LV

HTTP:
WWW.GEOTON.RU
WWW.GEOSEIS.INFO
WWW.GEOSEIS.LV