



ПЕРВАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ
НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
ДЛЯ ГЕОЛОГОВ И ГЕОФИЗИКОВ



СОЧИ-2011

Проблемы геологии и геофизики
нефтегазовых бассейнов и резервуаров
(03-07 мая 2011 года)



МАТЕРИАЛЫ КОНФЕРЕНЦИИ

СПОНСОРЫ КОНФЕРЕНЦИИ - СОЧИ-2011 -



ЛАРГЕО
ГЕНЕРАЛЬНЫЙ СПОНСОР



ISBN 978-5-88942-101-6

ООО "Издательство Тарг"

Перечень докладов

ПРАКТИЧЕСКАЯ РОЛЬ ГЕОЛОГИИ И ДОСТУПНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СТРАТЕГИИ РАЗРАБОТКИ СЛОЖНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

М.М. Хасанов, директор по науке (ОАО НК «Роснефть») И. С. Афанасьев, директор департамента разработки месторождений (ОАО НК «Роснефть»), А.В. Тимонов, зам. начальника департамента (ОАО НК «Роснефть»), А.Н. Ситников, директор департамента (ООО РН «УфаНИПИнефть»), А.В. Сергейчев, зам. начальника управления (ОАО НК «Роснефть»), В.А. Пестриков, ведущий специалист (ОАО НК «Роснефть»), Т.Р. Мусабилов, главный специалист (ООО РН «УфаНИПИнефть»)

СОВРЕМЕННЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ПЕТРОФИЗИКИ И ТЕХНОЛОГИИ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ ГИС - ОСНОВА СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ МЕТОДОЛОГИИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

В.С. Афанасьев, д.т.н., проф. (РГГРУ), С.В. Афанасьев, к.т.н. (ООО "Геоинформационные технологии и системы")

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГЛУБИННЫХ ТРЕНДОВ УПРУГИХ СВОЙСТВ ПРИ КАЧЕСТВЕННОМ И КОЛИЧЕСТВЕННОМ АНАЛИЗЕ ЛИТОЛОГИИ И ПОРОВОГО ФЛЮИДА НА ПРИМЕРЕ НОРВЕЖСКОГО ШЕЛЬФА БАРЕНЦЕВА МОРЯ

Алексеев Д., Забродотская О., Кларнер С., Поляева Е. (ООО «ПГС Евразия»)

СТРУКТУРНАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ОБЪЕКТОВ УВ В СЛОЖНЫХ ТЕКТОНИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ СКЛАДЧАТОЙ ЗОНЫ ЗАПАДНО-КУБАНСКОГО ПРОГИБА

А.А. Асеев (ведущий специалист, ООО «НК «Роснефть»-НТЦ», aaaseev@rn-ntc.ru), А.В. Дердуга (ведущий специалист, ООО «НК«Роснефть»-НТЦ», avderduga@m-ntc.ru)

ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ И СТРОЕНИЯ НЕОКОМСКИХ КЛИНОФОРМ ГЫДАНА И ТАЙМЫРА

Балдин В.А. *, Козьмина К.Х. (ООО НПЦ «Геостра», г. Уфа)

СЖАТИЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ БОЛЬШОГО ОБЪЕМА

Белов С.В., Ташкинов И. В. (ООО Предприятие «ФХС-ПНГ»), Шумилов А.В. (ОАО «Пермнефтегеофизика»)

МОНИТОРИНГ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СКВАЖИН В ПРОГРАММНОМ КОМПЛЕКСЕ СОНАТА

С.В. Белов, Е.В. Заичкин, О.В. Наугольных, И.В. Ташкинов (ООО Предприятие «ФХС-ПНГ»), А.В. Шумилов (ОАО «Пермнефтегеофизика»)

ГЕОСОЛИТОННАЯ МОДЕЛЬ ЗЕМЛЕТРЯСЕНИЙ И ОБРАЗОВАНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

Бембель Р.М., Мегеря В.М. (Геотек Холдинг), Бембель С.Р. (Тюменский государственный нефтегазовый университет)

ТЕХНОЛОГИЯ ОЦЕНКИ КАЧЕСТВА ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН НА ОСНОВЕ СКАНИРУЮЩЕЙ АППАРАТУРЫ ГАММА-ГАММА И АКУСТИЧЕСКОГО КАРОТАЖА

Берснев В.В., Булгаков А.А., Сулейманов М.А. (ОАО НПФ «Геофизика», г. Уфа, beresnev@npf-geofizika.ru)

Детерминированный подход к моделированию трещиноватости на основе напряженно-деформированного состояния геологической среды

Билибин С.И., Величкина Н.Ф., Козина Е.Ю. (ОАО «ЦГЭ»)

СПЕКТРОМЕТРИЧЕСКИЕ ЯДЕРНО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ - ИНФОРМАЦИОННАЯ ОСНОВА ЭФФЕКТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ (НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ОРЕНБУРГСКОЙ ОБЛАСТИ)

Чернолецкий К.В., Картамышев С.В., Журавлев Т.Б., Тропин А.Н. (ОАО НПЦ «Тверьгеофизика»), Солохин В.Ю. (ЗАО НТЦ «Геотехнокин»), Фирсов В.В., Кузнецов М.А. (НГДУ «Сорочинскнефть» ОАО ТНК-ВР), Хальзов А.А., Зыкин И.С. (ОАО «Оренбургнефть» ОАО ТНК-ВР), Кротов С.А., Тупицын А.М. (ООО «Бугурусланнефть» ОАО ТНК-ВР)

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ УВ НА ОСНОВЕ КОМПЛЕКСНЫХ АЭРОГЕОФИЗИЧЕСКИХ И ГРАВИМЕТРИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

1 Дидичин Г.Я., 1 Червоный Н.П., 2 Худорожков В.Г., 3 Зощенко Н.А., 4 Стоцкий А. (1 ООО ГП «СИБИРЬГЕОФИЗИКА», ООО «Газпром добыча Красноярск», 3 ООО

«Славнефть-Красноярскнефтегаз», 4 ООО «Харьяга»)

НЕОДНОЗНАЧНОСТЬ КИНЕМАТИЧЕСКОЙ ИНВЕРСИИ ДАННЫХ МОВ-ОГТ В УСЛОВИЯХ НЕОДНОРОДНОЙ ВЧР

Долгих Ю.Н. (ЗАО "НПЦ "СибГео")

ПРОБЛЕМА ЭФФЕКТИВНОГО ОБМЕНА ДАННЫМИ В ПРАКТИКЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

С. Долгирев (Помор-ГЕРС)

К ВОПРОСУ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОСТАТОЧНОЙ ВОДОНАСЫЩЕННОСТИ ГРАНУЛЯРНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ (НА ПРИМЕРЕ ЮРСКИХ ПОРОД ЗАПАДНОЙ СИБИРИ)

Дорогиницкая Л.М. (СНИИГГиМС)

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГЕОСТАТИСТИЧЕСКОЙ ИНВЕРСИИ ЧАСТИЧНО- КРАТНЫХ СУММ ДЛЯ ПОСТРОЕНИЯ ОБЪЕМНОЙ МОДЕЛИ ПРОДУКТИВНЫХ РИФОГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ДЕВОНА

К.Е. Филиппова* (Fugro-Jason), З.И. Газарян (Fugro-Jason), А.А. Коженков (Fugro-Jason),
П.Г. Пономаренко (Fugro-Jason), А.А. Алабушин (ЛУКОЙЛ-Коми)

ОСОБЕННОСТИ ИНТЕРПРЕТАЦИИ РЕЗУЛЬТАТОВ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ДЕЙСТВУЮЩИХ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

Абдуллина А.А., Гайнитдинов А.Р. (ОАО «Башнефтегеофизика», ООО НПЦ «Геостра»)

ОПЕРЕЖАЮЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ О СТРОЕНИИ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ НЕДР ПО ГЕОИНДИКАЦИОННЫМ ДАННЫМ НЕСЕЙСМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ

Гололобов Ю.Н., Метлина Т.Л. (ФГУ НПП «Севморгео», Санкт-Петербург, Россия)

АЗИМУТАЛЬНАЯ ПРОФИЛЬНО-ПРОСТРАНСТВЕННАЯ СИСТЕМА НАБЛЮДЕНИЙ - НОВЫЙ ШАГ К ОЦЕНКЕ АЗИМУТАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Горбачев С.В., Насипов Л.А. (ООО «ЛАРГЕО»)

ОЦЕНКА ОБЪЕМА ВОДЫ ОТЖИМАЕМОЙ ИЗ ГЛИНИСТОЙ ПОКРЫШКИ ПРИ СНИЖЕНИИ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ В КОЛЛЕКТОРЕ

А.В. Городнов, В.Н. Черноглазов, О.П. Давыдова (РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

СЕЙСМОФАЦИАЛЬНАЯ МОДЕЛЬ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА К)Ві ВОСТОЧНО ПРИДОРЖНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Г.Д. Исаев 1, О.О. Абросимова 1, Н.Ф. Каячев 2, Ю.К. Романов 2 (1 - ООО Научно-исследовательский центр «СИБГЕОНАФТ», 2 - ООО «КогалымНИПИнефть»)

ОСОБЕННОСТИ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ ГИС В ЗАСОЛОНЕННЫХ ТИПАХ РАЗРЕЗОВ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

Дьяконова Т.Ф., Исакова Т.Г.* (ОАО «ЦГЭ»)

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ НА ОБСКО-ТАЗОВСКОМ ИГЫДАНО-ЮРАЦКОМ МЕЛКОВОДЬЕ

1 Иванова Н.М., 1 Беляев И.В., 1 Дергунов Н.Т., 1 Нечхаев С.А., 1 Стеблянко А.В., 2 Куликов Т.Д. (1 Федеральное Агентство по недропользованию, Федеральное Государственное унитарное научно-производственное предприятие по морским геологоразведочным работам «СЕВМОРГЕО», Санкт - Петербург, 2 ОАО Сибирский Научно-Аналитический Центр СИБНАЦ, Тюмень)

ОБРАБОТКА И ИНТЕРПРЕТАЦИЯ СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ 3D С ЦЕЛЬЮ ПРОГНОЗА ТРЕЩИННО-КАВЕРНОЗНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ НЕФТИ В ОТЛОЖЕНИЯХ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ

Е.Г. Карцева*, К.Н. Кунин (DCSSchlumberger), Т.А. Гречишникова (ООО "ГеоПрайм")

УСПЕШНОЕ ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ВЫЯВЛЕНИЯ КОЛЛЕКТОРОВ И ПРОГНОЗА ИХ НАСЫЩЕНИЯ ПО ДАННЫМ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ 3D НА ВОСТОЧНО-САХАЛИНСКОМ ШЕЛЬФЕ

Авербух А.Г., Иванова Н.Л., *Кашеев Д.Е., Кирнос Д.Г., Клочко А.А. (ОАО «ЦГЭ»)

СЕЙСМОСТРАТИГРАФИЧЕСКОЕ РАСЧЛЕНЕНИЕ ОСАДОЧНОГО ЧЕХЛА И ПЕРСПЕКТИВЫ ГАЗОНОСНОСТИ НА УЧАСТКЕ 3D-СЕЙСМОРАЗВЕДКИ, БАСЕЙН ШОНГ ХОНГ, ШЕЛЬФ ВЬЕТНАМА

Кавун М.М.* (DCS «Шлюмберже-Москва»), Огородников И.В., Рыбальченко В.В. (ЗАО Газпром зарубежнефтегаз)

РЕГИОНАЛЬНЫЕ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ НА ШЕЛЬФЕ АРКТИКИ - ОСНОВА ПРИРОСТА РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГАЗА

Казанин Г.С., Заяц И.В., Шкарубо С.И., Павлов С.П. (ОАО «Морская арктическая геологоразведочная экспедиция», г. Мурманск)

ПРИМЕНЕНИЕ МИГРАЦИИ ДУПЛЕКСНЫХ ВОЛН ДЛЯ ОБНАРУЖЕНИЯ ЗОН ТРЕЩИНОВАТОСТИ ГРАВИТАЦИОННОГО ПРОСЕДАНИЯ

Хромова И.Ю. 1, Горбачев С.В. 2, Мармалевский Н.Я. 3, Линк Б. 3, Яковлев А.П. 2 (1 ОАО «ЛУКОЙЛ», 2 ООО «ЛАРГЕО», 3 Tetrale Technologies Inc.)

АНАЛИЗ ЕМКОСТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК КОЛЛЕКТОРОВ С ВТОРИЧНОЙ ПОРИСТОСТЬЮ МЕТОДОМ ШИРОКОПОЛОСНОЙ АКУСТИКИ

Кириченко Ю.В. (ООО «Помор-ГЕРС»)

КОМПЛЕКСНЫЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ОАО МАГЭ НА ХРЕБТЕ ЛОМОНОСОВА

Г.С. Казанин, И.В. Заяц, С.П. Павлов, С.И. Шкарубо, Е.С. Макаров, В.А. Кацанюк, В.А. Журавлев, А.И. Васильев, А.В. Кузнецов, Т.А. Кириллова-Покровская, Т.И. Кадыш, А.Б. Дьяченко (ОАО «Морская Арктическая Геологоразведочная Экспедиция», Россия)

DUAL-SENSOR STREAMER ACQUISITION AND ITS IMPACT ON RESERVOIR CHARACTERIZATION STUDIES

C. Reiser (PGS), M. Grudnitskiy* (PGS) & S. Klarner (PGS)

ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ В УСЛОВИЯХ ЭЛЕКТРОТЕПЛООВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ

Кашик А. С., Билибин С.И., Клепацкий А.Р. (ОАО «Центральная геофизическая экспедиция»)

ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ВЫДЕЛЕНИЯ ДЕТАЛЬНЫХ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ В ВЕНД-КЕМБРИЙСКОМ

МЕГАКОМПЛЕКСЕ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ Клятышева Л.Р., ФГУП «ВНИГРИ»

ОЦЕНКА ТЕКУЩЕГО РАЗРЕЗА СКВАЖИН С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СОПРОТИВЛЕНИЯ ПЛАСТОВ И ИХ НЕЙТРОННЫХ ПАРАМЕТРОВ

Коноплев Ю.М. (Кубанский государственный университет)

FRACTURE PREDICTION VERIFIED BY WELL RESULTS AND SEISMIC FORWARD MODELING

Inga Y. Khromova (Lukoil, Moscow, Russia), Brian H. Link (Tetrale Technologies Inc, Calgary, Canada), Naum Y. Marmalevskiy (Ukrainian State Geological Prospecting Institute (UkrDGRI)), Alexander S. Kostyukevych* (Tesseral Technologies Inc, Calgary, Canada)

КОРРЕЛЯЦИЯ СКВАЖИН В ТРЕХМЕРНОЙ ВИЗУАЛЬНОЙ СРЕДЕ

А.С. Кашик, Г.Н. Гогоненков, М.В. Перепечкин, Е.В. Ковалевский (ОАО "Центральная геофизическая экспедиция", г. Москва)

ПРОГНОЗ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ СЛОЖНО-ПОСТРОЕННЫХ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НИЖНЕГО ДЕВОНА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТЕХНОЛОГИИ ГЕОСТАТИСТИЧЕСКОЙ СЕЙСМИЧЕСКОЙ ИНВЕРСИИ НА ПРИМЕРЕ КОЛВИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Коженков А.Ю. * (Fugro-Jason), Пономаренко П.Г. (Fugro-Jason), Шевчук О.Л. (Fugro-Jason), Газарян З.И. (Fugro-Jason), Неудачин Д.Ю. («Печоранефть»)

МОНИТОРИНГ ФОНДА ПОДГОТОВЛЕННЫХ К ГЛУБОКОМУ БУРЕНИЮ ОБЪЕКТОВ

И ИХ ПЕРСПЕКТИВНЫХ РЕСУРСОВ Кривицкий А.Б., Старобинец А.Е. (ФГУП ВНИГНИ)

АНАЛИЗ АНОМАЛИЙ ВП С ПОМОЩЬЮ 3D ЧИСЛЕННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ОТКЛИКА ОТ ПОЛЯРИЗУЮЩЕЙСЯ СРЕДЫ

Кругляк В.Ф. 1, Агеенков Е.В. 2, Иванов С.А. 2, Кудрявцева Е.О. 2 (1 - ООО "Элвари"; 2 - ООО "Сибирская геофизическая научно-производственная компания", Иркутск)

ПАЗЛ ПУСТОТНОГО ПРОСТРАНСТВА РИФЕЙСКИХ ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ - ОТ МИКРОНА ДО МЕТРОВ

Кутукова Н.М., Бирун Е.М., Малахов Р.А., Савичев К.С, Тверитнев А.А., Левин Д.Н.,
Афанасьев И.С. (ОАО «НК «Роснефть»)

СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ МНОГОВОЛНОВОЙ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ В РОССИИ

Кузнецов В.М. (INOVA Geophysical Equipment Limited)

ГЕОФИЗИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ РАЗРАБОТКИ МНОГОПЛАСТОВЫХ ОБЪЕКТОВ В ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИНАХ С УЭЦН

Лаптев В.В., Бабушкин И.П. (ОАО НПФ Геофизика), Феофилактов С.В. (ИРЗ ТЭК)

ГИДРОХИМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ПОДСОЛЕВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПРИКАСПИЯ

В. В. Ларичев (ОАО "Газпром нефть")

ОСОБЕННОСТИ ПОВЕДЕНИЯ УПРУГИХ СВОЙСТВ В ГАЗОНАСЫЩЕННЫХ КОЛЛЕКТОРАХ И ГАЗОНАСЫЩЕННЫХ ГЛИНАХ, ШЕЛЬФ ВЬЕТНАМА

И.А. Ли (DCS «Шлюмберже», Москва), В.В. Рыбальченко, И.В. Огородников (ЗАО
«Газпром зарубежнефтегаз»), С.П. Михайленко (СОК «Вьетгазпром»)

ЛИНЕЙНЫЕ МНОГОСКВАЖИННЫЕ СИСТЕМЫ НАБЛЮДЕНИЙ НВСП

Ленский В.А. (ООО НПЦ «Геостра »)

РАЗРАБОТКА ПРОЕКТОВ НАЦИОНАЛЬНЫХ СТАНДАРТОВ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ СЕРТИФИКАЦИОННЫХ ИСПЫТАНИЙ ГЕОФИЗИЧЕСКОЙ АППАРАТУРЫ И ОБОРУДОВАНИЯ

Лобанков В.М., Григорьев Н.Е., Святохин В.Д. (Центр метрологических исследований
«Урал-Гео»)

МЕСТОРОЖДЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ В СТРУКТУРЕ ГРАВИМАГНИТНЫХ АНОМАЛИЙ АЗОВО-КУБАНСКОГО РЕГИОНА

Лыгин В.А., Пьянков В.Я. (ГНЦ ФГУГП «Южморгеология», г. Геленджик)

ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ МНОГОПЛАСТОВОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Магдеева О.В. (ТатНИПИнефть ОАО «Татнефть») Магдеев М.Ш. (аспирант Российского Государственного Геологоразведочного Университета (РГГРУ) им. С. Орджоникидзе)

ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ В РЕАЛЬНОМ ВРЕМЕНИ - СПЕЦИФИКА РАБОТЫ ЦЕНТРА ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СОПРОВОЖДЕНИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН ОАО «НК «РОСНЕФТЬ»

«РОСНЕФТЬ» Малахов Р.А., Панков М.В., Кудашов К.В., Афанасьев И.С. (ОАО «НК «Роснефть»)

О ВОЗМОЖНОСТЯХ ПРИМЕНЕНИЯ БУКСИРУЕМЫХ КОС В УСЛОВИЯХ МЕЛКОВОДЬЯ

Б.В. Запорожец «СИ Технолоджи Инструментс», г. Геленджик, Д.А. Мамаев «Донгеофизика», пгт. Тарасовский, Ростовская обл.

СКОРОСТНОЙ АНАЛИЗ НА ОСНОВЕ МИГРАЦИИ ДУПЛЕКСНЫХ ВОЛН

Мармалевский Н.Я., Горняк З.В., Роганов Ю.В., Роганов В.Ю. (Украинский государственный геологоразведывательный институт), Линк Б. (Tetrale Technologies Inc.)

РАЦИОНАЛЬНЫЙ КОМПЛЕКС ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ТЕХНОЛОГИЙ ПРИ ПОИСКАХ И РАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Мятчин К.М., Овчаренко А.В. ЗАО «Научно-производственный центр «Геонефтегаз»

ИССЛЕДОВАНИЕ АЗИМУТАЛЬНОЙ НАПРАВЛЕННОСТИ ТРЕЩИН ПО ДАННЫМ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ

Поздняков В.А., Шиликов В.В., Мерзликина А.С. * (Сибирский федеральный университет, ООО «РН КрасноярскНИПИнефть»)

ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАЗМЕЩЕНИЯ И ФОРМИРОВАНИЯ ОСНОВНЫХ ТИПОВ СТРУКТУРНЫХ ФОРМ, КОНТРОЛИРУЮЩИХ ЗОНЫ НЕФТЕГАЗОАКОПЛЕНИЯ В ВОЛГО-УРАЛЬСКОМ БАССЕЙНЕ

Мкртчян О.М. (ВНИГНИ)

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ РЕЗЕРВУАРОВ ПО СЕЙСМИЧЕСКИМ ДАННЫМ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГЕНЕТИЧЕСКОЙ ИНВЕРСИИ РЕАЛИЗОВАННОЙ В КОМПЛЕКСЕ RETREL

П.Ф. Попова, С.В. Делия, Н.В. Булеева (ООО «ЛУКОЙЛ-ВолгоградНИПИморнефть», ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть», ООО «ЛУКОЙЛ-ВолгоградНИПИморнефть»)

РЕШЕНИЕ ПРЯМОЙ И ОБРАТНОЙ ЗАДАЧИ ДЛЯ ГРАВИТАЦИОННЫХ И МАГНИТНЫХ ПОЛЕЙ В ВОЛНОЧИСЛОВОЙ ОБЛАСТИ

И.И. Приезжев, Schlumberger

ПОСТРОЕНИЕ СЕЙСМИЧЕСКИХ ИЗОБРАЖЕНИЙ ПО МНОГОКОМПОНЕНТНЫМ ДАННЫМ ВСР

М.И. Протасов*, В.А. Чеверда (Институт Нефтегазовой Геологии и Геофизики СО РАН)

ГЕОФИЗИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ТРЕЩИНОВАТОСТИ ПО ДАННЫМ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ ЗД, ГИС, ГДИ И КЕРНА

С.Н. Птецов, Э.В. Чайковская (ООО «Геофизические технологии»)

ВЫСОКОЧАСТОТНОЕ АКУСТИЧЕСКОЕ ПРОФИЛИРОВАНИЕ И ГИДРОЛОКАЦИЯ БОКОВОГО ОБЗОРА ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ; ОПЫТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ МОНИТОРИНГА ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЫ ШЕЛЬФА

Рыбалко А.Е., Свечников А.В., Корнеев О.Ю., Никитин М.А.(ФГУНПП «Севморгео»)

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВЫСОКОЧАСТОТНЫХ СЕЙСМОАКУСТИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ГАЗОГЕОХИМИЧЕСКИХ ПОИСКОВЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ В ГЫДАНСКОЙ ГУБЕ В 2009 ГОДУ

Рыбалко А.Е., Иванов Г.И., Свечников А.И., Никитин М.А.(ФГУНПП «Севморгео»)

ТЕХНОЛОГИЯ ПРОГНОЗА ФЕС В УСЛОВИЯХ ЧАСТИЧНОЙ ИЗУЧЕННОСТИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ СЕЙСМОРАЗВЕДКОЙ В ПРОГРАММНОМ КОМПЛЕКСЕ DV-GEO (на примере одного из месторождений Тимано-Печорского НГБ)

Сафронов М.А. Матросов Д.И. (ОАО «ЦГЭ»)

РАДИОФИЦИРОВАННАЯ СИСТЕМА СБОРА ИНФОРМАЦИИ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

Шерстюков О.Н., Рябченко Е.Ю., Данилов Е.В., Иванов А.А., Мухамадиев Р.С., Дубровский В.С., Саетгалин Т.Н. (Казанский (Приволжский) федеральный университет, ООО «ТНГ-Групп»)

РЕГИОНАЛЬНАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ МЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ БАРЕНЦЕВА МОРЯ КАК ФАКТОР РИСКА ПРИ РАЗВЕДОЧНОМ И ЭКСПЛУАТАЦИОННОМ БУРЕНИИ

*Павлов СП., *Шлыкова В.В., *Черников С.Ф., **Чумаченко С.А. (*ОАО «МАГЭ», **ООО «Газпром Добыча Шельф»)

РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ АКУСТИЧЕСКОГО И ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ИМИДЖЕРОВ В ООО «ТНГ-ГРУПП»

А.Р.Рахматуллина (ООО «ТНГ-Групп»)

ЗАКОНОМЕРНОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ ЗОНЫ ПРОНИКНОВЕНИЯ В МОЩНЫХ ВЫСОКОПОРИСТЫХ КОЛЛЕКТОРАХ НА ПРИМЕРЕ IV МЕОТИЧЕСКОГО ГОРИЗОНТА АНАСТАСИЕВСКО-ТРОИЦКОЙ ПЛОЩАДИ

Шнурман И.Г. (ООО «НК Приазовнефть»)

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЛОКАЛЬНЫХ ОБЪЕКТОВ В ОБРАЗОВАНИЯХ ФУНДАМЕНТА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

В.Л. Шустер, С.А. Пунанова (Институт проблем нефти газа РАН, Москва, РФ)

СТРОЕНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ КАРБОНАТНЫХ КЛИНОФОРМЕННЫХ КОМПЛЕКСОВ РОССИИ

Фортулатова Н.К., Швец-Тэнэта-Гурий А.Г. (ФГУП «ВНИГНИ»)

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НИЖНЕМАЙКОПСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ТЕМРЮКСКОГО ЗАЛИВА АЗОВСКОГО МОРЯ

Смирнов В.Е.*, Попович С.В. (ООО "ЛУКОЙЛ-ВолгоградНИПИморнефть"), Лавров А.И.
(ООО "НК "Приазовнефть")

ПОГРЕБЕННЫЕ ГРАБЕНЫ И ГОРСТЫ ЮГО-ВОСТОЧНОГО ПОГРУЖЕНИЯ ЖИГУЛЕВСКО-ОРЕНБУРГСКОГО СВОДА

Соколов А.Г., Попова О.В. (Оренбургский государственный университет), Поволоцкий
В.В. (ОАО «Газ и нефть»)

МЕТОДИКА И РЕЗУЛЬТАТЫ АНАЛИЗА НЕОПРЕДЕЛЕННОСТЕЙ И РИСКОВ ПРИ ОЦЕНКЕ ЗАПАСОВ И ПЛАНИРОВАНИИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

Ставинский П.В., Левин Д.Н., Прудников А.А, Бирун Е.М. (ОАО «НК «Роснефть»)

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ТИПОВ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЗРЕЗА И ПРОНИЦАЕМОСТИ НА ТЕРРИТОРИИ ВОСТОЧНОЙ И ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Сурова Н.Д. (Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский
научно-исследовательский геологический нефтяной институт», Москва, Россия)

УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ТЮМЕНСКОЙ СВИТЫ И ПРОГНОЗ РАЗВИТИЯ ЛИТОЛОГИЧЕСКИХ ЛОВУШЕК В ПЛАСТЕ ЮС2 (ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ)

Тимошенко П.А., Шабаев Ю.Н. (ОАО «Сургутнефтегаз»), Богуш И.А. (Южно-Российский
государственный технический университет (Новочеркасский политехнический институт))

ПОСТРОЕНИЕ ПЛАСТОВОЙ ГЛУБИННО-СКОРОСТНОЙ 2D МОДЕЛИ СТРОЕНИЯ ЗЕМНОЙ КОРЫ ТЕРРИТОРИИ ЮГО-ВОСТОКА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ) НА БАЗЕ РЕГИОНАЛЬНЫХ ПРОФИЛЕЙ ВОСТОК-10, ВОСТОК-12, ВОСТОК-15, ВОСТОК-16 И ОПОРНОГО ПРОФИЛЯ СБ-1 (ЗАПАДНАЯ ЧАСТЬ)

Токарь Н.А., Лебедев Е.Б. (ФГУП ГНЦ РФ — ВНИИГеосистем)

ПОСТРОЕНИЕ ОБЪЕМНОЙ МОДЕЛИ ТЕРРИГЕННЫХ РЕЗЕРВУАРОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ РАЗЛИЧНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

СЕЙСМИЧЕСКИХ ИНВЕРСИЙ НА ПРИМЕРЕ СОСНОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ ПРОВИНЦИИ

Цыбулькина И.С. * (Fugro-Jason), Сержанович И.А. (Fugro-Jason), Шевчук О.А. (Fugro-Jason), Чайников Ю.Г. (ООО«ЦНПСЭИ»)

СПЕКТРОМЕТРИЧЕСКИЙ ГАММА-КАРОТАЖ В КОМПЛЕКСЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Урманов Э.Г. (ФГУП ГНЦ РФ ВНИИгеосистем)

ИНФОРМАЦИОННАЯ МОДЕЛЬ ОЦЕНКИ ТЕКУЩЕЙ НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕННОСТИ КОЛЛЕКТОРОВ ПО ДАННЫМ КАРОТАЖА В ОБСАЖЕННЫХ СКВАЖИНАХ

Урманов Э.Г. (ГНЦ РФ ВНИИгеосистем)

ВОЗМОЖНОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОРИСТОСТИ, НАСЫЩЕНИЯ И ЛИТОЛОГИИ ПОРОД СЕЙСМИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ПЕТРОУПРУГОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ НА ПРИМЕРЕ НЕОКОМСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ Успенская Л.А. (CGGVeritas), Дешененков И.С. (CGGVeritas), Романенко М.Ю. (CGGVeritas), Киселев В.В. (SeverEnergia)

ИЗУЧЕНИЕ МИКРОСЕЙСМ ПРИ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТАХ

Ведерников Г.В. (СО ЕАГО), Максимов Л.А. (ООО «НМТ-Сейс»)

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ СЕВЕРО-ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ БАРЕНЦЕВОМОРСКОГО ШЕЛЬФА

Величко Б.М., Шлыкова В.В. (ОАО «Морская Арктическая Геологоразведочная Экспедиция», Россия)

ПРИМЕНЕНИЕ ГЕОСТАТИСТИЧЕСКОЙ ИНВЕРСИИ ДЛЯ ВЫДЕЛЕНИЯ МАЛОМОЩНЫХ ПРОНИЦАЕМЫХ ЗОН В ГАЗОНАСЫЩЕННЫХ ПЛАСТАХ

И.В. Яковлев (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»), К.Е. Филиппова (Fugro-Jason), А.Ю. Барков (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

КОМПЛЕКСНАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДАННЫХ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ И КОСМИЧЕСКИХ СЪЕМОК НА ПРИМЕРЕ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Янцевич А. А., Мармалевский Н. Я. (Украинский Государственный геологоразведочный институт), Костюкевич А. С. (Tesseral Technologies Inc.)

К ВОПРОСУ О СТРАТИФИКАЦИИ ОСАДОЧНОГО ЧЕХЛА ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ ШЕЛЬФА МОРЯ ЛАПТЕВЫХ ПО ДАННЫМ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ МОВ ОГТ

Шкарубо С.И., Заварзина Г.А. (ОАО МАГЭ)

ПРИМЕНЕНИЕ СОВРЕМЕННЫХ ЯДЕРНО-ФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ НА ДЛИТЕЛЬНО РАЗРАБАТЫВАЕМЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЯНАО (НА ПРИМЕРЕ СУТОРМИНСКОГО И МУРАВЛЕНКОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЙ)

Жуков А.М., Жуков А.А., Картамышев С. В., Тропин А. Н. (ОАО НПЦ «Гверьгеофизика»), Солохин В.Ю., Шаймарданов А.Ф. (ЗАО «ГеоТехнокин»), Альмухаметов М.А. (ОАО «Газпромнефть-ННГ», филиал «Муравленковскнефть»)

МОДЕЛЬ ЗЕМНОЙ КОРЫ ПО ПРОФИЛЮ А-7 (ХРЕБЕТ ЛОМОНОСОВА)

В.А. Журавлев, А.И. Васильев, Т.А. Кириллова-Покровская, Е.Ю. Рыжова (ОАО МАГЭ)

ПРИМЕНЕНИЕ ЗОНДИРОВАНИЯ ВЕРТИКАЛЬНЫМИ ТОКАМИ ДЛЯ ОКОНТУРИВАНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

Могилатов В.С. (Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН), Стогний В.В., Злобинский А.В., Балашов Б.П. (Научно-техническая компания ЗаВеТ-ГЕО)

ВЛИЯНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ ПРОДУКТИВНОГО РАЗРЕЗА НА ХАРАКТЕР ОБВОДНЕНИЯ СЛОЖНО ПОСТРОЕННОГО ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ОБЪЕКТА

Золоева Г.М. (РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина)

ПРАКТИЧЕСКАЯ РОЛЬ ГЕОЛОГИИ И ДОСТУПНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СТРАТЕГИИ РАЗРАБОТКИ СЛОЖНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

М.М. Хасанов, директор по науке (ОАО НК «Роснефть»)

И.С. Афанасьев, директор департамента разработки месторождений (ОАО НК «Роснефть»)

А.В. Тимонов, зам. начальника департамента (ОАО НК «Роснефть»)

А.Н. Ситников, директор департамента (ООО РН «УфаНИПИнефть»)

А.В. Сергейчев, зам. начальника управления (ОАО НК «Роснефть»)

В. А. Пестриков, ведущий специалист (ОАО НК «Роснефть»)

Т.Р. Мусабилов, главный специалист (ООО РН «УфаНИПИнефть»)

На текущий момент не существует однозначных правил выбора и ясно изложенных принципов формирования систем разработки, типов заканчивания скважин. В России в фазе активной разработки находится более 3000 месторождений, и нередки случаи, когда на месторождениях с абсолютно разной геологией выбирается одна и та же система разработки. И наоборот, на месторождениях-аналогах реализуются различные системы разработки.

В то же время, важность принятия корректных проектных решений постоянно увеличивается, так как в последнее время осуществляется ввод в разработку месторождений, по качеству запасов значительно уступающих своим предшественникам. Например, основные неразбуренные запасы в ОАО НК «Роснефть» - это залежи с крайне низкой проницаемостью 0.5-1 мД, незначительными нефтенасыщенными мощностями, подгазовые оторочки, малые залежи. Большая часть из них находится на грани рентабельности или нерентабельны. В таких случаях понимание геологии и выбор технологий разработки являются ключевыми факторами, которые определяют эффективность ввода в разработку новых месторождений и залежей нефти. При этом начинают быть значимыми некоторые аспекты геологии, на которые раньше внимания не обращалось в принципе, прежде всего это относится к геомеханике пласта.

В данной работе на практических примерах будут рассмотрены и обобщены некоторые принципы определения оптимальных систем разработки, типов заканчивания скважин в зависимости от геологии пластов, даны оценки полученной эффективности на конкретных месторождениях ОАО НК «Роснефть».

Новые месторождения

1. Геомеханика

1.1. Оптимизация систем разработки

До последнего момента времени, подавляющее большинство систем разработки пространственно ориентировались исходя из геометрии залежи или просто из географических соображений. С началом массовой разработки низкопроницаемых залежей отчетливо проявились проблемы преждевременных прорывов воды по выделенным направлениям. Это связано с: а) необходимостью создания трещин гидравлического разрыва пласта (ГРП) значительной полудлины на добывающих скважинах для обеспечения рентабельных притоков нефти и максимального охвата неоднородных залежей в разработку; б) нагнетанием воды выше давления гидроразрыва для обеспечения приемистости скважин с необходимой компенсацией, что приводит к росту техногенных трещин гидроразрыва на нагнетательных скважинах в направлении максимального горизонтального напряжения.

Для оптимизации показателей разработки низкопроницаемых залежей с явно выраженной разницей между значениями максимального и минимального горизонтальных напряжений необходима трансформация сетки скважин с учетом азимута распространения трещин ГРП. В ОАО «НК «Роснефть» произведены детальные сейсмические и геофизические исследования азимута распространения трещин ГРП на трех низкопроницаемых месторождениях: Приобском, Приразломном, Малобалыкском [1]. Результаты исследований показали, что преимущественный азимут развития трещин ГРП на Приобском месторождении - 337°, на Приразломном месторождении - 338° градусов, на Мало-Балыкском месторождении - 349°. (рис. 1) .

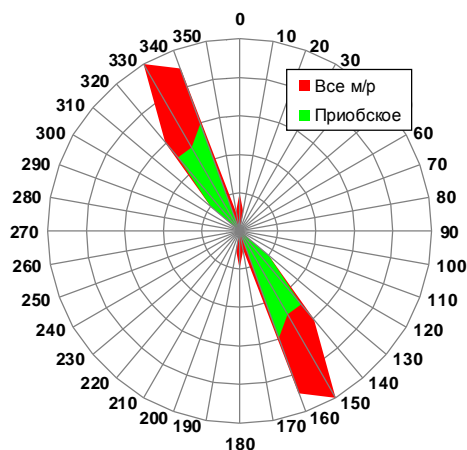


Рис. 1 Интегральный график результатов исследования азимута распространения трещин ГРП

В настоящее время на Приобском и Приразломном месторождениях реализуются опытные участки систем разработки [2, 3], трансформированные специальным образом и ориентированные с учетом азимута распространения трещин ГРП на этих месторождениях. Применение таких систем разработки позволило уменьшить на 30% расстояние между зонами нагнетания и отбора, увеличить прогнозные значения коэффициента охвата пласта и КИН на 3% относительно базовых показателей регулярной 9-точечной системы разработки (рис. 2).

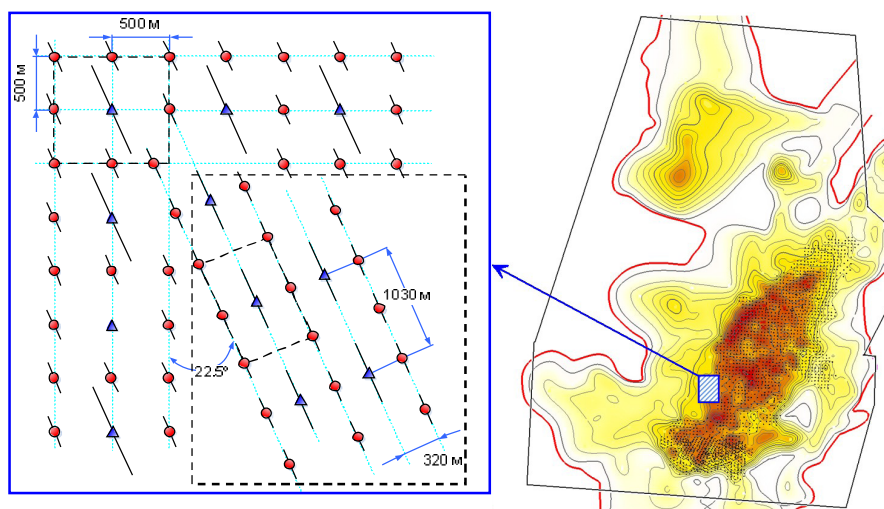


Рис. 2. Существующая система разработки на Приобском месторождении (9-точка, 25 га/скв) и схема размещения скважин на опытном участке с учетом выделенного направления распространения трещин ГРП (выделено пунктиром)

1.2. Оптимизация дизайна ГРП

Большинство наклонно-направленных скважин на низкопроницаемых месторождениях заканчиваются с использованием ГРП. Основной инженерной задачей при планировании ГРП является эффективное размещение пропанта в целевом пласте для максимизации продуктивности скважины и экономического эффекта от ГРП.

Важнейшими параметрами, определяющими технико-экономическую эффективность размещения пропанта и ГРП в целом, являются полудлина закрепленной трещины и отношение закрепленной высоты трещины к общей мощности продуктивного пласта. Чем выше это отношение, тем существеннее рост трещины за пределы мощности продуктивного пласта и тем меньше доля пропанта, непосредственно участвующего в формировании полудлины трещины - ключевого параметра повышения продуктивности скважины после ГРП в условиях низкопроницаемого месторождения.

Механизм развития трещины в высоту за пределы продуктивного пласта определяется контрастом минимального горизонтального напряжения и геомеханическими свойствами пород, слагающих продуктивный пласт и глинистые перемычки. Для оптимизации дизайнов ГРП на

основных месторождениях Компании с учетом геомеханических аспектов были проведены детальные исследования модуля Юнга и коэффициент Пуассона на образцах керна, слагающих разрез пород. Параллельно был выполнен комплекс геофизических исследований по мониторингу геометрии трещин ГРП с целью определения фактической высоты и полудлины. Анализ выполненных исследований показал, что на ряде пластов фактическая высота трещин ГРП значительно превосходит проектные значения.

На основе совместного анализа результатов лабораторных и геофизических исследований, предложен единый подход к построению геомеханической модели пластов [4]. Внедрение единого подхода позволяет унифицировать определение упругих свойств при моделировании и анализе ГРП сервисными компаниями, предоставляющими услуги гидроразрыва пласта для ОАО «НК «Роснефть».

Применение корректной геомеханической модели продуктивных пластов и покрышек для Приобского и Мало-Балькского месторождений позволило произвести корректировку стратегии формирования дизайнов ГРП и обеспечить фактический рост безразмерного индекса продуктивности скважин после ГРП более чем на 5% .

1.3. Низкопроницаемые заглинизированные залежи - малый контраст горизонтальных напряжений – переход к горизонтальным скважинам с ГРП

В настоящее время, одной из основных проблем разработки месторождений является разработка маломощных сильноглинизированных пластов. Без применения ГРП на таких объектах нельзя достичь экономически рентабельных дебитов скважин. В тоже время, выполнить на наклонно-направленной скважине эффективный единичный ГРП также невозможно из-за малого контраста напряжений между продуктивным пластом и глинами-покрышками – происходит неконтролируемый рост трещин в высоту и до 90% проппанта размещается в глине. Одним из решений для таких сложных, с точки зрения оптимизации ГРП, объектов является бурение горизонтальных скважин с проведением множественных гидроразрывов пласта с малой массой проппанта, закачиваемого на каждую операцию ГРП.

Система разработки горизонтальными скважинами с множественными ГРП признана как перспективное проектное решение и реализуется на опытном участке в краевых маломощных зонах пласта АС₁₁ Приобского месторождения.

Также, применение подобной системы разработки запланировано на Баженовской свите Правдинского месторождения.

2. Седиментология

Плотность сетки скважин – один из наиболее часто дискутируемых и проблемных вопросов разработки [5,6,7]. По нашему мнению ключевых факторов здесь три: 1) проницаемость пласта; 2) мощность пласта (ограничивающий фактор на плотность сетки из-за ограничений связанных с извлекаемыми запасами на скважину); 3) реальная геологическая неоднородность. Связные пласты (например, шельфовая часть пласта АС₁₁ Приобского месторождения, БС₈ Правдинского месторождения) с большой проницаемостью будут эффективно вырабатываться редкой сеткой скважин. Ачимовская толща Мало-Балькского месторождения или глубоководная часть Приобского месторождения с проницаемостью 0.8-1 мД и с ограниченными размерами геологических тел, требуют плотной сетки скважин с последующим технологическим увеличением Коэф посредством ГРП.

Одним из инструментов проверки правильности выбранной плотности сетки скважин является исследование профиля давления по разрезу в новых и уплотняющих скважинах. Подобные исследования были проведены на основных месторождениях Компании. На основании комплексирования геологии, восстановления процессов осадконакопления и детального исследования пластов в процессе разработки обоснованы и реализуются решения по изменению плотности сетки скважин на ряде месторождений Западной Сибири.

Старые месторождения

Основной задачей на старых месторождениях является локализация остаточных запасов и подготовка программы ГТМ для их вовлечения в разработку. Как показала практика, наиболее перспективное направление здесь это детальная внутрислоевая корреляция между нагнетательными и добывающими скважинами, эксплуатирующими сильнорасчлененные объекты разработки. За последние два года данная работа была сфокусирована на старых месторождениях Компании: Усть-Балыкском, Мамонтовском, Южно-Сургутском. После детальной внутрислоевой корреляции и локализации запасов проводились ГРП для приобщения изолированных невыработанных пропластков и резки боковых стволов (ЗБС) на скважинах с текущей обводненностью более 95% или скважинах, вышедших в бездействие с 100% обводненностью. Эффективность мероприятий составила более 80%. По большинству скважинам обводненность снизилась на 10-20%, это говорит о дополнительном подключении в разработку ранее недренируемых запасов. Только за 2010г. на этих 3-х месторождениях было проведено более 150 ГРП и порядка 25 ЗБС с ГРП.

Данные мероприятия позволили стабилизировать добычу нефти, а ряду месторождений добыча была увеличена на 15-20%.

Заключение

Без сомнения, геология является определяющим фактором в планировании разработки. В данной статье затронуты только некоторые направления, развиваемые в ОАО НК «Роснефть». Основные фокусы для улучшения геологической изученности месторождений ОАО НК «Роснефть» это:

1. Геомеханические модели пластов
2. Региональная геология и седиментология
3. Увеличение точности и информативности сейсмических исследований
4. Геология и петрофизика карбонатных коллекторов
5. Повышение достоверности исследований по определению остаточной насыщенности и величины остаточных извлекаемых запасов (ОИЗ) в старых скважинах

Фокусы развития технологий разработки:

1. Разработка низкопродуктивных залежей
2. Горизонтальные скважины с множественным ГРП (в том числе с возможностью последующих повторных разрывов)
3. Технологии проводки сложных, в том числе многозбойных скважин
4. Технологии разработки высоковязких нефтей
5. Локализация и довыработка ОИЗ на старых месторождениях с высокой обводненностью и большой долей бездействующего фонда.

ЛИТЕРАТУРА

1. Nikitin, A., Shirnen, A.: "Complex Fracture Geometry Investigations Conducted on Western-Siberian Oil Field at Rosneft Company", SPE paper 109909.
2. Хасанов М.М., Краснов В.А., Мусабилов Т.Р., Мухамедшин Р.К. Технико-экономический анализ систем разработки, сформированных скважинами с трещинами ГРП // Нефтяное хозяйство. – 2009, №2. – с. 92-96.
3. Байков В.А., Жданов Р.М., Муллагалиев Т.И., Усманов Т.С. Выбор оптимальной системы разработки для месторождений с низкопроницаемыми коллекторами // Нефтегазовое дело. – 2011, №1. – с. 84-98.
4. Афанасьев И.С., Никитин А.Н., Латыпов И.Д., Хайдар А.М., Борисов Г.А. Прогноз геометрии трещины гидроразрыва пласта // Нефтяное хозяйство. – 2009, №11. с. 62-66.
5. Tyler, N. & Finley, R.J.: "Architectural Controls on the Recovery of Hydrocarbons from Sandstone Reservoirs", SEPM Concepts in Sedimentology and Paleontology (1991), V3, p3-7.
6. Weber, K.J.: "How Heterogeneity Affects Oil Recovery" Reservoir Characterization, L.W. Lake and H.B. Carrol Jr. (eds.), Academic Press Inc., Orlando, FL (1986) 487-544.
7. LeBlanc, R.J.: "Distribution and Continuity of Sandstone Reservoirs – Part I", JPT (July 1977) 776-92.

СОВРЕМЕННЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ПЕТРОФИЗИКИ И ТЕХНОЛОГИИ
ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ ГИС - ОСНОВА СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ
МЕТОДОЛОГИИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
НЕФТИ И ГАЗА

В.С. Афанасьев, д.т.н., проф. (РГГРУ), С.В. Афанасьев, к.т.н. (ООО "Геоинформационные технологии и системы")

Создание достоверной геологической модели, адекватно описывающей свойства толщи горных пород, вмещающей залежи углеводородов, является непременным условием последующего выполнения гидродинамического моделирования месторождения и управления процессами добычи углеводородов на нем.

Качество создаваемых геологических моделей определяется достоверностью и детальностью исходной геологической информации, которая используется при построении модели. Выполненный нами анализ имеющегося опыта работ по созданию геологических и гидродинамических моделей многих месторождений показал, что одним из основных источников проблем в геологическом моделировании служит несоответствие уровня детальности оценки по данным ГИС исходных геологических характеристик толщи горных пород, вмещающей залежи нефти и газа, которые используются при построении модели, требованиям, выдвигаемым технологиями геологического моделирования. Такая ситуация является объективной, в ее основе лежит отставание в развитии технологии интерпретации данных ГИС как у нас, так и за рубежом, по существу, существующий в настоящее время застой в вопросах развития петрофизического обеспечения методов интерпретации данных ГИС.

Методы интерпретации данных ГИС, применяемые в настоящее время для подготовки информации к геологическому моделированию, ориентированы, в основном, на определение подсчетных параметров пород коллекторов. Вопросам определения по данным ГИС структурно-минералогического строения пород, на основе которого можно осуществить литофациальное расчленение разреза, оценить геологическую неоднородность пород, выделить и оконтурить в толще геологические тела различного литологического состава, в том числе и пород коллекторов, подготовить в более полном объеме информацию для геологического моделирования, уделяется значительно меньшее внимание. При этом количественная оценка физических свойств пород в разрезах скважин выполняется только в интервалах предварительно выделенных коллекторов. Прослой неколлекторов, образованные различными литологическими типами отложений (глины, плотные песчано-алевритоглинистые породы, известняки, угли, соли, ангидриты, вулканогенные образования и пр.), при интерпретации данных каротажа пропускаются. Такой подход к интерпретации данных ГИС привел к тому, что в базах геолого-геофизических данных, которые сформированы к настоящему времени практически по всем месторождениям нефти и газа в РФ, содержится лишь фрагментарная информация о свойствах геологических разрезов. Она по составу и качеству недостаточна для выполнения корректного геологического моделирования залежей углеводородов.

Ограниченный состав информации, получаемый при традиционной интерпретации данных ГИС, приводит, с одной стороны, к упрощению применяемых при создании геологических моделей для конкретных месторождений технологических приемов геологического моделирования, сведению их к моделированию пространственного распределения только тел коллекторов, выделяемых, например, в терригенном разрезе по кривой ПС, моделированию нефтегазонасыщения тел коллекторов с использованием существенно осредненных кривых фазовых проницаемостей и т.п., а с другой стороны, к отказу во многих случаях от детерминированного подхода к восстановлению свойств геологической среды даже на месторождениях, разбуренных детальной сеткой скважин, и применению при построении геологических моделей методов стохастического моделирования. При построении гидродинамической модели и в процессе ее адаптации к реальным данным разработки по скважинам произвольно изменяются полученные по данным ГИС оценки проницаемости.

Совершенствование методологии геологического моделирования месторождений углеводородов в целом связано с использованием более развитых алгоритмически методов качественного и ко-

личественного анализа детальных данных о структурно-минералогическом строении, флюидальном насыщении, фильтрационных характеристиках и прочих параметрах геологической неоднородности отложений, которая может быть получена в процессе углубленной интерпретации данных ГИС по всем скважинам в форме непрерывных кривых, характеризующих свойства пород, слагающих около-скважинное пространство. Определенные по данным ГИС характеристики горных пород должны обеспечить решение следующих геологических задач: исследовать геологическую неоднородность изучаемой толщи пород; осуществить детальную структурную и литологическую корреляцию разрезов; выполнить литологический фациальный анализ выделенных в толще пород конкретных отложений по разрезу и площади их распространения; определить в толще горных пород положение и объемные границы геологических тел, резервуаров и их частей, содержащих углеводороды, установить флюидальные контакты; оценить запасы различных категорий углеводородов и их локализацию в залежах; определять в период разработки залежей их текущую нефтегазонасыщенность и динамику обводнения пластов, а также оценивать остаточные запасы углеводородов в процессе эксплуатации залежи.

Изложенные требования к уровню технологии интерпретации данных ГИС могут быть достигнуты только на основе развития петрофизики и создания на этой базе методов обработки комплексов данных ГИС, целью которых служит восстановление в максимально полном объеме геологических свойств всех пород, слагающих разрез и вмещающих резервуары и залежи углеводородов. Известно, что данные ГИС обладают высокой объемной разрешающей способностью и представляют собой зафиксированные в определенные моменты времени измерения параметров широкого спектра физических полей, возникающих в геологической среде в около-скважинном пространстве. Они несут в себе в интегрированном виде петрофизические характеристики горных пород и насыщающих их флюидов. Из этих данных можно извлечь как статическую информацию о геологическом строении толщи пород, так и динамическую информацию на дату проведения каротажа, отражающую изменение геологических характеристик пород за счет закономерного изменения флюидального насыщения пород в процессе разработки месторождения. Последняя информация наиболее ценна при подготовке данных к гидродинамическому моделированию.

Таким образом, задачами комплексной интерпретации данных ГИС, реализованной на новом уровне ее научного и методического обоснования, должны быть: 1) определение структурно-минералогической модели всех пород, слагающих исследуемый разрез, а не только пород коллекторов, как это делается при реализации методов традиционной интерпретации данных ГИС; 2) определение флюидальной модели пород – содержание в поровом пространстве объемов подвижных и связанных (остаточных) флюидов; 3) выделение в разрезе структурно и литологически однородных геологических тел, резервуаров и коллекторов; 4) количественная оценка фильтрационных характеристик коллекторов; 5) определение типа и долей извлекаемых флюидов из продуктивных интервалов коллекторов, оценка фазовой проницаемости по воде и углеводородам; 6) определение подсчетных параметров залежей углеводородов; 7) комплексная подготовка информации к геологическому моделированию.

Авторами доклада выполнен цикл научно-исследовательских работ по решению поставленной задачи для терригенных толщ. Мы исходим из того, что в целом терригенные отложения, вмещающие залежи углеводородов, характеризуются существенной геологической неоднородностью. Эта неоднородность выражается, прежде всего, в значительной изменчивости структурно-минералогического состава слагающих пород. В терригенных отложениях всегда выделяются отдельные геологические тела по преобладанию в составе скелета породы песчаной, алевритовой (мелкой, крупной) и/или глинистой фракций и переходные массивы пород с закономерными изменениями состава песчано-алеврито-глинистых компонентов в них.

Фракции породы, как показано на рис. 1, в общем случае, сложены частицами близких по составу различных минералов и обломков первичных пород в разных и, как правило, закономерно изменяющихся концентрациях. В породах содержится различный объем карбонатного цемента. Во



Рис. 1.

фракции песчаника преобладают минералы кварца, полевой шпат содержится в разных соотношениях, глинистая компонента, содержание которой очень мало, представлена, в основном, каолинитом. В алевритовой фракции уменьшается содержание кварца, растет содержание полевых шпатов, глинистых минералов (иллита, хлорита, слюд

и др.). Глинистая фракция сложена смесью глинистых минералов с преобладанием какого-либо одного, часто это хлориты, иллиты.

Различная степень отсортированности частиц пород отражает фациальную обстановку осадко-накопления. Таким образом, знание спектрального состава частиц, слагающих породу в каждой точке геологической среды, и установление закономерностей пространственного изменения фракционного и минерального (по фракциям) состава пород позволяет восстановить фациальную обстановку образования отложений и оконтурить геологические тела различного структурного состава. Тела коллекторов состоят, в основном, из смесей фракций песчаника и алевролита.

Структурно-минералогическая неоднородность является первичным фактором, определяющим важнейшие петрофизические характеристики терригенной породы как твердого тела – интегральные физические свойства и естественную радиоактивность сухого скелета (структурного каркаса), а также ее пористость и электрический заряд стенок поровых каналов.

При взаимодействии структурного каркаса породы с насыщающими флюидами (пластовая вода, нефть) внутри порового пространства породы возникают и постоянно протекают во времени адсорбционные процессы, которые приводят к формированию различных физических свойств пород и параметров распространяющихся в толще физических полей методов каротажа, в общем случае, различных в отдельных элементарных объемах геологической среды. Масштаб протекающих в терригенной толще адсорбционных процессов, в общем случае, зависит от соотношения величин минерализации пластовой воды и электрического заряда поровых каналов, а также от объема воды в поровом пространстве, т.е. от значений пористости и нефтегазонасыщенности пород в объеме залежи. При изменении внутри порового пространства, например, в период времени разработки месторождения, объема пластовой воды (за счет уменьшения текущего нефтегазонасыщения при добыче) или ее минерализации (вследствие закачки воды для поддержания пластового давления) происходит изменение масштаба протекающих адсорбционных процессов. Это, в конечном итоге, приводит к необратимым процессам деформации структурного каркаса породы и изменения свойств коллекторов, т.е. к

Скелет породы				Поровое пространство			
$K_{\text{ск}}$	Песчаная фракция $K_{\text{пес}}$	Алевритовая фракция $K_{\text{ал}}$	Глинистая фракция $K_{\text{гл}}$	Вода		Нефть	
				$K_{\text{в.ск}}$	$K_{\text{н.ск}}$	$K_{\text{в.п}}$	$K_{\text{н.п}}$
Кач. Состав, обломки пород, минералы				← $K_{\text{ск}}$ $K_{\text{пес}}$ $K_{\text{ал}}$ $K_{\text{гл}}$ $K_{\text{в.ск}}$ $K_{\text{н.ск}}$ $K_{\text{в.п}}$ $K_{\text{н.п}}$ $K_{\text{д.п}}$ →			
Объемная модель: $1 = K_{\text{ск}} + K_{\text{пес}} + K_{\text{ал}} + K_{\text{гл}}$				← $K_{\text{ск}}$ $K_{\text{пес}}$ $K_{\text{ал}}$ $K_{\text{гл}}$ $K_{\text{в.ск}}$ $K_{\text{н.ск}}$ $K_{\text{в.п}}$ $K_{\text{н.п}}$ $K_{\text{д.п}}$ →			
Флюидальная модель: $1 = K_{\text{в.ск}} + K_{\text{н.ск}} + K_{\text{в.п}} + K_{\text{н.п}}$				← $K_{\text{ск}}$ $K_{\text{пес}}$ $K_{\text{ал}}$ $K_{\text{гл}}$ $K_{\text{в.ск}}$ $K_{\text{н.ск}}$ $K_{\text{в.п}}$ $K_{\text{н.п}}$ $K_{\text{д.п}}$ →			
$K_{\text{д.п}}$ определяется всеми фракциями породы							

Рис. 2.

наблюдаемым в процессе эксплуатации месторождений явлениям ухудшения физических свойств продуктивных коллекторов.

На рис. 2 показана обобщенная модель песчано-алеврито-глинистой породы.

При разработке методики углубленной интерпретации данных ГИС для терригенных пород

были проанализированы имеющиеся петрофизические исследования кернового материала, извлеченного из пород различного возраста и залегающих в различных районах РФ, а также выполнены специальные исследования кернов, включающие изучение влияния структурного состава породы (песчаной, алевритовой, глинистой фракций, электрического заряда и естественной гамма активности слагающих скелет породы минеральных частиц) на интегральные свойства породы, исследование явлений адсорбционной деформации скелета породы при закономерном изменении флюидального насыщения и термодинамических условий и его роли в формировании физических свойств пород и показаний методов ГИС и пр. На основе математического моделирования этой информации, а также данных по керну и показаний ГИС по многим скважинам, была разработана система обобщенных петро-

физических моделей, описывающих зависимость измеряемых по каротажу физических свойств терригенных пород и/или показаний методов ГИС от структурно-минералогического строения пород, их емкостных, фильтрационных свойств и флюидального насыщения. В результате были обоснованы модели, описывающие электрический заряд поровых каналов пород, естественную гамма-активность, аномалии ПС, удельное электрическое сопротивление, водородосодержание, определяемое по НК, объемную плотность, оцениваемую по ГГК, интервальное время пробега продольной волны АК трехкомпонентной песчано-алеврито-глинистой породы, объемное содержание в породе связанной воды, абсолютную проницаемость. В отличие от стохастических связей, которые обычно устанавливаются на отобранных из пластов выборках кернов и отражают только тенденции взаимосвязи сопоставляемых параметров для условий, в которых исследовался керн, обычно в атмосферных или при приближенном моделировании пластовых, и которые отличаются от условий фактического залегания пород, обобщенные петрофизические модели устанавливают эмпирически и теоретически обоснованные закономерности изменения физических свойств пород и/или показаний методов ГИС как функцию изменения в реальном диапазоне петрофизических характеристик пород и их флюидального насыщения с учетом влияния термодинамической обстановки залегания терригенных отложений и с учетом заданных давлений, температур позволяют оценить свойства пород автоматически для условий, соответствующих пластовым. Применение обобщенных моделей обеспечивает создание алгоритмических схем интерпретации данных ГИС, которые позволяют оценить весь комплекс геологических свойств терригенной породы, как статических - структурно-минералогическое строение пород, так и динамических – текущее (на дату проведения каротажа) нефтегазонасыщение пород, содержание связанной воды, фазовую проницаемость, текущую обводненность добываемой продукции.

Созданная система петрофизических моделей явилась базой при разработке "Методики автоматизированного восстановления свойств терригенных пород" (методики ТАВС). В этой методике наряду с системой обобщенных петрофизических используются стохастические связи, критерии и ограничения. Методика применяется для расчета кривых геологических характеристик пород в интервале обработки в скважине с заданным шагом квантования. На основе этих данных в разрезах скважин выделяются квази однородные геологические прослои всех литотипов пород. Данные по прослоям коллекторов используются для определения подсчетных параметров по принятой в РФ технологии подсчета геологических запасов.

Полученные по методике ТАВС непрерывные кривые фракционного состава, пористости флюидального насыщения и абсолютной проницаемости пород напрямую вводятся в программные комплексы геологического моделирования.

Авторами разработана технология литофациального геологического моделирования, использующая эту информацию, и обеспечивающая восстановление геологической неоднородности толщи пород, исследование пространственного изменения фациальных условий осадконакопления, разработку на этой основе критериев выделения и оконтуривания геологических тел разного структурного и литологического состава, тел коллекторов, обоснование модели заполнения тел коллекторов углеводородами, расчет геологических запасов углеводородов и определение структуры запасов – принципов их размещения в толще месторождения с учетом изменяющихся структурно-минералогических, емкостных и фильтрационных характеристик пород, обоснование принципов классификации коллекторов по уровням их добычных характеристик.

Методики ТАВС и литофациального геологического моделирования в настоящее время применяются в производственных условиях на месторождениях нефти и газа в РФ.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГЛУБИННЫХ ТРЕНДОВ УПРУГИХ СВОЙСТВ ПРИ КАЧЕСТВЕННОМ И КОЛИЧЕСТВЕННОМ АНАЛИЗЕ ЛИТОЛОГИИ И ПОРОВОГО ФЛЮИДА НА ПРИМЕРЕ НОРВЕЖСКОГО ШЕЛЬФА БАРЕНЦЕВА МОРЯ

Алексеев Д., Забродотская О., Кларнер С., Поляева Е. (ООО «ПГС Евразия»)

Введение

Коллектора Баренцева моря могут быть представлены как комплексными минералогическими соединениями со сложной диагенетической историей, так и глинисто-песчаными субфациями, являющимися переходными в ряду глины-песчаники. Эти литологические комплексы коллекторов обладают широким рядом упругих свойств, отличающихся от стандартных ситуаций в чистых зернистых кварцевых коллекторах. Не учет этих специфических свойств пород может привести к неверной амплитудной интерпретации и, впоследствии, к бурению безуспешных разведочных и добывающих скважин.

Целью данного проекта является установление локальных трендов физических свойств для сложных пород-коллекторов, влияющих на их сейсмические свойства, и затем с использованием выявленных зависимостей расчет кубов вероятностных литотипов из сейсмических данных. Как пример, здесь будут представлены результаты по Триасовым отложениям.

В представленном проекте были использованы данные по 6 скважинам с полным комплексом каротажных измерений, включая кривые скоростей как продольных, так и поперечных волн снятых в Триасовом комплексе норвежской части Баренцева моря. По этим скважинам были установлены эмпирические зависимости V_p - V_s для сложных коллекторов данного региона. Эти зависимости использовались для восстановления S-волны в скважинах с неполным комплексом ГИС. В качестве сейсмических данных для инверсии послужила 3D съемка PGS из внутренней библиотеки компании. Съемка расположена в бассейне Хаммерфест в районе открытого нефтегазового месторождения Snohvit в блоке 7121. Также были обработаны порядка 10 скважин в области данной съемки, в которых были смоделированы упругие параметры.

Методы

Исследования физики горных пород выполняются для того чтобы лучше понять, позволяют ли свойства пород, вскрытых в скважине, проследить характер литологии и поровых флюидов продуктивных отложений на сейсмике; а также дать оценку погрешности, связанной с интерпретацией амплитуд и соответствующих упругих откликов. Перед началом анализа физических свойств была проведена обширная петрофизическая обработка и интерпретация скважинных данных, чтобы подготовить данные для расширенного анализа. Первым шагом в анализе физических свойств является получение литологически-зависимых трендов для водонасыщенных коллекторов и вмещающих пород с изучением того, как изменяются эти свойства с глубиной вследствие уплотнения и диагенеза. Для этого в случае нефтегазонасыщенных пород выполняется флюидозамещение на воду по Гассману. Второй шаг анализа – это исследование влияния порового флюида, для чего, моделируются различные сценарии нефтегазонасыщения. После того как выявлены физические свойства главных литофаций, можно провести оценку поведения физических свойств пород, сложенных из разных пропорций этих литофаций на любой глубине. Каждая флюидо-фациальная комбинация путем стохастического моделирования, может быть представлена функциями распределения плотности вероятности (M.G. Lamont, T.A. Thompson and C. Bevilacqua, 2008), которые впоследствии используются для вероятностной статистической (Байесовой) классификации литотипов и флюидов.

Следующим этапом является синхронная сейсмическая инверсия. Инверсия выполняется методом CSSI (CSSI – constraint sparse spike inversion). Одним преимуществом применяемого метода является привлечение сейсмических скоростей геостатистическим путем. Второй особенностью является работа с низкочастотным трендом. Эти два этапа объединяет скважинную и сейсмическую информацию, таким образом контролируя возможные вариации скоростных и низкочастотных трендов. Сами параметры инверсии и масштабирование результатов определяются привязкой к имеющейся скважине и статистическим подбором низкочастотной модели. Результатом инверсии могут быть любые упругие параметры (кубы V_p , V_s , AI, SI, V_p/V_s , плотность, $\lambda\rho$, $\mu\rho$ и т.д.). Как каждый метод количественной интерпретации, применимый нами подход зависит как от качества входных данных (полнота и качество скважинных кривых; достоверная их петрофизическая интерпретация; оптимальные параметры полевой записи сейсмических данных; их качественная

цифровая обработка), так и от самих упругих свойств пород (в основном, физическое расчленение разных литотипов).

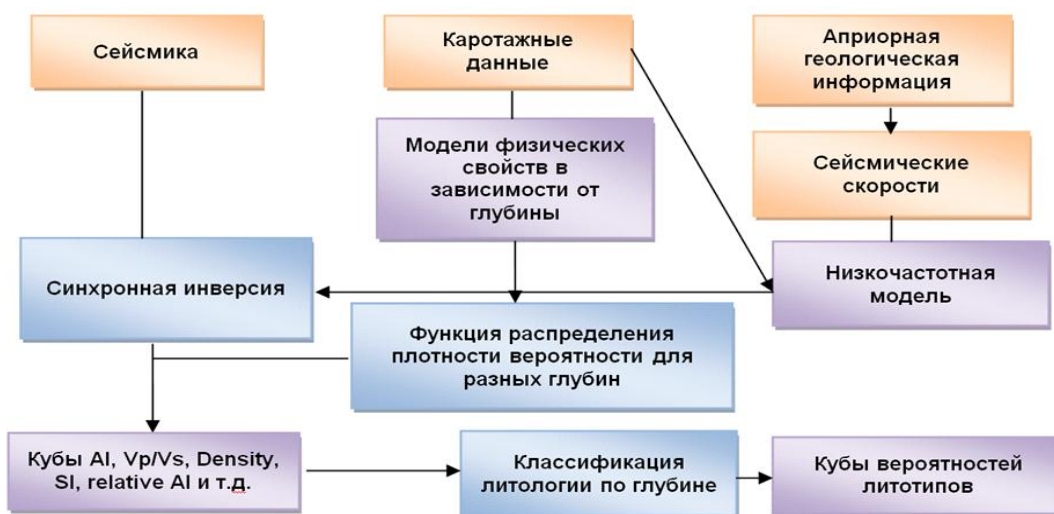


Рис. 1 Технологическая схема метода

Результаты

Анализ упругих свойств и построение глубинных трендов.

Значения общей пористости изученных коллекторов в сильной степени зависит от состава и степени отсортированности зерен. Следует отметить (рис. 2. слева), что вне зависимости от возраста отложений скорость продольных волн для разных значений глинистости, понижена по сравнению с моделями Хана, которые отражают влияние пористости и глинистости на акустические свойства и хорошо работают для многих других провинций по всему миру (Нап 1986). Скорость поперечных волн была проанализирована для выявления физического свойства, дискриминирующего на различные литотипы (рис. 2, справа). В чистых песчаниках значения V_s для одних и тех значений V_p выше, нежели же чем в глинистых песчаниках или глинах, что делает соотношение V_p/V_s физическим параметром, дискриминирующим на литотипы в данном регионе. Тем не менее, для большей части исследованных коллекторов мы наблюдаем пониженные значения скорости поперечных волн по сравнению с эмпирическими зависимостями Гринберга-Кастаньи для кварцевых песчаников (Greenberg, M.L. & Castagna, J.P. 1992). В связи с этим в скважинах, в которых необходимо было восстановить скорость поперечных волн, мы использовали эмпирические зависимости, полученные нами из анализа данных зарегистрированной S-волны по 6 скважинам в данном регионе. После расчета теоретического отклика водонасыщенных коллекторов мы смоделировали 80%-ное насыщение нефтью и газом, а затем проанализировали результаты по кросс-плотам AI – V_p/V_s . Рисунок 3 иллюстрирует пример глубинных моделей зависимости акустического импеданса от соотношения V_p/V_s на уровнях 1200м, 2000м и 2800м для пород разного литологического состава и порового флюида. Эти полученные тренды физических свойств были использованы для обоснования целесообразности синхронной инверсии и реализации лито- флюидо-классификации по сейсмическим данным.

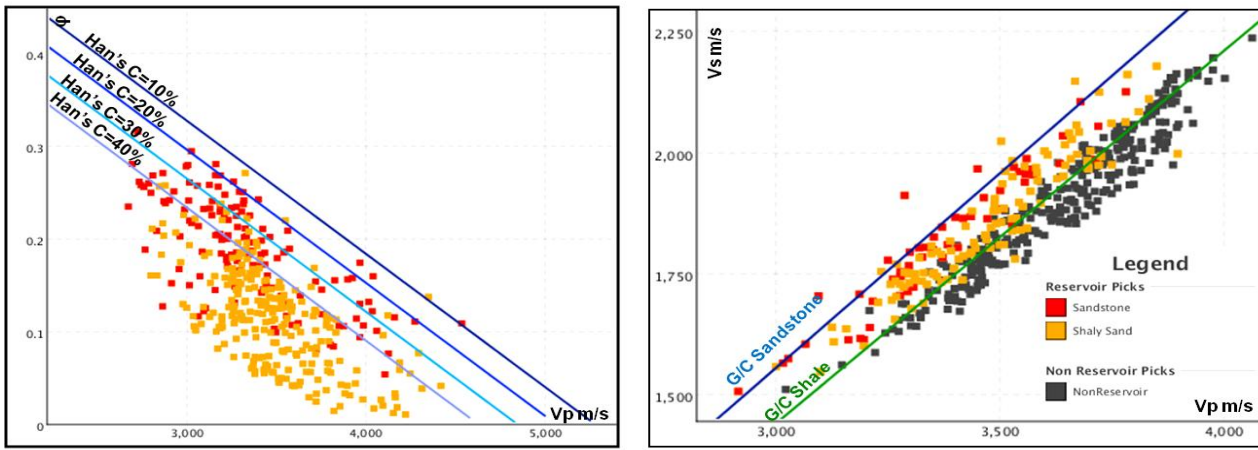


Рис. 2 Зависимость скорости продольных волн V_p от общей пористости ϕ (слева) и зависимость скорости поперечной волн V_s от скорости продольной волны V_p (справа) для Триасовых песчаников (красные), глинистых песчаников (оранжевые) и неколлекторов (черные). Плохая отсортированность является причиной пологого тренда распределения скоростей от пористости, известного как тренд осадконакопления. Скорость S-волны показывает литологически зависимое распределение, что делает этот параметр пригодным для различения литотипов

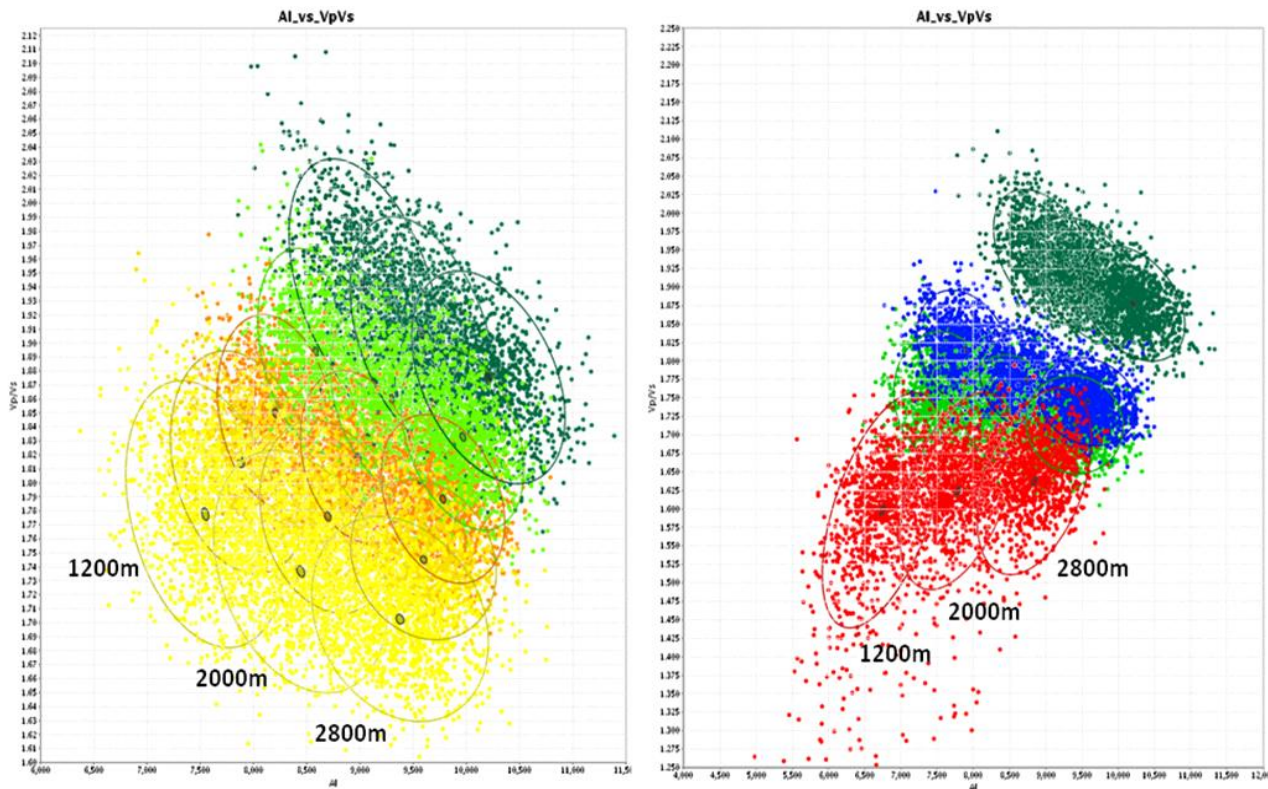


Рис. 3 Пример глубинно зависимых стохастических моделей акустического импеданса и соотношения V_p/V_s для различного состава пород и порового флюида. Эллипсы описывают 2 стандартных отклонения распределения анализируемой величины (95% всех возможных значений величины) на определенной глубине. Слева: водонасыщенный коллектор; желтый = чистые песчаники, темно-желтый = 25% глинистость, оранжевый = 50% глинистость, светло-зеленый = 75% глинистость, темно-зеленый = чистая глина. Справа: песчаник с 25% содержанием глины, красный = 80% газа, зеленый = 80% нефти, голубой = вода, темно-зеленый = глины

Синхронная инверсия и лито- флюидо- классификация. CSSI инверсия проводилась на основе откалиброванной моделью с использованием сейсмических скоростей. Параметры инверсии и масштабирование результатов определялись привязкой к имеющимся скважинам и статистическим подбором низкочастотной модели. В данном проекте наиболее информативные являются кубы V_p/V_s и AI. Анализ результатов инверсии проводился по кросс-плоту V_p/V_s - AI, на котором наиболее четко выглядит различие между фациями разного состава. Из модельных скважинных трендов были

определены три литотипа: глины, водонасыщенный песчаник и углеводородонасыщенный песчаник, которые и были определяющими для создания кубов вероятностных литотипов.

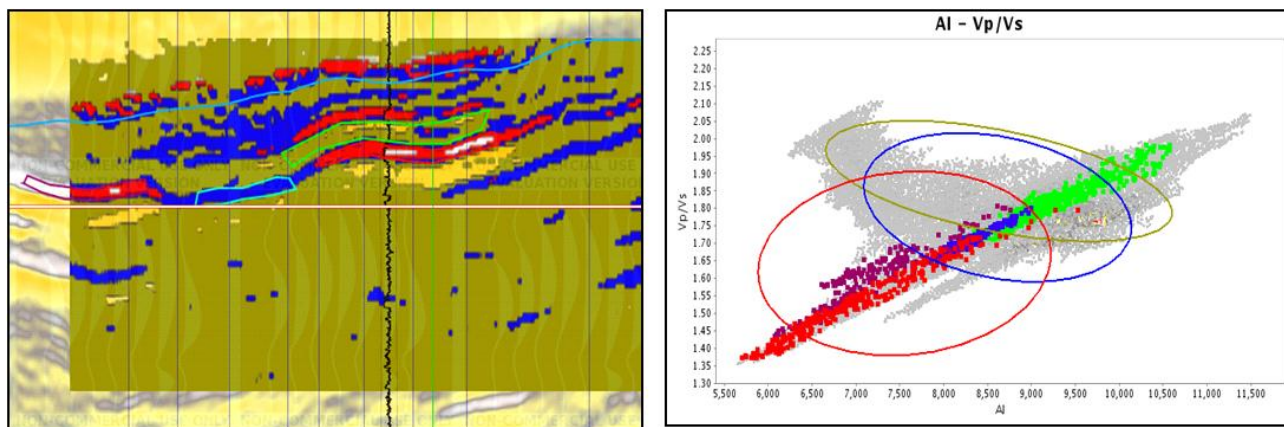


Рис. 5 Слева: На фоне куба вероятности глин (желтый = глины, чем ярче цвет, тем выше вероятность) показаны результаты литофлюидклассификации по кросс-плоту справа. Красный = углеводородонасыщенные песчаники, синий = водонасыщенные песчаники, зеленый = глины. кросс-плот AI – Vp/Vs (справа) демонстрирует, что отдельные литофации частично перекрываются по упругим свойствам (зеленый. = глин, синий = водонасыщенные песчаники, красный. + бордовый = углеводородонасыщенные песчаники), но тем не менее, могут быть реально классифицированы по сейсмике

Заключение

Триасовые терригенные коллектора норвежской части Баренцева моря представляют собой комплексные соединения со сложной минералогической и зернистой структурой. Несмотря на это нам удалось эмпирически получить глубинные тренды упругих свойств для главных литотипов в данном регионе. На основе анализа имеющихся данных были построены стохастические модели для различных литологий с различными емкостными свойствами и поровыми флюидами, чтобы охватить более широкий спектр возможного строения геологической среды. Важной особенностью данной работы является количественное привлечение глубинных трендов при интерпретации результатов инверсии, что значительно увеличивает их прогнозную ценность и сужает неопределенность результатов. Изучение упругих свойств пород статистическими методами позволяет включить возможность прогноза параметров, пока не установленных глубоким бурением (т.к. это ограниченная точечная выборка); а также ожидаемый разброс физических параметров. Это касается и пород, залегающих на больших глубинах, и пород отличающихся по пористости и флюидонасыщению от встреченных пока в скважинах.

Мы предлагаем в дальнейшем привлечь опыт работы с данными Баренцева моря Норвежского сектора при изучении перспективности Российской части Баренцева моря.

ЛИТЕРАТУРА

1. Greenberg, M.L. & Castagna, J.P. 1992. Shear-wave velocity estimation in porous rocks; theoretical formulation, preliminary verification and applications. *Geophysical Prospecting*, 40, 195–209.
2. Han, D., 1986, Effects of Porosity and Clay Content on Acoustic Properties of sandstones and Unconsolidated Sediments: Ph. D. dissertation, Stanford University.
3. M.G. Lamont, T.A. Thompson and C. Bevilacqua, 2008. Drilling success as a result of probabilistic lithology and fluid prediction — A case study in the Carnarvon Basin, WA (APPEA Journal)
4. Козлов Е.А., 2006 г. Модели среды в разведочной сейсмологии.—Тверь; Издательство ГЕРС-480с. с ил.

СТРУКТУРНАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ОБЪЕКТОВ УВ В СЛОЖНЫХ ТЕКТОНИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ СКЛАДЧАТОЙ ЗОНЫ ЗАПАДНО-КУБАНСКОГО ПРОГИБА

А.А. Асеев (ведущий специалист, ООО «НК «Роснефть»-НТЦ», aaaseev@rn-ntc.ru),
А.В. Дердуга (ведущий специалист, ООО «НК «Роснефть»-НТЦ», avderduga@rn-ntc.ru)

Предлагается технология структурной интерпретации складчато-разломных объектов на основе комплексного использования методов структурного моделирования и сейсмической интерпретации.

Методика структурного моделирования. Согласно представленной блок-схеме (рис. 1), первым этапом структурного моделирования является геологическая интерпретация объекта на основе комплексирования геолого-геофизических данных (сейсмические данные, ГИС, данные керна, промысловые данные, данные с обнажений и др.) или первичная геологическая интерпретация. Далее, на её основе выбирается концептуальная структурная модель, чаще всего с помощью методов кинематического моделирования структуры. Затем согласно концептуальной модели производится построение детальной структурно-геологической модели.

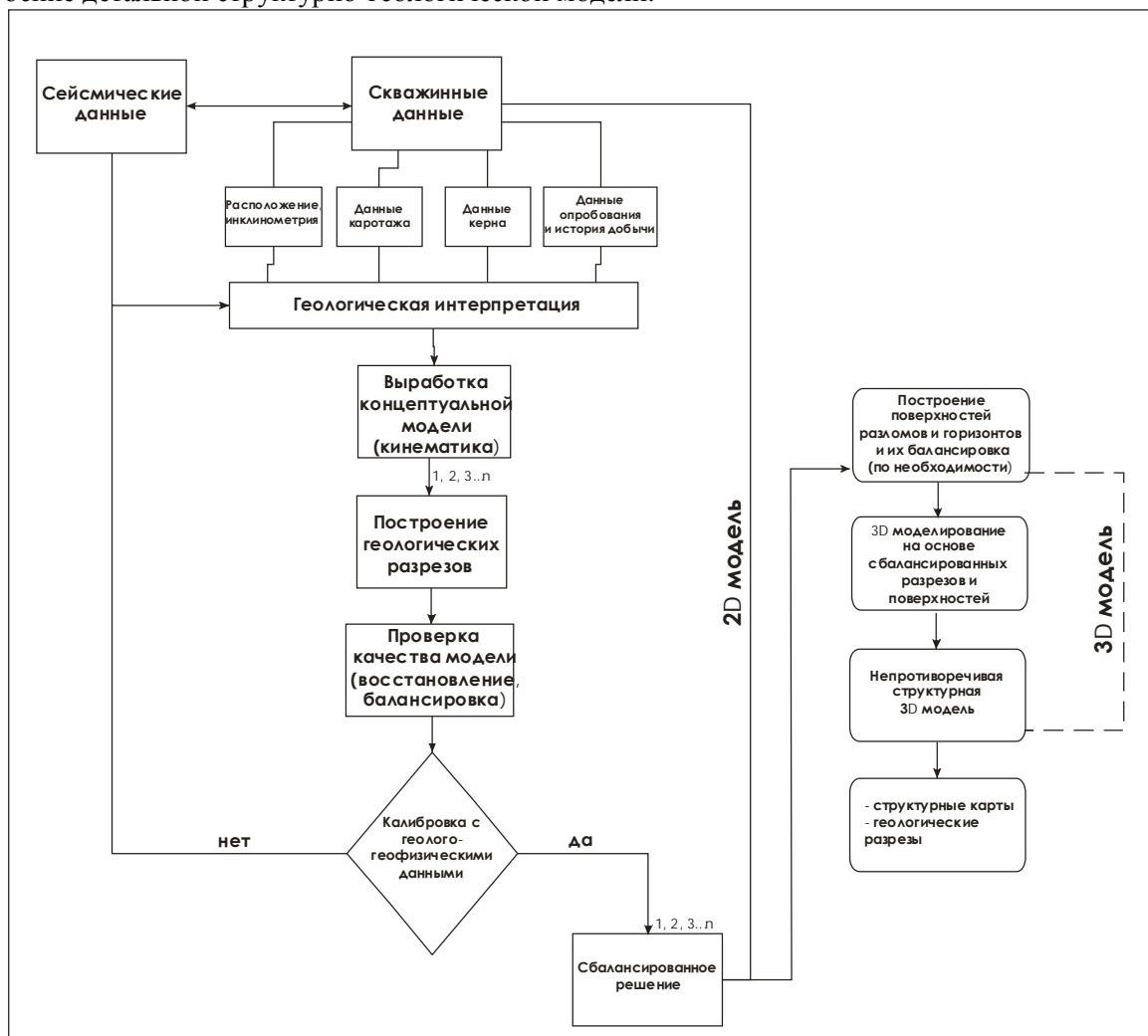


Рис. 1. Методика построения непротиворечивых структурных 3D-моделей

Следующим этапом структурного моделирования является проверка качества геологической модели. Основной способ – восстановление и балансировка геологических разрезов. Суть методики – восстановление геологических разрезов к преддеформационному состоянию с помощью набора ретродеформационных методов (восстановление) и корректировка модели до получения внутренне непротиворечивого разреза (балансировка) [1, 4]. Согласно А. Гиббсу цель структурной балансировки это создание геологической модели, которая: а) внутренне непротиворечива, б) построена только исходя из известных предположений, в) способна сделать геологические прогнозы, г) освещает проблемы интерпретации и д) предлагает альтернативы.

Каждая сбалансированная модель имеет место только в случае отсутствия противоречий с имеющимися геолого-геофизическими данными. В случае явного конфликта модель должна быть критически пересмотрена. Если же модель откалибрована, то мы имеем сбалансированное решение в виде геологических разрезов и структурных карт.

Далее 2D-модель может быть перенесена в 3D-пространство для построения объёмной структурной модели.

Выбор объектов исследований. Сильнодислоцированные эоцен-палеоценовые отложения южного борта Западно-Кубанского прогиба являются целью исследований в данной работе, так как обладают существенным нефтегазовым потенциалом. Основным фактор, контролирующей нефтеносность эоцен-палеоценовых отложений – структурный. Поэтому корректная структурная модель играет первоочередную роль в понимании строения резервуара.

Для работ по структурному моделированию складчато-разломных объектов южного борта Западно-Кубанского прогиба были выбраны Украинская и Абино-Украинская антиклинали, к которым приурочены одноимённые месторождения.

Для моделирования кинематики развития Украинской и Абино-Украинской структур была выбрана технология *forward modeling*. Моделирование выполнялось в программном комплексе Move. Цель процесса – создание физически возможной геометрии, как самих складок, так и участков с наибольшей структурной неопределённостью (рис. 2). Для этого была построена плоско-параллельная структура с выдержанными толщинами между горизонтами. Затем поочерёдно применяя различные механизмы деформаций, выбиралась наиболее подходящая концептуальная модель для Украинской и Абино-Украинской антиклиналей.

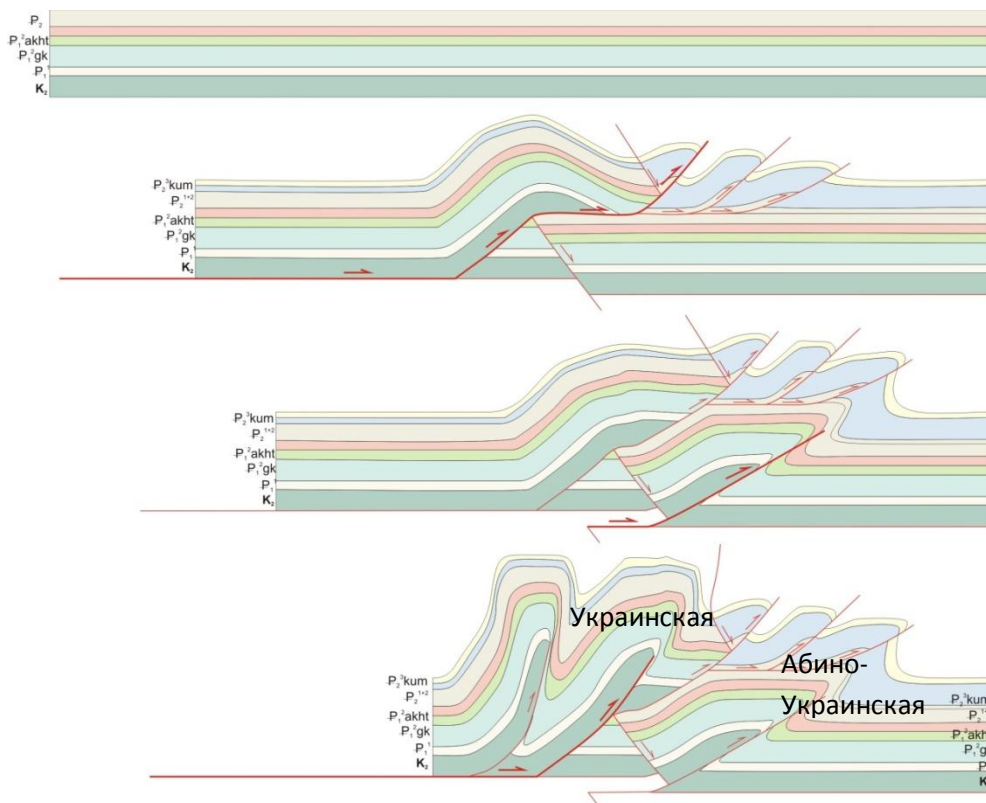


Рис. 2. Кинематическое моделирование Украинской и Абино-Украинской структуры

На рисунке представлены основные вехи предполагаемого геологического развития складчато-разломной системы. В целом Украинская антиклиналь представляет собой складку продвижения надвига наползающую на Абино-Украинскую складку продвижения надвига, ранее осложнённую серией надвиговых чешуй. Складки продвижения надвига моделировались методом треугольника деформаций (*trishear*). Это связано с тем, что эоцен-палеоценовые отложения характеризуются большим наличием глин по разрезу. Алгоритм *trishear* позволяет правдоподобно моделировать некомпетентные толщи с образованием подобных складок. Коэффициент P/S (*propagation/slip*), а также угол треугольника деформаций выбирался итеративным путем до совпадения с моделируемой структурой.

Данная модель была использована как концептуальная для сейсмических исследований.

Сейсмические исследования. С появлением концептуальной модели строения Украинской и Абино-Украинской складок была выполнена стратификация эоцен-палеоценовой части разреза, установлены основные отражающие горизонты. Выяснилось, что наиболее высоко динамичные отражения приурочены к карбонатно-глинистым отложениям белоглинской и хадыженской свит (рис. 3). Целевой кумский горизонт, расположенный между этими свитами, характеризуется «прозрачной записью» волнового поля. Вследствие этого, корреляция кровли кумского горизонта была выполнена по подошве нижней оси синфазности высокодинамичного пакета, приуроченного к белоглинской свите. В ходе интерпретации было уточнено строение Абино-Украинской складки в области информативной части съёмки 3D.

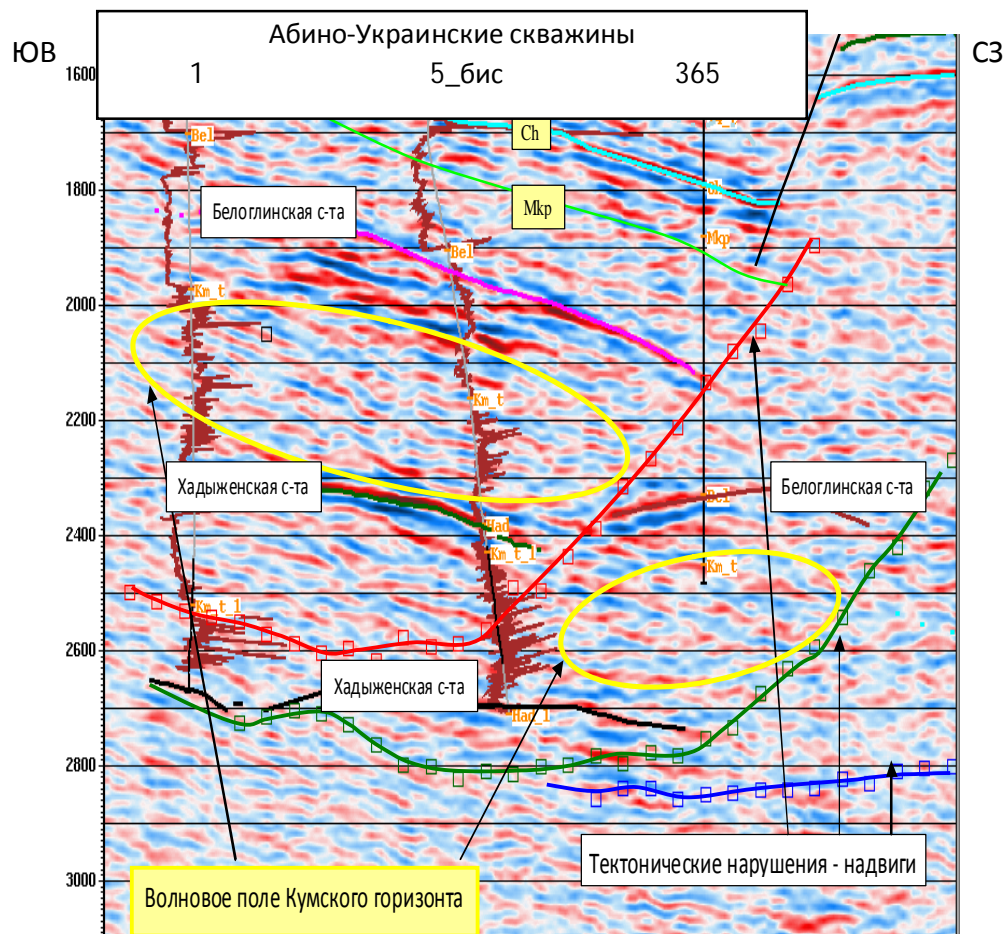


Рис. 3. Сейсмический временной разрез через скважины 1, 5_бис и 365 Абино-Украинские

Необходимо отметить, что структурная интерпретация сейсмических данных и сопоставление их с предварительной и совершенствующейся в процессе исследований концептуальной моделью есть итерационный процесс, который позволяет в итоге получить наиболее достоверное представление о сложнопостроенном геологическом объекте южного борта Западно-Кубанского прогиба.

Построение детальной структурной модели. На основе концептуальной модели и сейсмической переинтерпретации были построены и сбалансированы геологические профили (рис. 4). Балансировка проводилась в программном комплексе Move.

В результате работ выявлены ранее неразбуренные ловушки УВ в сложнорасположенных эоцен-палеоценовых отложениях:

- 1) Ловушка в кумских отложениях верхнего эоцена в надвиговых чешуях висячего крыла Абино-Украинской складки. Объекты подсечены сейсмикой.
- 2) Ловушка в кумских отложениях верхнего эоцена в поднадвиговом лежащем крыле Абино-Украинской складки. Визуализация объекта на сейсмических изображениях практически невозможна, поэтому ловушка выделена на основе структурного моделирования.

3) Поднадвиговая складка в эоцен-палеоценовых отложениях. Складка выделена на основе структурного моделирования.

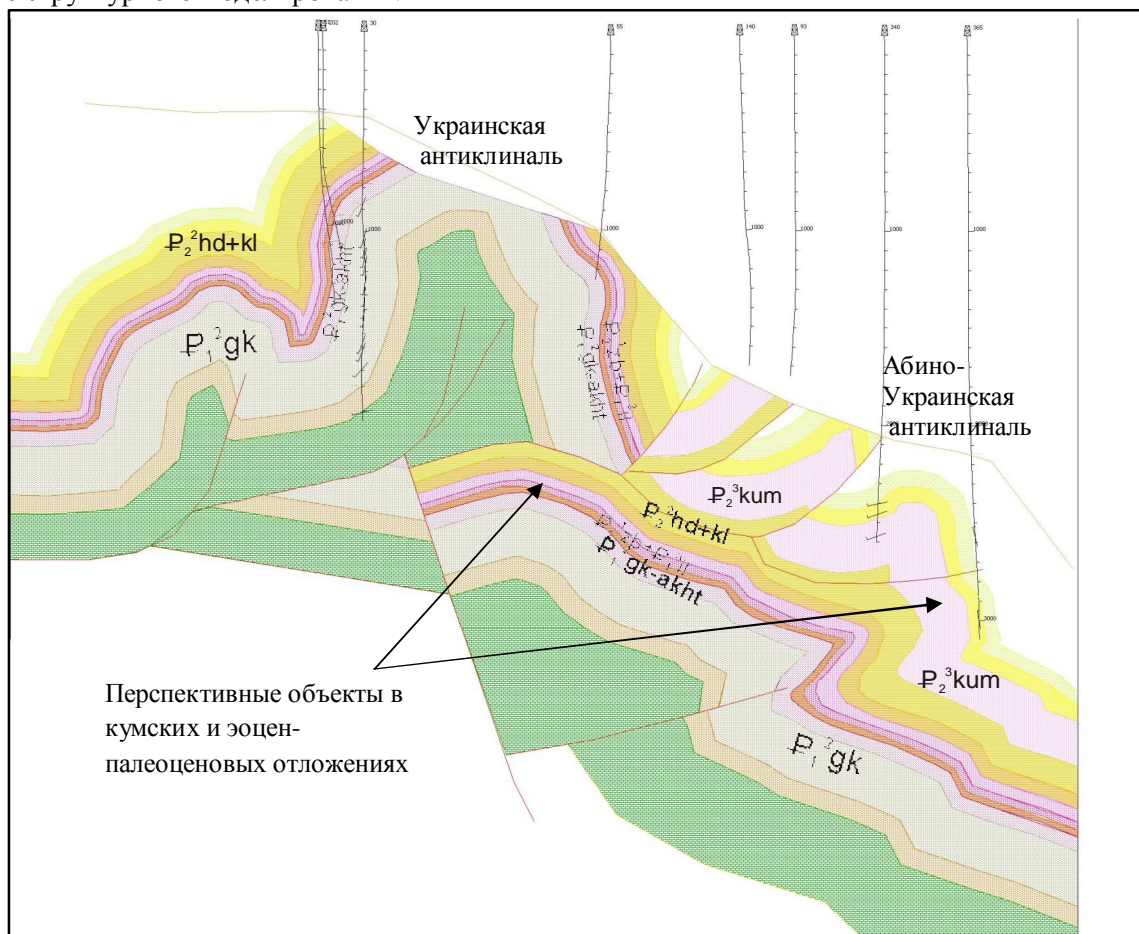


Рис. 4. Сбалансированный профиль через Украинскую и Абино-Украинскую антиклинали. Выделены возможные перспективные объекты для доразведки, не вскрытые бурением

Таким образом, в работе представлены технологические решения в области структурной интерпретации сложнопостроенных геологических объектов складчатой зоны Западно-Кубанского прогиба. В частности представлена технология структурной интерпретации складчато-разломных объектов Западно-Кубанского прогиба на основе кинематического моделирования (выбора концептуальной модели), сейсмического анализа сложных структурных объектов и построения сбалансированных разрезов.

В результате работ была построена единая непротиворечивая структурная модель Украинской и Абино-Украинской антиклиналей, был установлен их тектонотип, предложена модель формирования складок и спрогнозированы вероятные структурные ловушки УВ, ранее не вскрытые бурением.

Авторы рекомендуют внедрение структурно-геологической экспертизы как части комплексных работ при геологоразведке нефтегазовых объектов, а также применение представленного подхода для структурной интерпретации при изучении сложнодислоцированных объектов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гайдук В.В., Прокопьев А.В. , 1999, Методы изучения складчато-надвиговых поясов: Новосибирск, Наука, СП РАН
2. Закревский К.Е. , 2009, Геологическое 3D моделирование: М., ООО «ИПЦ «Маска».
3. Goshong R., 2006, 3-D Structural geology. A Practical Guide to Quantitative Surface and Subsurface Map Interpretation, 2nd Edition, Springer.
4. Rowland S., Duebendorf E., Schiebelfelbein I. , 2007, Structural Analysis and Synthesis. A Laboratory Course in Structural Geology, 3rd Edition: Blackwell Publishing

ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ И СТРОЕНИЯ НЕОКОМСКИХ КЛИНОФОРМ ГЫДАНА И ТАЙМЫРА

Балдин В.А. , Козьмина К.Х. (ООО НПЦ «Геостра», г. Уфа)*

К настоящему времени вопросы современного строения и генезиса отложений неокомского клиноформного мегакомплекса Западной Сибири с различной степенью детальности рассматривались в многочисленных опубликованных и фондовых работах. Сейчас у подавляющего большинства исследователей не вызывает сомнения приуроченность неокомских отложений к толщам латерального наращивания разреза со стороны Сибирской платформы с формированием клиноформных тел. Известно, что образование клиноформ произошло в результате трансгрессивно-регрессивных циклов осадконакопления. Общей закономерностью является наличие у каждой клиноформы трех главных палеогеографических зон со специфическими условиями седиментации: ундаформы (шельфа), ортоклиноформы (склона), фондоформы (глубокого дна).

Однако, несмотря на почти 40-летний опыт изучения неокомских клиноформ в Западной Сибири, по условиям их формирования и современного строения остается ряд неизученных или недостаточно освещенных проблем. К ним, прежде всего, относятся: определение северо-восточных границ распространения неокомского клиноформного мегакомплекса в Енисей-Хатангском прогибе; влияние конседиментационной тектоники на условия формирования неокомского клиноформного мегакомплекса и постседиментационной тектоники на современное строение неокомских клиноформных тел; объемное картирование клиноформ, включая продольные границы распространения вдоль палеосклонов; дискуссионные вопросы определения возраста конкретных клиноформных тел. Выполненные в начале XXI века региональные сейсмические исследования на Гыдане и Таймыре позволили существенно уточнить историю геологического развития и современное строение неокомского клиноформного мегакомплекса в западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба (ЕХРП).

До последнего времени влияние конседиментационной тектоники, тем более - в пределах непосредственно Западно-Сибирского седиментационного бассейна, практически игнорировалось исследователями. Предпочтение отдавалось седиментационному фактору, а с тектоническим фактором, в лучшем случае, связывалась активизация в неокоме тектонической деятельности на Сибирской платформе, которой отводилась роль основного источника сноса осадочного материала.

Результаты сейсмостратиграфического расчленения, палеотектонического и палеогеографического анализов данных сейсморазведки МОГТ в комплексе с глубоким бурением убедительно свидетельствуют, что осадконакопление неокомских отложений на северо-востоке Западной Сибири, в ЕХРП происходило в условиях конседиментационных тектонических движений по сети разломов северо-восточной и северо-западной ориентировок. Особенности первичной седиментации неокомских отложений ЕХРП в региональном плане обусловлены, главным образом, сменой нисходящих тектонических движений по Енисей-Хатангскому глубинному разлому в юре на воздымающие в конце волжского века. Для ЕХРП отмечается высокая тектоническая активность в мезозое, определяемая, главным образом, вертикальными колебательными движениями по Енисей-Хатангскому глубинному разлому и преимущественно горизонтальными перемещениями по разломам северо-западной ориентировки. Доминирующее влияние на условия седиментации неокомского клиноформного комплекса на Гыдане и Таймыре оказывали вертикальные тектонические движения разного знака по Енисей-Хатангскому глубинному разлому шовного типа, амплитуда которых, в общем случае, возрастала вдоль разлома в северо-восточном направлении. Для Енисей-Хатангского глубинного разлома выявлены высокоамплитудные взбросы северо-западного крыла разлома с суммарной амплитудой до 4-5 км, происходившие в течение раннемелового времени. Общий подъем северного крыла разлома продолжался в течение всего неокома на фоне колебательных движений разного знака.

Седиментация неокомских клиноформ Гыдана и Таймыра связана с эрозионно-тектоническими процессами в пределах приразломной Обско-Лаптевской гряды. Енисей-Хатангский глубинный разлом и приуроченная к нему Обско-Лаптевская гряда в раннем мелу отделяли в пределах ЕХРП северо-западную зону клиноформно-некомпенсированной

седиментации от юго-восточной зоны покровов выравнивания (рис. 1).

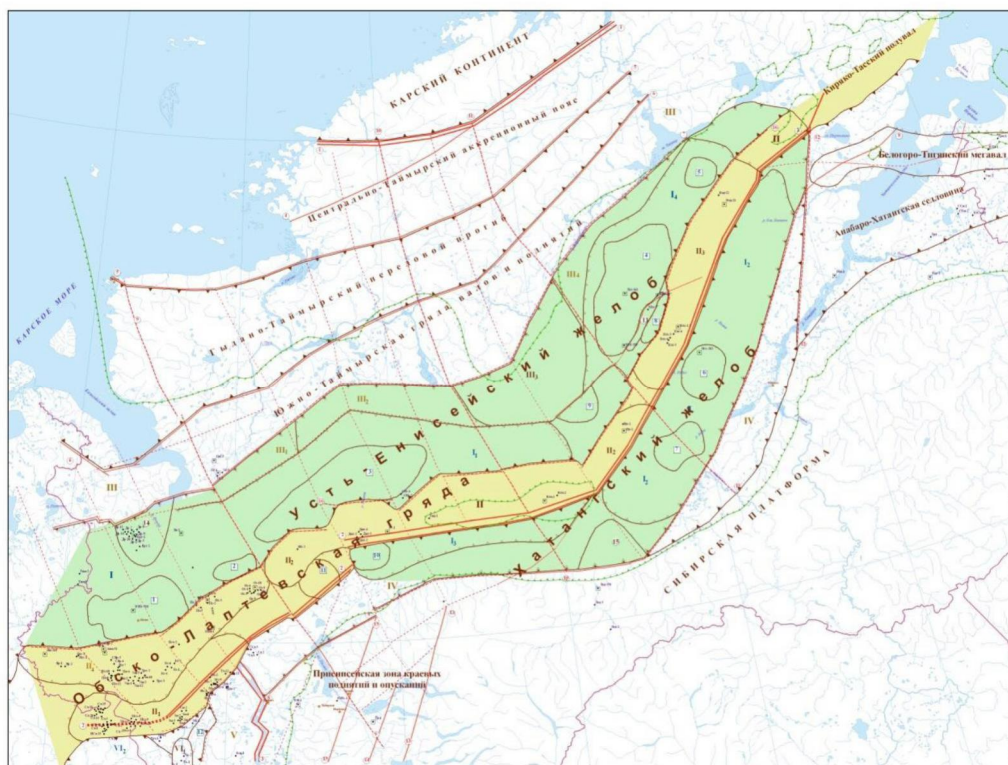


Рис. 1 Тектоническая схема Енисей-Хатангского регионального прогиба и сопредельных территорий (В.А. Балдин, 2007)

Неокомская толща, вследствие конседиментационной тектоники по Енисей-Хатангскому глубинному разлому, представлена в ЕХРП двумя комплексами: отложениями неокомского клиноформного мегакомплекса на северо-западе и покровами выравнивания на юго-востоке от данного разлома. На северо-запад от Енисей-Хатангского разлома, в Усть-Енисейском желобе, неокомский клиноформный мегакомплекс, установленный на Гыдане, фиксируется также на Таймыре на удалении более 300 км от правого берега р.Енисей. Юго-восточнее Енисей - Хатангского глубинного разлома, в Хатангском желобе, классические неокомские клиноформы сигмовидно-косослоистого строения отсутствуют. Их наличие не зафиксировано даже в восточной части ЕХРП (Жданихинский мегапрогиб) с наиболее интенсивным прогибанием, где кровля верхней юры погружена до 4-х км, а общая мощность неокомских отложений достигает 2 км.

Каждый интенсивный подъем северного крыла Енисей-Хатангского глубинного разлома в мезокайнозое сопровождался дислоцированностью и мощными эрозионными срезаниями ранее образованных седиментационных тел в сводовых частях приразломных мегавалов Обско-Лаптевской гряды. Интенсивное (в 2-5 км) эрозионное срезание сводов приразломных мегавалов гряды, происходившее с многократными перерывами в течение всего неокома, оказало большое влияние на постседиментационное развитие средне-верхнеюрских отложений в пределах Обско-Лаптевской гряды, а также специфику осадконакопления неокомского клиноформного комплекса на северо-запад от шовного разлома.

Волжско-берриасовые отложения ЕХРП формировались в разнообразных палеогеографических обстановках, обусловленных высокой расчлененностью палеорельефа при дифференцированных тектонических движениях, и образуют различные зоны:

- "аномальные разрезы" микроклиноформного строения на северо-западе ЕХРП с источником сноса с северо-западного обрамления бассейна и простираем в субмеридиональном направлении, отличном от простираения неокомских клиноформ;
- конденсированные покровы в погруженной части бассейна (Носковский и Агапский прогибы);
- клиноформы заполнения отрицательных форм палеорельефа в прибрежно-морских условиях у северо-западного подножия приразломных мегавалов (Танамская структурная терраса);

- полное отсутствие осадков в сводах приразломных мегавалов Обско-Лаптевской гряды, служивших источниками сноса;

- покровы выравнивания в условиях низкоэнергетических обстановок мелкого моря юго-восточнее Енисей-Хатангского глубинного разлома (Хатангский желоб). Валанжин-барремские отложения в Хатангском желобе, как и берриасовые, представлены покровными образованиями преимущественно алевролитового состава, формировавшимися в спокойных энергетических обстановках относительно мелкого моря. Юрско-меловые отложения Хатангского желоба остаются по настоящее время крайне слабо изученными.

Формирование неокомского клиноформного мегакомплекса в западной части ЕХРП (Усть-Енисейский желоб) происходило с раннего валанжина по готерив (ранний баррем ?) в результате многочисленных трансгрессивно-регрессивных циклов осадконакопления при общей регрессивной направленности развития бассейна в северо-западном направлении. Специфика седиментации неокомских клиноформ связана с региональным высокоамплитудным взбросом северо-западного крыла Енисей-Хатангского глубинного разлома в неокоме на фоне многократных колебательных движений разного знака, а также, в меньшей степени, с конседиментационной тектоникой по трансформным разломам северо-западной ориентировки.

Результаты сейсмостратиграфических исследований по объемному картированию неокомских клиноформ западной части ЕХРП, увязанных с данными бурения, свидетельствуют, что на хроностратиграфической шкале неокомский клиноформный мегакомплекс Усть-Енисейского желоба занимает место от раннего валанжина по поздний готерив (возможно - по ранний баррем). По имеющимся ограниченными палеонтологическим данным возраст закартированных в западной части ЕХРП неокомских клиноформ последовательно омолаживается в северо-западном направлении от раннего валанжина (Г1-Г0, Г2-Г1) до позднего валанжина-раннего готерива (Г7-Г6). Закартированные клиноформы Г8-Г7, Г9-Г8, Г10-Г9 по-видимому, имеют готеривский возраст. Еще более молодые клиноформы Гыдана и Ямала, вероятно, относятся к готерив-баррему.

В общем случае, неокомский клиноформный мегакомплекс на Гыдане и Таймыре отличается от неокомского мегакомплекса южнее Обско-Лаптевской гряды отсутствием классических сигмовидно-косослоистых клиноформ берриасового возраста, а также более высоким влиянием конседиментационной и постседиментационной тектонической активности.

Впервые для западной части ЕХРП (в пределах административных границ Красноярского края) приводятся результаты объемного картирования 10 неокомских клиноформ, включая продольные границы распространения вдоль палеосклонов.

Каждая из закартированных клиноформ Усть-Енисейского желоба характеризуется своеобразием структурно-геоморфологических элементов и их изменчивостью как по простирацию, так и вкрест клиноформы.

Простираание клиноформ в западной части ЕХРП совпадает, в целом, как с общим направлением Енисей-Хатангского глубинного разлома, так и с геоморфологией дна неокомского осадочного бассейна. Следует особо отметить, что установлена зависимость изменения мощности ортоклиноформ, а также прекращения прослеживаемости отдельных клиноформ вдоль палеосклонов, от разломов северо-западной ориентировки. Амплитуда вертикальных и горизонтальных перемещений по разломам северо-западной ориентировки возрастает в северо-восточном направлении. Установленные зоны резкого уменьшения мощности неокомских клиноформ вдоль палеосклонов и изменения геоморфологии, а также прекращения прослеживаемости отдельных клиноформ вдоль палеосклонов совпадают с зонами тектонической деятельности разломов северо-западного направления. Эти зоны характеризуются уменьшением мощности и ширины ортоклиноформы, сближением между собой линий особых точек, усложнением структурных планов в виде флексур, заливов, структурных носов, постепенным превращением аномально-наклонного рисунка волнового поля клиноформы в маломощный интервал с плоскопараллельной сейсмической записью.

Роль северо-западных разломов в формировании неокомских клиноформ полностью не ясна. Но установленная нами связь изменения мощности ортоклиноформ и самих границ распространения неокомских клиноформ вдоль палеосклонов с зонами развития разломов северо-западной ориентировки указывает, что, по-видимому, осадконакопление клиноформ происходило в условиях проявления конседиментационной тектоники как по Енисей-Хатангскому глубинному разлому шовного типа, так и по серии разломов северо-западного

направления. Вероятно, в конседиментационных тектонических движениях в неокоме по северо-западным разломам преобладали горизонтальные компоненты смещения. Практически неисследованная проблема влияния северо-западных разломов на условия осадконакопления неокомского клиноформного мегакомплекса требует дальнейших серьезных проработок.

Отдельные клиноформы тянутся в западной части ЕХРП вдоль палеосклонов с юго-запада на северо-восток на расстояния от 250-300 до 500км и более в виде нескольких лопастей с изменчивой, в целом, мощностью ортоклиноформ (от 200 до 500 м) и значительным уменьшением мощности (вплоть до полного выклинивания в отдельных случаях) в зонах деятельности разломов северо-западной ориентировки (рис. 2, 3).

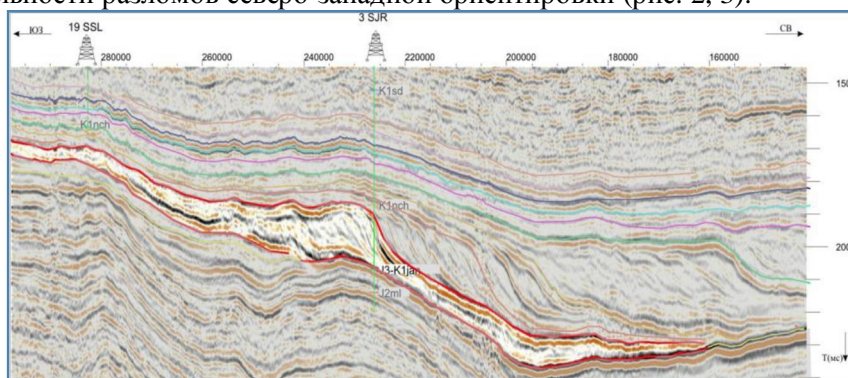


Рис. 2 Сейсмический разрез вкrest клиноформы Г2-Г1 по левобережью Енисея (максимальная мощность ортоклиноформы)

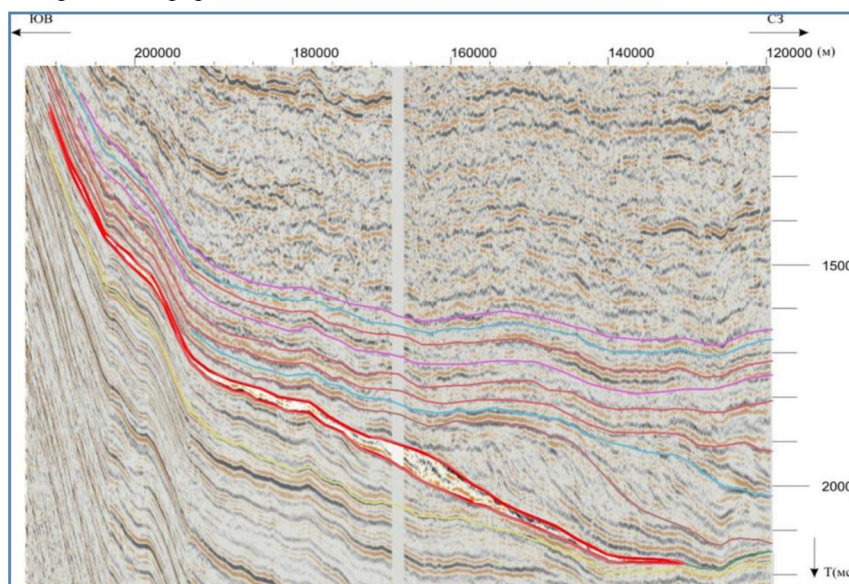


Рис. 3 Сейсмический разрез вкrest клиноформы Г2-Г1 в Енисей-Пясинском междуречье (уменьшение мощности ортоклиноформы в зоне деятельности разлома северо-западной ориентировки)

Вкrest простирания каждая клиноформа состоит из трех главных фациально-палеогеоморфологических зон: ундаформы (шельфа), ортоклиноформы (склона) и фондоформы (глубокого дна). Размеры этих зон вкrest простирания могут быть различными как для разных клиноформ, так и в пределах конкретного клиноформного тела. Каждая из трех частей клиноформы характеризуется своеобразием строения, обусловленным особенностями конкретных фациальных обстановок, форм палеорельефа, проявления геологических процессов. На современное строение клиноформных тел западной части ЕХРП большое влияние оказали постседиментационные тектонические дислокации. Отложения шельфа, склона и глубоководного подножия каждой из клиноформ могут формировать ловушки УВ различных морфогенетических типов.

СЖАТИЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ БОЛЬШОГО ОБЪЕМА

Белов С.В., Ташкинов И.В. (ООО Предприятие «ФХС-ПНГ»), Шумилов А.В.
(ОАО «Пермнефтегеофизика»)

Удаленность полевых партий, а также все сокращающиеся сроки предоставления заключения заказчикам геофизических работ приводят к необходимости передачи промыслово-геофизической информации по каналам связи со скважины в камеральные интерпретационные партии (КИП), либо обработке и интерпретации геофизических данных непосредственно на скважине.

Второй вариант часто применяется западными компаниями, но в виду ряда как объективных, так и субъективных причин в настоящее время не находит практического применения в российских геофизических компаниях. Поэтому единственным вариантом оперативной обработки и интерпретации каротажных данных является передача этих данных по сотовым или спутниковым каналам связи со скважины в интерпретационные центры. Объем передаваемых данных может меняться от нескольких десятков до сотен мегабайт, а для больших интервалов регистрации комплексом геофизических методов может достигать нескольких гигабайт. Причем с увеличением разрешающей способности методов, переходом на сканирующие приборы объемы исходной геофизической информации будут только увеличиваться.

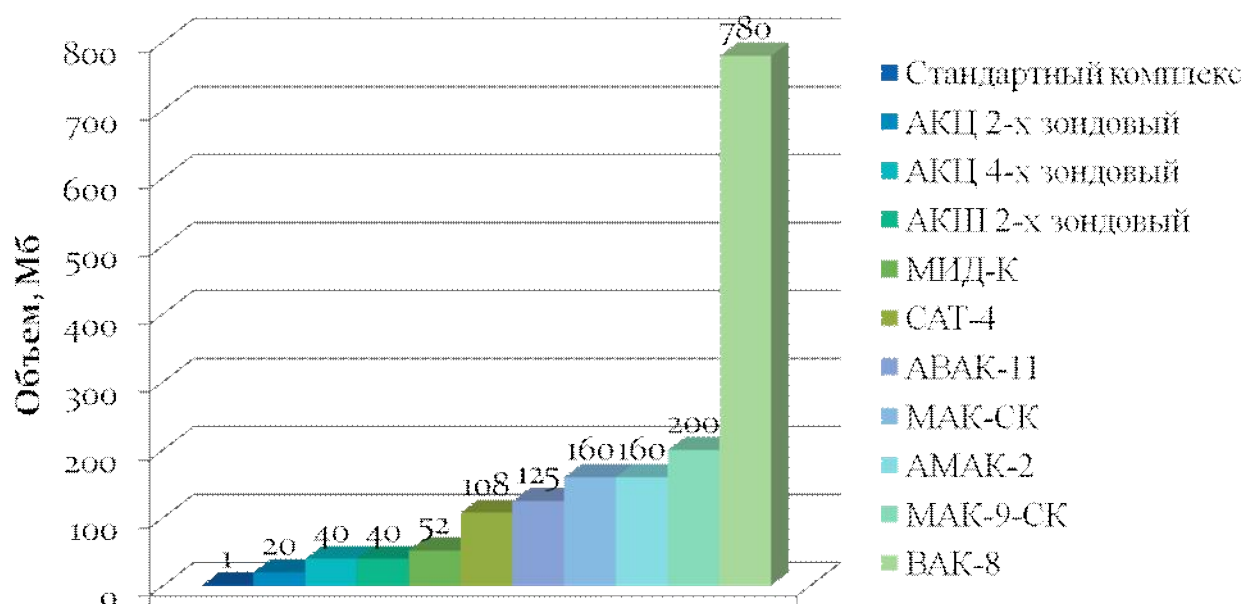


Рис.1. Объем данных различных методов ГИС

На сегодняшний день наиболее распространенным и самым дешевым способом передачи данных является передача данных по сотовой связи GPRS/EDGE. Стоимость передачи 1 МБ данных не превышает 10р, время передачи файла размером 10 МБ составляет примерно 30 мин. по GPRS и 8 мин по EDGE. При этом следует учесть, что зона покрытия GSM не всегда позволяет использовать канал GPRS и тем более EDGE на скважине. Скорость трафика так же зависит от многих факторов и может колебаться в достаточно широких пределах.

Более универсальным, с точки зрения покрытия и стабильности трафика являются спутниковые системы передачи данных (например, Inmarsat BGAN), которые позволяют передавать данные объемом 10 МБ примерно за 6 минут (492 кБит/с). Однако стоимость передачи по спутниковым каналам намного дороже, чем по GPRS и составляет в среднем – 150-180 р за 1 МБ.

В таблице приведена ориентировочная стоимость и время передачи различного объема данных по сотовым и спутниковым каналам связи.

Объем	GPRS, время	EDGE, время	Inmarsat, время	GPRS/EDGE, стоимость	Inmarsat, стоимость
10 Мб	30 мин	8 мин	6 мин	30-100 р	1500-1800 р
100 Мб	5 ч	1 ч 20 мин	1 ч	300-1000 р	15000-18000 р
1 Гб	50 ч	13 ч	10 ч	1000-10000 р	15000-18000 р
10 Гб	500 ч	130 ч	100 ч	1000-10000 р	150000-180000 р

Учитывая необходимость передачи данных в течение 2 часов в КИП, и стоимость не более 15000 р, объем передаваемой информации будет ограничен до 40 МБ по GPRS, 150 МБ по EDGE и 100 МБ по Inmarsat BGAN.

Одним из вариантов снижения времени и стоимости передачи данных является сжатие исходных геофизических данных до передачи по каналам связи.

Сжатие исходных данных без потерь с помощью стандартных архиваторов может обеспечить степень сжатия в среднем в 1.5 – 3 раза.

Для решения вопроса оперативной передачи геофизической информации большого объема необходимо применять алгоритмы, позволяющие с минимальными погрешностями в информативных частях исходных данных, обеспечивать степень сжатия на порядок выше стандартных алгоритмов сжатия без потерь.

Предприятием «ФХС-ПНГ» была разработана методика сжатия волнового акустического каротажа с использованием дискретного косинусного преобразования (ДКП) [1], подбирающая степень сжатия при заданном уровне погрешности, что позволяет контролировать погрешность сжимаемых данных и обеспечивать максимальную степень сжатия при минимальных искажениях сигнала в информативных областях данных. Программное обеспечение, реализующее данную методику, обеспечивает сжатие данных волнового акустического каротажа в среднем в 15 – 20 раз для АКЦ и в 10 – 15 раз для задач открытого ствола.

Эксплуатация данного ПО выявила некоторые ограничения применяемой методики:

- 1) Невысокая скорость упаковки/распаковки данных;
- 2) Высокая погрешность в случае «зарезки» волнового сигнала;
- 3) Повышенные искажения данных в интервалах с низкими амплитудами сигнала.

Для устранения этих ограничений, а также возможности сжатия данных других геофизических методов Предприятием «ФХС-ПНГ» усовершенствованы и разработаны новые алгоритмы и способы сжатия данных, которые основываются как на ДКП, так и на ДВП. Кроме того, для достижения максимального сжатия при допустимых погрешностях проводились различные процедуры преобразования исходных данных к оптимальному виду для дальнейшего ДВП (Рис. 2).

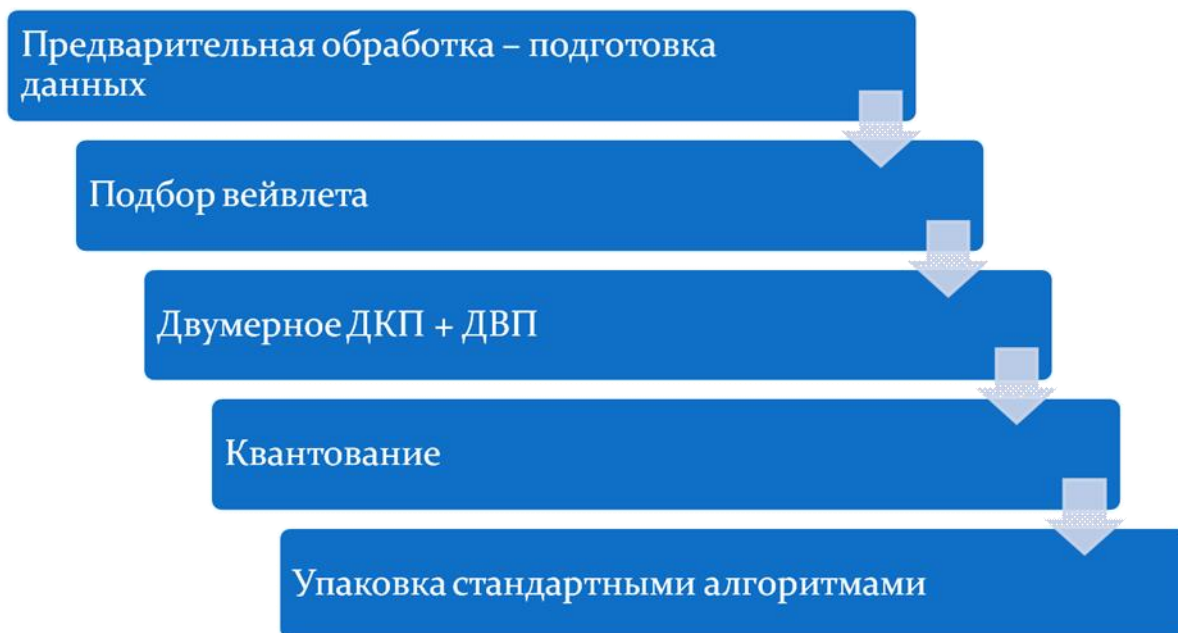


Рис.2. Алгоритм сжатия данных ГИС

Суть метода заключается в следующем. Исходные данные подвергаются предварительной обработке (без потери точности) для приведения к удобному для преобразования виду. В зависимости от вида полученных в результате преобразования данных подбирается необходимая вейвлет-функция. Далее проводится двумерное преобразование (ДКП + ДВП). Затем полученные коэффициенты квантуются, а малозначимые обнуляются. Затем с помощью усовершенствованных алгоритмов арифметического сжатия полученная последовательность упаковывается. Распаковка происходит в обратной последовательности. Аналогично предыдущей методике, данные могут быть разбиты на различные информативные блоки и для каждого блока установлена своя степень погрешности/сжатия, что позволяет сильнее сжимать менее информативные участки и, наоборот, оставлять более информативные участки с меньшими искажениями.

В новой методике существенно возросла скорость упаковки и распаковки данных в 3 и 10 раз соответственно. Методика позволяет адаптировать сжатие данных для любых геофизических методов, регистрирующих большой объем исходной информации. Увеличение степени сжатия данных различных геофизических методов (Рис. 3) позволяет решить проблему оперативной передачи исходных геофизических данных большого объема со скважины в КИП, увеличив объем регистрируемых исходных данных до 800 Мб для передачи по GPRS, до 3 Гб для передачи по EDGE, до 2 Гб для передачи по Inmarsat BGAN (Рис.3).

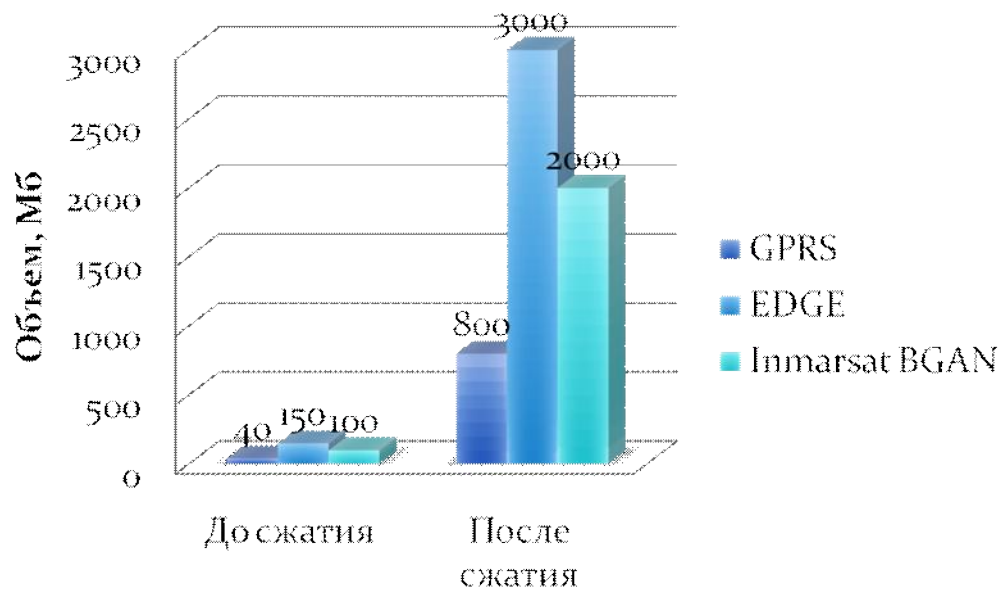


Рис. 3

В настоящее время заканчивается разработка нового программного продукта, поддерживающего данную адаптивную методику сжатия различных геофизических данных большого объема.

ЛИТЕРАТУРА

1. Методика сжатия данных волнового акустического каротажа. Руководящий документ // Технический комитет по стандартизации «Геофизические исследования и работы в скважинах» ТК 440 совместно с ООО Предприятие «ФХС-ПНГ», Пермь, 2006.

МОНИТОРИНГ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СКВАЖИН В ПРОГРАММНОМ КОМПЛЕКСЕ СОНАТА

*С.В. Белов, Е.В. Заичкин, О.В. Наугольных, И.В. Ташкинов (ООО Предприятие «ФХС-ПНГ»),
А.В. Шумилов (ОАО «Пермнефтегеофизика»)*

Мониторинг технического состояния означает проведение комплекса геофизических исследований на каждом этапе строительства скважины и во время ее дальнейшей эксплуатации.

Основными геофизическими методами контроля технического состояния скважины являются акустический каротаж, гамма-гамма цементометрия, магнито-импульсная дефектоскопия, профилометрия, скважинный акустический телевизор. Например, в Пермском Крае на месторождениях НК «ЛУКОЙЛ» стандартный обязательный комплекс по оценке технического состояния включает три геофизических метода: акустическую и гамма-гамма цементометрию, электромагнитную дефектоскопию обсадных колонн.

Эти методы позволяют оценивать состояние контактов обсадной колонны и цементного кольца, диагностировать состояние цементного камня, определять высоту подъема цемента, эксцентриситет обсадной колонны. При помощи такого комплекса определяют также толщины колонн, глубины местоположения элементов конструкции скважины и интервалов перфорации, выделяют интервалы коррозии, смятия и другие дефекты обсадных колонн.

Для построения эффективной технологии мониторинга технического состояния скважины недостаточно иметь набор современных аппаратных средств, необходим также эффективный технологичный программный инструмент, позволяющий построить на геофизическом предприятии сквозную технологию по обработке и интерпретации геофизических данных. Технологическая цепочка включает оперативную передачу данных со скважины в контрольно-интерпретационные партии (КИП), приемку и контроль качества исходных полевых материалов, обработку, комплексную интерпретацию различных геофизических методов и выдачу заключения заказчику геофизических работ.

Одним из ключевых факторов при оценке технического состояния скважины во время геофизических исследований является время выдачи заключения, а соответственно и время простоя буровой бригады или бригады КРС. Поэтому важно обеспечить быструю передачу исходной геофизической информации со скважины в КИП. Использование волнового акустического каротажа увеличило объемы исходной информации до десятков и даже сотен мегабайт. А при использовании секторной акустики объем данных увеличивается на порядок. Для удаленных полевых партий передача такого объема данных по спутниковой или сотовой связи составляет в среднем 2-3 часа, что является неприемлемым для оперативной интерпретации. Решить данную проблему позволяет сжатие акустических данных.

Предприятие «ФХС-ПНГ» разработало программу сжатия геофизических данных, в том числе полного волнового акустического каротажа [1], позволяющую обеспечить максимальную степень сжатия при минимальных искажениях сигнала и сократить время передачи данных в среднем до 4 – 18 мин.

Для оценки технического состояния скважины разработан программный комплекс СОНАТА, реализующий полную технологическую цепочку: ввод исходных полевых материалов, контроль качества, предварительную обработку, комплексную интерпретацию различных геофизических методов и выдачу заключения заказчику геофизических работ на всех этапах строительства и эксплуатации скважины [2].

Все алгоритмы и методики интерпретации, использованные в системе СОНАТА, соответствуют утвержденным стандартам, руководящим документам, методическим указаниям и опробованы в производственном режиме в различных геофизических предприятиях. СОНАТА сертифицирована Евро-Азиатским геофизическим обществом на соответствие стандарту по сертификации программных пакетов и систем обработки и интерпретации геофизических данных, стандарту по определению качества цементирования обсадных колонн в скважинах на месторождениях НК «РОСНЕФТЬ» [3], а также методическому руководству по проведению магнитоимпульсной дефектоскопии-толщинометрии в нефтяных и газовых скважинах и обработке результатов измерений [4].

Оценка качества и приемка полевого материала осуществляется в соответствии с требованиями технической инструкции по проведению геофизических исследований [5]. Для оценки качества

волнового сигнала разработана оригинальная методика. По результатам оценки качества материала формируется подробный отчет, в котором указывается общая оценка материала, и если обнаружено, причины некачественного материала. В зависимости от результатов интерпретатор принимает решение о возможности обработки материала, о способах предварительной обработки, выдает рекомендации оператору полевой партии и наладчику геофизической аппаратуры.

Начальным этапом мониторинга технического состояния является информация, получаемая в открытом стволе. СОНАТА позволяет осуществлять обработку и интерпретацию метода широкополосного акустического каротажа. Обработка заключается в выделении в волновом поле продольной, поперечной волн и волны Стоунли. После выделения пакетов волн рассчитываются динамические, спектральные характеристики волн и физико-механические свойства пород.

Обработка может осуществляться для любого типа аппаратуры акустического каротажа, включая многоэлементную и кроссдипольную аппаратуру. При этом для обработки многоэлементных приборов используется автоматический метод выделения волны, так называемый метод подобия, что позволяет значительно сократить трудоемкость работы, а также исключить субъективность интерпретатора при обработке сигнала. Кроме того, данный метод позволяет использовать все достоинства и преимущества многоэлементной аппаратуры, увеличивая достоверность и точность определения скоростей волн.

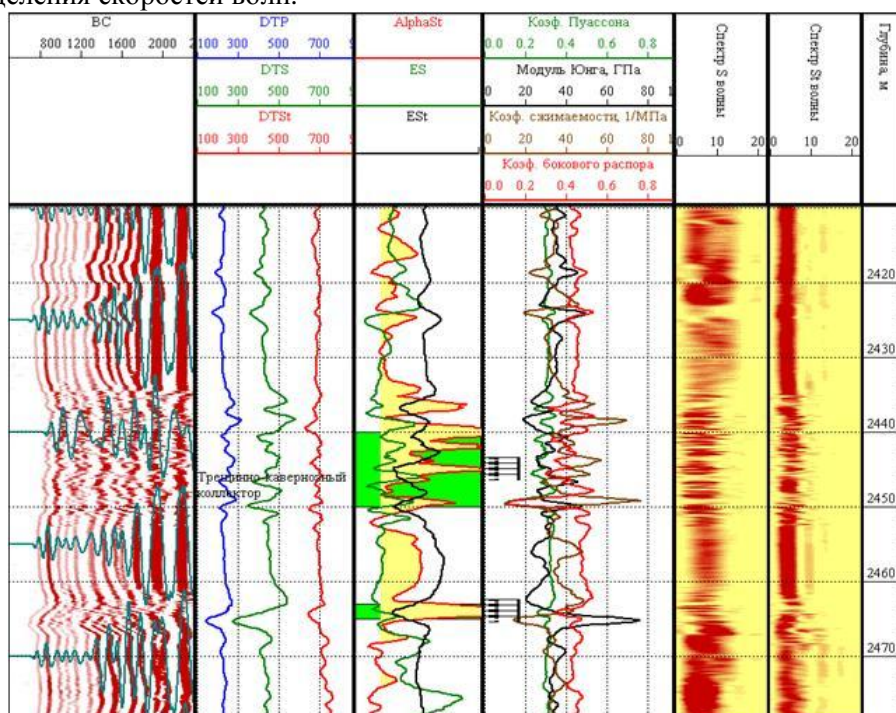


Рис. 1. Обработка широкополосной акустики в открытом стволе

Одним из применений акустического каротажа в открытом стволе служит интерпретация полной энергии упругих волн, с целью выделения проницаемых зон в низкопористых карбонатных породах. В основе методики лежит предположение, что для одного литотипа пород полная энергия волн акустического сигнала зависит только от скорости волн и плотности пород и может быть вычислена. Если измеренная энергия оказывается меньше вычисленной, то в пласте присутствуют вторичные пустоты, и он может быть коллектором сложного типа. Преимуществом данной методики является простота и высокая эффективность ее применения для выделения карбонатных коллекторов с вторичной пористостью, когда стандартные методы не «работают».

Оценка технического состояния необсаженной скважины заключается в обработке данных профилометрии, которая включает разбиение ствола скважины на интервалы с различным типом поперечного сечения, расчет площади поперечного сечения, объема ствола.

Для оценки технического состояния обсаженной скважины в настоящее время в системе СОНАТА реализована обработка и комплексная интерпретация 3-х основных геофизических методов контроля технического состояния и качества цементирования: акустическая цементметрия, гамма-гамма цементометрия-толщинометрия и магнито-импульсная дефектоскопия.

Обработка и интерпретация данных АКЦ с целью определения качества цементирования колонны в системе СОНАТА включает:

- оценку контакта на границе колонна-цемент и цемент-порода;
- определение величины микрозазора;
- вычисление угла раскрытия канала в цементном кольце;
- расчет коэффициента качества сцепления;
- определение типа дефекта и его величины по данным разночастотной записи акустической цементометрии.

Особенностью обработки АКЦ является возможность обработки данных, зарегистрированных любыми типами приборов акустического каротажа как российского, так и зарубежного производства; использования различных методик обработки АКЦ, а также их гибкая настройка под современные требования и стандарты, предъявляемые к оценке качества цементирования со стороны нефтяных компаний.

Повышение разрешающей способности метода АКЦ возможно с переходом от аппаратуры интегрального типа к сканирующей аппаратуре. Уже сегодня на геофизическом рынке доступна секторная акустическая аппаратура АКЦ не только зарубежного, но и российского производства, например прибор МАК-СК производства ОАО НПФ «Геофизика», которая позволяет определять каналы раскрытостью свыше 10° , а также за счет небольшой длины зонда эффективно оценивать качество цементирования в карбонатных разрезах.

Для обработки данных секторной акустической цементометрии в СОНАТЕ разработан специальный модуль позволяющий, проводить оценку качества цементирования по периметру скважины с построением карты цементирования.

Основными преимуществами модуля являются:

- совместная обработка и интерпретация данных стандартной (интегральной) и секторной АКЦ;
- калибровка секторных зондов по интегральной или по модельной записи;
- оценка угла смещения и перекоса прибора;
- оценка достоверности результата расчета по величине погрешности определения времени волны по колонне;
- построение диаграммы и средних по окружности значений ослабления и индекса цементирования;
- оценка качества цементирования и герметичности заколонного пространства;
- определение характеристики гидроизоляции пластов.

Обработка и получение результатов интерпретации гамма-гамма цементометрии (ГГЦ) возможна для любого типа аппаратуры гамма-гамма цементометрии с одновременным, сканирующим или поочередным опросом датчиков.

Результатом обработки ГГЦ являются:

- определение толщины колонны с возможностью паспортизации по каждой трубке;
- вычисление эксцентриситета колонны;
- определение плотности цемента за колонной с поправкой за эксцентриситет, в том числе и в интервалах многоколонной конструкции скважины;
- построение развертки плотности цемента и толщины колонны по периметру скважины с поправкой за вращение прибора;
- выделение каналов в цементном кольце;
- расчет однородности и характеристики заполнения цемента;
- выделение муфтовых соединений обсадной колонны.

Модуль обработки данных электромагнитной дефектоскопии дополняет методы АКЦ и ГГЦ для определения технического состояния обсадных колонн и может применяться для обработки аппаратуры серии МИД-К и ЭМДСТ-МП. Результатом обработки являются рассчитанные толщины первой и второй колонны, выделенные муфтовые соединения внутренней и внешней колонны, интервалы перфорации, коррозии и другие нарушения колонн. В ходе обработки возможно устранение влияния намагниченности колонны и эксцентриситета труб.

Интеграция обработки методов электромагнитной дефектоскопии, ГГЦ и АКЦ в единый технологический комплекс позволяет получать полное и более достоверное заключение по оценке технического состояния колонны.

На рис. 2 показан пример, когда акустический каротаж, проведенный до и после перфорации, вместе с электромагнитной дефектоскопией позволяет не только надежно выделять интервалы щелевой гидрораскоструйной перфорации, но также и оценивать ее глубину

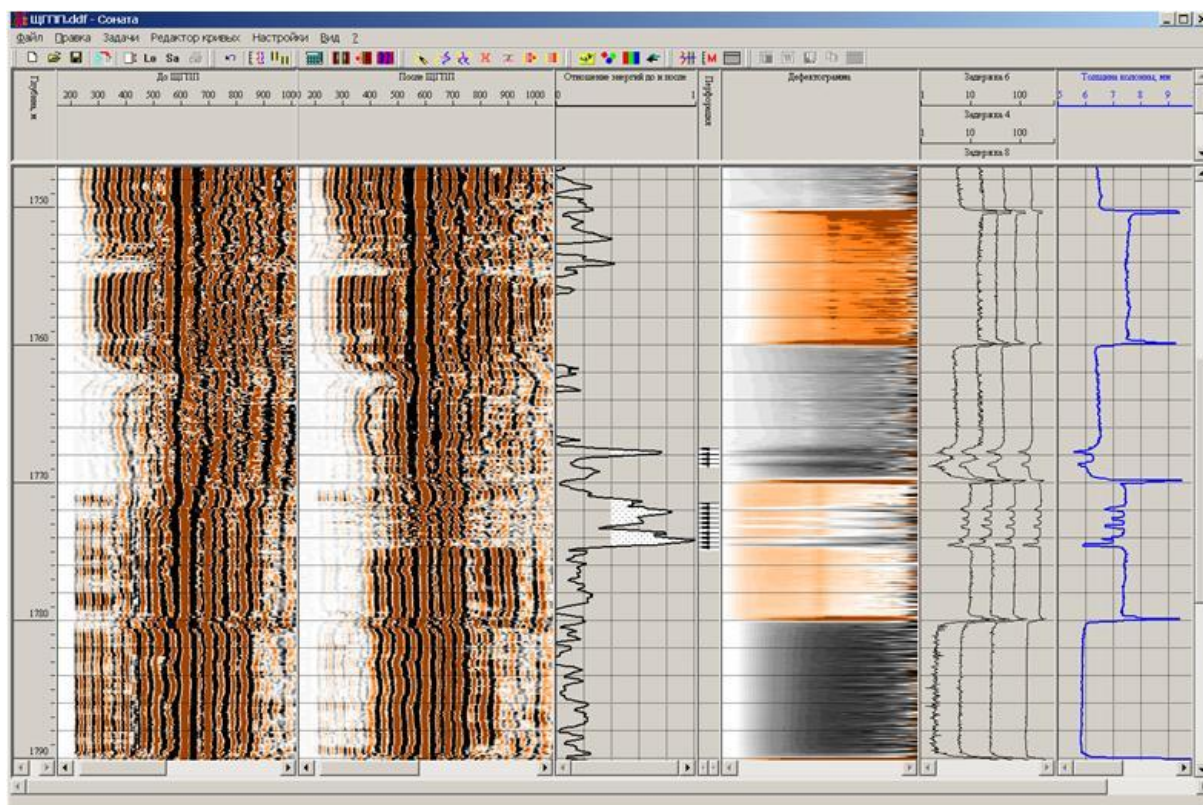


Рис. 2 Выделение интервалов ЦГПП по данным акустического каротажа и магнитоимпульсной дефектоскопии в системе СОНАТА

Использование программного комплекса СОНАТА для оценки технического состояния скважины, включающего универсальную обработку данных, полученных большинством геофизических приборов, как российского, так и зарубежного производства, позволяет интерпретатору значительно сократить время получения комплексного заключения. Использование информации, получаемой на различных этапах строительства скважины, позволяет значительно повысить достоверность и информативность проводимого мониторинга состояния скважины, особенно в интервалах многоколонной конструкции и сложных геолого-технических условиях, а также перейти к качественно новым параметрам, таким как остаточный срок безопасной эксплуатации скважины.

ЛИТЕРАТУРА

1. Заичкин Е.В., Белов С.В., Ташкинов И.В., Шумилов А.В. Свидетельство об официальной регистрации программы для ЭВМ «Сжатие полного волнового пакета акустического каротажа» (Сжатие ВС). Москва, РОСПАТЕНТ, 11.12.2002, № 2002612073.
2. Белов С.В., Заичкин Е.В., Наугольных О.В., Ташкинов И.В., Шумилов А.В. Свидетельство об официальной регистрации программы для ЭВМ «Модульная система обработки и интерпретации данных геофизических исследований скважин» (Соната) № 2004610273 от 22.01.2004 // М., РОСПАТЕНТ.
3. Стандарт компании по определению качества цементирования обсадных колонн в скважинах и боковых стволах скважин на месторождениях ОАО «НК «Роснефть» / М.; ОАО «НК «Роснефть», 2005.
4. Методическое руководство по проведению магнитоимпульсной дефектоскопии-толщинометрии в нефтяных и газовых скважинах аппаратурой МИД-Газпром и обработке результатов измерений // М.: ОАО «ГАЗПРОМ», ОАО «Газпромгеофизика», ЗАО НПФ «ГИТАС», 2003.
5. РД 153-39.0-072-01. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. М.: ГЕРС, 2001.

ГЕОСОЛИТОННАЯ МОДЕЛЬ ЗЕМЛЕТРЯСЕНИЙ И ОБРАЗОВАНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

*Бембель Р.М., Мегеря В.М. (Геотек Холдинг),
Бембель С.Р. (Тюменский государственный нефтегазовый университет)*

Геосолитонная концепция дегазации Земли построена на идеях русских ученых И.О. Янковского (о непрерывном образовании из мирового эфира в ядрах достаточно крупных космических тел весомого вещества, наделенного энергией) [8], В.И. Вернадского и П.Н. Кропоткина (о «газовом дыхании» или дегазации Земли) [3,4] и результатах геолого-геофизических исследований, подтвердивших наличие в земной коре огромного количества зон локальных субвертикальных деструкций (геосолитонных трубок), уходящих «корнями» в мантию Земли [1, 2, 5].

Геосолитонами будем называть солитоны и солитоноподобные образования геодинамического поля Земли, зарождающиеся в ядре, выходящие из глубинных геосфер планеты, пересекая литосферу, гидросферу и атмосферу, и уходящие в космос. Энциклопедическое определение солитона: «Солитон – это частицеподобная, структурно-устойчивая волна». Более точное определение А.Т. Филиппова [7]: «Солитон – это не частица и не волна, а некое третье состояние материи, обладающее свойствами частицы и волны, объединяющее в себе корпускулярные свойства массы частицы и волновые свойства импульса энергии». В нашем понимании, солитон – это материальная локализованная во времени и пространстве частица–волна. Выход геосолитона из Земли – это сконцентрированный во времени и пространстве импульсно-вихревой энергоперенос вещества и энергии.

Поскольку память о траекториях предыдущих геосолитонов остается в форме предшествующих трещин, то последующие геосолитоны движутся в направлении уже «протоптанной», трещиноватой зоны, таким образом, в природе происходит самоорганизация процессов. Именно эти столбообразные субвертикальные зоны деструкции наблюдались нами в течение последних десятков лет при анализе материалов высокоразрешающей объемной сейсморазведки. Именно эти каналы в конце концов и были названы каналами геосолитонной дегазации Земли или геосолитонными трубками.

Геодинамическая активность в том или ином геологическом районе, в том или ином интервале геологического разреза строения Земли проявляет себя через активизацию геосолитонного излучения по специализированным системам разломов и отдельным субвертикальным зонам деструкции горных пород. Эти энергетические локальные воздействия на литосферу вызывают целый ряд взаимосвязанных геофизических, геохимических и геологических процессов, часто усиливающих и взаимно влияющих друг на друга. Основным, но пока малоизученным процессом является землетрясение (горный удар). Его геологические следствия: вулканизм, трещинообразование, дилатансионное разуплотнение горных пород, мгновенная ползучесть горных пород, диапиризм и вертикальное структурообразование, выделение и струйная вертикальная миграция протонного и водородного газа с активными термодинамическими проявлениями, экзотермические и эндотермические реакции, существенно изменяющие тепловое поле вдоль траектории движения геосолитонов, деструкция органоминеральной матрицы осадочных пород, механо-термическое и физико-химическое каталитическое ускорение нефтегазогенерации, тепловые расширения и сжатия пород, латеральная миграция подвижных флюидов и пластичных горных пород под действием изменения давления внутри порово-трещинного пространства вблизи траектории вертикального движения геосолитонов. Это далеко не полный перечень процессов, происходящих в связи с геосолитонной дегазацией Земли внутри нашей планеты.

Геосолитонный механизм объясняет возможность всех перечисленных природных явлений. В частности, без образования трещин в результате землетрясений не состоится активное извержение вулкана. В зависимости от химического состава газа, при геосолитонной дегазации возможно как значительное падение температуры, приводящее к образованию мерзлоты и ледниковых потоков, так и значительное повышение температуры, приводящее к высокотемпературным тепловым потокам, приводящее к извержению горячих вулканов. Например, активные процессы Эль-Ниньо (резкие повышения температуры морской воды и атмосферы над океаном связаны с активной водородной дегазией в зоне Восточного Тихоокеанского рифта).

Геосолитонные вихревые процессы, выходящие из глубоких геосфер Земли, несут в себе не только огромную энергию, но и большой набор различных химических элементов и веществ, что доказано опытом многих работ, в том числе и результатами наших исследований в Ханты-

Мансийском автономном округе. На одной из выявленных геосолитонных трубок были проведены геофизические исследования методами объемной сейсморазведки, гравиразведки, магниторазведки и тепловые измерения. По результатам всех геофизических методов была выявлена ярко выраженная аномалия кольцевой формы. Кольцевая форма проявилась не только в геофизических полях, но также и в морфологии дневной поверхности, ландшафте и растительном покрове. На этой же трубке был проведен ряд литолого-геохимических исследований, включавший в себя анализ по нескольким десяткам химических соединений углеводородного ряда и нескольким десяткам микроэлементов. Микроэлементный анализ показал высокую концентрацию редких и экологически вредных микроэлементов, таких как ртуть, кобальт, висмут, медь и радиоактивные элементы. Геохимический анализ показал следующее: содержание самого легкого углеводорода (метана) в осевой части трубки превышает фоновые значения этого элемента в 70 раз, гелия – в 40 раз, водорода – в 39 раз. Столь высокая концентрация содержания глубинных газов гелия, водорода совместно с метаном однозначно указывает на глубинное происхождение этого простейшего углеводорода. Геосолитонные выбросы в атмосферу столь высоких концентраций горючей и самовоспламеняющейся смеси газов, вероятно, являются одной из главных причин возникновения катастрофических пожаров как в угольных шахтах, так и на дневной поверхности.

Сравнительный анализ результатов различных геофизических методов на выявленных локальных участках западной Сибири позволяет сделать заключение о наличии ярких признаков в геофизических полях, по которым можно предсказать выходы катастрофических геосолитонов. Наиболее ярко механизм связи геосолитонов с отрицательными гравитационными аномалиями можно увидеть в районах действующих и потухших вулканов на Камчатке. Контрастность амплитуды гравитационных аномалий в этом активном очаге геосолитонного вулканизма превышает 100 миллигал. Самые глубокие минимумы силы тяжести фиксируются над действующими вулканами, тогда как на соседних сопках, представляющих потухшие вулканы, фиксируются ярко выраженные положительные гравитационные аномалии. В справочной литературе по гравиразведке замечена закономерность резкого падения величины гравитационного поля к моменту акта извержения вулкана. В потухших вулканах с течением времени все трещины и пустоты геосолитонных трубок заполняются плотным веществом. В магнитном поле очаги геосолитонной дегазации проявляются в форме локальных кольцевых аномалий со сменой знака: над центральной частью геосолитонной трубки и над периферийной частью. По результатам электроразведки методом теллурических токов было установлено, что на локальных участках геосолитонных трубок имеют место высокопроводящие электрические аномалии [6]. По сейсморазведочным материалам геосолитонные трубки проявляются в форме локальных сводов, образованных геосолитонным диапиризмом. Возможно, что многократные прохождения геосолитонов в одном и том же месте разреза, вызывающие локальные изменения геоида и различных геофизических полей, резко увеличивают энергию процессов и создают ярко выраженные геофизические аномалии, являющиеся надежными признаками не только потенциальных очагов природных катастроф, но и наиболее богатых месторождений полезных ископаемых.

Таким образом, глубинная геосолитонная дегазация является не только основой происходящих глубинных тектонических процессов, но и основным элементом, определяющим характер осадконакопления в осадочных комплексах пород. Выходит, прав был М.В. Ломоносов, предположивший, что образование многих полезных ископаемых происходит при землетрясениях.

Предлагаемая геосолитонная концепция образования месторождений углеводородов не противопоставляет, а взаимно дополняет и объединяет основные достоинства органической и неорганической теории происхождения нефти: нефтематеринские породы, содержащие органические остатки, с одной стороны, и глубинную геодинамическую энергию вместе со струйными вертикальными потоками вещества (водорода и простейших углеводородов) – с другой стороны.

Концепция геосолитонной дегазации Земли допускает проникновение глубинных геосолитонов в толщи нефтегазоматеринских пород, благодаря чему и формируется в этих толщах аномально высокое содержание органического вещества. Эту точку зрения разделяют и многие другие исследователи, которые полагают, что глубинные флюиды, вторгаясь по зонам разломов в верхние горизонты земной коры, создают в них аномально высокие давления и температуры, а также повышенное содержание битумов, углекислоты, сероводорода, различных металлов, редкоземельных и радиоактивных элементов. Таким образом, битумы, рассеянные в осадочных нефтегазоматеринских породах являются, видимо, не только следами преобразования рассеянного органического вещества, но и продуктами геосолитонной дегазации Земли.

Основным аргументом органической теории является связь подавляющего большинства

месторождений углеводородов с осадочными бассейнами. Согласно предлагаемой геосолитонной концепции дегазации Земли эти бассейны образуются на месте бывшей континентальной коры в тех участках, где происходит интенсивная геосолитонная дегазация водорода из мантии, превращающая нижнюю часть континентальной коры, почти на 50% состоящую из кислорода, в воду. Этот процесс ведет к увеличению объема воды на Земле и к провалу соответствующих активных участков геосолитонной глубинной дегазации водорода. Сами провалы оканчиваются формированием участков осадконакопления, но процессы геосолитонной дегазации продолжаются, и эти процессы дополняют водородосодержащими веществами многие из пород. Возможно, что одной из причин формирования обогащенных органическим веществом и битумами «нефтегазоматеринских свит» является их способность абсорбировать на себе водородосодержащие компоненты, преобразуя их под влиянием рассеянного органического вещества в битумы, то есть сам процесс обогащения в нефтематеринских свитах связан с взаимным влиянием геосолитонной дегазации водорода и органического вещества.

Знакопеременный режим геосолитонного излучения в локализованных участках и регионах внутри погружающегося бассейна и в окружающих его источниках сноса терригенного материала приводит, в свою очередь, к знакопеременным условиям осадконакопления, выражающихся, чаще всего, в ритмичной (иногда говорят – циклической) смене периодов трансгрессии периодами регрессии. Фактически подъем или опускание уровня моря зависит от двух причин. Первая – общее увеличение воды в бассейне, связанное с преобразованием земной коры под воздействием водородного излучения в воду. Вторая причина связана с изменениями гравитационного поля: повышение гравитации ведет к регрессии морей, а понижение – к трансгрессии. Более привычным для нас является понятие приливов и отливов, тоже связанных с изменением гравитационного поля Земли под воздействием Луны. Но эти же процессы изменения гравитационного поля, влияющие на трансгрессивный и регрессивный режимы осадконакопления, определяются внутренними режимами геосолитонной дегазации. При проникновении тяжелого протонного газа, соответствующего подъему плюмов из земного ядра в мантию, происходит увеличение гравитации, и, соответственно, регрессивный режим осадконакопления, а при переходе протонного газа внутри мантии в обычный атомарный водород происходит обратный процесс: уменьшение плотности вещества, сопровождающееся уменьшением гравитационного поля, приводящего к трансгрессивным режимам осадконакопления.

Хорошо известная цикличность осадочных толщ с чередованием по вертикали пластов и линз с улучшенными коллекторскими и флюидоизоляционными свойствами – это тоже результат деятельности мозаичного во времени и в пространстве действия геосолитонного механизма, локально изменяющего уровень моря, при этом возбуждающего штормы и тайфуны. Даже повышение концентрации битумного состава органического вещества, палеоисторические причины которого связаны с созданием благоприятных условий для демографического взрыва, могут быть объяснены локальной вспышкой геосолитонной активности. Например, практически все известные современные и древние рифы и карбонатные постройки, как правило, находятся на геосолитонных трубках с активным излучением, по которым не только поставляются необходимые для жизни вещество и энергия, но и происходит дилатансионный диапиризм, поднимающий морское дно с большой глубины в несколько километров до поверхности моря и создающий тем самым благоприятные условия для развития жизни на возникающих отмелях и карбонатных постройках.

Геосолитонная концепция позволяет не только понять природу локальных очагов улучшенных коллекторских свойств, но и природу локальных высокодебитных участков как в нефтегазоносном бассейне, так и внутри отдельных месторождений. Локальность нефтегазового поля почти полностью зависит от локальности геосолитонных импульсно-вихревых процессов. В частности, на месторождениях могут быть расположены на близких расстояниях (в первые сотни и даже десятки метров) добывающие скважины, дебиты в которых могут отличаться иногда в десятки и даже в сотни раз.

Вихревой характер всех видов геофизических полей в геосолитонном механизме является одной из главных причин локализации всех физико-химических преобразований и воздействий на горные породы. При этом угловая скорость геосолитонных вихрей, являясь максимальной в осевой части субвертикальной «трубки», зависит еще и от энергии геосолитона. Все эти свойства геосолитонных вихрей способствуют концентрации электронных потоков, гидратированных электронов, зон максимальной трещиноватости, очагов максимальных механических, тепловых, электромагнитных, дилатансионных и многих других физико-химических воздействий именно в осевых зонах геосолитонных трубок.

Локальное сейсмоструктурное воздействие, имеющее геосолитонную природу, таким образом, играет роль электронно-механического «катализатора» и может распространяться по вертикали вдоль зон деструкции со скоростью ударной волны, вызывая в каждом геологическом интервале, содержащем обогащенные ОВ нефтематеринские породы, интенсивное нефтегазообразование. В отличие от химического катализатора, требующего для вертикальной миграции проницаемых каналов, электронно-механический геосолитонный «катализатор» может проходить и через непроницаемые для флюидов покровы. Эта особенность геосолитонного «катализатора» позволяет понять не только механизм формирования многопластовых залежей, но и часто встречающуюся на практике изолированность гидродинамических и химических свойств отдельных залежей на некоторых многопластовых месторождениях.

О частоте встречаемости геосолитонных трубок, размеры которых поддаются выделению, можно судить по исследованиям, проведенным на Приобском нефтяном месторождении в Западной Сибири. По результатам высокоразрешающей объемной сейсморазведки здесь было выявлено около 1500 геосолитонных трубок. О вероятности и результатах случайных попаданий скважин в геосолитонные трубки говорит статистика: с 1953 по 1990 год в Западной Сибири было зафиксировано 135 аварийных нефтяных фонтанов. Самый первый газо-водяной фонтан был получен в 1953 году в Березово. Его дебит составлял более миллиона кубометров газа и более 5000 тонн воды. Вероятно, известный аварийный нефтяной фонтан в Мексиканском заливе (2010 г.) тоже связан с попаданием скважины в геосолитонную трубку. Ярким признаком геосолитонного вихря во время этого фонтанирования можно считать закрученный в спиральную форму ствол эксплуатационной скважины. Главной причиной Чернобыльской катастрофы, скорее всего, тоже явился выход мощного геосолитонного вихря, который выбросил в атмосферу не только все содержимое атомного реактора в 4 блоке, но и железобетонный фундамент под ним. Этот выброс сопровождался землетрясениями и резким падением гравитационного поля с гравитационным минимумом расположенным строго над 4 блоком атомной электростанции. Имеются карты поля атмосферного давления в районе Чернобыля, на которых отрицательная аномалия существовала в течение трех недель до геосолитонного выброса.

Вывод: постановка высокоточных геофизических исследований необходима не только для успешных поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых, но должна предшествовать любому гражданскому и промышленному строительству с целью предотвращения размещения объектов над геосолитонными трубками. И уж, конечно, совершенно недопустимо строительство таких потенциально опасных объектов, как АЭС, в зонах геосолитонных поясов активности Земли, на пересечении которых находится Япония.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бембель Р.М. Высокорастворяющая объемная сейсморазведка. – Новосибирск: Наука, Сиб. Отд. – 1991. - 152 с.
2. Бембель Р.М., Мегеря В.М., Бембель С.Р. Геосолитоны: функциональная система Земли, концепция разведки и разработки месторождений углеводородов. - Тюмень: Вектор Бук – 2003. – 344 с.
3. Вернадский В.И. Химическое строение биосферы Земли и ее окружения. - М.: Наука -1965. - 374 с.
4. Кропоткин П.Н. Дегазация Земли и геотектоника. // Тезисы докладов III союзного совещания. Дегазация Земли и геотектоника.- М.: Наука – 1991. - С.7-17.
5. Мегеря В.М. Поиск и разведка залежей углеводородов, контролируемых геосолитонной дегазацией Земли. Монография. М.: Локус Станди, 2009. 256 с.
6. Сысоев Б.К. Изучение глубинного строения земной коры методом магнитотеллурических зондирований (МТЗ) и новая технология поиска и разведки сложнопостроенных месторождений УВ в образованиях фундамента // Сб. Материалы конференции «Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири» - Тюмень - 2008.
7. Филиппов А.Т. Многоликий солитон. - М.: Наука – 1990. - 287 с.
8. Янковский И.О. Всемирное тяготение как следствие образования весомой материи внутри небесных тел. Кинематическая гипотеза. - М.: Тип. лит. т-ва Кушнерова - 1889. - 388 с.

ТЕХНОЛОГИЯ ОЦЕНКИ КАЧЕСТВА ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН НА ОСНОВЕСКАНИРУЮЩЕЙ АППАРАТУРЫ ГАММА-ГАММА И АКУСТИЧЕСКОГО КАРОТАЖА

*Береснев В.В., Булгаков А.А., Сулейманов М.А.
(ОАО НПФ «Геофизика», г. Уфа, beresnev@npf-geofizika.ru)*

Оценка качества цементирования скважин заключается в исследовании состояния цементного камня в заколонном пространстве скважины с целью определения степени изоляции продуктивных и водоносных пластов друг от друга и остальной части геологического разреза скважины.

Основными геофизическими методами контроля качества цементирования скважин являются методы гамма-гамма и акустического каротажа.

В настоящее время в большом объеме при оценке качества цементирования скважин применяются акустические цементомеры интегрального типа, не позволяющие определить тип дефекта цементирования (объемный или контактный), оценить размеры дефектов и их ориентацию в пространстве. Эта информация необходима для оценки возможности ликвидации дефектов цементирования при ремонтно-изоляционных работах в скважине. Поэтому в интервалах с дефектами цементирования выполняют дополнительные детальные исследования с применением различных геофизических методов.

С 2009 года ОАО НПФ «Геофизика» выпускает аппаратно-методический комплекс сканирующего типа АМК-2000СК (рис.1) для контроля качества цементирования скважин, состоящий из модулей МАК-9-СК и СГДТ-100М позволяющий проводить исследование за одну спуско-подъемную операцию.

Модуль интегрально-сканирующей акустической цементометрии МАК-9-СК содержит 8-секторный акустический зонд (формула $I_{1-8}0,4\Pi_{1-8}$) работающий в сканирующем режиме, что позволяет осуществлять контроль качества цементирования обсадных колонн по периметру и интегральный зонд (формула $II1,0\Pi10,5\Pi2$) для определения состояния сцепления цементного камня с колонной и горными породами при скоростях распространения упругих волн в породах до 7000 м/с.

Модуль сканирующего типа СГДТ-100 имеет 8 детекторов (через 45 градусов в радиальном направлении) для измерения плотности цементного кольца в заколонном пространстве.

Основные преимущества сканирующего комплекса АМК-2000 СК по сравнению с ранее применяемой аппаратурой интегрального типа:

- значительно более высокая разрешающая способность к дефектам цементирования малых размеров (каналам, кавернам, разрывам сплошности и т.д.);
- возможность получения цветового изображения пространственной ориентации дефектов цементирования, а также «привязки» изображения к апсидальной плоскости скважины (или нижней части обсадной колонны);
- возможность количественной оценки состояния контакта цементного камня с обсадной колонной в интервалах скважины с высокими скоростями распространения упругих волн (до 7000 м/с) в горных породах, где длиннозондовые акустические цементомеры не позволяют получать однозначных заключений о качестве цементирования скважины из-за интерференции упругих волн, распространяющихся по обсадной колонне и горной породе;
- возможность определения типа дефекта цементирования (объемный или контактный), его размеров и, как следствие, возможность прогнозирования герметичности заколонного пространства скважины.

Модуль МАК-9СК:

Основной параметр при обработке исходных данных МАК-9СК - декремент затухания амплитуды головных волн для каждого сектора обсадной колонны.

Определение декремента затухания выполняется по следующей формуле:

$$D_{ik,s} = 20 \lg(U_0/A_{ik}),$$

где U_0 – максимальное значение диапазона измерений амплитуд регистратора;

A_{ik} – измеренное значение амплитуды упругих волн в i -м секторе зонда.

Основные интерпретационные параметры получаемые после обработки: коэффициент качества цементирования скважины $Kkц$ – интегральная характеристика состояния цементирования скважины по данным МАК-СК, который изменяется от 0 при незацементированной обсадной колонне до 1 при бездефектном качестве цементирования и определяется по формуле:

$$Kkц = (D_{cp} - 3.5) / (D_{cp}^n - 3.5),$$

где $D_{\text{ср}}$ – декремент затухания средний;

$D_{\text{ср}}^0$ – установленное на моделях граничное значение для бездефектного цементного кольца.

Палитра декрементов затухания дает детальную характеристику цемента по периметру исследования, палитра декрементов затухания в долях единицы – визуально характеризует процентное содержание различных типов контактов и степени гидроизоляции.

Белый цвет отражает незацементированное состояние обсадной колонны и, соответственно, полное отсутствие гидроизоляции, черный – бездефектное состояние цементирования или сплошной контакт цементного камня с обсадной колонной (по терминологии, принятой для интегральных акустических цементометров) и хорошую гидроизоляцию, промежуточные цвета (голубой, желтый, коричневый) – дефекты в цементном кольце (или частичный контакт цементного камня с обсадной колонной по ранее принятой терминологии) и различную степень гидроизоляции.

Такое представление результатов модуля сканирующей цементометрии является весьма важной информацией при проектировании операций повторного вскрытия пласта и проведения ГРП, позволяет скорректировать работы КРС и избежать в дальнейшем проблем с возникновением перетоков по каналам в цементном камне. Часто обычный АКЦ такую детальную оценку качества цемента провести не позволяет.

Модуль СГДТ-100:

Результатом интерпретации являются 8 селективных значений объемной плотности в затрубном кольцевом пространстве обсаженной скважины в г/см³, значения толщины стенки обсадной колонны в мм и эксцентриситета колонны.

Представление результатов 8 селективных значений объемной плотности в виде цветовой развертки поперечного сечения (от 0 до 360 град) распределения плотности цемента в затрубном пространстве существенно повышает информативность полученных результатов.

Цветовая развертка соответствует количественным значениям расчетной плотности. Красный, голубой и синий соответствуют плотности заколонного вещества изменяющегося в диапазоне от 1.0 до 1.3 г/см³, градация от желтого до коричневого и черного соответствует плотности от 1.3 до 1.85 г/см³ и выше.

Калибровка модулей МАК-9СК и СГДТ-100 выполняется в моделях обсаженных скважин с различными характеристиками по плотности цемента, диаметра и толщины стенки обсадной колонны, а также раскрытостью канала от 45 до 60 градусов и кольцевого микроззора от 0 до 60 мкм.

По результатам проведенных измерений на моделях установлены критерии комплексной интерпретации данных АМК-2000СК, позволяющее оценивать качество изоляции заколонного пространства при цементировании скважин.

На рис. 2 и 3 приведены примеры обработки и интерпретации данных, получаемых комплексом АМК-2000СК. На рис. 4 показаны условные обозначения состояния цементного кольца и качества изоляции заколонного пространства, выдаваемые по результатам комплексной интерпретации скважинных материалов.

На рис. 2 показан пример выделения вертикальных и кольцевых микроззоров на границе цемента с обсадной колонной. В представленном интервале скважины интегральный акустический зонд модуля МАК-9-СК регистрирует акустические сигналы, распространяющиеся через обсадную колонну, цементное кольцо и горные породы (см. фазокорреляционные диаграммы). При этом в интервале 1232-1329 м скорость распространения упругих волн по горным породам близка к скорости распространения упругих волн по обсадной колонне, поэтому зарегистрировать волны по колонне не представляется возможным. Интерпретация данных, получаемых интегральным зондом МАК-9-СК, позволяет сделать заключение о сплошном контакте цементного камня с обсадной колонной и горными породами, в большей части исследованного интервала скважины.

Однако, более короткий сканирующий зонд позволяет получить более достоверную картину сцепления цементного камня с обсадной колонной по ее периметру. Полученная сканирующим зондом цветовая карта сцепления позволяет выделить вертикальные и кольцевые микроззоры между цементным камнем и обсадной колонной, которые снижают качество изоляции заколонного пространства скважины. Цветовая карта сцепления позволяет оценить размеры дефектов цементирования и их пространственную ориентацию относительно апсидальной плоскости скважины (нижней части обсадной колонны). Заключение о наличии дефектов контактного типа сделано в результате комплексной интерпретации данных АМК-2000 СК с привлечением цветовой карты плотности цемента, полученной по результатам интерпретации данных модуля

СГДТ-100М. В представленном интервале скважины наблюдается однородное заполнение заколонного пространства цементным камнем плотностью более $1,8 \text{ г/см}^3$.

На рис. 3 показан пример выделения дефектов цементирования контактного, объемно-контактного и объемного типов. По цветовой карте сцепления во всем исследованном интервале скважины наблюдается частичное сцепление цементного камня с обсадной колонной. На цветовой карте плотности цемента наблюдаются интервалы уменьшения плотности ниже $1,8 \text{ г/см}^3$. Комплексная интерпретация данных сканирующей акустической и гамма-гамма цементометрии позволяет определять тип дефекта цементирования (контактный или объемный) и оценить качество изоляции заколонного пространства (см. правую колонку на диаграмме).

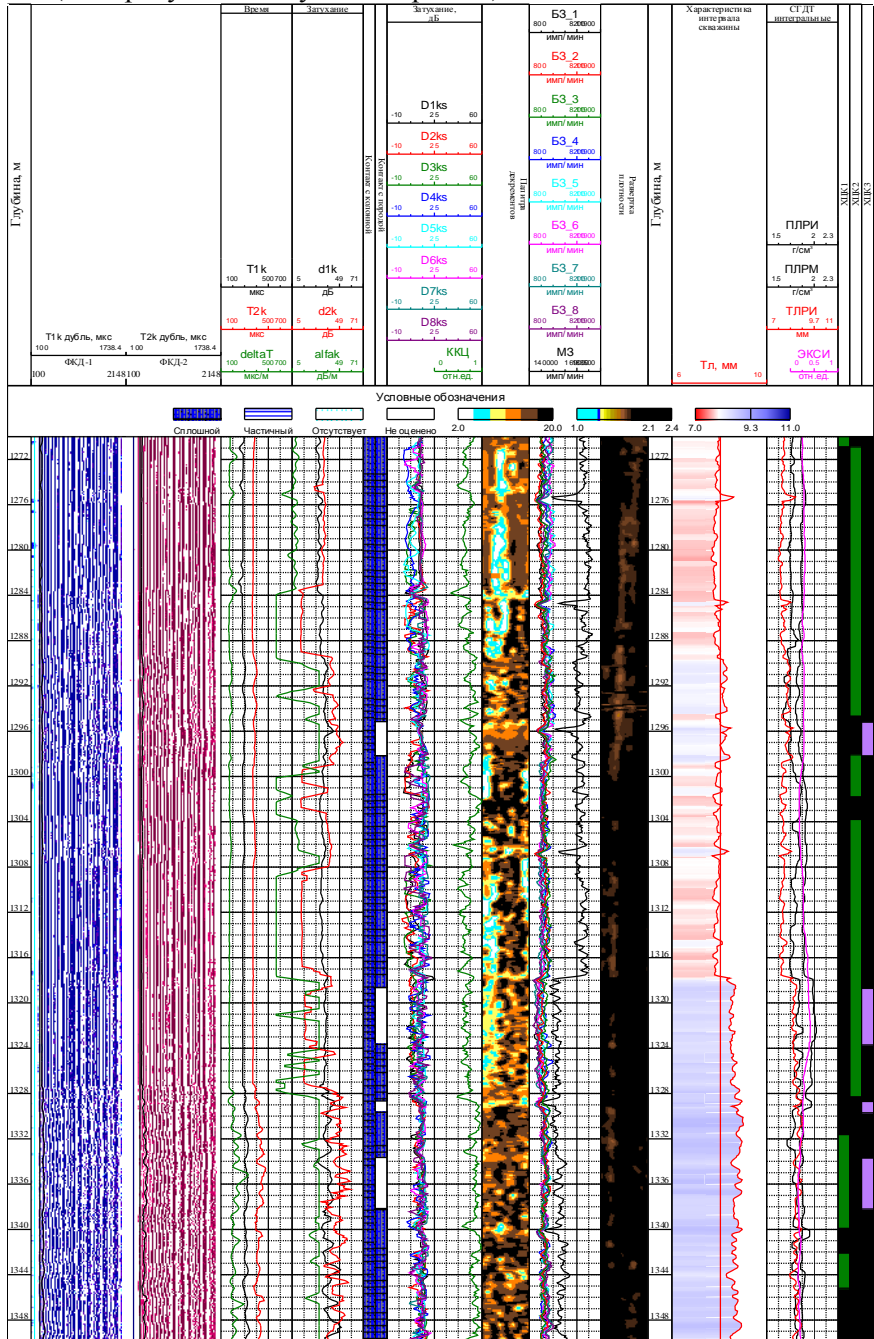


Рис.2 Пример выделения вертикальных и кольцевых микрозоров на границе цемента с колонной по данным комплекса АМК-2000СК

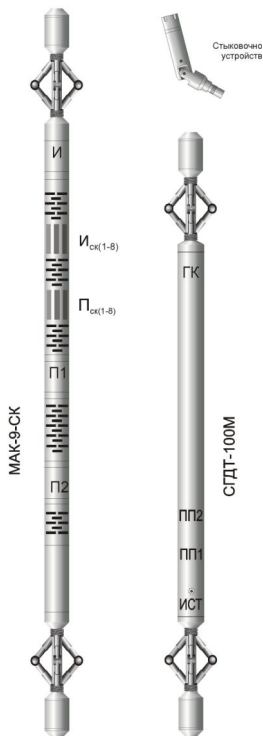


Рис. 1. Общий вид АМК-2000СК

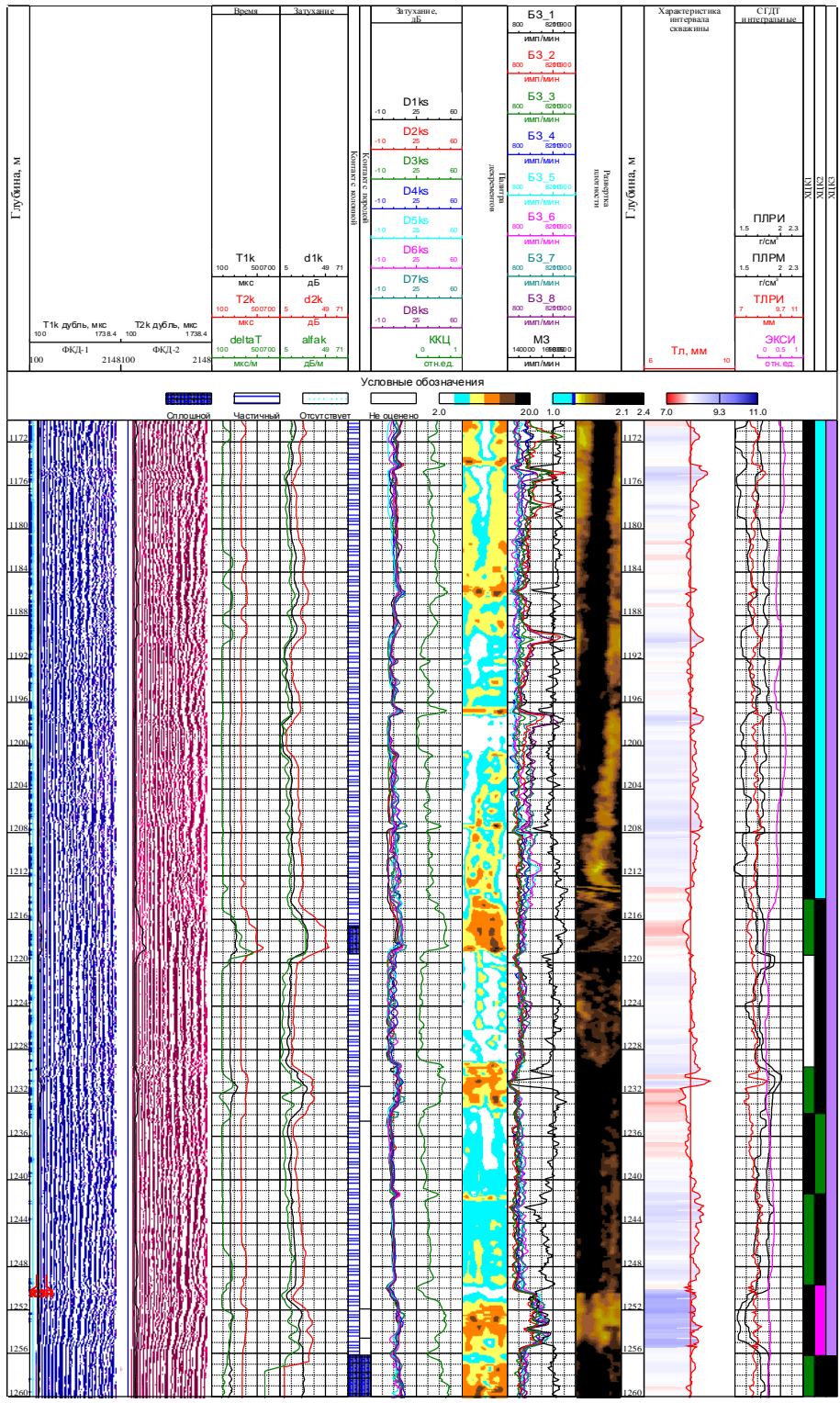


Рис. 3. Пример выделения контактных, объемно-контактных и объемных дефектов цементирования по данным комплекса АМК-2000СК

№	Палитра	Характеристика цементного кольца	Качество изоляции
1.		Бездефектное цементное кольцо	хорошее
2.		Бездефектное цементное кольцо при неопределенном контакте с породой	удовлетворительное
3.		Цементное кольцо с вертикальным микро-каналом на границе с колонной	пониженное
4.		Цементное кольцо с микрозазором на границе с колонной раскрытостью < 60 мкм	пониженное
5.		Цементное кольцо при отсутствии контакта с колонной (раскрытость микрозазора ≥ 60 мкм)	низкое
6.		Цементное кольцо с вертикальным каналом контактно-объемного типа	низкое
7.		Цементное кольцо с вертикальным каналом объемного типа	плохое
8.		Отсутствие цементного кольца	отсутствует

Рис. 4. Условное обозначение состояния цементного кольца и качества изоляции заколонного пространства по данным комплекса АМК-2000СК

Вышеприведенные примеры показывают, что комплекс АМК-2000 СК позволяет значительно повысить эффективность оценки качества изоляции заколонного пространства скважин за счет повышения разрешающей способности к дефектам цементирования различного типа, идентификации типа дефектов, определения их размеров и пространственной ориентации.

ЛИТЕРАТУРА

1. Лаптев В.В., Сулейманов М.А., Семенов Е.В. и др. Программно-управляемый аппаратно-методический комплекс АМК-2000 для контроля технического состояния и качества цементирования скважин // НТВ Каротажник. Тверь: Изд. АИС. 2001. Вып. 86. С. 79-85.
2. Сулейманов М.А., Исламгулов В.И., Батырова Д.Р. и др. Модуль сканирующего акустического цементомера МАК-СК для программно-управляемого комплекса АМК-2000 // НТВ Каротажник. Тверь: Изд. АИС. 2005. Вып. 10-11 (137-138). С. 47-60.
3. Сулейманов М.А., Семенов Е.В., Стрелков В.И. Мониторинг технического состояния обсаженных скважин акустическими и гамма-гамма имиджерами. Тезисы докладов научно-практической конференции «Новая техника и технологии для геофизических исследований скважин», 21 мая 2008. Уфа: ОАО НПФ «Геофизика. С. 9-13.

ДЕТЕРМИНИРОВАННЫЙ ПОДХОД К МОДЕЛИРОВАНИЮ ТРЕЩИНОВАТОСТИ НА ОСНОВЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЫ

С.И. Билибин, Величкина Н.Ф., Козина Е.Ю. (ОАО «ЦГЭ»)

Сложное распределение напряжений и деформаций в породах-коллекторах приводит к образованию сети трещин сложной геометрии. В большинстве случаев считается, что трещины открыты и положительно влияют на движение флюидов. Трещины подразделяются на: сдвиговые трещины, трещины расширения и трещины растяжения. Последние являются определяющими, поскольку горные породы имеют весьма низкую прочность на разрыв. Чтобы образовались трещины растяжения, одно из главных напряжений должно быть растягивающим.

Установить параметры трещин для моделирования крайне сложно. Системы трещин могут быть расположены как вдоль, так и под углом к породившему их разлому. Параметры трещин определяются простиранием, длиной, густотой (плотностью на единицу площади) и раскрытостью. При наличии трещинных систем на месторождении именно их раскрытость будет определять величину пустотности трещин и их фильтрационные характеристики. Раскрытость трещин прямо связана с напряженным состоянием геологической среды, наблюдаемым в настоящее время. Значительные перепады структуры привели к тому, что поле современных вертикальных и горизонтальных напряжений в пределах месторождения имеет неоднородный характер.

Для корректного создания 3D геологической модели, позволяющей правильно смоделировать историю разработки месторождения, необходимо определить области развития зон растяжения и, соответственно, приуроченные к ним высокопроницаемые зоны с раскрытыми трещинами.

Известно, что трещины подразделяются на ранги: микро-, мезо-, макротрещины. Микротрещины хаотичны, не образуют систем и могут рассматриваться при моделировании фильтрации вместе с поровым коллектором. Существенное влияние на фильтрацию в залежи могут оказать только мезо- и макротрещины, образующие системы, пересекающие несколько пластов.

При гидродинамическом моделировании необходимо задать две среды, существенно отличающиеся по фильтрационным свойствам. Среда медленной фильтрации - матричная, куда могут быть отнесены поры, каверны и микротрещины, и среда быстрой фильтрации - трещинная, которая объединяет трещинные системы, связанные с нарушениями. Трещинная система сопоставима с толщинами пластов, размерами ячеек и расстояниями между скважинами.

Современные методы моделирования [2], например в Petrel, позволяют построить прогнозные карты интенсивности развития трещин. Прогноз подтверждается редкими измерениями методом FMI и детальным анализом керна. Обычная практика учета трещиноватости при построении геологических и гидродинамических моделей – это объектно-ориентированное стохастическое моделирование [3]. Однако, довольно часто такой способ моделирования не позволяет построить связанные системы не только между самими трещинами, но даже между двумя средами – матричной и трещинной. Более того, стохастические методы не основаны на строгих физико-геологических принципах распространения трещин. и не решают главного вопроса – численного определения коэффициента взаимосвязи двух сред.

Исходя из геомеханических моделей трещиноватости, местоположение раскрытых, в основном вертикальных, трещин совпадает с зонами растяжения. Выявить зоны растяжения можно только путем детерминированного (не стохастического!) построения кубов напряженного состояния геологической среды.

Построение тензора проницаемости через напряженное состояние геологической среды – это прикладная математическая задача [5]. Сложность заключается в большом количестве факторов, которые надо учесть. Корректное математическое решение возможно только для идеальных условий, практически несуществующих в геологической среде. Именно поэтому она до сих пор не реализована в пакетах геологического моделирования. Однако, задача может быть значительно упрощена, если к ней подходить с позиций крупноячейковой модели.

Горные породы в естественном залегании подвергаются воздействию вертикального нормального напряжения $\sigma_z = \rho \times g \times H$, где σ_z - вертикальное напряжение (горное давление); ρ - средняя плотность вышележащих пород; g - ускорение свободного падения; H - глубина точки расчета.

Горизонтальное нормальное напряжение предположительно одинаковое во всех направлениях и равно гидростатическому (имеет сферическую симметрию). Геологическая среда в процессе развития подвергалась воздействию тектонических движений, которые в разные эпохи создавали

аномалии напряженного состояния, превышавшего предел прочности породы. Результатом снятия палеонапряжений являются существующие разрывные нарушения и трещины различных рангов. Для анизотропных и гетерогенных пород, тектонически нарушенных, а также для пород с разными свойствами вблизи геологических границ в настоящее время будет наблюдаться неоднородное поле горизонтальных напряжений, которое выражается уравнением $\sigma_{xy} = \sigma_z \times \nu / (1 - \nu) + \sigma'_{xy}$, где σ_{xy} - горизонтальное напряжение в направлении главных осей; σ'_z - приращение напряжения в направлении главных осей; ν - коэффициент Пуассона.

Авторская модификация технологии расчетов напряженно-деформированного состояния среды, реализованная в пакете DV-Geo, состоит из следующих этапов:

- определение физических параметров среды (плотности, коэффициента Пуассона);
- расчет кубов напряженного состояния (вертикального и горизонтальных);
- разделение горизонтальных кубов на фоновую и остаточную составляющие.

Остаточная составляющая показывает зоны, где на фоне всеобщего сжатия наблюдаются участки относительного растяжения, и трещины, независимо от их происхождения, будут раскрыты. Основной вклад в создание нагрузки на элементарный единичный объем в виде ячейки геологической модели создает вес вышележащих пород, изменчивость которого по горизонтали и порождает неоднородность среды. Вклад остальных параметров будет незначительным и находится в пределах точности построений. Поэтому для расчетов предлагается использовать два параметра, вносящих основной вклад в результат, – средняя плотность пород и коэффициент Пуассона горных пород разреза.

В нашем примере по месторождению «ВВ» расчет средней плотности пород по разрезу проводился по данным плотностного каротажа и керна отдельно для коллекторов и неколлекторов. По данным плотностного каротажа был построен кросс-плот и определена тенденция изменения средней плотности с глубиной для продуктивных отложений. Для остальных стратиграфических объектов определялось среднее интервальное значение плотности.

Определение коэффициента Пуассона проведено по акустическому каротажу с регистрацией продольной и поперечной волны, проведенному в нескольких скважинах на месторождении с учетом довольно редких измерений коэффициента Пуассона по керну.

Для наиболее адекватного описания напряженного состояния по площади месторождения была создана сетка на весь интервал разреза от поверхности земли до подошвы продуктивного пласта. В 3D сетке получены кубы: глубина ячейки, толщина ячейки, средняя плотность горных пород в ячейке, вертикальная нагрузка, коэффициент Пуассона, боковое горное давление. Для слоистого массива горных пород составляющая поля напряжений в направлении Z - вертикальная нагрузка (горное давление) определяется по формуле: $P_z = \sum(h_i \cdot \rho_i)$, а горизонтальные составляющие (в направлении X и Y) представляют собой боковое горное давление: $P_{x,y} = P_z \cdot \nu / (1 - \nu)$, где P_z – вертикальная нагрузка; $P_{x,y}$ – боковое горное давление (основной компонент); ρ_i - средняя плотность пласта; h_i - толщина пласта.

Среднее нормальное напряжение в каждой ячейке модели получается путем осреднения параметра бокового горного давления объемным окном некоторых радиусов по X, Y, Z, скользящим по горизонтали. Зоны аномалий выявляются по разнице рассчитанного бокового горного давления и осредненного. Результирующий параметр $\Delta P_{x,y}$ в условных единицах изменяется от +1 до -1, но в продуктивной части диапазон изменения составляет уже от +0,35 до -0,35. Изменчивость этого параметра по направлению X и Y показывает анизотропию трещинной проницаемости в разных направлениях, что дает возможность рассчитать в дальнейшем две составляющих коэффициента проницаемости. Положительные участки параметра будут соответствовать областям сжатия, отрицательные – растяжения (рис.1).

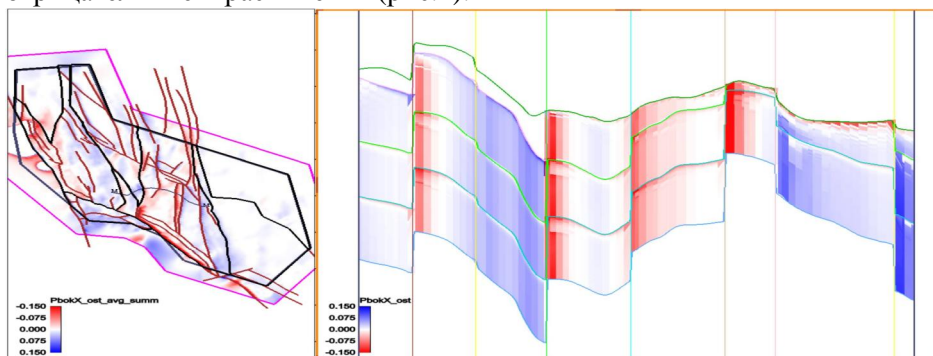


Рис. 1. Карта средних значений поля остаточного напряжения ΔP_y для всего продуктивного разреза и фрагмент сечения куба

На рис. 1 приведены поля остаточных напряжений и сечения куба, из которого они получены. Красный цвет соответствует отрицательным значениям остаточной составляющей поля напряжений и совпадает с поднятыми блоками вдоль нарушений. Белый цвет соответствует нулевым значениям, синий – зонам сжатия.

Поверхности сместителей разломов подчеркиваются резкой сменой характера напряженного состояния. В куполах структур области растяжения охватывают обширные участки, тогда как в погружениях преобладают зоны сжатия.

Следующим этапом в моделировании является определение параметров трещинной среды, необходимых для гидродинамических расчетов, выполнялось только в области зон растяжения в продуктивном интервале. Общий порядок определения параметров в 3D модели следующий:

- расчет трещинной пустотности K_n^T ;
- расчет общей проницаемости среды K_{np} , мД;
- расчет коэффициента проницаемости трещинной среды K_{np}^T по осям X и Y, мД;
- расчет раскрытости трещин w^T , мм;
- расчет относительной емкости трещин в общей емкости трещин и матрицы, ω д.ед.;
- расчет размеров блоков матрицы в направлении X, Y, L_{mb_x} , L_{mb_y} , м.

Геологическая модель только тогда может быть востребована, если кроме свойств матричной и трещинной систем, определены параметры их взаимосвязи [1]. В качестве параметров взаимосвязи двух сред предлагается рассчитывать 3D кубы:

- геометрического фактора трещинно-матричной системы G ;
- коэффициента внутриворонного перетока λ .

Процесс перетока флюида из матрицы в трещины характеризуется величиной параметра λ , который определяет меру неоднородности системы «трещины – матрица». Фактически параметр λ изменяется в диапазоне от 10^{-3} (интенсивный переток) до 10^{-9} (слабый переток).

Диапазон значений трещинной пустотности определялся по данным РК и АК с использованием методики В.М. Добрынина [4]. В нашем примере максимальное значение K_n^T по скважинам месторождения «ВВ» составило 0,55%, минимальное 0,02%. Условно была принята линейная связь пустотности трещин K_n^T и величины остаточной составляющей поля напряжения: $K_n^T = 1,69 \Delta P_{x,y} - 0,0069$. Зависимость получена с использованием результатов анализа керна, на котором проведены измерения коэффициента абсолютной проницаемости и пустотности. Связь $K_n^T - K_{np}^T$ получена из следующих данных. По результатам трассерных исследований установлено максимальное значение общей проницаемости среды, равное 8000 мД. Минимальное значение K_{np}^T взято по максимальным значениям, определенным для матрицы. Закон взаимосвязи принят полулогарифмическим. Куб проницаемости трещинной среды рассчитывается по формуле, описывающей общую проницаемость породы как: $K_{np} = \sqrt{K_{np}^m \times K_{np}^T}$, где K_{np} – общий коэффициент проницаемости среды; K_{np}^T – коэффициент проницаемости трещинной среды; K_{np}^m – коэффициент проницаемости матрицы. Для сохранения анизотропии трещинной среды расчеты остаточной составляющей поля напряжений проведены в двух направлениях по X и Y.

Расчет взаимосвязи трещинной и матричной сред имеет смысл только при условии разработки месторождения. В статическом состоянии поровые системы находятся в равновесии, которое сложилось в процессе формирования залежи.

Трещинная система содержит незначительную долю запасов и при добыче опустошается в первую очередь, но постоянно восполняется из матрицы. Коэффициент внутриворонного перетока [1] $\lambda = G * (K_{np}^m * r_c^2 / K_{np}^T)$, где G - геометрический параметр, $1/m^2$; r_c - радиус скважины (~0,1 м).

Коэффициенты проницаемости обеих сред рассчитываются в ячейках модели, радиус скважин известен. Геометрический фактор G определяется по модели «matches» - вертикальных блоков (N.Bona, F.Radaelli) исходя из допущения, что перпендикулярно оси Z все трещины закрыты, а вертикальные трещины пересекают ячейку от кровли до подошвы.

Расчет размеров матричных блоков проводится с использованием емкости трещин в каждой ячейке 3D модели. Для оценки раскрытости трещин w^T подходит уравнение следующего вида [1]: $w^T = \sqrt{K_{np}^T / (33 * \omega * Kn)}$, где ω – относительная емкость трещин в общей емкости трещин и матрицы. Расчет величины ω поводится по формуле (D. Tiab, E. Donaldson) $\omega = Kn^T * c_f / (Kn^m * c_m + Kn^T * c_f)$, где c_f , c_m – коэффициенты сжимаемости трещин и матрицы, $1/MPa$. Коэффициенты сжимаемости могут быть приняты по данным В.М. Добрынина [4].

С использованием указанной формулы рассчитан куб раскрытости трещин. Полученные в 3D модели значения раскрытости трещин изменяются в диапазоне 0,0002-0,0004 м, средние значения для продуктивных пластов составили 0,00015 м. После простейших геометрических расчетов получены

размеры матричных блоков в направлении X и Y. Диапазон изменений размеров блоков в кубах составил 0,01-7,8 м, среднее значение для блока 1,1 м. Расчет геометрического фактора G проводился в геологической сетке в виде одного из параметров геологической модели. Значение геометрического параметра G ($1/m^2$) изменяется от 0,2 до 346 (в зонах высокоамплитудных нарушений). Для того, чтобы проверить полученную величину геометрического фактора G был рассчитан параметр λ . В данном случае было сделано допущение, что проницаемость в неколлекторах не равна «0», а имеет очень малое значение 0,001мД. Диапазон изменения параметра λ , полученный при расчетах 3D модели, составил от 10^{-9} до 10^{-3} , что соответствует опубликованным данным [1]. Конкретные значения λ по ряду скважин в 3D модели в нашем примере по месторождению «ВВ» соответствуют значениям этого параметра, полученным по методу прямого синтеза по Тиабу (TDS) с использованием кривых производной давления от времени, прошедшего после закрытия скважины (рис.2а,б). К сожалению, в отечественной практике такие проверочные результаты по гидродинамическим исследованиям крайне редки.

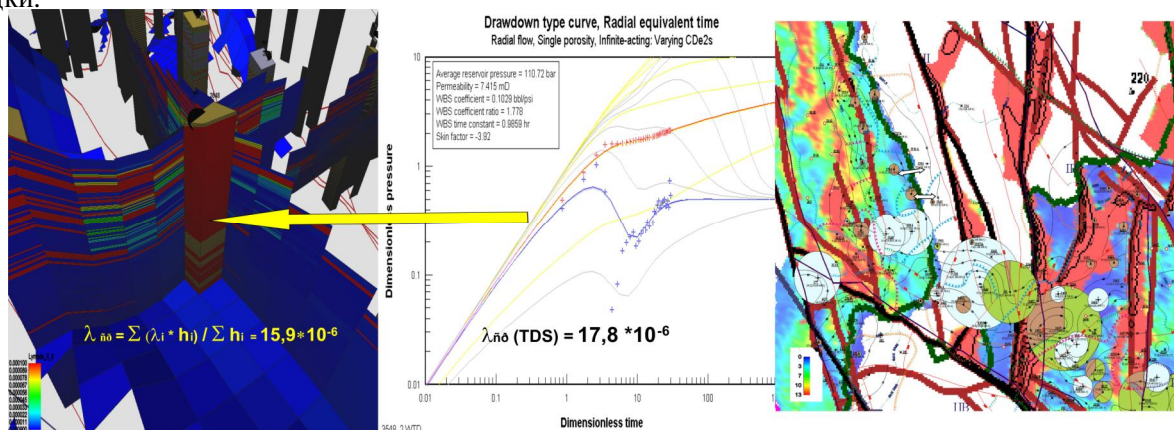


Рис. 2: а - сечения куба коэффициента внутрипорового перетока λ , б - кривая изменения давления от времени, прошедшего после закрытия скважины на рисунке «а»; в – карта «трещинной» гидропроводности» из 3D модели, совмещенная с картой разработки

Заключение

Основное преимущество введения трещинной среды в геологическую модель месторождения, разбитую на тектонические блоки, является соединение в единую гидродинамическую систему разобщенных тел коллекторов с межзерновой пористостью. Введение трещинной среды обеспечивает связь подавляющего количества разобщенных объемов.

Полученная комплексная геологическая модель, даже без гидродинамического моделирования, позволила объяснить как результаты трассерных исследований, так и результаты разработки в большинстве эксплуатационных скважин при рассмотрении их накопленной добычи, текущих дебитов, обводненности (рис. 2, в).

С точки зрения общей методологии моделирования детерминированный подход к моделированию трещиноватости на основе известных физико-механических, геологических и петрофизических законов и закономерностей позволит более строго использовать сугубо эмпирические связи между параметрами трещинных систем по керну и ГИС с динамическими параметрами сейсморазведки.

ЛИТЕРАТУРА

1. Эрл Ч. Доналдсон, Дж. Тиаб. Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов. Москва, «Премиум Инжиниринг», 2009г.
2. В.Блехман, М.Кренов, Л.Шмарьян, И.Приезжев. Методика моделирования трещиноватых терригенных коллекторов в Западной Сибири В., Нефть и капитал, 2008г.
3. Ахметсафина А.Р., Миннихметов И.Р., Пергамент А.Х. Статистические методы в программе геологического моделирования. «Вестник ЦКР», №1, 2010 г.
4. Добрынин В.М. Деформации и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа. М., Недра, 1970г.
5. Фергухен Дж., Тернер Ф., Вейс Л., Вархафтиг К., Файф У. Земля. Введение в общую геологию. Москва, Мир, 1974г.

**СПЕКТРОМЕТРИЧЕСКИЕ ЯДЕРНО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ –
ИНФОРМАЦИОННАЯ ОСНОВА ЭФФЕКТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ РАЗРАБОТКИ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ (НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ОРЕНБУРГСКОЙ ОБЛАСТИ)**

*Чернолецкий К.В., Картамышев С.В., Журавлев Т.Б., Тропин А.Н. (ОАО НПЦ «Тверьгеофизика»),
Солохин В.Ю. (ЗАО НТЦ «Геотехнокин»), Фирсов В.В., Кузнецов М.А. (НГДУ «Сорочинскнефть»
ОАО ТНК-ВР), Хальзов А.А., Зыкин И.С. (ОАО «Оренбургнефть» ОАО ТНК-ВР). Кротов С.А.,
Тулицын А.М. (ООО «Бугурусланнефть» ОАО ТНК-ВР)*

Информационное обеспечение эффективного управления процессом разработки требует применения современных методов геофизических исследований в обсаженных скважинах «старого» фонда, а также во вновь бурящихся скважинах. Важное место в этой работе занимают ядерно-физические методы (ЯФМ), включающие спектрометрический импульсный нейтронный гамма-каротаж (ИНГКС, С/О-каротаж), спектрометрический гамма-каротаж (СГК), многозондовый импульсный нейтронный каротаж в интегральной модификации (ИННК, ИНГК).

Исследования комплексом ЯФМ на месторождениях Оренбургской области проводятся в очень сложных геологических и технических условиях. Изучаемые объекты – карбонатно-терригенные отложения перми, карбона и девона. Пористость коллекторов изменяется в широком диапазоне от 5% до 20%. Большая часть коллекторов характеризуется как низкопоровые. Длительная эксплуатация залежей с разными режимами отбора продукта привела к неоднородному характеру обводнения. Часто условия измерений не удовлетворяют регламентируемым требованиям (большой диаметр скважины, осложненный кавернами, две колонны, отсутствие или плохое состояние цементной обсадки, неоднородный состав жидкости, заполняющей скважину). На рис. 1 приведен пример вещественного состава отложений. Слева – карбонатный разрез (доломиты, известняки, мергели, серосодержащие минералы – ангидриты, гипсы), справа – смешанный, карбонатно-терригенный разрез.

Несмотря на перечисленные сложности, метод и применяемые технологии позволяют получать необходимую геологическую информацию. Что, в свою очередь, обеспечивает решение широкого спектра актуальных задач разработки – определение интервалов перфорации при переходе на другие объекты эксплуатации, поиск и подтверждение новых залежей на длительно разрабатываемых объектах, мониторинг степени извлечения запасов, определение промытых интервалов, источников обводнения, уточнение элементного состава, толщин коллекторов, поиск небольших по толщине продуктивных коллекторов.

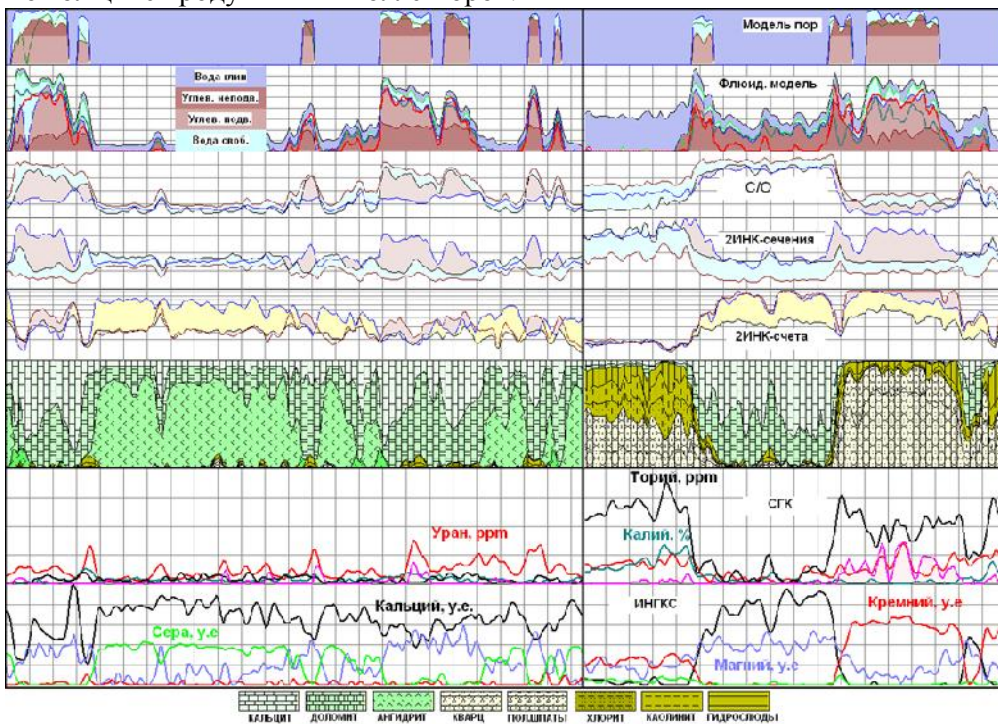


Рис. 1. Пример анализа геофизических параметров ИНГКС и ИНК при определении вещественного состава пород

Выполненные работы впервые убедительно продемонстрировали эффективность ядерной спектрометрии в сложных условиях. Отметим, что имеющиеся данные ГИС в необсаженном стволе, как правило, немногочисленны.

Для решения задачи были оптимизированы все элементы применяемой технологии ЯФМ, включая аппаратуру и метрологическое обеспечение, режимы измерений, программно-алгоритмическое обеспечение обработки первичной информации и комплексной интерпретации.

Особенности методического обеспечения и подхода к анализу и преобразованию регистрируемых данных изложены в [1-2]. В настоящем докладе основное внимание уделено примерам применения ЯФМ в конкретных ситуациях. Причем все приведенные примеры подтверждены практическими результатами.

Комплекс ЯФМ является единственным способом выявления пропущенных залежей в эксплуатационном фонде скважин, обсаженных стальной колонной. При этом важно, что реализуется возможность приращения и оценки запасов без бурения дополнительных скважин. Следует отметить, что метод позволяет количественно оценить, кроме насыщенности, большое число подсчетных параметров. На рис. 2 приведены пласты верхнего карбона месторождения, эксплуатирующегося с 50-х годов прошлого столетия. После приобщения полученный дебит нефти составил в среднем 30-35 т/сут при обводненности в среднем 35-40%.

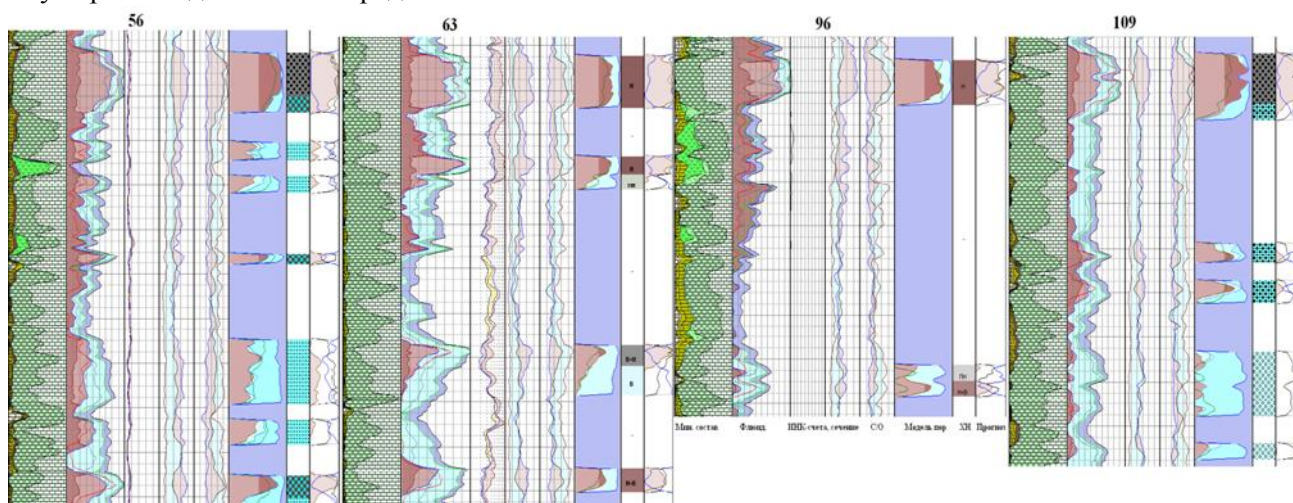


Рис. 2 Пример выявления пропущенных залежей

При помощи комплекса ЯФМ определяются важнейшие характеристики динамики разработки залежей: степень и характер обводнения коллекторов, контроль и отбивка межфлюидальных контактов и ряд показателей техногенного свойства. На рис. 3 четко видны участки локального обводнения в перфорированном интервале. Также видны не участвующие в «притоке» участки коллекторов.

Данный случай примечателен тем, что исследования ЯФМ проведены повторно в одних и тех же отложениях через определенный промежуток времени. Первые измерения проведены в ноябре 2009г., перфорация охватывала 17 м в кровле пласта. Повторные измерения выполнены через 7 месяцев, интервал перфорации увеличен к подошве еще на 15м. Как видно из рисунка, уже на момент измерений 2009 г. кровельная часть пласта Т1 была локально обводнена. Наблюдаемое обводнение не противоречит данным, полученным независимыми экспертами. По повторным измерениям также отмечается локальное обводнение в кровле нижерасположенного интервала перфорации. Наблюдаемые промывки имеют локальный характер. Такое «прослеживание» продуктивных коллекторов очень важно при разработке залежи, поскольку позволяет дифференцировать разные участки по степени выработанности запасов. Все это подтверждает уникальность и незаменимость ядерно-физических методов при мониторинге месторождений и детализации процессов вытеснения углеводородов.

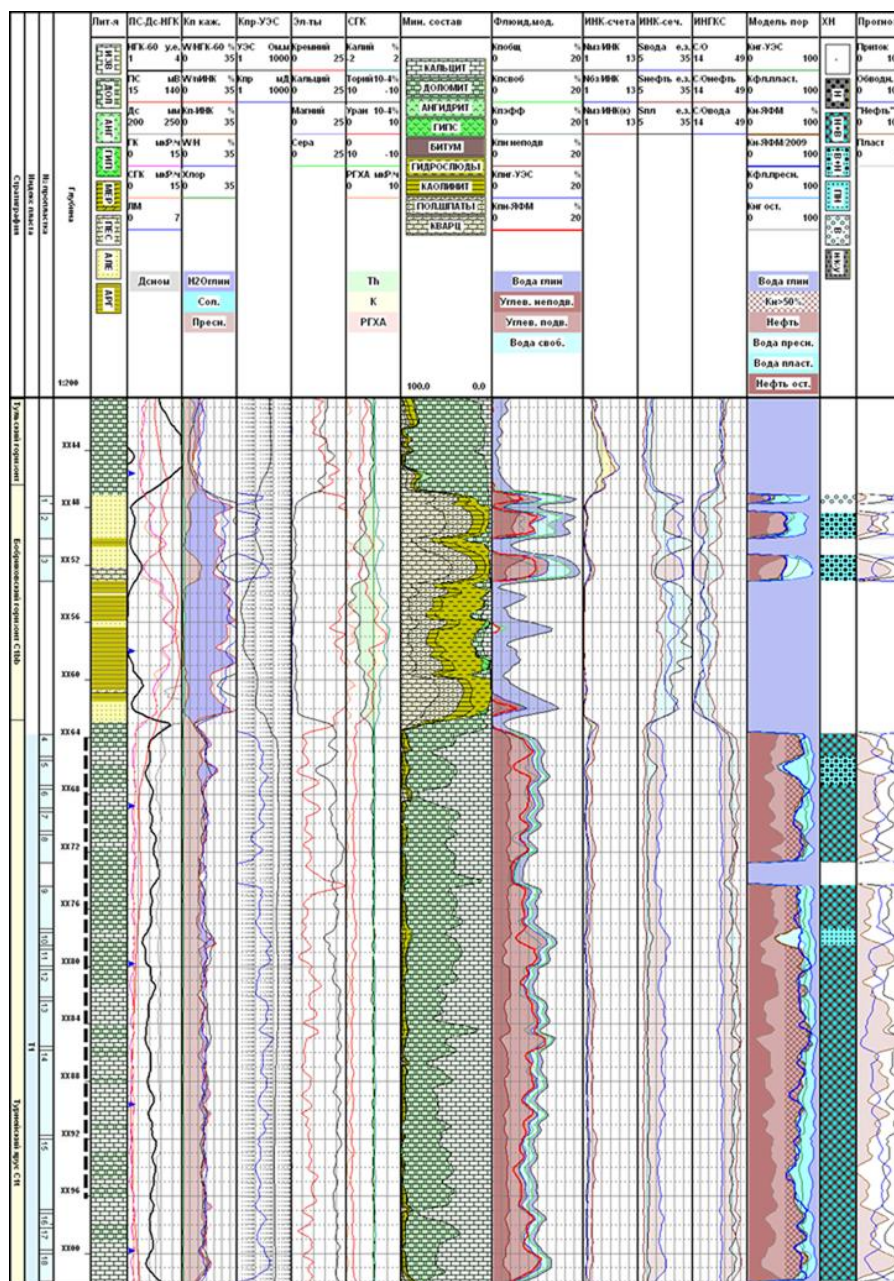


Рис. 3. Пример обводнения в перфорированном интервале

Значительный интерес представляют также исследования в скважинах, недавно обсаженных колонной (рис. 4). Оцененные по данным С/О-каротажа значения коэффициента нефтенасыщенности соответствуют содержанию углеводородов в зоне исследования ЯФМ, невытесненных фильтратом промывочной жидкости. Поэтому характер насыщенности коллекторов определяется по данным электрометрии в открытом стволе, а Кн-ЯФМ используется как один из критериев для оценки остаточной нефтенасыщенности. Проведение ЯФМ в скважинах, вводимых в эксплуатацию, также преследует уточнение толщин коллекторов (из-за высокой вертикальной разрешающей способности ЯФМ по сравнению с «неядерными» методами), их емкостных характеристик, вещественного состава, глинистости и создание основ будущего мониторинга залежи.

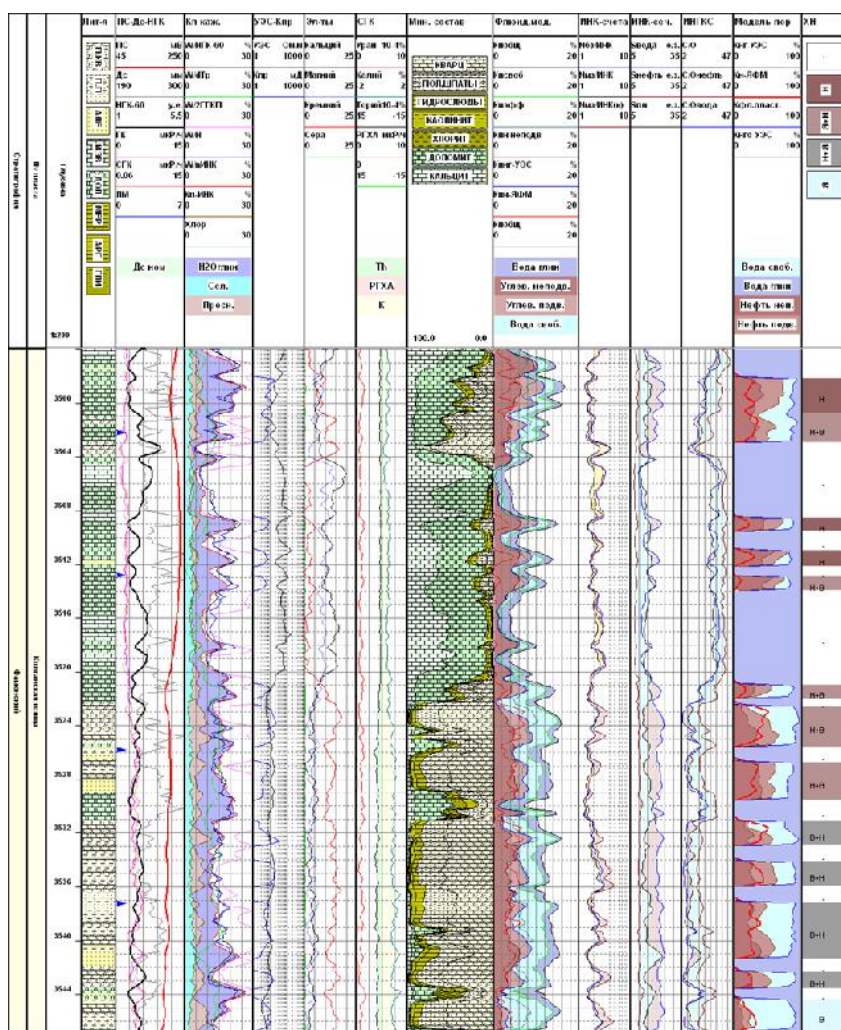


Рис. 4. Пример исследований ЯФМ в скважине, вводимой в эксплуатацию

Достоверность результатов измерений и интерпретации является предметом постоянного внимания. Получаемые результаты сравниваются с данными других видов ГИС и анализа керна. Оценивается соответствие каротажных параметров данным физического и теоретического моделирования. Важным критерием достоверности и эффективности технологии является соответствие прогнозируемых притоков результатам испытаний. По данным независимых оценок, выполненных заказчиками каротажных услуг, по результатам 2009 года (выборка не менее 200 скважин) количество положительных соответствий достигает 80-85%.

Получаемая в результате спектрометрических исследований геологическая информация обогащает и уточняет геологические и гидродинамические модели залежей и служит основой для проведения подсчета и пересчета запасов длительно разрабатываемых месторождений, особенно в случаях несоответствия числящихся на балансе запасов показателям разработки.

Таким образом, реализация информационного потенциала ЯФМ позволяет решать широкий спектр конкретных промысловых задач и выбирать оптимальную стратегию дальнейшей разработки с обоснованным выбором геолого-технологических мероприятий.

ЛИТЕРАТУРА

1. «Методические рекомендации по применению ядерно-физических методов ГИС, включающих углерод-кислородный каротаж, для оценки нефте- и газонасыщенности пород-коллекторов в обсаженных скважинах» (Москва-Тверь, 2006 г.), согласованы с ГКЗ РФ.
2. Хисметов Т.В., Еникеева Ф.Х., Журавлев Б.К. и др. «О возможности применения ядерно-физических методов для определения текущей нефтенасыщенности коллекторов сложно построенных низкопоровых карбонатно-терригенных отложений». // Вестник ЦКР Роснедра, 3/2005, с. 87-96.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ УВ НА ОСНОВЕ КОМПЛЕКСНЫХ АЭРОГЕОФИЗИЧЕСКИХ И ГРАВИМЕТРИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

*Дидичин Г.Я., Червоный Н.П., Стоцкий А.Н., Худорожков В.Г.
(ООО ГП «СИБИРЬГЕОФИЗИКА», ООО «Харьга», ООО «Газпром добыча Красноярск»)*

Повышение эффективности поисков залежей нефти и газа в пределах Сибирской платформы сопряжено со значительными трудностями. Практический опыт применения сейсморазведки, в том числе 3D, свидетельствует о ее недостаточной эффективности, что обусловлено следующими основными причинами:

- сложными сейсмо-геологическими условиями;
- приуроченностью залежей нефти и газа к докембрийским отложениям;
- слабо выраженным структурным контролем размещения залежей УВ.

В связи с этим в последние годы в Красноярском крае при нефтепоисковых работах широко применяются комплексные аэрогеофизические исследования, включающие аэромагнитную, аэрогеохимическую (метан, пропан) и аэрогаммаспектрометрическую съемки. Практическая значимость этих исследований доказана по результатам работ на Байкитской антеклизе. За период с 2004 г. по 2010 г. аэрогеофизические исследования масштаба 1:50 000-1:100 000 выполнены на площади более 110 000 кв. км. Это позволило, дополнительно к сейсморазведочным материалам, создать геофизическую основу для поисков залежей УВ, которая включает высокоточные карты аномального магнитного поля, карты содержания метана и пропана, концентраций естественных радионуклидов (U, Th, K).

Как показывает опыт работ, для успешного прогноза еще недостаточно установить поисковые признаки залежей УВ по каждому методу. Необходимо учитывать наличие (или отсутствие) региональных признаков нефтегазоносности, в которых находят свое отражение особенности глубинного строения как кристаллического фундамента, так и продуктивных уровней исследуемой площади. Исходя из этого, интерпретация геофизических и геохимических полей направлена на решение следующих основных геологических задач:

- изучение структурно-тектонического и вещественного строения кристаллического фундамента, рифейского комплекса и вендских отложений;
- изучение верхней части разреза, картирование разрывных нарушений, пластовых и секущих интрузий траппов;
- выделение участков с аномальной плотностью потоков углеводородных газов и радиогеохимических аномалий;
- оценка перспектив нефтегазоносности исследуемых площадей, выделение участков перспективных на обнаружение залежей УВ;
- локальный прогноз ловушек залежей нефти и газа.

Для решения этих задач в процессе обработки и интерпретации составляются схемы тектонического строения кристаллического фундамента и рифейского комплекса (Рис. 1, 2), структурно-тектонические схемы эрозионной поверхности рифейского комплекса (Ro), схемы мощности отложений рифея и венда, карты аномальной плотности газовых потоков метана и пропана, карты вторичной компоненты урана, карты трансформаций магнитного и гравитационного поля. Эти материалы являются промежуточным этапом интерпретации, на основе которых в результате комплексного анализа составляется схема нефтегазоносности с выделением перспективных участков (Рис. 3) и проводится моделирование прогнозируемых ловушек рифей – вендского резервуара.

Комплексные аэрогеофизические съемки проведены на большинстве лицензионных участков недропользователей. Прогнозирование залежей УВ на их основе рассматривается на примере работ выполненных на Шушукском лицензионном участке ООО «Харьга». По результатам аэрогеофизической съемки на участке были решены все выше перечисленные геологические задачи.

Изучение структурно-тектонического и вещественного строения кристаллического фундамента и платформенного чехла по потенциальным полям основано на латеральной и вертикальной дифференциации магнитных и плотностных свойств горных пород, слагающих различные комплексы геологического разреза.

Для изучения кристаллического фундамента использовались региональные составляющие гравимагнитных полей, их низкочастотная часть спектра. Поверхность фундамента представляет собой сложную эрозионную границу, на которую выходят различные по составу метаморфические и

вулканогенные породы. Блоковая структура фундамента находит свое отражение в потенциальных полях, морфология которых определяется контрастностью плотностных и магнитных свойств контактирующих пород, мощностью объектов, глубиной их залегания. Характер низкочастотных гравимагнитных полей обусловлен процессами ультраметаморфизма, которые ведут к изменению вещественного состава пород фундамента, что находит свое отражение в их магнитных и плотностных свойствах.

Изучение структурно-вещественных особенностей строения нижней части платформенного чехла основано на том, что в разрезах венда и рифея породы различаются по магнитным свойствам – от практически немагнитных (карбонаты) до слабомагнитных (терригенные отложения), что находит отражение в характере распределения среднечастотных составляющих магнитного и гравитационного поля. Совместный анализ магнитного и гравитационного поля позволяет в первом приближении расчленить рифейские образования на преимущественно карбонатные и карбонатно-терригенные толщи.

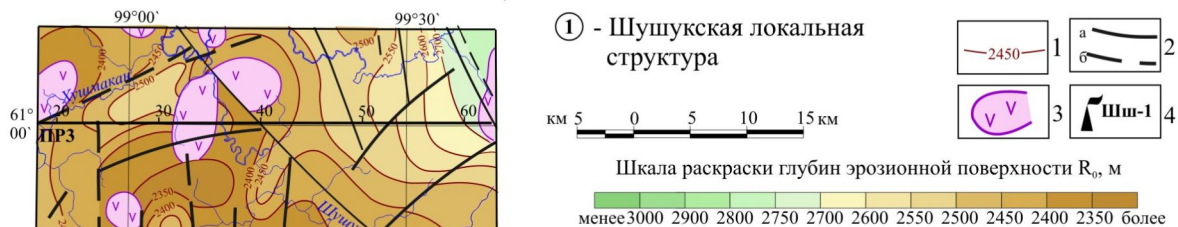
Основой применения геофизических и геохимических методов при поисках нефти и газа являются представления о миграционном процессе углеводородов из залежи в перекрывающие их осадочные породы и далее в атмосферу. Суть концепции, объясняющей формирование физико-химических аномалий над залежами УВ, сводится к тому, что миграция из залежей углеводородных газов и других многокомпонентных флюидов, в том числе и радиоактивных элементов уранового ряда, приводит к снижению окислительно-восстановительного потенциала (Eh) и увеличению кислотности (рН). Эти процессы приводят к изменению физических свойств пород над залежами УВ, которые находят свое отражение в магнитном, гравитационном, геохимическом и радиогеохимических полях. Учитывая, что эти аномальные эффекты обусловлены влиянием залежей, картируемые аномалии являются поисковыми признаками при поисках залежей.

В региональном плане Шушукский лицензионный участок находится в пределах Байкитской антеклизы и является потенциально перспективным на поиски залежей УВ.



Рис. 1 Структурно-тектоническая схема кристаллического фундамента

Кристаллический фундамент имеет сложное строение и в различных частях площади представлен различными структурно-вещественными комплексами. В западной части Шушукского участка фундамент представлен преимущественно гранитоидными образованиями. Далее на восток и юго-восток, в пределах сложно-построенной разломной зоны, происходит резкое погружение гранитоидных образований. В юго-восточной части участка фундамент сложен меланократовыми, метаморфическими породами сланцево-гнейсового состава. Разломная тектоника фундамента проявилась очень широко. На схеме показаны основные структурообразующие межблоковые и внутри блоковые разломы, контролирующие рифейское осадконакопление и проявления магматизма последующих этапов развития территории. По поверхности фундамента в пределах участка картируются два положительных блока: Шушукский (1) и Южно-Шушукский (2). Максимальные гипсометрические отметки стояния блоков составляют -4,0 км, а перепад рельефа фундамента порядка 2,5-3,0 км (Рис. 1). Сведения о тектоническом строении фундамента имеют большое поисковое значение. Рельеф кристаллического фундамента контролировал осадконакопление в рифее, а разломы фундамента, проникая в осадочный чехол, контролируют пути миграции исходных УВ-флюидов, создают благоприятные условия для нетегазонакопления.



1 - изогипсы отражающего горизонта R_0 (эрозионная поверхность рифейского комплекса); 2 - основные структурообразующие разломы рифейского комплекса (а), разрывные нарушения эрозионной поверхности (б); 3 - очаги аномальной плотности секущих интрузий траппов в ВЧР и (или) блоки вероятного раздува мощности пластовых интрузий долеритов; 4 - скважина глубокого бурения Шушукская-1 (продуктивная)

Рис. 2 Структурно-тектоническая схема рифея по данным томографического моделирования

Разрез осадочного чехла Сибирской платформы представлен двумя структурно-формационными комплексами – рифейским и венд-палеозойским. Мощность рифейских отложений на участке варьирует в широких пределах – от 1,3 до 4,5 км и более. В пределах Шушукского выступа фундамента мощность отложений минимальна и составляет 1,3-1,6 км и обусловлена предвендским размытием. Здесь на предвендскую эрозионную поверхность прогнозируется выход древних карбонатных толщ рифея. Резкое сокращение мощности комплекса (до 1,3 км и менее) установлена в пределах Южно-Шушукского выступа, где на предвендскую поверхность прогнозируются выходы нижнерифейских карбонатно-глинистых толщ.

Анализ тектонической схемы рифея позволяет сделать основные геологические выводы, имеющие принципиальное значение для прогноза нефтегазоносности.

- установлены зоны увеличенной мощности (3,5-4,5 км) терригенно-карбонатных отложений;
- строение рифейского комплекса блоковое, контролируется разломами С-З простирания;
- в кровле фундамента и (или) подошве осадочного чехла закартированы интрузии ультраосновного и основного состава, которые способствовали катагенезу органического вещества.

Можно констатировать, что в пределах участка установлены физико-геологические условия необходимые для формирования очагов генерации УВ флюидов и путей их миграции в сторону положительных тектонических элементов фундамента и осадочного чехла. За рамками этих прогнозных оценок остались такие важные факторы (с точки зрения локального прогноза), как современная геодинамическая активность территории, оценка современного генерирующего потенциала нефтематеринских пород (источники УВ), фазовые соотношения мигрирующих УВ флюидов (нефть/газ) и т. д.

Изучение вышеперечисленных факторов проводится на основе интерпретации геохимических (метан, пропан) полей, в морфологии которых отражаются современные газовые потоки, обусловленные миграцией УВ газов различного генезиса.

Многолетний опыт проведения аэрогеохимических съемок показывает, что в пределах отрицательных структур фундамента и осадочного чехла фиксируются интенсивные потоки УВ газов, которые в большинстве случаев приурочены к долинам крупных рек (р. Тычаны, Таимба, Шушук, Придута и др.) Долины рек, как правило, приурочены к тектоническим ослабленным зонам, по которым идет миграция УВ, а также происходит «разгрузка» растворенных в воде углеводородных газов. Такие геохимические аномалии напрямую не связаны с залежами УВ и не учитываются при локальном прогнозе. На стадии региональных исследований они являются критерием для оценки потенциальной перспективности площади на поиски УВ.

В пределах положительных структур фундамента и осадочного чехла геохимические поля характеризуются умеренными газовыми потоками, которые формируют на дневной поверхности субкольцевую зональность (Рис. 3).



Рис. 3 Схема нефтегазоперспективности Шушукского участка

По результатам комплексной интерпретации на исследованной площади выделено два перспективных участка, характеризующихся таким латеральным распределением газовых аномалий и наличием поисковых признаков, установленных на месторождениях-эталонах района работ: Шушукский и Южно-Шушукский. Шушукский участок выделен в С-3 части площади. Он расположен на землях I-ой категории с установленной нефтегазоносностью. Здесь открыты месторождения Юрубчено-Тохомское, Куюмбинское, Оморинское, Терско-Камовское. Последнее было спрогнозировано в 2004 г. по результатам комплексного анализа геофизических материалов с рекомендациями по дальнейшему изучению объекта сейсморазведкой и поисковым бурением.

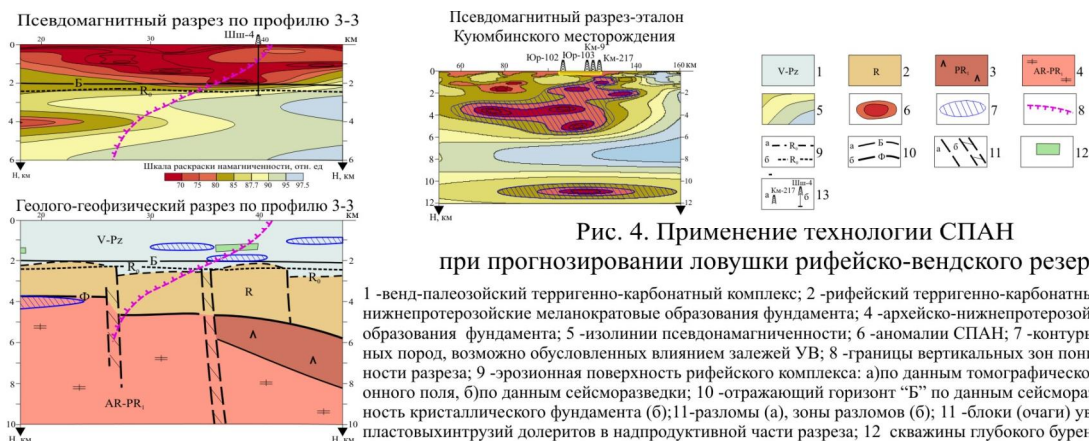


Рис. 4. Применение технологии СПАН при прогнозировании ловушки рифейско-вендского резервуара

В пределах Шушукского участка прогнозируется сложнопостроенный, многоэлементный резервуар. В его границах предполагаются ловушки двух типов: в центральной части – структурного типа, а в северном, восточном и южном направлениях – структурно-литологического. Шушукская структурная ловушка имеет форму близкую к изометричной. Размеры 15×14 км, площадью порядка 210 кв. км. Ее пространственное развитие с запада и северо-востока ограничено тектоническими нарушениями.

Нефтяные залежи с газовыми шапками прогнозируются в рифейских каверново-трещинных коллекторах. В пределах ловушки, на продуктивных уровнях (R-V) и в верхней части разреза, выделяются аномалии СПАН, имеющие диагностические признаки залежей УВ. В пробуренной по данным сейсморазведочных материалов поисковой скважине ШШ-1 из карбонатной толщи кровли рифея получен приток нефти. В контуре структурной ловушки рекомендуется бурение трех поисковых скважин (ШШ-2, ШШ-3 и ШШ-4). Скважины ШШ-3 и ШШ-4 рекомендуется заложить в краевых частях структурной ловушки, что позволит оценить нефтегазоносность вендского интервала разреза и изучить рифейские отложения на крыльях структуры.

ЛИТЕРАТУРА

1. Битнер А.К., Кринин В.А. и др. Нефтегазоносность древних продуктивных толщ запада Сибирской платформы. Красноярск, 1990, с. 79-80.

НЕОДНОЗНАЧНОСТЬ КИНЕМАТИЧЕСКОЙ ИНВЕРСИИ ДАННЫХ МОВ-ОГТ В УСЛОВИЯХ НЕОДНОРОДНОЙ ВЧР

Долгих Ю.Н. (ЗАО “НПЦ “СибГео”)

Аннотация

Кинематическая инверсия является важнейшим элементом процесса кинематической обработки и интерпретации данных МОВ-ОГТ, однако существует ряд проблем, приводящих к неоднозначности получаемых результатов, которые усугубляются в условиях неоднородной ВЧР.

Являясь по своей сути некорректной задачей, кинематическая инверсия обладает свойством неединственности, т.е. существования множества решений – глубинно - скоростных моделей, кинематические параметры (t_0 , $V_{огт}$) которых находятся в соответствии с исходными данными, что применительно к проблеме ВЧР приводит к зависимости результата инверсии от принимаемого набора допущений о свойствах модели перекрывающей толщи.

В статье приводятся результаты основанных на прямом кинематическом моделировании экспериментов, позволяющих оценить последствия использования упрощенных моделей слоя, моделирующего ВЧР, в случае подбора решения обратной задачи по критерию минимизации расхождений кинематических параметров (t_0 и $V_{огт}$) модели с исходными данными.

Приводятся некоторые, с учетом известных фактов, обобщения и рекомендации, акцентируется внимание на проблеме дефицита и точности информации о ВЧР.

Введение

Целью кинематической обработки и интерпретации данных МОВ-ОГТ является построение и уточнение толстослойной глубинно-скоростной модели разреза, что применительно к проблеме ВЧР предполагает исключение (минимизацию) кинематических аномалий, обусловленных разного рода неоднородностями [1,2].

Данный процесс не является жестко формализованным вследствие многих обстоятельств, и в особенности по причине общей некорректности обратной кинематической задачи сейсморазведки.

Проблема некорректности кинематической инверсии, и особенно аспект ее неединственности, сейчас является весьма актуальной темой, в этой связи заслуживает отдельного упоминания работа “Оценка скоростной модели. Гамбургский счет”, посвященной памяти выдающегося геофизика Владимира Глоговского [3].

Так, в упомянутой публикации приводятся “контр-примеры” вполне осмысленных в геологическом отношении, но совершенно отличающихся друг от друга глубинно-скоростных моделей, имеющих идентичные (отличающиеся на погрешность, заведомо меньшую погрешности измерений) кинематические параметры (t_0 и $V_{огт}$) отражающих горизонтов, при этом факторами неединственности являются неоднородности глубинного строения, не связанные с влиянием ВЧР.

Между тем, в основе многих методических (главным образом, томографических) подходов к решению обратной кинематической задачи (кинематической сейсмической инверсии) в условиях наличия неоднородностей в ВЧР лежит критерий, согласно которому предпочтение отдается решению, имеющему минимальные расхождения t_0 и $V_{огт}$ принятой модели с исходными данными.

Поскольку реальное распределение толщин и скоростей в ВЧР заведомо не известно, логично предположить, что использование (в рамках пластовой модели) различных базовых моделей верхнего слоя, при прочих равных условиях, даст несколько “правильных” решений обратной кинематической задачи, различающихся как с точки зрения геологической осмысленности, так и в отношении друг друга, однако полностью отвечающих критерию минимальности расхождений t_0 и $V_{огт}$ с исходными данными.

Содержание исследований

Общей целью проведенных экспериментов являлся анализ последствий использования упрощенной, неадекватной модели слоя, моделирующего ВЧР, в случае подбора решения обратной задачи по критерию минимизации расхождений кинематических параметров (t_0 и $V_{огт}$) модели с исходными данными, а также поиск возможных (пусть и косвенных) критериев, позволяющих исключать сомнительные “правильные” решения.

Кинематическое моделирование выполнялось в пакете “REFRA+” (авт. Долгих Ю.Н.)

На рис.1.а-в показаны три четырехслойные базовые глубинно-скоростные модели (модели 1, 2 и 3, верхний ряд) и их сейсмические отображения $\text{Ногт} = t_0 * V_{огт} / 2$ с наложением интервальных скоростей (нижний ряд).

Как видим, неоднородность полупериодом (размером) 5 км моделируется изменением параметров, а именно толщины и (или) интервальной скорости верхнего слоя, при этом за основу принято три “крайних” варианта:

- постоянная скорость при переменной мощности (модель-1),
- переменная скорость при постоянной мощности (модель-2),
- переменная скорость при обратно-переменной мощности (модель-3).

Времена (t_0) трех нижележащих горизонтов идентичны, скорости $V_{огт}$ ведут себя сходным образом, но не идентичны, это заметно по первым двум горизонтам.

На рис.2.а-в показаны варианты глубинно-скоростных моделей (верхний ряд), параметры которых были преднамеренно подобраны таким образом, чтобы обеспечить “приведение” кинематических параметров (t_0 , $V_{огт}$) трех последних горизонтов моделей 1 и 3 к соответствующим параметрам базовой модели 2, в чем можно убедиться, сравнив сейсмические отображения вышеупомянутых моделей (нижний ряд).

Итак, для однослойной ВЧР, использование ошибочной (упрощенной) базовой модели первого слоя (что практически неизбежно при отсутствии прямого изучения ВЧР) в кинематической инверсии по критерию минимизации расхождений времен модели и исходных данных приведет к заведомо ошибочному решению.

Следующий эксперимент был проведен с целью оценки практических последствий однослойной аппроксимации ВЧР в модели кинематической инверсии при наличии в перекрывающей толще двух типов неоднородностей – низкоскоростных (например, ЗМС) и высокоскоростных (например, мерзлота, известково-карбонатные породы, траппы) по отношению к вмещающим породам. Подобная модель ВЧР типична для огромных территорий России и других регионов мира.

Параметры двухслойной модели подобраны таким образом, чтобы низкоскоростная и высокоскоростная неоднородности частично (50 %) компенсировали друг друга, создавая на уровне t_0 остаточную знакопеременную аномалию ± 15 мс полупериодом (размером) 5 км.

Не стоит думать, что это какая-то экзотическая (фантастическая) модель ВЧР, для средней полосы России подобная взаимная корреляция низкоскоростных (ЗМС) и высокоскоростных (известково-карбонатные породы) аномалий вполне типична (увеличение толщины ЗМС на возвышенностях рельефа и одновременное увеличение толщины высокоскоростной толщи в ВЧР).

Модель представляет собой совокупность четырех плоско-параллельных слоев с интервальными скоростями 1700, 2500, 3500, 4000 м/с, при этом в пределах 1-го слоя, моделирующего вмещающие породы, располагаются 2 упомянутых выше неоднородных слоя с интервальными скоростями 500 м/с (низкоскоростной) и 2500 м/с (высокоскоростной). Подошва высокоскоростного неоднородного слоя залегает на глубине 200 м, ниже на глубинах 400, 1200, 2000, 2800 м находятся отражающие горизонты, соответствующие подошвам последующих слоев модели.

В условиях Западной Сибири два вышеназванных неоднородных слоя соответствуют ЗМС и многолетнемерзлым породам (ММП).

На рис.3.а, б, в приведены три глубинно-скоростных модели и их сейсмических отображения для следующих вариантов решения обратной задачи:

- правильного (рис.5.а),
- в допущении, что $H = t_0 * V_{огт} / 2$ верхнего опорного горизонта (реально залегающего на глубине 400 м) соответствует фактической глубине залегания горизонта, т.е. что $V_{огт_вог} = V_{ср}$ (рис.5.б),
- в допущении, что фактическая глубина залегания верхнего опорного горизонта (400 м) известна априорно (рис.5.в).

Как видим, оба результата (б, в) сейсмической инверсии дают ошибочное решение, причем наибольшая погрешность (парадокс?) наблюдается у варианта с наилучшим соответствием t_0 и $V_{огт}$ исходных данных и модели (совпадают t_0 и $V_{огт}$ всех 4-х горизонтов ниже подошвы ВЧР).

При априорном знании глубины залегания верхнего опорного горизонта ошибка сейсмической инверсии заметно меньше, однако как раз этот более “правильный” вариант может быть отброшен, т.к. противоречит критерию минимизации расхождений времен модели и исходных данных (по верхнему горизонту), к тому же оценкам скоростей по неглубоким отражающим горизонтам традиционно доверяют больше.

Какие могут быть рекомендации при подобной ситуации?

1. Упростить модель перекрывающей толщи до однослойной за счет ввода поправок за вышележащий низкоскоростной слой. Разумеется, чем более точная модель слоя и технология ввода поправок будет использоваться, тем лучше будут исходные условия для последующей кинематической инверсии.

2. Использовать в качестве априорной информации рассчитанную на основе t_0 и $V_{ог}$ структурную поверхность неглубокого горизонта, залегающего ниже подошвы ВЧР. Разумеется, чем более точно определены кинематические параметры данного горизонта и чем ближе к подошве ВЧР горизонт залегает, тем лучше будет результат инверсии. В противном случае остается полагаться на адекватность базовой модели моделирующего влияние ВЧР слоя.

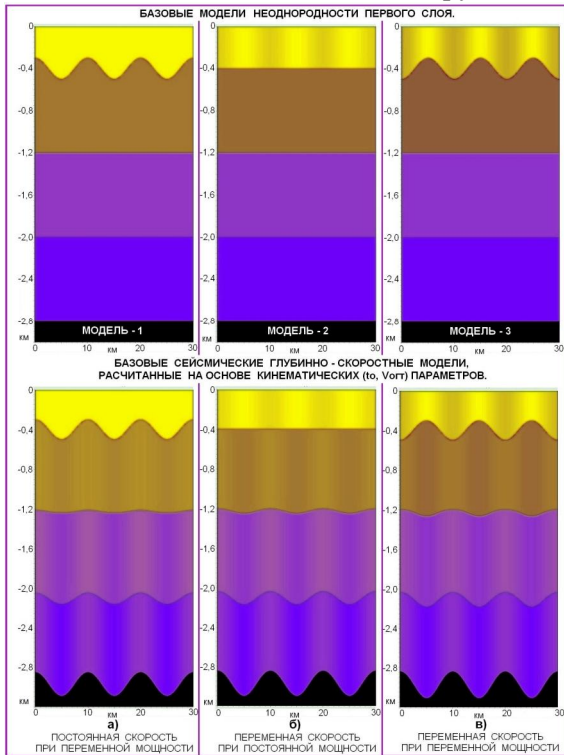


Рис.1. Базовые глубинно-скоростные модели, различающиеся характером неоднородности первого слоя (ВЧР).

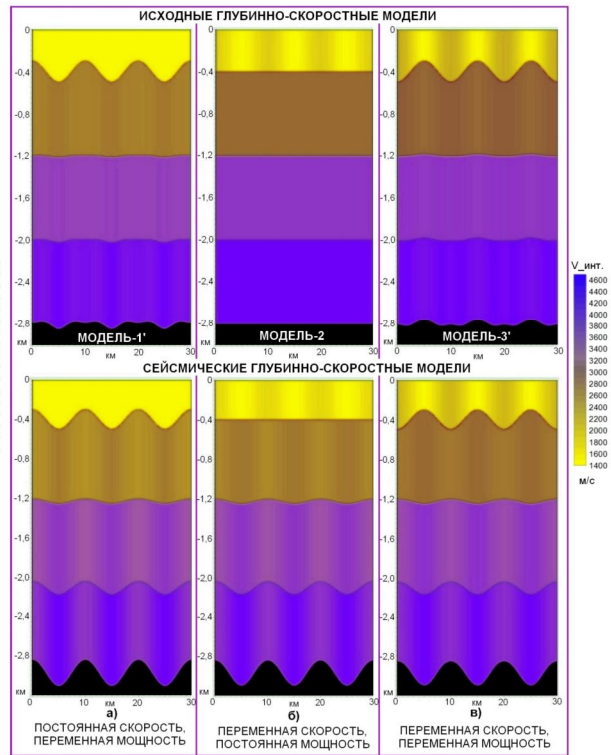


Рис.2. Приведение кинематических параметров (t_0 , $V_{ог}$) базовых моделей "1" и "3" к базовой модели "2".

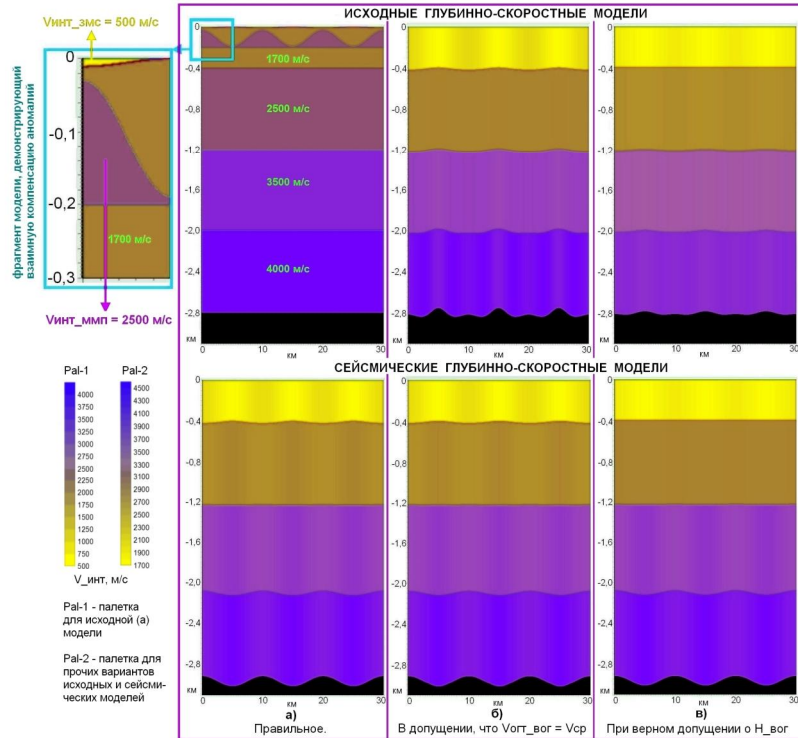


Рис.3. Варианты решения обратной кинематической задачи при наличии двухслойной ВЧР (ЗМС + ММП) с частичной (50 %) взаимной компенсацией аномалий.

Выводы

Для многослойной (N больше 2) среды может существовать неограниченное число вариантов глубинно-скоростных моделей, имеющих одинаковые времена (t_0) и скорости суммирования ($V_{огт}$) горизонтов ниже подошвы первого слоя.

Теоретически невозможно разделить структурный фактор и фактор ВЧР на основе исключительно кинематических параметров (t_0 , $V_{огт}$) нижележащих отражающих горизонтов без использования каких-либо допущений о свойствах модели вышележащей толщи - в случае если подошва верхнего слоя не является нижней границей ВЧР.

Любые систематического характера погрешности в поправках за ВЧР (включая рельеф) при выполнении кинематической инверсии будут трансформироваться в погрешность результирующей глубинно-скоростной модели разреза.

В условиях Западной Сибири наиболее ценной априорной информацией для регуляризации решения обратной кинематической задачи является: модель ЗМС, данные о распределении толщин и интервальных скоростей в мерзлой толще, структурная поверхность верхнего опорного горизонта.

При наличии в ВЧР низкоскоростных и высокоскоростных неоднородностей однослойная аппроксимация ВЧР гарантирует заведомо неверное решение обратной задачи (кинематической инверсии) в рамках томографического подхода к обработке данных МОВ-ОГТ.

При строгом подборе модели по критерию минимизации разности времен должно настораживать появление “артефактов”, а именно несообразных t_0 разрастающихся сверху вниз аномалий глубин и интервальных скоростей, а также наличие выраженной корреляции (неважно, прямой или обратной) поправок за ВЧР со структурной поверхностью верхнего горизонта - вероятно, это сигнал о неадекватности принятой для аппроксимации ВЧР модели.

Следует признать, что существуют объективные проблемы, связанные с дефицитом информации о ВЧР, поскольку типовые системы наблюдений МОВ-ОГТ ориентированы на изучение глубинных горизонтов, а не границ ВЧР – хотя нас иногда и пытаются убедить, что ВЧР вполне точно изучается и учитывается по стандартным данным.

В условиях дефицита информации о ВЧР применение самых совершенных технологий и программ учета скоростных неоднородностей в принципе не может обеспечить точности, необходимой для подготовки малоамплитудных и малоразмерных объектов к глубокому бурению, а также выявления целевых аномалий, размеры которых меньше погрешности учета влияния ВЧР.

По мнению автора, без дополнительных полевых работ, ориентированных на изучение ВЧР (технология многоуровневой сейсморазведки [1], например), нельзя построить адекватную модель, а применение упрощенных моделей не позволяет рассчитывать на удовлетворительное решение проблемы.

Только создание на основе дополнительных полевых данных более сложных и адекватных моделей в сочетании с применением современных обрабатывающих систем позволяет рассчитывать на качественно новый уровень точности и достоверности результатов сейсморазведочных работ.

Литература

1. Бевзенко Ю.П., Долгих Ю.Н., Корилов А.П. Повышение точности – современная проблема нефтегазопроисловых сейсморазведочных работ. В сборнике “Сейсмические исследования земной коры”. Международная научная конференция, посвященная 90-летию академика Н.Н. Пузырева. г. Новосибирск, Академгородок, 23-25 ноября 2004 г.
2. Долгих Ю.Н. Методика коррекции сейсмоструктурных построений за длиннопериодные погрешности, обусловленные влиянием неоднородностей ВЧР. Ж. “Технологии сейсморазведки”, № 3, 2010.
3. Glogovsky V, Landa E., Langman S., Tijmen J. M. Validating the velocity model: the Hamburg Score. FIRST BREAK, № 3, 2009.

ПРОБЛЕМА ЭФФЕКТИВНОГО ОБМЕНА ДАННЫМИ В ПРАКТИКЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

С. Долгирев (Помор-ГЕРС)

В последнее время в практике геофизических исследований скважин всё сильнее проявляется тенденция к разделению труда. Сейчас нередко ГТИ выполняет одна компания, основную часть каротажа в открытом стволе делает другая компания, отдельные, обычно высокотехнологичные исследования, выполняет отдельный подрядчик, а комплексную интерпретацию Заказчик поручает ещё одной сторонней компании. В таких условиях особенно большую роль приобретает оперативный и эффективный обмен информацией как между подрядчиками и Заказчиком, так и между самими подрядчиками. Необходимо отметить, что на сегодняшний день проблема обмена результатами исследований скважин между всеми участниками процесса является одной из самых значимых технических проблем отечественной геологоразведки.

Описанная проблема имеет несколько аспектов:

1. Сугубо техническая проблема оперативной передачи больших объёмов исходных данных.
2. Проблема недостаточной документированности исходных данных, особенно сильно затрагивающая сложные современные технологии исследования скважин.
3. Проблема недостаточной полноты исходных данных.
4. Проблема многоформатности исходных данных.

Первая из перечисленных проблем лежит вне плоскости собственно геофизики и относится скорее к области связи. Современные системы цифровой связи предоставляют достаточно богатый арсенал средств для быстрого и эффективного обмена данными. Использование современных интернет-технологий позволяет в значительной степени снизить остроту проблемы. Практически можно считать, что технический аспект проблемы обмена данными полностью решён, по крайней мере, в тех случаях, когда в распоряжении всех участников процесса исследований скважин имеется доступ к каналам скоростной цифровой связи. Можно отметить лишь несколько сохраняющихся ограничивающих обстоятельств, которые носят скорее не технический, а организационный характер:

1. При проектировании работ в удалённых (не обеспеченных современной инфраструктурой связи) районах Заказчику необходимо предусматривать создание собственных спутниковых каналов связи с регламентированным доступом к ним так же и специалистов сервисных геофизических компаний. В настоящее время ещё нередко строительство скважин происходит в условиях недостаточного обеспечения цифровой связью, что особенно характерно для районов Восточной Сибири.
2. При составлении договоров с геофизическими сервисными компаниями Заказчику желательно регламентировать в технической части договора конкретные средства и методы передачи данных как между Заказчиком и контрагентом, так и напрямую между различными подрядчиками, занятыми на конкретном объекте исследований. В настоящее время часто случается, что все заинтересованные в эффективном обмене данными стороны имеют в своём распоряжении необходимые технические средства, но используют их недостаточно, так как плохо информированы о возможностях друг друга, а сами процедуры обмена данными не освещены в техническом регламенте работ.
3. В настоящее время большинство крупных компаний, осуществляющих геологоразведку и добычу углеводородов, используют собственные почтовые серверы для организации служебной переписки своих сотрудников по электронной почте. Очень часто в таких почтовых системах действует архаичное ограничение на размер почтового ящика. Чаще всего размер почтового ящика ограничен 2 Мегабайтами. Соответственно той же цифрой ограничена и предельная величина одного почтового сообщения. Опыт показывает, что, в большинстве случаев, увеличение служебного почтового ящика тех сотрудников, которые собственно заняты в процедурах обмена данными до 10 Мегабайт позволил бы существенно упростить оперативный обмен данными.

Проблема полноты документирования исходных данных имеет следующие составляющие:

1. Сегодня в практике геофизических исследований скважин применяется широчайший парк приборов. Только отечественных производителей скважинных приборов насчитывается более десятка. Кроме того, с каждым годом всё шире и шире применяются и приборы иностранного

производства. К сожалению, далеко не все производители скважинных приборов утруждают себя распространением полной и достоверной информации о производимом приборном парке. Даже если производитель прибора имеет свой собственный сайт в интернете (обычно такой сайт есть), то далеко не всегда на этом сайте можно найти необходимую информацию о конкретном приборе. Даже на сайтах ведущих отечественных производителей никогда не представлены, например, технические инструкции по проведению каротажа и интерпретации для того или иного прибора. Необходимый палеточный материал на сайтах производителей представлен крайне слабо, а чаще всего полностью отсутствует. Понятно, что такая ситуация крайне затрудняет интерпретацию тех или иных материалов, особенно в тех случаях, когда интерпретация осуществляется независимой компанией, никак не связанной с непосредственным исполнителем работ (например, при подсчёте запасов).

2. Внедрение и широкое распространение цифровых технологий в практике геофизических исследований скважин привело к разрушению старых отечественных традиций тщательного оформления копий первичных данных. Сегодня основная копия данных каротажа – это файл, специального формата. Многие форматы файлов (например, LAS) позволяют выполнить документирование измерений на высоком уровне. Вместе с тем многие компании пренебрегают тщательным заполнением заголовка LAS-файла. Если к этому добавить, что до сих пор используются форматы файлов, которые вообще не подразумевают документирования содержащихся в них материалов, то становится понятен масштаб проблемы. Можно привести такой пример из практики. В скважине зарегистрирован метод ИК и результаты измерений представлены LAS-файлом, содержащим две диаграммы. При этом не из имён диаграмм, ни в целом из файла, нельзя понять каким же прибором выполнена регистрация и что, собственно, представляют из себя диаграммы в файле (одна активная, вторая реактивная (?) одна проводимость, вторая сопротивление (?) или это многозондовый прибор, просто представлены записи не всеми зондами (?)). И если «по горячим следам» неясности можно устранить, проанализировав сами диаграммы и связавшись со специалистами исполнителя измерений, то по прошествии 5 – 6 лет, когда приходит время подсчёта запасов, установить истину уже практически невозможно. Что уж, в такой ситуации, говорить о более сложных методах.

Решения для накопившихся в данной области проблем, в общем, достаточно очевидны:

- Производителям оборудования необходимо уделять больше внимания методическому обеспечению производимого приборного парка и доступности этого методического обеспечения для сторонних специалистов. Было бы прекрасно, если бы на сайте ЕАГО и под покровительством ЕАГО появилась бы библиотека методического обеспечения для приборного парка, используемого на территории России.
- Компаниям, выполняющим непосредственные измерения в скважинах, необходимо уделять максимальное внимание тщательному документированию измерений. Если по каким-то причинам нет возможности включить все необходимые сведения о скважине и измерениях в файлы регистрации, то всегда можно оформить протокол измерений в виде отдельного цифрового приложения к оперативному заключению или отчёту. Другой важной мерой, помогающей систематизировать и упорядочить первичные данные, является выполнение простого правила: «один замер – один файл».

Ещё одна важная проблема – неполнота предоставляемых Заказчику исходных данных.

Сущность проблемы состоит в ограниченности исходных данных, передаваемых Заказчику вместе с оперативным отчётом по результатам исследований. Доходит до того что текст отчёта оснащён только графическим приложением и таблицей, а в цифровых приложениях содержатся только цифровая копия самого текста отчёта, таблицы и графический файл с изображением планшета. То есть собственно результаты измерений вообще не передаются Заказчику.

Нередко специалисты Заказчика не только лояльно относятся к такому представлению материалов со стороны каротажных компаний, но даже потворствуют этому. Такое отношение специалисты Заказчика объясняют очень просто – зачем загромождать архив компании ненужными данными. Особенно часто такая ситуация встречается при специальных исследованиях (таких как сканирующие методы, широкополосная акустика с ориентированными кросс-дипольными зондами и др.) В результате такого подхода страдают в первую очередь интересы самого Заказчика. Решив, исключительно на основании графических материалов, какие-то синоминутные задачи, Заказчик полностью лишает себя возможностей для повторного более глубокого анализа и обобщения

зарегистрированных данных, так как собственно самих данных подлежащих повторному анализу в его распоряжении нет.

Другая сторона той же проблемы – неполное представление первичных данных самими подрядчиками. Нередко материалы, например, метода СГК представлены простым файлом LAS с диаграммами содержания основных изотопов. Сам же зарегистрированный спектр отсутствует. В материалах импульсных нейтронных методов могут отсутствовать многие необходимые параметры и, почти никогда, нет собственно регистрируемых временных спектров. В материалах акустического каротажа кросс-дипольными зондами часто присутствуют не все волновые пакеты необходимые для интерпретации и очень часто нет диаграмм, отражающих собственно ориентацию диполей. Такой список можно продолжать долго. Разумеется, во всех случаях неполного представления исходных данных возможности повторного анализа таких данных резко снижаются. Достаточно остановиться на самом простом примере: Отсутствие данных об ориентации кросс-дипольных зондов в процессе измерений не позволяют определить ориентацию осей анизотропии акустических свойств породы, что для данного метода, вообще говоря, является главной задачей. То есть отсутствие всего одной диаграммы в комплекте первичных данных делает практически бессмысленным анализ всех остальных данных полученных в ходе этого отнюдь не дешёвого исследования.

Надо отметить особо, что достаточно вольное отношение к предоставлению исходных данных со стороны подрядчиков может приводить к снижению интереса к тому или иному мнению со стороны специалистов Заказчика. В нашей практике уже был случай, когда оперативная интерпретация метода ЯМК была выполнена подрядчиком без необходимого учёта особенностей разреза и условий измерений, что предопределило низкую эффективность метода в таком варианте его интерпретации. Заказчик обратился к нашей компании с предложением выполнить повторную интерпретацию на более высоком методическом уровне. В полученном от Заказчика файле с результатами измерений необходимых исходных данных не оказалось, и повторную интерпретацию выполнить не удалось. Ознакомившись с нашими выводами, Заказчик принял решение впредь сократить объём исследований данным методом, по причине его низкой результативности. Данный пример хорошо иллюстрирует, как недостаточная полнота исходных данных может негативно влиять на развитие геофизического бизнеса. Пострадал не только тот подрядчик, который осуществил данную конкретную запись, но и другие подрядчики, которые не смогут предложить Заказчику аналогичные услуги, так как несколько неудачных исследований дискредитировали в глазах специалистов Заказчика сам метод ЯМК. Пострадал и сам Заказчик, лишившись столь мощного инструмента для исследования разреза, как метод ЯМК.

Рассмотренная проблема может быть решена путём выработки чётких критериев полноты информации для каждого прибора производителем этого прибора. Со стороны компаний выполняющих измерения будет легко придерживаться полноты выдаваемой информации, если соблюдать уже упомянутое простое правило «один замер – один файл». Необходимо более строгое отношение к передаваемым Заказчику данным. Уж если прибор позволяет записать тот или иной параметр, то результаты записи этого параметра должны быть переданы Заказчику в обязательном порядке.

Со стороны специалистов геологической службы Заказчика хотелось бы видеть большее стремление к обеспечению реальной полноты информации, предоставляемой подрядчиками. Ведь текстовые выводы и «красивая» картинка – это результат интерпретации, а не измерений. Результатом измерений в современной геофизике является файл с данными, а не изображение этих данных на бумаге. Необходимо не забывать, что оплачивая комплексные услуги по исследованию скважин, Заказчик платит в первую очередь именно за измерения, а не за интерпретацию. По-прежнему доля измерений в конечной стоимости услуги составляет от 70 до 100 %. Пренебрегая сохранением исходных данных в необходимой полноте, Заказчик лишает себя возможности повторного анализа и обобщения результатов исследований на более высоком методическом уровне.

Отдельно хотелось бы остановиться на очень часто высказываемом в последнее время пожелании специалистов Заказчика «сшить весь ГИС по скважине в один файл». Технически такая процедура осуществима и вполне вероятно, что подготовленный таким образом сводный файл может быть использован для каких-то специальных целей (например, для корреляции разрезов скважин). Очень важно понимать, что для целей повторной интерпретации материалов ГИС такие файлы практически не пригодны, а сама попытка их анализа не только сложна, но может приводить геофизика-интерпретатора к совершенно неверным выводам. Иными словами наличие в распоряжении геологической службы «сводных файлов каротажа» никак не отменяет необходимости хранить и первичные достоверные данные ГИС.

Проблема многоформатности исходных данных – это гораздо более серьёзная проблема, чем техническая проблема самой передачи данных. Для понимания глубины и сущности этой проблемы необходимо рассмотреть процесс преобразования геофизических данных на различных этапах их создания и обработки:

Все исходные данные ГИС, ГТИ, ПГИ и ГДИ возникают в момент их регистрации. В практике полевых исследований применяется широкий спектр регистрирующих систем различных производителей. Никаких стандартов на формат регистрируемых данных нет, как, впрочем, нет и реальной необходимости в таком стандарте. Каждая система регистрации осуществляет первичную запись данных в собственном уникальном формате (назовём всё сообщество таких форматов «форматами регистрации»).

Все форматы регистрации оптимизированы именно под процесс регистрации, а не под процесс анализа данных. Это обстоятельство вынуждает разработчиков программного обеспечения всегда преобразовывать (конвертировать) исходные данные из формата регистрации в иной формат, более пригодный для анализа данных. Таких форматов так же существует множество. Назовём это семейство форматов – «форматы обработки». Формат обработки всегда оптимизирован под конкретную программу обработки данных вследствие чего нет никакой необходимости в стандартизации таких форматов.

Так как форматы регистрации и форматы обработки отличаются исключительным разнообразием, процедура передачи данных из системы регистрации в систему обработки становится крайне сложной и многообразной. Для преодоления этой сложности ещё на заре внедрения цифровых технологий в практику геофизических исследований скважин был разработан специальный стандарт формата данных LAS, столь популярный до сих пор. Роль формата LAS в современной геофизике столь значительна, что говорить об этом долго нет необходимости.

На сегодняшний день наиболее серьёзным недостатком стандарта LAS, ограничивающим его применение, является невозможность записи в файл LAS (до стандарта 2.0 включительно) так называемых широкополосных сигналов. Становление и широкое распространение методов, требующих регистрации широкополосных сигналов, произошло уже после формирования стандарта LAS и не нашло в этом стандарте никакого отражения. В итоге широкополосные сигналы долгое время оставались без обменного формата.

Работа над созданием обменного формата для широкополосных данных велась в различных компаниях и организациях по всему миру не согласовано и достаточно стихийно. Результатами этой работы стали несколько различных форматов, которые имеет смысл рассмотреть более подробно:

- Формат LAS стандарта 3.0 задумывался как дальнейшее развитие стандарта LAS с возможностью записи в файл наряду с тривиальными векторными сигналами и широкополосных сигналов (наряду с сигналами некоторых других специфических типов). Не известно почему стандарт не стал популярен среди практикующих геофизиков, но факт остаётся фактом, что данный стандарт на сегодняшний день, очевидно, не применяется на практике.
- Формат LIS родился первоначально как универсальный внутренний формат регистрации в компании Шлюмберже. Благодаря хорошей продуманности и универсальности формат быстро завоевал популярность. Например в России, именно формат LIS – единственный формат закреплённый в качестве обменного формата действующей технической инструкцией на каротаж. Ещё в недавнем прошлом (3 – 5 лет назад) формат LIS был действительно популярен и активно использовался геофизиками России в качестве обменного формата. Таким образом, главным и пока неоспоримым достоинством формата LIS для российских геофизиков является его распространённость и «понятность» для подавляющего большинства универсальных программных продуктов, осуществляющих интерпретацию материалов исследований скважин. Вместе с тем всё отчетливее проявляются и существенные недостатки этого формата. Являясь изначально форматом регистрации данных (причём регистрация осуществлялась ещё на магнитную ленту) стандарт LIS накладывает довольно существенные ограничения на общее количество информации, приходящееся на один квант глубины. В терминологии стандарта LIS это ограничение выражается размером кадра. Для многих современных приборов, особенно тех которые регистрируют одновременно множество широкополосных сигналов, стандартный размер кадра в LIS стал явно недостаточным. Ещё одним негативным обстоятельством, сильно влияющим на распространённость стандарта LIS, стал отказ от использования этого стандарта в западных сервисных каротажных компаниях.
- Важной альтернативой стандарту LIS издавна считается формат SEG-Y (.sgy). В каротаж данный формат пришёл из сейсморазведки, где он входит в большое семейство форматов SEG и является

таким же устойчивым стандартом в сейсморазведке как в каротаже LAS. Формат SEG-Y с самого начала разработан как простой и понятный формат широкополосных данных. Самым важным достоинством формата SEG-Y, которое во многом определило его широкое распространение в каротаже, является его «понятность» и приемлемость для специалистов Заказчика. Дело в том, что программные средства для просмотра и элементарного анализа сейсмических данных имеются в распоряжении очень многих специалистов геологических отделов на производстве и соответственно материалы в формате SEG-Y для таких специалистов просты и доступны. Необходимо отметить, что для специалистов-каротажников формат SEG-Y совсем не так удобен. Так как формат имеет «чужеродное» (для каротажников) происхождение, то, естественно, большинство профессиональных программных продуктов предназначенных для анализа и интерпретации каротажных данных формат SEG-Y не читают. Лишь некоторые разработчики программного обеспечения ввели данный стандарт в свои программные продукты, иногда даже считая данный стандарт основным. Надо отметить, что эти программные продукты не относятся к числу широко распространённых. Важным недостатком формата SEG-Y, препятствующим его широкому применению в практике интерпретации является его недостаточная универсальность. В файлах SEG-Y удобно хранить и передавать широкополосные сигналы, но неудобно хранить тривиальные данные (простые кривые). Сам формат SEG-Y подразумевает такую возможность, но обычно этой возможностью никто не пользуется. В результате широкополосные данные, передаваемые в формате SEG-Y, существуют как бы обособленно и независимо от остального пакета данных, что совершенно нелогично и неудобно.

- И напоследок необходимо обратить внимание на формат DLIS (.dls, .dlis). Данный формат является, по своей сути, логичным продолжением и развитием старого стандарта LIS. В крупных западных компаниях стандарт DLIS рассматривается в настоящее время как основной формат обмена данными. Достоинства данного стандарта несомненны – он универсален и не имеет ограничений, характерных для стандарта LIS. Вместе с тем формат DLIS имеет достаточно сложную внутреннюю структуру и является достаточно «новым» для отечественных программистов. На сегодняшний день программные продукты способные хотя бы прочесть структуру файла в формате DLIS на российском рынке практически отсутствуют.

Таким образом, на сегодняшний день в области обработки широкополосных данных сложилась следующая ситуация:

С одной стороны, как отечественные компании, так и иностранные подрядчики располагают отличными скважинными приборами, реализующими современные высокотехнологичные методы исследований скважин с регистрацией широкополосных сигналов различной природы. Такие методы завоёвывают всё большую популярность у Заказчика и, соответственно этому, непрерывно растёт объём выполняемых измерений.

С другой стороны имеются современные высокотехнологичные программные средства для обработки и интерпретации материалов современных методов исследования скважин. Быстрыми темпами развивается методическая основа интерпретации новых методов, расширяющая возможности их применения. Используемые программные комплексы имеют отличные перспективы развития.

Однако нет единого формата обмена широкополосными данными. Данное обстоятельство резко ограничивает использование современных методов. Сервисные компании, осуществляющие непосредственно исследования скважин, часто не владеют новаторскими технологиями интерпретации данных, либо, по тем или иным причинам, не применяют их. Сервисные компании, осуществляющие комплексную или специфическую интерпретацию результатов геофизических методов исследования скважин, часто испытывают весьма серьёзные трудности при обработке материалов, зарегистрированных различными подрядчиками по каротажу, причём наибольшие трудности связаны именно с преобразованием форматов данных, а не с интерпретацией.

Из изложенного выше необходимо сделать следующий важный вывод: Для всех участников исследования скважин крайне важно придти к окончательному соглашению о формате обмена широкополосными данными. Введение такого общего для всех формата обмена позволит повысить качество геофизического сервиса на всех этапах работ от регистрации первичных данных до тематических и научных работ по комплексному обобщению результатов исследований.

Взглянув на ситуацию непредвзято можно предложить несколько решений проблемы, кажущиеся очевидными:

1. Использовать в качестве общего для всех стандарта файлы формата LIS, проведя опять же максимально строгую регламентацию данного стандарта. Такой подход, вероятно потребует наименьших затрат от всех участников процесса. В том или ином виде конвертеры для чтения и записи файлов LIS имеются на сегодня в большинстве программ регистрации и интерпретации. Если после утверждения стандарта, чья либо версия LIS будет расходиться с рекомендованным стандартом, то можно надеяться, что модуль конвертации не потребует значительной модификации. Недостатком такого подхода является моральная отсталость формата LIS, которая ощущается уже сегодня, а в дальнейшем будет только возрастать. Поэтому утверждение стандарта LIS в качестве основного стандарта обмена информацией – это лишь временная мера. Уже в ближайшем будущем нам всем будет необходим более совершенный стандарт.
2. Использовать в качестве общего для всех стандарта файлы формата SEG-Y, смирившись с его специфическими недостатками. Такое решение, вероятно, будет хорошо воспринято специалистами Заказчика и нашими смежниками из сейсморазведки. Недостатком такого решения является тот факт, что формат SEG-Y никогда не станет единым форматом обмена любыми каротажными данными, навсегда оставшись форматом исключительно для передачи широкополосных данных. Для окончательного утверждения формата SEG-Y в качестве стандарта необходимо четкое и однозначное описание данного стандарта, на основании которого разработчики программного обеспечения смогут дополнить свои программные продукты необходимым модулем конвертации данных.
3. Использовать в качестве стандарта DLIS. Надо сказать, что такое решение, конечно, обрадует наших западных партнёров, однако в данном случае всё же необходима достаточно строгая стандартизация этого формата применительно именно к российским условиям. На сегодняшний день действующий стандарт DLIS допускает настолько много вольностей во внутренней структуре файла, что практически можно сказать, что мы имеем не один жёстко заданный формат, а набор родственных форматов – свой для каждого отдельного прибора каждой отдельной фирмы. Такой подход свойственный современным DLIS-файлам в целом не препятствует их конвертации, но крайне затрудняет понимание самого содержимого файла. Фактически введение формата DLIS в качестве стандарта потребует весьма подробного документирования каждого варианта формата DLIS для каждого конкретного прибора, каждого конкретного производителя.

Разумеется, при открытом и доброжелательном обсуждении данной проблемы могут быть выработаны и другие, более приемлемые и интересные решения.

Вопрос выработки единого стандарта для формата обмена широкополосными данными представляет исключительную важность. Так как полагаться в решении этого вопроса на органы государственного и/или отраслевого регулирования сейчас было бы наивным, то хотелось бы верить, что Евро-Азиатское Геофизическое Общество могло бы курировать работы по стандартизации современного формата обмена данными и по завершении таких работ утвердить их как рекомендуемый отраслевой стандарт своим решением.

**К ВОПРОСУ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОСТАТОЧНОЙ ВОДОНАСЫЩЕННОСТИ
ГРАНУЛЯРНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ
(НА ПРИМЕРЕ ЮРСКИХ ПОРОД ЗАПАДНОЙ СИБИРИ)
Дорогиницкая Л.М. (СНИИГГиМС)**

Остаточная водонасыщенность определяет соотношение подвижной и неподвижной воды при миграции флюидов в поровом пространстве коллекторов, от нее зависит начало обводнения притока из пласта при разработке месторождения, эффективная емкость коллекторов, их предельная нефтенасыщенность, а также граница «коллектор-неколлектор». Кроме того, остаточная водонасыщенность является основным параметром при моделировании фазовых проницаемостей коллекторов. Такая значимость остаточной водонасыщенности обусловлена ее тесной связью со структурой порового пространства пород и взаимодействием пластовой воды с поверхностью твердой фазы на молекулярном уровне. Физическая сторона вопроса в настоящее время достаточно неплохо изучена и не является темой доклада.

Между тем, несмотря на то, что остаточная водонасыщенность коллекторов **К_{во}** относится к категории классификационных характеристик, ее определения не имеют ГОСТа. Таким образом, периодически обсуждать этот вопрос на форуме специалистов представляется целесообразным.

Пластовая вода в общем случае имеет связанную воду, удерживаемую силами адсорбции на поверхности твердой фазы, и в основном ее глинистой компонентой. Вода адсорбции составляет только часть воды, не участвующей в движении по поровому пространству. Не движется также вода, удержанная большими капиллярными давлениями. Известно, что при движении флюидов **капиллярные давления Р_к преодолеваются градиентами пластового давления gradP_{пл}** на длине элементов порового пространства. Таким образом, необходимо знать, какие градиенты пластового давления имеют место при добыче. Расчет градиентов пластового давления достаточно сложная задача, начиная с ее постановки, поэтому они, как правило, не учитываются.

Существует много способов моделирования остаточной водонасыщенности К_{во} в лаборатории:

- центрифугирование образцов на одном режиме;
- центрифугирование при возрастающей скорости вращения ротора с обработкой кривых Р_к(К_в);
- воздушно-водная капилляриметрия;
- метод вытеснения воды моделью нефти на специальных установках;
- ртутная порометрия;
- метод ядерно-магнитного резонанса и др.

Самый распространенный способ – центрифугирование водонасыщенных образцов на оборотах ротора 5000-6000 об/мин. Его результаты, называемые часто водоудерживающей способностью (Корчемкин В.Н., 1978), содержат богатую информацию о свойствах пород и их составе, табл. 1, 2 и 3.

Таблица 1 Сопоставление водоудерживающей способности пород с другими физическими характеристиками

Диапазон К _{во} Ц %	Среднее ± среднее отклонение						
	К _{во} Ц%	К _{пр} , млД	К _{по} , %	К _{гф} , %	Об.пл, г/см ³	Р _п	Р _н
20-30	27.1 ± 2.3	63.3 ± 30.9	17.0 ± 2.0	12.5 ± 1.5	2.19 ± 0.06	24 ± 0.4	13.2 ± 3.8
30-40	36.3 ± 2.7	11.7 ± 7.8	16.6 ± 1.4	10.7 ± 1.1	2.21 ± 0.04	25.5 ± 7.8	6.8 ± 1.5
40-50	45.9 ± 3.0	2.9 ± 0.43	14.8 ± 1.4	8 ± 1.0	2.26 ± 0.04	28.3 ± 6.6	4.3 ± 0.7
50-60	55.6 ± 2.9	0.9 ± 1.9	13.9 ± 1.55	6.2 ± 0.82	2.30 ± 4	31.1 ± 9.7	3 ± 0.43
60-750	67 ± 4.4	0.4 ± 0.73	12.9 ± 1.45	4.3 ± 0.81	2.34 ± 0.04	34.3 ± 8.6	2.2 ± 0.3
75-100	88 ± 7	0.1 ± 0.1	10.3 ± 2.2	1.2 ± 0.9	2.40 ± 0.1	60.5 ± 30.4	1.4 ± 0.2

Таблица 2 Сопоставление водоудерживающей способности пород с их составом

Диапазн К _{во} %	Грансостав			М _{из} , мкм	Состав цемента, %				
	Песчаная	Алевритовая	Глинистая		Карбонаты	Каолинит	Хлорит	Гидрослюда	Смешано- слоиные
20-30	69	26	4.9	150.8	4.2	80.9	8.8	9	1.3
30-40	67.4	26	6.1	149.1	4.3	81.9	7.7	10	1.2
40-50	60.4	33	6.2	122.3	4.4	74.2	9.9	13.9	2.2
50-60	51.8	39	5.5	106.5	5.4	69.8	11.3	14.7	2.2
60-75	44.8	45	5.9	98	5.5	63.9	11.3	18.6	2.5
75-100	30.2	60	7.6	74.2	11.8	60.5	13.6	22.3	2.7

Таблица 3 Сопоставление водоудерживающей способности пород с распределением поровых каналов по данным ртутной порометрии

Кп, %	Кпр, мкм	Начала крупнопоровых кластеров								Начало мелкопор. кластеров		dn < 0,6 мкм	dn < 0,3 мкм	dn < 0,1 мкм	Мпор, мкм	КвоЦ, %
		1 кластер дпор мкм	Кн %	2 кластер дпор мкм	Кн %	3 кластер дпор мкм	Кн %	4 кластер дпор мкм	Кн %	дпор мкм	Кн %					
25.8	1655.7	52	10	26	50	18	65	6	80	1.8	87	9	6	2	25.75	11.15
24.6	1246.1	36.3	9	21.4	53	13	67	5.5	76	1.8	85	8	5	2	20.63	11.1
16.46	164.4	30.3	9			12	44	7	58	1.8	72	19	12	6	11.96	22.4
23	132			22.7	9	10	39	5.5	50	1.8	63	23	17	7	6.91	24.6
19.2	108.7	30	7			10	29	3.6	51	1.8	62	25	17	9	5.20	25.1
20.8	83.9			18	9	8.4	34	4.1	46	1.8	60	27	17	9	5.07	29.6
19.5	25.59					13	9	6.7	35	1.8	54	38	24	12	3.89	42.2
16	6.1					9	12			1.8	46	39	29	15	1.75	47.5
12.8				18	15			2.8	33	1.8	50	35	26	13	1.98	35.3
14.3	4.3			20	10			3.4	30	1.8	45	37	29	13	1.92	41.3
17	5.62							6	8	1.8	35	45	35	30	1.01	46.6
15.5	0.95							3.5	30	1.6	40	45	35	20	1.00	49
15.3	2.3							3.3	20	1.5	35	46	30	18	0.96	51.2
13.6	1.78							2.6	9	1.8	13	65	38	18	0.58	56.3
15.8	0.89							3.4	4	1.8	10	64	47	30	0.46	62
12.3	0.71							3.6	10	1.8	16	65	50	36	0.33	72
10.6	0.94									1.4	18	70	50	21	0.35	67.2
10	1.25									0.9	14	79	67	35	0.20	72.7
10.3	0.18											86	59	35	0.27	75.4

Количество неснижаемой остаточной воды **Кво**, не участвующее в движении флюидов, также связано с объемом мелкопоровых кластеров (Анашкин А.Р., Дорогиницкая Л.М., Дергачева Т.Н. и др., 2001).

Адсорбционная вода, имеет аномальные физические свойства, толщина пленок которых в гидрофильных коллекторах Западной Сибири оценивалась неоднократно. По данным Е.И.Леонтьева, удвоенная толщина пленок с аномальной электропроводностью достигает 0,1-0,18 мкм в зависимости от типа цемента (Леонтьев, 1975). Б.И.Тульбович (1990 г.) по результатам изучения подвижности воды в коллекторах с помощью ЯМР показал, что неподвижная вода содержится в поровых каналах с диаметром меньше 0,65-0,7 мкм. Следовательно, все поры с размером меньше 0,65 мкм заняты водой.

Предельные диаметры каналов, не фильтрующих воду, хорошо демонстрируют кривые распределения поровых каналов глинистых пород-покрышек, рис. 1. В покрышках, где вода неподвижна, все диаметры в основном меньше 0,2 мкм, а предельно большой диаметр 1 мкм.

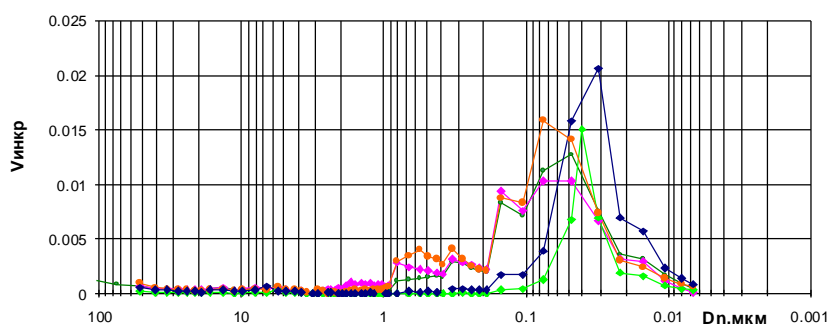


Рис. 1. Спектры поровых каналов водонепроницаемых аргиллитов и глинистых алевролитов

Эффективные диаметры поровых каналов в системе «вода-воздух» связаны с капиллярными давлениями соотношением $R_k = 4\sigma \cos\theta / d_{пор} \sim 2.852 / d_{пор}$, где: R_k - капиллярное давление в атм; $d_{пор}$ - диаметр поровых каналов в мкм; $\sigma = 72 \text{ дин/см}$ - поверхностное натяжение на границе вода-воздух; $\cos\theta = 1$. Следовательно, неподвижная вода $K_{во}$ соответствует капиллярным давлениям $R_k \sim 2.852 / d_{пор} \sim 2.852 / (0,65 \div 0,2) \sim 4,5 \div 14$ атм. Этот вывод подтверждают опыты на мембранном капилляриметре в диапазоне давлений 0,1-15 ат, которые надежны поэтому, что величина выталкивающей воду силы не подвергается сомнению, табл. 4.

Таблица 4 Результаты определения остаточной водонасыщенности на капилляриметре.

Рк атм	dпор, мкм	Кв %				
		53	635	98.4	98.2	98.4
0.14	20.1	38.7	45.2	91.2	97.5	97.9
0.28	10.1	30.4	35.7	58.7	78.8	97.6
0.55	5.19	24.8	29.1	47.5	60.4	96.9
1.03	2.76	19.4	22.7	38.2	48.1	80
2.07	1.38	17.7	20.9	35.6	45.5	66.6
4.14	0.68	17.6	20.4	35.5	44.4	63.6
6.9	0.41	17.4	20	35.5	42.2	60
15	0.19					
Кп		0.18	0.177	0.177	0.153	0.143
Кпр,млд		330	180	34.8	10.1	1.2
Мпор,мкм		10.1	8.7	3.3	1.4	0.6
Суд,м2/м2		0.66	1.1	1.15	1.25	2.28

Приведенные данные позволяют сделать вывод о том, что небольшие ошибки в определении неснижающейся водонасыщенности **Кво** возможны для пород с проницаемостью менее 1млд.

Аналогичные опыты проводятся на ультраскоростных центрифугах, например, табл. 5. Результаты свидетельствуют, что стабилизация Кв наступает при больших давлениях. Несоответствие давлений по центрифуге и по данным мембранных капилляриметров, очевидно, можно отнести к неточностям расчета центробежной силы, а возможно, и к особенностям механизма вытеснения воды с помощью центрифугирования.

Таблица 5 Результаты определения значений Кво на центрифуге фирмы Beckman

Рк, атм	Кво% для проницаемости				
	605.9	138.4	51.4	17.2	3.2
0.015	100	100	100	100	100
0.135	36.5	56.4	60.5	100	100
0.375	25.8	46.3	51.8	62.6	100
0.735	20.5	39.6	45.2	54.5	100
1.215	17	32.9	40.8	49.2	84.3
2.94	12.5	27.9	35.3	43.9	78
3.84	11.7	26.2	34.2	42.5	76.4
4.86	9.9	24.5	32	41.2	74.8
6	9	22.8	30.9	39.8	73.3
7.26	8.1	21.1	29.8	38.8	71.7
8.64	8.1	20.3	28.7	38.2	70.1
10.4	8.1	19.5	26.5	38.2	68.6
13.5	8.1	19.5	26.5	38.2	67
15.36	8.1	19.5	26.5	38.2	67

Согласно сложившейся к настоящему времени практике, массовые стандартные определения КвоЦ пересчитываются в массив остаточной водонасыщенности Кво по данным капилляриметра по уравнениям $K_{во} = f(K_{воЦ})$. При этом чаще давления вытеснения не превышают 5-батм. Ниже показано несколько уравнений такого пересчета для пластов Ю₁ месторождений Западной Сибири, полученные в разных лабораториях. Обращает на себя внимание, что угловые коэффициенты уравнений для коллекторов одного стратиграфического уровня и фацальной принадлежности (свиты) различаются незначительно.

$$K_{во} = 0,833K_{воЦ};$$

$$K_{во} = 0,819K_{воЦ} + 0,33;$$

$$K_{во} = 0,836K_{воЦ} + 5;$$

$$K_{во} = 0,808K_{воЦ} + 1,6.$$

Апробация уравнений показывает, что разница в результатах составляет первые проценты.

На основании расчетов проницаемости пород по уравнениям Мальшакова – Ефимова, построенных с использованием теории перколяции (Мальшаков А.В., Ефимов В.И. 1991), были определены предельные диаметры поровых каналов, не участвующие в движении флюидов и не влияющие на проницаемость пород, рис. 2 и 3.

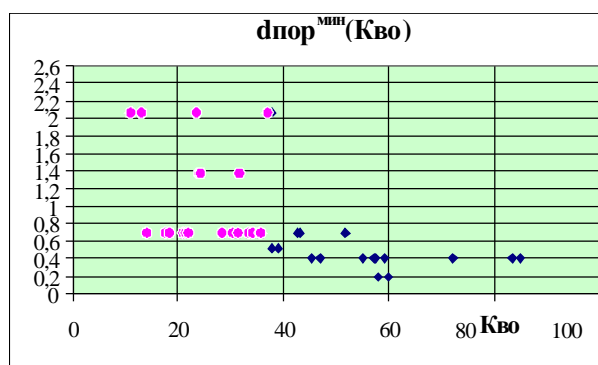


Рис. 2. Зависимость минимальных диаметров поровых каналов, обеспечивающих движение флюидов, и $K_{во}$.

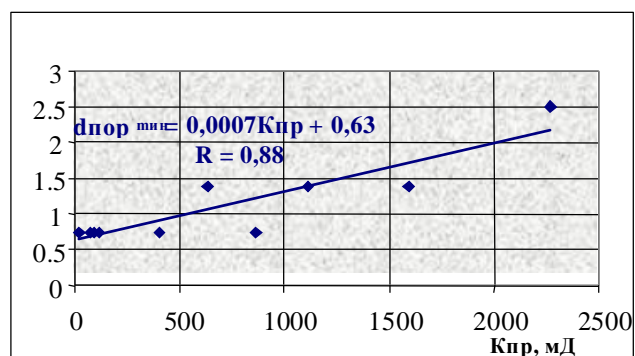


Рис. 3. Зависимость минимальных диаметров поровых каналов, обеспечивающих движение флюидов, от проницаемости

Эти графики объясняют, почему вытесняющие воду градиенты пластового давления (P_k) так сильно отличаются у различных типов пород.

В докладе рассмотрен вопрос влияния структуры порового пространства на процесс моделирования остаточной водонасыщенности коллекторов в лабораторных условиях. Подтверждена возможность пересчета массовых измерений $K_{воЦ}$ в значения $K_{во}$ по корреляции с данными мембранной капилляриметрии в системе вода-воздух на давлениях 4-6 атм. Показаны минимальные диаметры поровых каналов, участвующих в движении флюидов по поровому пространству, для разных типов коллекторов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Леонтьев Е.И. Петрофизика нефтегазовых коллекторов мезозоя Западной Сибири и использование ее результатов при интерпретации данных промысловой геофизики. Диссертация на соискание ученой степени доктора геол.-мин. наук М. МИНХГП.
2. Тульбович Б.И. Петрофизическое обеспечение эффективного извлечения углеводородов. – М: Недра, 1990 г.
3. Анашкин А.Р., Дорогиницкая Л.М., Дергачева Т.Н. и др. Петрофизические основы классификации коллекторов нефти и газа Западной Сибири по добычным параметрам. Геофизика, спец. вып. 2001. с.77-83.
4. Дорогиницкая Л. М., Ненахов Ю. Я., Анашкин А. Р., Худякова Л.Д., Шумская С. К., Ачкасова Е.Г. Определение водонасыщенности продуктивных пластов на условном ВНК по данным капилляриметрии. В сб. «Физика нефтяного пласта», доклады конференции, Новосибирск, Научно- образовательный центр «Юкос- Новосибирск», 20-24мая 2002, 252с.
5. Мальшаков А.В., Ефимов В.А. Проницаемость и перколяционные свойства порового пространства осадочных горных пород, Инженерный журнал, том 61, №4, 1991, с. 635-640.

В работе использованы данные автора и его соавторов, указанных в списке литературы

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГЕОСТАТИСТИЧЕСКОЙ ИНВЕРСИИ ЧАСТИЧНО-КРАТНЫХ СУММ ДЛЯ ПОСТРОЕНИЯ ОБЪЕМНОЙ МОДЕЛИ ПРОДУКТИВНЫХ РИФОГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ДЕВОНА

К.Е. Филиппова (Fugro-Jason), З.И. Газарян (Fugro-Jason), А.А. Коженков (Fugro-Jason), П.Г. Пономаренко (Fugro-Jason), А.А. Алабушин (ЛУКОЙЛ-Кому)*

Введение

В настоящей работе рассматривается задача построения высокоразрешенной объемной модели рифогенных коллекторов девонского возраста на примере одного из месторождений Тимано-Печорской провинции. Для ее создания была использована геостатистическая инверсия частично-кратных сумм.

Объемная модель распределения свойств латерально изменчивых коллекторов особо актуальная задача, так как на месторождении ведется эксплуатационное бурение. Точность методологии была оценена на основе данных по пяти новым пробуренным скважинам.

Геологическая обстановка и существующие задачи

Основным объектом разработки на изучаемом месторождении являются отложения задонского горизонта фаменского яруса верхнего девона (D_{3zd}) (рис.1). Они сложены рифогенной пачкой карбонатных пород, представленных микробияльными, оолитовыми известняками, доломитизированными в той или иной степени, вплоть до образования вторичных доломитов. Отложения девонского продуктивного интервала характеризуются сильной фациальной изменчивостью коллекторских свойств по площади. Глубина залегания продуктивных отложений от 3700 до 3900 м. Среднее значение пористости составляет 6%. Дебиты в пробуренных скважинах варьируются от 4 до 700 м³/сут.

На достаточно небольшом участке, площадью 230 км², представлены отложения барьерной рифовой системы внутреннего шельфа с зарифовыми фациями, фациями внешнего (глубоководного) шельфа, подводными каналами и конусами выноса. Это многообразие фациальных обстановок осадконакопления и влияние вторичных процессов обусловило сильную латеральную изменчивость коллекторских свойств.

Основные геологические задачи на изучаемом месторождении - это построение объемной модели распределения коллекторов и характеристика их ФЕС с целью детализации строения залежей девонского продуктивного интервала (D_{3zd}) и выявления зон улучшенных коллекторских свойств для оптимизации сети эксплуатационного бурения.

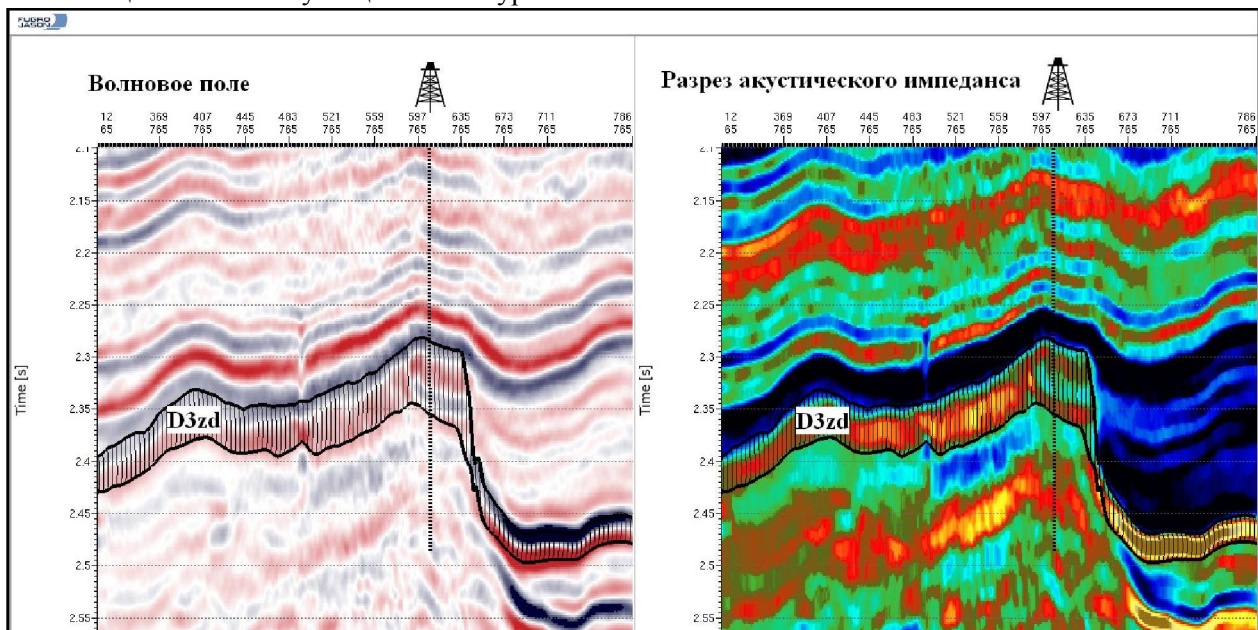


Рисунок 1. Объекты исследований в сейсмическом волновом поле и на разрезе акустического Импеданса

Методология работ для построения объемной модели резервуара

Для построения достоверной модели продуктивных интервалов необходима комплексная работа специалистов по трем направлениям: сейсморазведка, петрофизика и геология.

Полнота и качество комплекса ГИС обеспечивают достоверный прогноз коллекторских свойств резервуара по сейсмическим данным. Моделирование упругих свойств пород по методике Rock Physics - важный этап работ, предшествующий проведению инверсии. При выполнении такого рода работ необходимо наличие измерений скоростей продольных, поперечных волн и плотности: на изучаемой площади, во всех шести скважинах, вскрывших отложения D₃zd, есть замеры V_s, V_p и плотности.

На основе объемной модели, полученной по данным ГИС, и количественных критериев, установленных при анализе керновых данных, было выделено оптимальное количество «литотипов» для инверсии. Одним из важных критериев является уверенное разделение между «литотипами» в пространстве упругих параметров. В изучаемом интервале разреза коллектора представлены известняками и доломитами, однако, разница в их акустических свойствах незначительна, поэтому для геостатистической инверсии было выделено и использовано два «литотипа»: коллектор и неколлектор, которые четко отделяются друг от друга в пространстве V_p-V_s (рис.2).

Необходимость использования двух упругих параметров среды для решения существующих геологических задач сразу предопределяет вид инверсии по типу используемых данных – синхронная инверсия частично-кратных сумм, а небольшие толщины коллекторов в изучаемом интервале указывают на то, что нужно использовать геостатистический алгоритм.

Поэтому после завершения обработки сейсмических данных было сформировано 6 частично-кратных сумм в диапазоне удалений от 176 до 3851 м, что в целевом интервале D₃zd соответствует углам от 5 до 37 градусов. Шаг дискретизации - 2 мс. Первые пять сумм характеризуются частотным диапазоном 7-45 Гц, последняя, сформированная из дальних удалений (3026-3851 м), - 7-30 Гц, однако, как показало тестирование, включение ее в процесс инверсии улучшает точность восстановления упругих параметров среды.

Идея, положенная в основу геостатистической инверсии [1,2], довольно проста: описав в виде функций плотности вероятностей (PDF-Probability Density Functions) все источники информации о резервуаре, с использованием стохастического алгоритма цепи Маркова-Монте-Карло, получить множественные реализации объемных моделей свойств (упругих и петрофизических). При этом стоит отметить, что алгоритмы геостатистической инверсии работают на стратиграфической сетке, и расчет кубов упругих (например, V_p, V_s и плотность) и петрофизических («литотипы») свойств резервуара осуществляется одновременно.

Процесс подготовки данных для геостатистической инверсии частично-кратных сумм включает такие этапы, как выбор размера ячейки и создание каркасной стратиграфической модели, описание статистических моделей (PDF) дискретных свойств («литотипов») в пространстве непрерывных свойств (упругих параметров), определение вертикальных и горизонтальных вариограмм для дискретных и непрерывных свойств. В то же время «совмещение» частично-кратных сумм, оценка

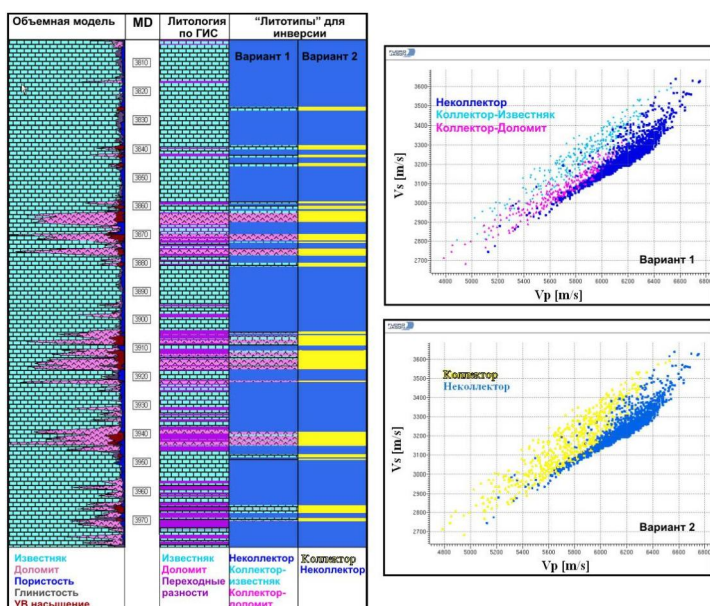


Рисунок 2. Анализ возможности выделения коллекторов по результатам синхронной инверсии частично-кратных сумм (проведен по данным ГИС)

амплитудно-фазовых характеристик импульса для каждой из сумм, являющихся стандартными процедурами при детерминистической инверсии, также необходимы.

Результат геостатистической инверсии - множественные равновероятные высокоразрешенные объемные распределения «литотипов», пористости и упругих свойств среды, полностью согласованные с наблюдаемым волновым полем. Для дискретных свойств также были рассчитаны кубы вероятностей наличия коллектора и неколлектора, позволяющие не просто построить геологическую модель или карту эффективных толщин, а выполнить оценку неопределенности, используя вероятностные квантили прогноза P10, P50, P90.

Однако при сегодняшнем уровне развития технологий прогноза ФЕС резервуаров по данным сейсморазведки специалисты пытаются извлечь всю возможную информацию о резервуаре, и задача определения характера насыщения коллектора так же актуальна, как и задача построения модели свойств коллекторов.

Для оценки возможности решения этой задачи с использованием инверсии волнового поля, нужно начать с изучения петрофизических особенностей и проанализировать, разделяются ли водо- и нефтенасыщенные коллектора в пространстве упругих параметров. Как видно из рисунка 3, для задонского интервала сделать это не представляется возможным, т.к. коллектора с различным типом насыщения по акустическим свойствам практически не различаются.

По результатам петрофизической интерпретации в скважинах видно, что большинство коллекторов (около 85%) характеризуются значениями коэффициента пористости 4-10%, 10% коллекторов - Кп 10-14% и лишь 3-5% - Кп 14-16%. Несмотря на типичный для карбонатного разреза высокий коэффициент нефтенасыщенности - 0.9 и повышенное содержание газа в нефти (285 м³/т), которое обусловило разницу в плотностях флюидов порядка 40% (1.07 г/см³ -пластовая вода, 0.64 г/см³ -нефть), из-за невысокого коэффициента пористости нефтенасыщенные коллектора акустически неконтрастны.

Хотя выделение нефтенасыщенных коллекторов по упругим параметрам (V_p , V_s и т.п.) не представляется возможным, полученная объемная модель распределения коллекторов позволяет выполнить прогноз нефтенасыщенных толщин с использованием ВНК, установленного по скважинным данным. Для этого прогнозный куб «литотипов» с использованием скоростной модели (куб V_p) был переведен в глубинный масштаб, и распределение нефтенасыщенных толщин на изучаемой площади было получено как суммарная толщина коллекторов, располагающихся выше уровня ВНК (рис. 4).

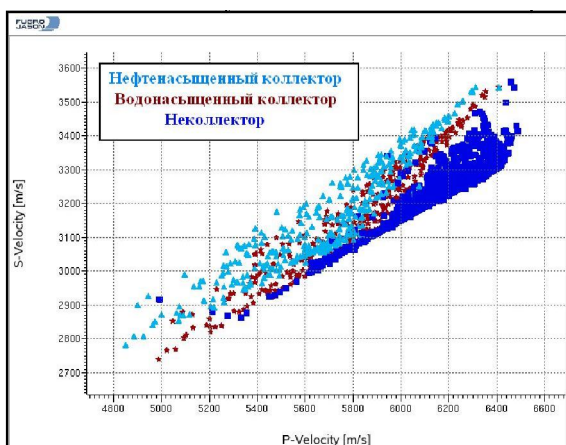
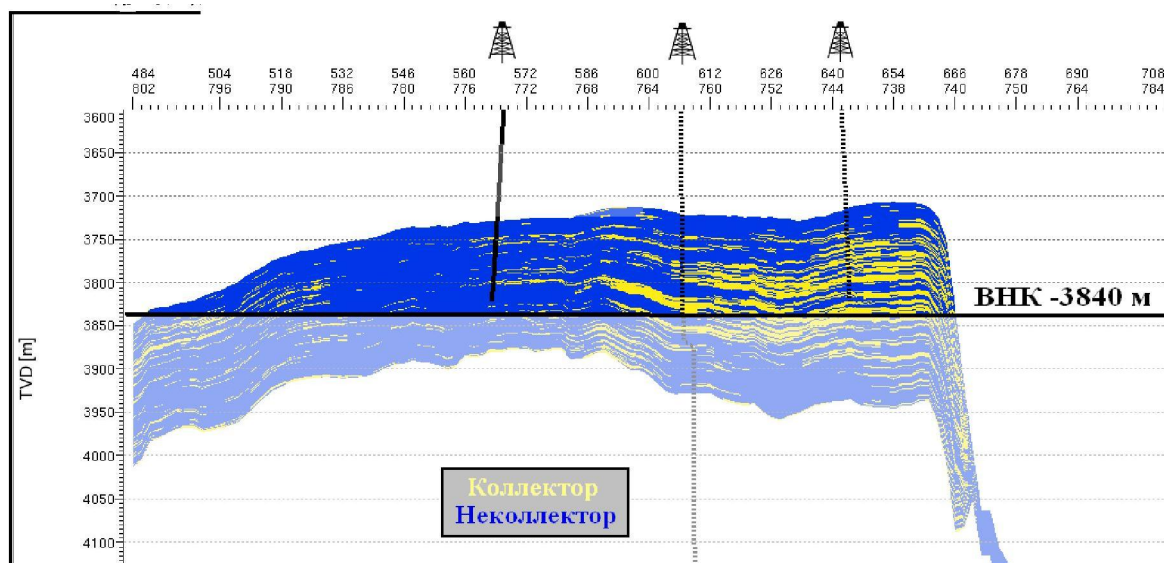


Рисунок 3. Анализ возможности выделения нефтенасыщенных коллекторов по инверсии

Рисунок 4. Оценка нефтенасыщенных толщин интервала D₃zдно кубу распределения коллекторов



Заклучение

На изученном месторождении для продуктивного интервала D3ZII был выполнен анализ подтверждаемое™ построенной модели бурением пятью новыми скважинами.

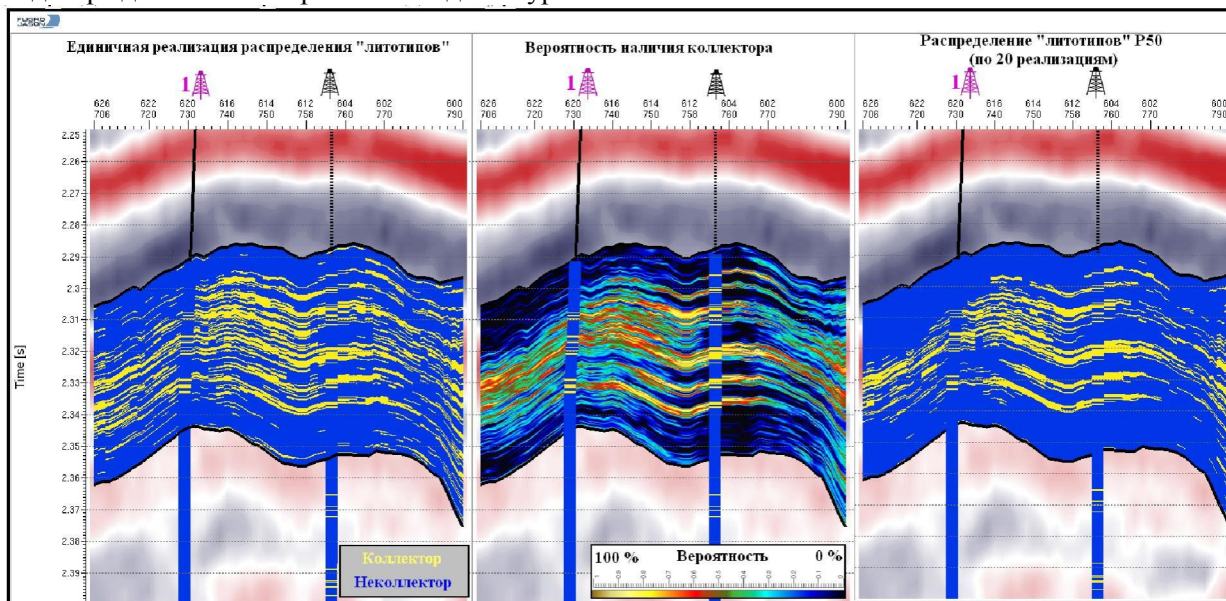


Рисунок 5. Подтверждаемость прогнозного распределения коллекторов по результатам геостатистической инверсии новой скважиной 1

Совпадение прогнозного распределения коллекторов в точках скважин с результатами петрофизической интерпретации иллюстрирует рисунок 5, на котором приведена одна из множественных реализаций распределения «литотипов», разрез вероятности наличия коллектора и разрез «литотипов» с вероятностью P50.

Скважина 1	Бурение	Геостат. инверсия
Нэфф н/н, м	18.7	15
РНН н/н, м	1.7	1.5
Скважина 2	Бурение	Геостат. инверсия
Нэфф н/н, м	32	30
РНН н/н, м	2.5	2
Скважина 3	Бурение	Геостат. инверсия
Нэфф н/н, м	18.5	17
РНН н/н, м	0.87	0.8
Скважина 4	Бурение	Геостат. инверсия
Нэфф н/н, м	8.3	11
РНН н/н, м	0.6	0.8
Скважина 5	Бурение	Геостат. инверсия
Нэфф н/н, м	31.9	36.2
РНН н/н, м	2.4	3

Таблица 1. Подтверждаемость прогноза ФЕС по геостатистической инверсии частично-кратных сумм бурением

ЛИТЕРАТУРА

1. Fransis A. [2006] Understanding stochastic inversion: part 1. First Break, vol. 24, No. 11, pp. 66-67
2. Sams M.S., Atkins D., Said N., Parwito E and van Riel P [1999] «Stochastic inversion for high resolution reservoir characterization in the Central Sumatra Basin», SPE 57260

ОСОБЕННОСТИ ИНТЕРПРЕТАЦИИ РЕЗУЛЬТАТОВ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ДЕЙСТВУЮЩИХ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

Абдуллина А.А., Гайнитдинов А.Р. (ОАО «Башнефтегеофизика», ООО НПЦ «Геостра»)

В целях повышения эффективности разработки нефтяных и газовых месторождений, повышения продуктивности работы скважины в нефтяной практике все более широкое применение находит конструкция скважин с горизонтальными участками ствола. В данной работе приводятся результаты интерпретации и наработки, полученные в процессе обработки данных геофизических исследований скважин (ГИС).

В ОАО «Башнефтегеофизика», перед исследованиями горизонтальных и наклонно-направленных скважин, составляется план работ с учетом индивидуальных особенностей скважины для более эффективного выполнения ГИС. План согласовывается с представителями заказчика и утверждается ведущими специалистами ОАО «Башнефтегеофизика».

Целью исследования является определение работающих интервалов, определение интервалов нарушения герметичности эксплуатационной колонны и НКТ, определение дебита и состава притекающего флюида и фазовых расходов.

В горизонтальном стволе наблюдается расслоенный режим течения¹ и традиционная аппаратура не обеспечивает решения практических задач³. В связи с этим, для исследований в действующих горизонтальных скважинах используется специальная аппаратура. Доставка прибора в горизонтальную часть осуществляется по технологии «гибкая труба» и забойным трактором Welltec 218XR (рис.1.), с которым БНГФ начала работать в 2009 г.

Технология доставки забойным трактором не имеет ограничений по длине горизонтального ствола. Трактор с помощью колес движется по горизонтальному стволу, толкая впереди себя скважинную аппаратуру. Связь с наземным пультом обеспечивается по каротажному кабелю, по которому также и работает скважинная аппаратура.



Рис.1.Забойный трактор Welltec 218XR

В практике Российской Федерации для исследований в действующих горизонтальных скважинах применяется следующая аппаратура: АГАТ-КГ-42 НПФ «Геофизика» и МЕГА-ПЛТ-92 ОАО «ТюменьПромГеофизика». К недостаткам данных приборов следует отнести невозможность определения фазовых скоростей потока.

Наиболее продвинутой технологией обладает компания «Шлюмберже», использующая специальную аппаратуру FSI, которая обеспечивает определение фазовых скоростей расслоенного потока за счет распределенных механических расходомеров и датчиков состава. В нашем случае имея один расходомер, расположенный на оси прибора, невозможно определить фазовые расходы по прямому измерению, поэтому в ОАО «Башнефтегеофизика» используются корреляции на основе механической модели, разработанной Стэнфордским университетом (Aziz K, Petalas N)² (рис. 2). Механистическая модель основана на фундаментальных законах и дает для алгоритма следующую расчетную зависимость:

$$E_L = f(V_{SL}, V_{SG}). \quad (1)$$

Объемное содержание от фазовых расходов.

Режимы течения

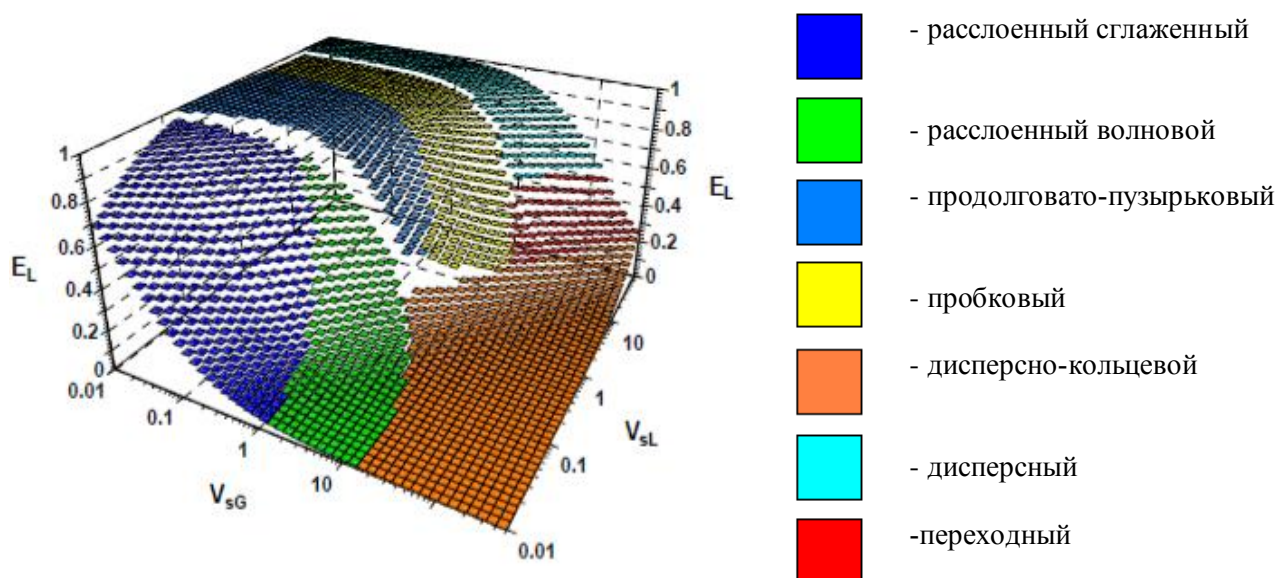


Рис. 2. Функция объемного содержания от фазовых расходов

E_L -объемное содержание жидкости, V_{SL} и V_{SG} – приведенные скорости фаз. Модель позволяет определить содержание фаз в трубе по известным фазовым расходам. В ОАО «Башнефтегеофизика» совместно с кафедрой геофизики Башкирского государственного университета была решена обратная задача: по известному объемному содержанию фаз (полученному путем обработки показаний влагомера Вл-6) и функции, связывающей истинные скорости фаз (показания РГД, интерпретируемые в зависимости от объемного содержания фаз) определяются фазовые расходы.

Расчет объемного содержания фаз зависит от способа обработки данных влагомера, а именно, от выбора граничного значения газ-нефть. Так как точное его значение невозможно определить (из-за перемешивания, волн и т.д.), имеем некоторую переходную зону (рис. 3), в пределах которой лежит истинное содержание фаз.

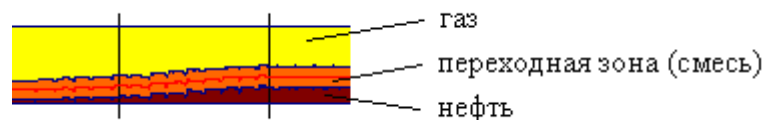


Рис. 3. Переходная зона при определении границы газ-нефть

Выбор определенного граничного значения сильно влияет на количественный результат обработки, поэтому необходима предварительная оценка расходов фаз. Для этого необходимо наличие замеров механическим расходомером в вертикальной части ствола скважины. В этом случае мы можем также определить плотность смеси из градиента давления (прибор комплексный, при записи РГД регистрируются МН). Зная плотность смеси, определяем объемное содержание фаз из следующего соотношения:

$$\rho_{\text{м}} = (1 - E_L) \rho_G + E_L \rho_L. \quad (2)$$

Ниже приведены примеры определения фазовых расходов скважин восточной Сибири (рис.4,5).

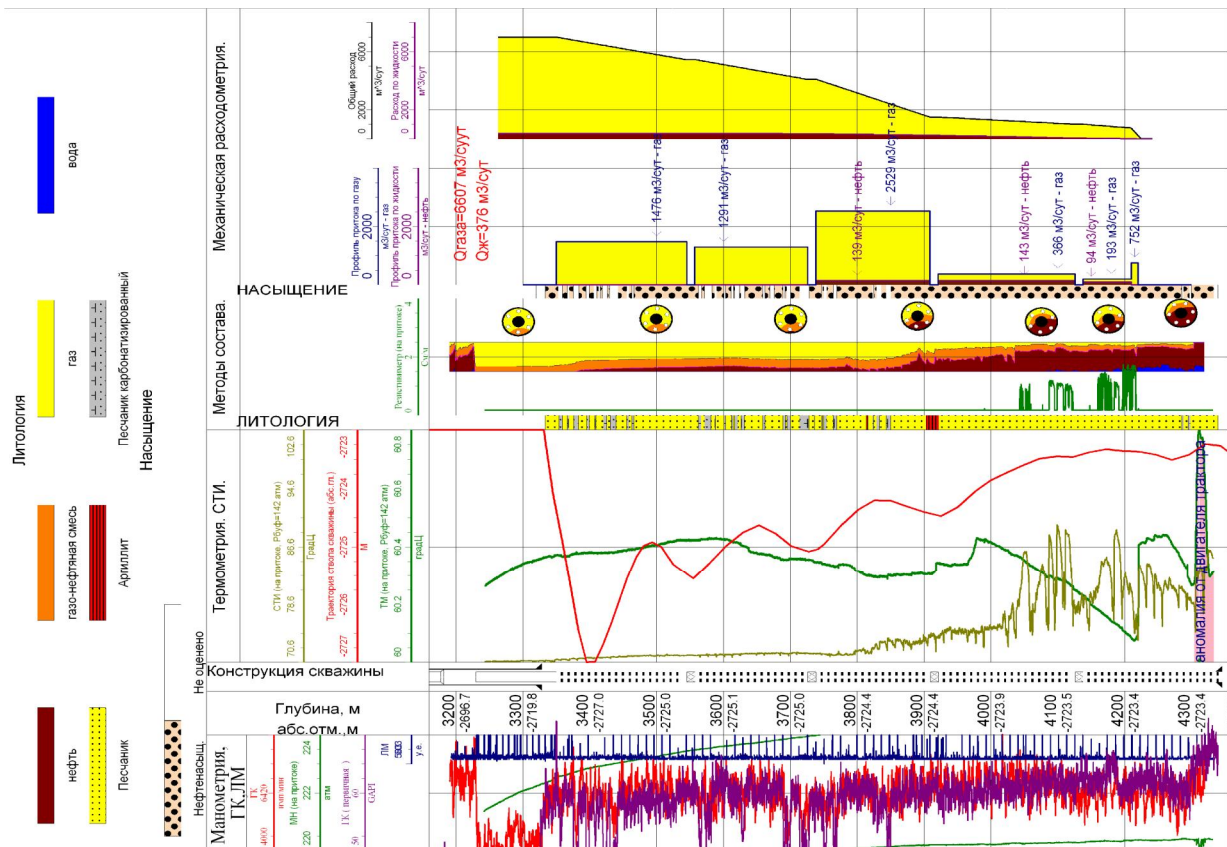


Рис.4. Пример интерпретации горизонтальной скважины восточной Сибири

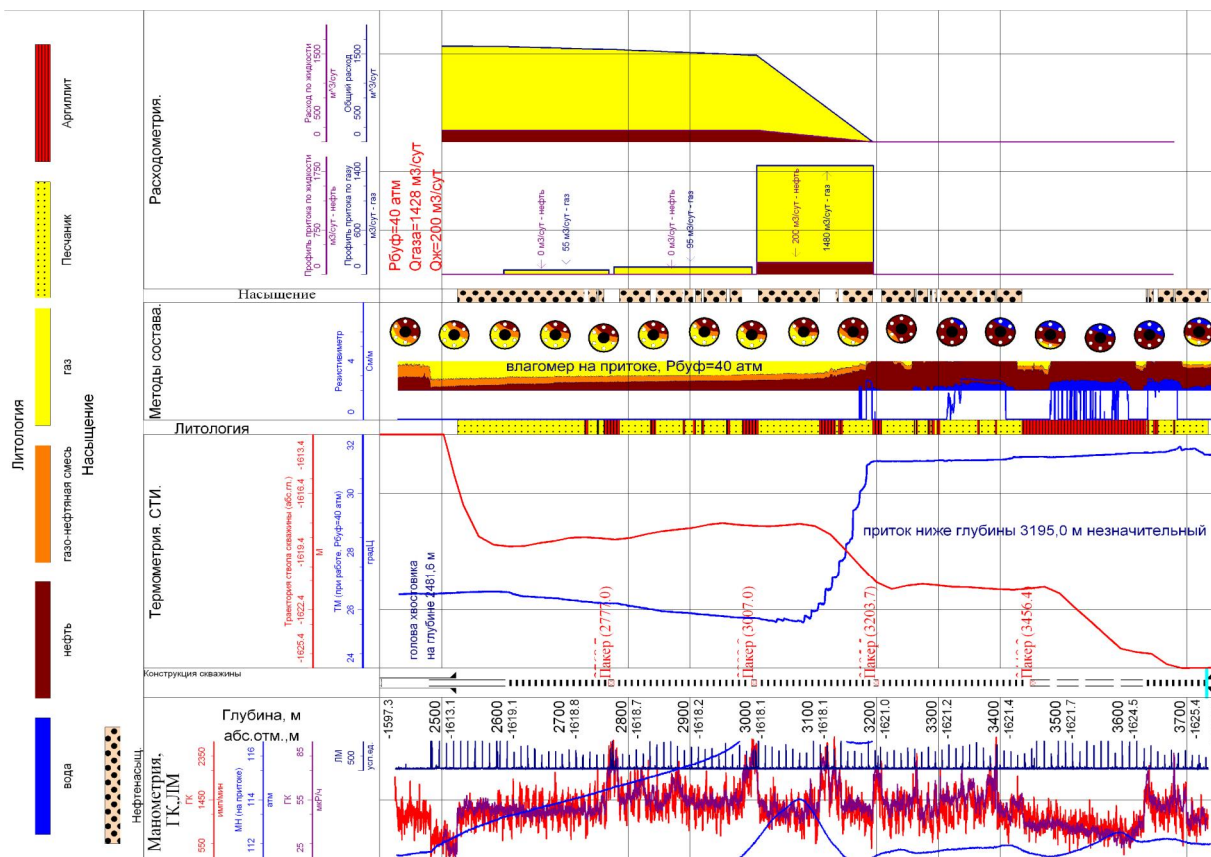


Рис.5 Пример интерпретации горизонтальной скважины восточной Сибири

Представленные на примерах скважины нефтяные с прорывом газа из газовой шапки. Сходимость результатов по фазовым расходам, полученных с использованием механистической модели с результатами устьевых замеров удовлетворительная. Таким образом, используя корреляции на основе механистической модели возможно решение основного спектра задач в горизонтальных скважинах с отечественной аппаратурой.

ЛИТЕРАТУРА

1. Валиуллин Р.А., Шарафутдинов Р.Ф., Яруллин Р.К., Федотов В.Я. Особенности многофазных потоков при исследованиях горизонтальных скважин. Геофизика, 2001, №1. С 64-67.
2. A mechanistic model for multiphase flow in pipes Aziz K, Petalas N, SPE paper no. 98-39, 1998.
3. Глебочева Н.К. Промыслово-геофизические исследования в действующих горизонтальных скважинах ОАО 'Сургутнефтегаз'. Первый опыт и проблемы. // Каротажник. 1999. выпуск 58. – с.80-88.

ОПЕРЕЖАЮЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ О СТРОЕНИИ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ НЕДР ПО ГЕОИНДИКАЦИОННЫМ ДАННЫМ НЕСЕЙСМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ

Гололобов Ю.Н., Метлина Т.Л. (ФГУ НПП «Севморгео», Санкт-Петербург, Россия)

Современное решение проблемы поисков месторождений углеводородов (УВ) в труднодоступных (в широком понимании) недрах объективно связано с совершенствованием геологоразведочного процесса – с внедрением инновационных геолого-геофизических технологий и методов. К таковым относится метод томографического геоиндикационного анализа и моделирования (МТГиМ) на основе данных потенциальных полей и космических снимков (КС).

Структура, вещество и состояние неоднородных комплексов пород характеризуются параметрами систем связанных и независимых признаков, информация о которых извлекается каждым геолого-геофизическим методом и регистрируется в различных единицах измерений. Объединяющим признаком служит форма неоднородности (пласт, линза, пластина, массив, складка, дайка, разрыв и др.), отличающихся структурой и веществом от вмещающих пород, распределенных по глубинам в виде поверхностей и тел. В инновационной технологии обработки данных потенциальных полей и КС (разработчик А.И. Атаков, ФГУНПП «Севморгео») реализовано одно из положений теории систем (Ю.А. Урманцев, 1988), утверждающее, что структурированная поверхность информационного пространства содержит сведения о его внутреннем строении (о его неоднородности). В качестве информационного пространства Земли может рассматриваться любое инструментально измеренное природное поле (волновое, псевдволновое), представленное в виде непрерывного иерархического ряда сопряженных максимумов и минимумов распределения признака и аппроксимированное сингулярными источниками (их количеством и интенсивностью). При этом представляется, что распределение формализованных параметров плотности линеаментов, выделенных на КС, на дневной поверхности и на разноглубинных срезах подчиняется законам потенциальных полей [1, 4]. В алгоритме МТГиМ (независимо от природы информационного поля) использованы функции взаимосвязи и пространственного изменения морфологических параметров совокупностей сингулярных источников, отражающих неоднородности недр, которые распределены по глубинам в виде поверхностей и тел. Количественные показатели (условные единицы, ед./ км²) этих изменений признака названы нами «геоиндикаторами» [1, 4, 6]. Геоиндикаторы – показатели нормированные, и с ними возможны любые математические действия. Технология А.И. Атакова построена на итерационном процессе последовательного анализа геоиндикаторов. Геометрические формы томографического распределения геоиндикаторов в плане и в разрезе содержат следующую информацию: 1) плотности геоиндикаторов (ед./км²) – показатель структуры и степени гетерогенности (в т.ч. слоистости) среды; 2) параметры источников, ранжированных по интенсивности (усл. ед.) – показатели относительных различий вещественно-породного выполнения неоднородностей (по удельному весу, намагниченности пород и др.).

Из несейсмических данных наиболее информативны геоиндикаторы потенциальных полей и полей плотности линеаментов, снятых с батиметрических карт (для акваторий) и КС (для суши). Экстраполяция томографических геоиндикационных данных от дневной поверхности на заданную (доступную) глубину недр составляет основу построения геоиндикационных геологических моделей, представляемых в виде разрезов и карт.

Достоинство разработанной технологии – это компьютерные корреляция, моделирование и визуализация формализованных единым алгоритмом различных геоиндикационных геолого-геофизических и космоаэрогеологических данных. Лишь интерпретация результатов моделирования выполняется в интерактивном режиме с использованием традиционных геологических способов познания – актуализма, аналогии и непосредственного прослеживания. Тестируются результаты МТГиМ данными крупномасштабных геологических съемок, сейсморазведки, бурения.

Количественные данные МТГиМ служат дополнительной информацией по физическим свойствам пород территорий и акваторий, могут служить базовыми данными для интерпретации недр, залегающих ниже акустического фундамента, а также они эффективны (соответственно масштабам и точности съемки) как опережающие или сопровождающие главные методы изучения недр на всех стадиях нефтегазопроисхождения. Основными результатами решения поэтапных задач являются выделение и визуализация иерархического ряда линейных и ареальных вещественно-структурных неоднородностей (апробировано в различных районах России [1 – 5]):

– освещение глубинной структуры региона на всю мощность земной коры; выделение, прогноз состава слоев и блоков литосферы (Баренцевско-Карский и Охотоморский регионы и др.);

- расчет гипсометрии эрозионно-тектонического рельефа фундамента, изучение его структуры и состава (Баренцевско-Карский регион, Пермское Приуралье, Кольский п-ов);
- кинематический анализ разрывов и их влияния на структуру чехла (Баренцевско-Карский и Охотоморский регионы, Пермское Приуралье);
- парагенетический анализ складчатых и разрывных дислокаций, в т. ч. шарьяжей и листрических сбросов; разобщенных в плане структур надвигов и сдвигов (Баренцевско-Карский, Охотоморский и Берингоморский регионы, Приуралье, Урал, Кольский п-ов и др.);
- создание структурно-вещественной основы регионального и зонально-локального прогноза нефтегазоносности и поисков УВ (Баренцевско-Карский регион, Приуралье, Кольский п-ов);
- прогноз физических свойств пород (рис.1), в том числе в разрезах проектных поисковых скважин (Кольский п-ов; о. Сахалин; Западная и Восточная Сибирь).

Одним из наиболее важных результатов МТГиМ в области изучения кинематической (динамической) геологии планеты следует считать отражение и визуализацию (без умозрительного вмешательства!) слэбовой тектоники ее коллизионно-субдукционных поясов [2, 3, 5], в целом, парагенетического анализа составляющих их вещественно-структурных образований, в частности [1 – 5]. Получены также веские основания полагать: 1) реликтовые океанические впадины окраинных морей России – суть парагенетическая составляющая коллизионно-субдукционных процессов Земли и наращивания континентов; 2) гравитационные обвальные и оползнево-складчатые образования – основа трехэтапного формирования комплексов заполнения этих впадин: олистостромовый (типа «дикого флиша» Кавказа), проградационный и тектонический (шарьяжный, рис.1). На первых двух этапах в заполнении впадин преобладают седиментационные гравитационно-тектонические, на последнем – тектоническо-гравитационные процессы. Установлено, что в начально-коллизионных комплексах их осадочного выполнения, видимо, повсеместно, распространены обвальные олистостромовые комплексы, которые могут быть изучены лишь в обнажениях. Завершают процесс седиментационного заполнения впадин проградационные комплексы, инъективные формы и гравитационные складки, четко прослеженные сейсморазведкой в Карском и Охотском морях [5, 6]. На примере Зилаирского синклиория Урала в результатах МТГиМ показано, что венчают разрезы древних реликтовых океанических впадин шарьяжи – структурные парагенезисы, состоящие из разрывов листрической формы (парагенетически сопряженных сбросов и надвигов) и

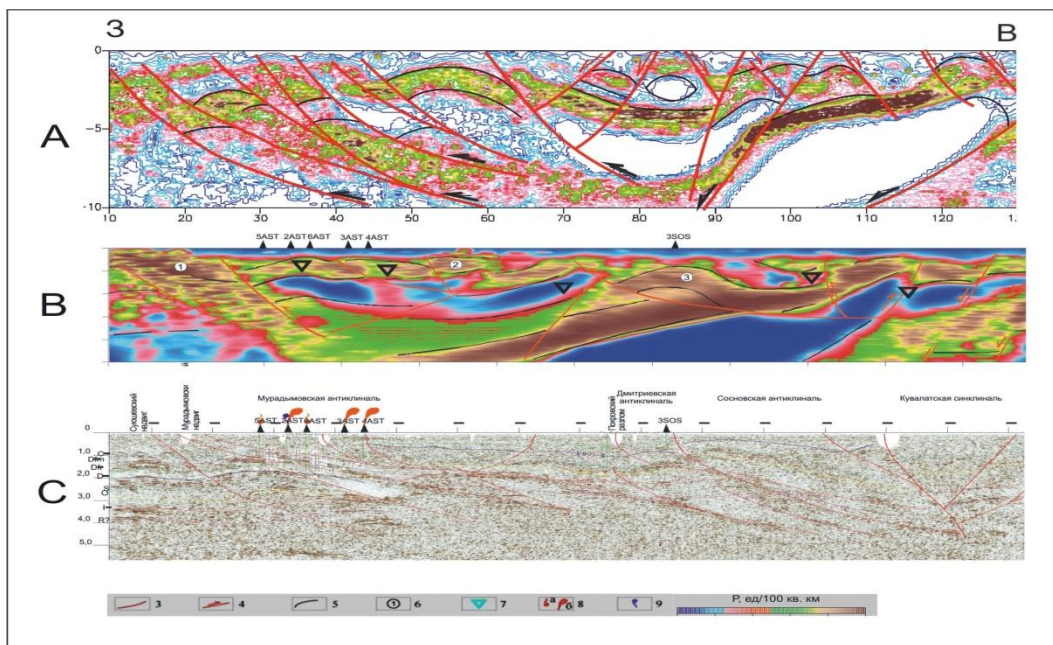


Рис.1. Зилаирский синклиорий (томография разрезов по А.И. Атакову). Стиль тектоники сбросово-надвиговых парагенезисов на априорных томографических разрезах по магнитометрическим данным (А, В) как прототип для интерпретации (Ардашева, Гололобов, «Башнефтегеофизика», 2007) данных сейсморазведки (С): 3 – разрывы; 4 – перемещение тектонических блоков; 5 – границы толщ; 6 – скважины с газо- и (б) углеводородопроявлениями; шкала плотности источников магнитного поля (А, Б); ед./км²

генетически сопряженных с ними складок, а именно, из тыловых сбросов, связанных с ними синклиналей и фронтальных надвигов с генетически связанными с ними (с надвигами) асимметричными (с подвернутыми крыльями) антиклиналями. Таким образом, олистостромы

(будущий меланж?), турбидиты, проградационные комплексы и шарьяжи – все они относятся к единому ряду гравитационных образований, сменяющим друг друга во времени и свидетельствующим о закрытии океана (его реликта) [4 – 6]. Предполагается, что роль тектоники в процессах олистостромового, обвального-оползневого и турбидитового осадконакопления ограничивается, главным образом, землетрясениями, способствующими сползанию (обрушению) осадочных комплексов и, как следствие, образованию цунами.

Важнейшим достижением геофизических методов обоснованно считается решение проблемы прогноза разреза. Достижения есть, но чаще всего, при производстве архитутаженой технологии сейсморазведки 3D в исключительно благоприятных сейсмогеологических условиях. Результаты МТГиМ при комплексной интерпретации сейсморазведочных и высокоточных гравиразведочных данных по одному из месторождений Западной Сибири позволяет заключить:

– гравиметрические карты на базе высокоточных (микроГал) съемок содержат информацию о строении газоносного комплекса, отсутствующую в данных сейсморазведки (рис. 2, 3);

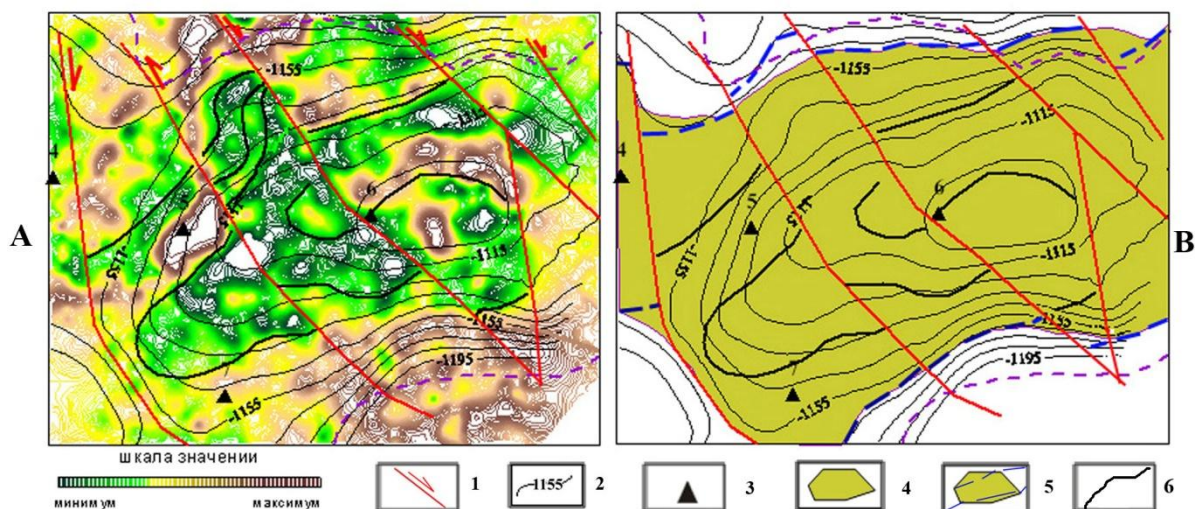


Рис. 2. Корреляция линий дискретности гравитационного поля (разрывов?) с сейсмогеологическими (А) и с геологопромысловыми (В) данными: изменения морфологии антиклинали и изгибы газо-водяного контакта на месторождении (Западная Сибирь) происходят по линиям дискретности:

1 – линии дискретности (возможные разрывы); 2 – изогипсы кровли сеномана, м; 3 – скважины (№№ условные); 4 – контур газоносности по сейсмогеологическим и геологопромысловым данным; 5 – прогноз газо-водяного контакта (ГВК) с учетом данных гравиметрии; 6 – структурные линии по данным гравиметрии

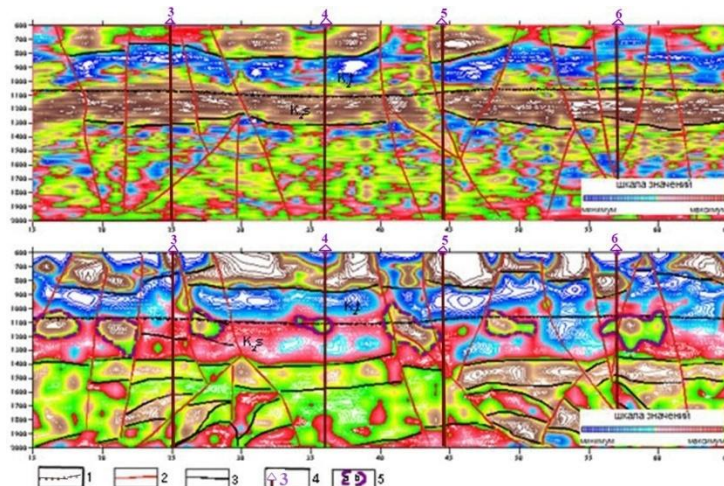


Рис.3. Прогноз вещественно-структурной неоднородности сеномана (месторождение Западной Сибири) по геоиндикационным данным высокоточной гравиметрии (А – плотность источников, ед./км²; В – интенсивность источников, усл.ед.) [3]:

1 – кровля сеномана, м; 2 – линии (зоны) дискретности пространственного распределения параметров гравитационного поля, определяющие состав, мощность, структуру отложений и контур газоносности (см. рис.2); 3 – структурные линии и границы отложений с различными физсвойствами; 4 –скважины (№№ условные); 5 – ареалы уплотненных пород в кровле сеномана: а – прогнозные, б – подтвержденные скв. 4 и 6

– технология МТГиМ позволяет извлекать в условиях северной части Западной Сибири информацию о неоднородности продуктивных горизонтов (рис.3);

– дополнительная информация по данным МТГиМ об ареалах распространения высокочемких коллекторов, экранируемых надежными флюидоупорами, может определять эффективность не только поисков, разведки, но и обустройства месторождений; эти же данные могут использоваться как основа для прогноза разрезов поисково-оценочных скважин на неизученных бурением территориях и акваториях (рис. 4) [4].

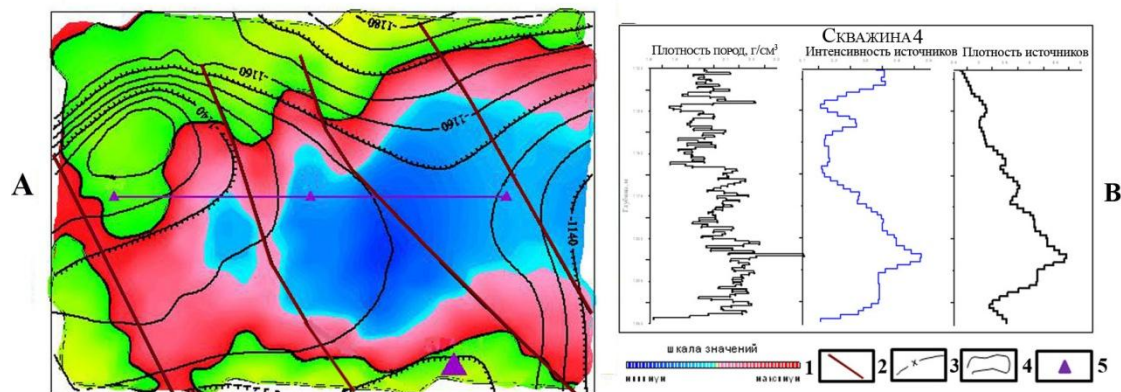


Рис. 4. Прогноз распространения коллекторов по геоиндикационным данным высокоточной гравиметрии по площади (А) и корреляция плотностного разреза скв.4 с параметрами гравитационного поля в точке строительства скважины (В):

1 – шкала значений, усл. ед.; 2 – линии дискретности гравитационного поля (см. рис. 2, 3); 3 – контур распространения коллекторов в верхней части сеномана (смещен относительно западного купола); 4 – изогипсы кровли сеномана; 5 – скважина, не вскрывшая коллекторов в кровле сеномана.

Опережающая информация по актуальным вопросам геологии и нефтегазоносности «трудных недр» может быть получена по имеющимся данным без затрат на производство полевых работ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гололобов Ю.Н., Атаков А.И., Кирсанов А.А. Геоиндикационный анализ геофизических и космогеологических данных при поисках нефти и газа. // 3 конференция EAGE и выставка «Санкт-Петербург-2008: От новых идей к новым открытиям. СПб. 7 – 10 апреля 2008. - Disc SD-ROM.
2. Гололобов Ю.Н., Метлина Т.Л. Северо-Сибирский порог Уральско-Новоземельско-Таймырского складчатого пояса – тектонотип коллизионно-субдукционных систем (на основе томографии геоиндикационных данных потенциальных полей). // *Фундамент, структуры обрамления Западно-Сибирского мезозойско-кайнозойского осадочного бассейна, их геодинамическая эволюция и проблемы нефтегазоносности.* – Тюмень – Новосибирск. – 2010. – С. 36 – 39.
3. Гололобов Ю.Н., Атаков А.И., Кирсанов А.А и др. Моделирование неоднородных геологических сред на основе инновационной технологии обработки данных сейсмических методов. // *Нефть. Газ. Новации.* – Самара: Изд. дом РОСИНГ. – 2010. – № 2. – С. 61 – 65.
4. Гололобов Ю.Н., Медведев Д.И. Нетрадиционные типы ловушек и зон нефтегазонакопления на шельфах окраинных морей России (сравнительный анализ, актуализм, аналогия). // *Сб. материалов Международной научно-практ. конференции 28 июня – 2 июля 2010 г., Санкт-Петербург.* – СПб: ВНИГРИ. – 2010. – С. 59 – 65.
5. Гололобов Ю.Н. Вещественно-структурные парагенезисы реликтовых океанических впадин и синклиналиев коллизионно-субдукционных поясов Евразии. // *Вопросы теории и практики геологической интерпретации геофизических полей, Материалы 38-й сессии МНС им Д.Г.Успенского.* – Пермь: ГИ УрО РАН. 2011. – С. 73 – 76.

АЗИМУТАЛЬНАЯ ПРОФИЛЬНО-ПРОСТРАНСТВЕННАЯ СИСТЕМА НАБЛЮДЕНИЙ - НОВЫЙ ШАГ К ОЦЕНКЕ АЗИМУТАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Горбачев С.В., Насинов Л.А. (ООО «ЛАРГЕО»)

В настоящее время существует многообразие систем наблюдения (ортогональные, кнопочные, радиальные и др.), нацеленных на решение разнообразных задач. В последние десятилетия наиболее распространенным наземными системами наблюдений является различные модификации ортогональной системы наблюдения (крест, кирпич, зигзаг и т.д.). При этом все системы имеют свои технические и методические преимущества и недостатки, анализу которых посвящено много публикаций [7,8].

Рассмотрим некоторые недостатки трехмерной ортогональной системы наблюдений типа «крест». Одним из недостатков является неравномерность распределения трасс по удалениям и азимутам в бинах. Так же к недостаткам можно отнести низкую кратность для горизонтов, залегающих в верхней части разреза, из-за отсутствия данных (кратности) в зоне малых удалений. Это связано с шагом между линиями пунктов приема (ЛПП) и линиями пунктов возбуждения (ЛПВ). Еще одним недостатком является отсутствие однородных повторных наблюдений, то есть система не имеет однородных пересекающихся профилей (2D профиля), что ведет к отсутствию надежного внутреннего контроля точности.

Предложенная в работах [1,2,3] профильно-пространственная система наблюдений (ППСН) является модификацией ортогональной системы «крест», в которой линии приема совпадают с линиями возбуждения, а шаг между ЛПВ и ЛПП увеличен вдвое по сравнению со стандартной системой наблюдения (рис. 1).

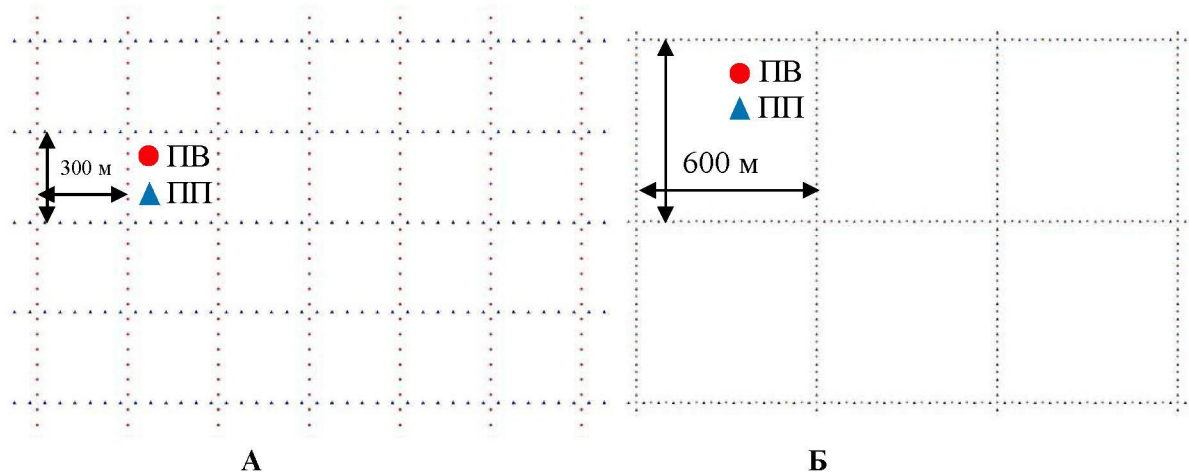


Рисунок 1. Фрагмент ортогональной системы наблюдения крест (а) и ППСН (б)

Основой ППСН является набор совмещенных профилей источников и приемников, ортогонально расположенных друг у друга. При этом отстрел и прием идет по всем линиям последовательно. Шаблон ППСН представлен на рисунке 3. Для такой системы получаются ортогональные профили повышенной кратности с равномерным распределением трасс по удалениям, в тоже время с покрытием сеткой 3D межпрофильного пространства. Эта система обладает рядом преимуществ, нацеленных на повышение надежности сейсморазведочных работ, которые описаны в работах Ю.П. Бевзенко.

В данной работе предлагается новая альтернативная система полевых наблюдений, нацеленная на повышение точности азимутальных оценок параметров среды. Она позволяет не только получить стандартный набор данных 3D, но также в значительной степени расширить его спектр за счет полного набора трасс всех удалений по шести направлениям. **Азимутальная профильно-пространственная система сейсмических наблюдений (АППСН)** - разработана и предлагается для внедрения, как средство повышения геолого-экономической эффективности сейсморазведки на основе минимизации методических недостатков, присущих ортогональным системам наблюдения типа «крест».

АППСН - является усовершенствованной разновидностью ППСН за счет четко выраженных шести направлений. При этом АППСН является полноазимутальной системой наблюдения, имеющая равномерное распределение трасс по всем азимутам. Это характеризует ее как систему,

направленную на изучение азимутальных характеристик сред.

Принципиальное отличие АППСН от других полевых систем сейсмических наблюдений состоит в том, что в ней в едином технологическом процессе реализуются двумерные продольные однородные наблюдения по пересекающимся профилям повышенной кратности и покрытие площади сеткой 3D наблюдений. Так же эту систему можно рассмотреть в виде трех независимых систем наблюдений 3D типа «наклонный крест», повернутыми одна относительно другой на 120 градусов (рис. 2а). В результате объединения трех элементарных систем наблюдений формируется комплексная двухуровневая система, включающая опорную сеть пересекающихся продольных и непродольных профилей повышенной кратности, образующих замкнутые полигоны в виде равностороннего треугольника, и поле 3D точек пространственных наблюдений пониженной кратности, заполняющих полигоны между линиями. Полигоны представлены в виде равностороннего треугольника со сторонами 900 м. Шаг пунктов возбуждения во всех трех направлениях, так же как и шаг пунктов приема, составляет 50 м (рис. 2, рис. 3). АППСН можно рассматривать как вариант системы «звезда», в которой лучи идут через 60 градусов (рис. 2,б).

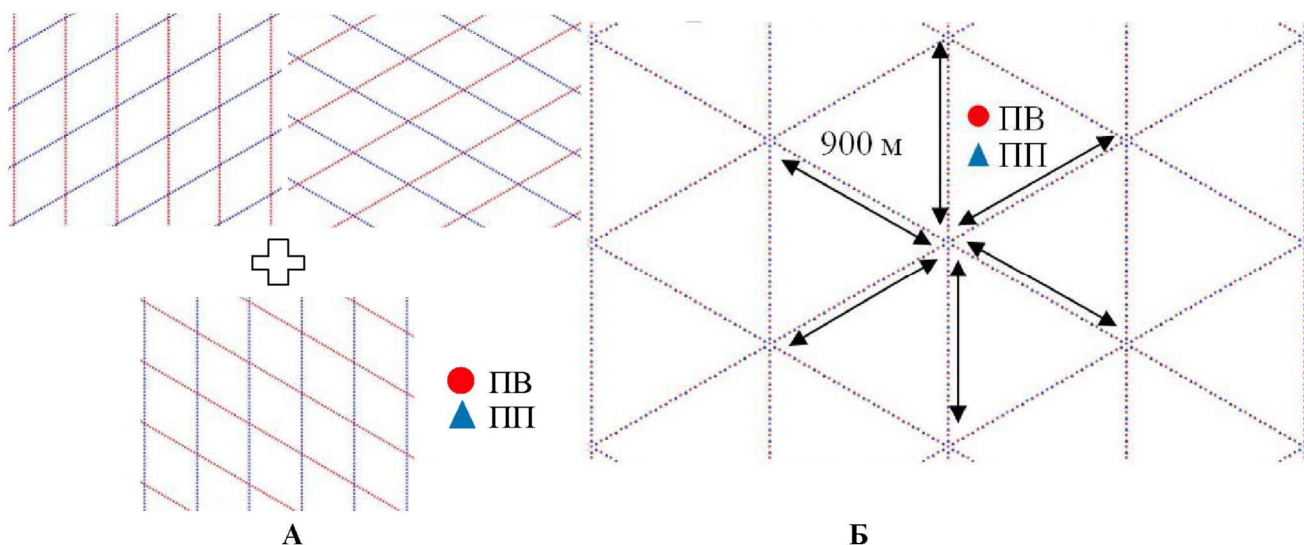


Рисунок 2. Принцип формирования АППСН из трех повернутых друг относительно друга на 120 градусов систем наблюдения типа "наклонный крест" (а) и схема расположения линий пунктов приема и возбуждения АППСН (б)

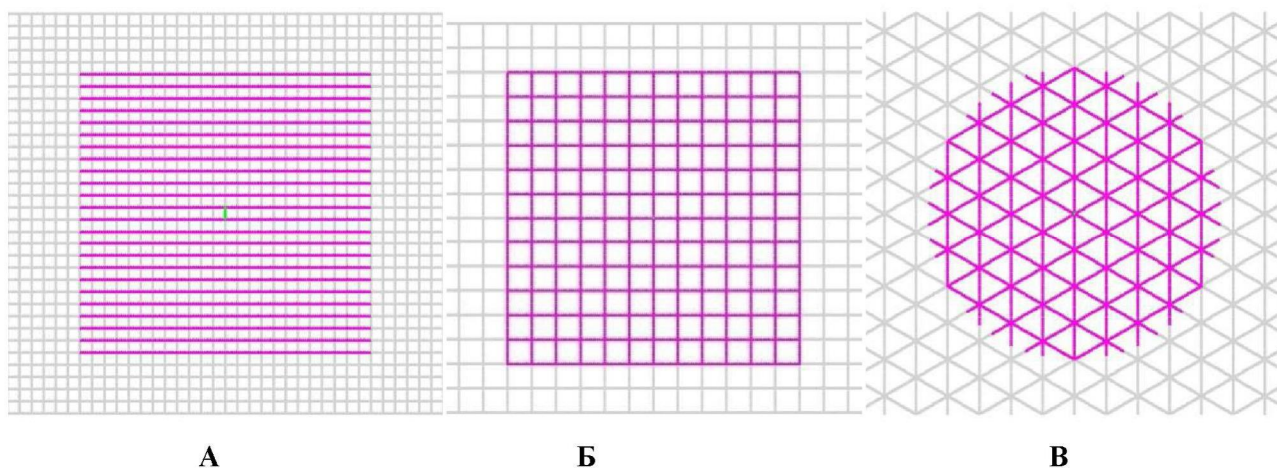


Рисунок 3. Шаблоны отстрела: ортогональная СН (а), ППСН (б), АППСН (в)

АППСН обладает следующими полезными свойствами:

- возможность получения высокократных профилей 2D;
- получение пространственных данных 3D наблюдений (без профилей 2D);
- получение трех независимых систем наблюдений типа «наклонный крест», расположенных под 120 градусов друг к другу;
- сейсмограммы продольных профилей содержат полный набор трасс всех удалений;
- экономически более выгодна за счет совмещенных линий приема и возбуждения, чем

достигается меньшая длина вырубаемых просек почти в два раза;

- равномерное распределение удалений по шести азимутальным подгруппам (рис. 4в).

Все эти преимущества дают возможность более точно изучить аномалии верхней сильноизменчивой части геологического разреза (за счёт полного набора малых удалений), а так же повысить точность определения кинематических и динамических параметров волнового поля, относящихся к целевым объектам съёмки (за счёт полного набора малых, средних и больших удалений). Каждое пересечение продольных и не продольных профилей дает три независимые оценки любых, используемых в интерпретации параметров сейсмической съёмки, что, в свою очередь, обеспечивает объективный внутренний контроль точности и оценку достоверности результатов выполненных работ на опорной сети. Сопоставив три независимых массива точек пространственных наблюдений, приуроченных к замкнутым полигонам, можно произвести оценку точности и надежности любых параметров съёмки. И, самое главное, равномерное распределение азимутов дает возможность получить точные оценки анизотропии среды по системе продольных и непродольных профилей. В настоящее время это является перспективным направлением, так как анизотропные модели, используемые при интерпретации материалов нефтегазовой сейсморазведки, позволяют более точно провести структурные построения, оценить и учитывать такие параметры, как трещиноватость, тонкослоистость и др.

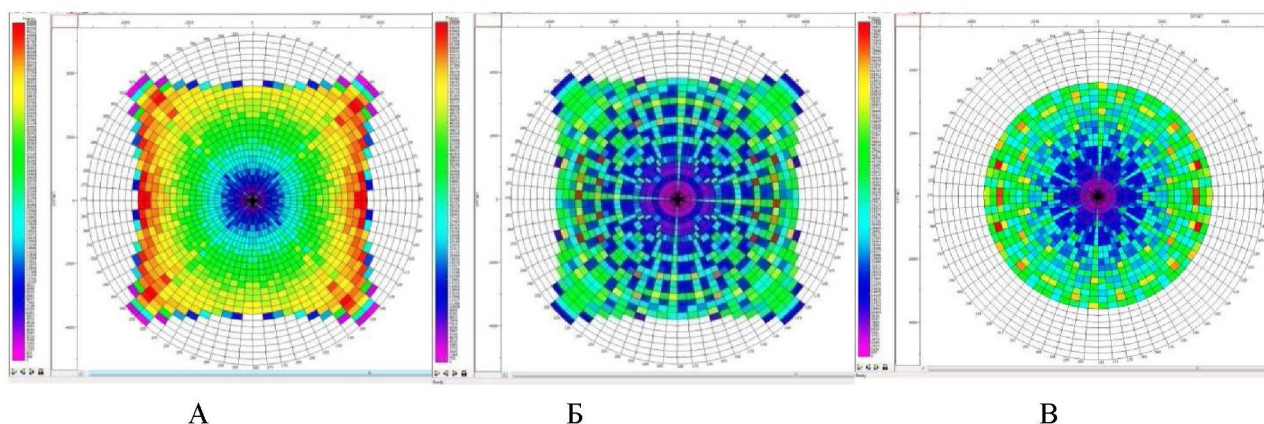


Рисунок 4. Круговая диаграмма распределения удалений и азимутов ортогональной системы (а), ППСН (б), АППСН (в)

С целью проанализировать и сравнить три типа систем наблюдений (ортогональная полноазимутальная, ППСН и АППСН) были выполнены следующие работы:

1. Спроектированы три системы наблюдений на участке площадью 200 кв.км.;
2. Проведен анализ параметров и атрибутов съемок;
3. Построена шестислойная модель среды (за основу взята ГСМ по Западной-Сибири), выполнено лучевое моделирование и рассчитаны синтетические сейсмограммы для трех систем наблюдений;
4. Выполнено тестирование обработки данных, полученных для ППСН и АППСН.

Некоторые статистические результаты сравнения систем наблюдений приведены в таблице ниже:

1. Система наблюдений:	ортогональная КРЕСТ	ППСН	АППСН
Количество активных каналов	3456	3744	3164
Количество рабочих каналов на 1 линии приема	144	144	72-144
Количество приемных линий в 1 блоке	24	26	27
Способ перекрытия	по линиям приема	по линиям приема	по линиям приема
Количество линий перекрытия между блоками	23	25	27
Количество ПВ в 1 шаблоне отстрела	6	1	1
Номинальная кратность	144	72/ 468/ 540/ 864-1008	80-98/ 306-310/ 311-340/ 528-580
Минимальное удаление взрыв-прием, м	35,4	25	25
Максимальное удаление взрыв-прием, м	5056	5074	3600
Расстояние между ПВ на линии возбуждения, м.	50	50	50
Расстояние между линиями возбуждения, м.	300	600	779,4
Расстояние между ПП на линии приема, м.	50	50	50
Расстояние между линиями приема, м.	300	600	779,4
2. Статистика по съемке			
Площадь съемки, кв.км.	197,3	196,6	193,6
Количество ПВ	13266	13101	14524
Количество ЛПВ / протяженность, пог.км	67 / 659,95	51/682,2	72 / 752,4
Количество ПП	13532	13644	15048
Количество ЛПП/ протяженность, пог.км	34 / 674,9	51/682,2	72 / 752,4
Плотность ПВ/ПП на кв.км.	67,2/68,6	66,6/69,4	75/77,7
Общая протяженность ЛПП и ЛПВ, пог.км	1334,85	682,2	752,4

Благодарности

Авторы выражают признательность безвременно ушедшему Юрию Петровичу Бевзенко за идеи и советы в реализации данной методики.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бевзенко Ю.П., Долгих Ю.Н. Новый подход к решению сложных геологических задач сейсмическим методом // Международная академическая конференция «Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири» г. Тюмень, 2009 г.
2. Брехунцов А.М., Бевзенко Ю.П. Об экономике и технологии поисков нефтяных и газовых месторождений в Западной Сибири // Геология нефти и газа №3, 2000.
3. Бевзенко Ю.П. Долгих Ю.Н. Профильно-пространственная система наблюдений - новая технология объемной сейсморазведки. // Материалы международной научно-практической конференции «Геомодель-2007», г. Геленджик, 2007.
4. Горбачев СВ., Яковлев А.П. Анализ систем наблюдений 3D на соответствие их задачам работ. // Материалы международной научно-практической конференции «Геомодель-2010», г. Геленджик, 2010.
5. Горбачев СВ., Череповский А.В. Оценка влияния геометрии наблюдений на качество многоволновых данных. // Технологии сейсморазведки №1, 2009.
6. Горбачев СВ., Мирошниченко Д.Е. «Прогноз целесообразности и эффективности проведения многоволновой сейсморазведки на основе моделирования»// «Технологии сейсморазведки» №1, 2008.
7. Cordson A., Galbraith M., Peirce J. Planning Land 3-D Seismic Surveys. // Society of Exploration Geophysicists, 2000.
8. Vermeer G.O. 3-D Seismic Survey Design. SEG // Geophysical references series No.12. 2002.

ОЦЕНКА ОБЪЕМА ВОДЫ ОТЖИМАЕМОЙ ИЗ ГЛИНИСТОЙ ПОКРЫШКИ ПРИ СНИЖЕНИИ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ В КОЛЛЕКТОРЕ

А.В.Городнов, В.Н.Черноглазов, О.П.Давыдова (РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина)

При разработке продуктивной залежи на режиме истощения происходит снижение пластового давления и на границе коллектор - вмещающая порода образуется вертикальный градиент давления. Похожая ситуация возникает и для отдельной скважины при длительной ее эксплуатации на больших депрессиях, когда воронка депрессии распространяется на десятки и сотни метров от стенки скважины. Возникает градиент давлений между вмещающими глинистыми породами с первоначальным поровым давлением и пластом-коллектором с пониженным давлением, что приводит к отжиманию флюида из вмещающих пород в эксплуатируемый пласт-коллектор и необратимому уплотнению вмещающих глинистых пород.

Для изучения процессов уплотнения глинистых пород в течение геологического времени и в условиях естественного залегания используются геофизические методы. На законе «нормального» уплотнения глин основаны многочисленные методики прогнозирования аномальных пластовых давлений по данным ГИС [2, 3, 4].

Изменение давления в процессе разработки месторождения протекает намного быстрее. Поэтому предварительно необходимо оценить скорость протекания деформаций глинистых пород при изменении давления в продуктивном пласте.

Для этого, в качестве объекта исследования выбрано подземное газохранилище, в котором пласт-коллектор подвергается регулярным (два раза в год) знакопеременным нагрузкам в периоды отбора и закачки газа с перепадом пластовых давлений 4-6 МПа. Сопоставление временных замеров нейтронным гамма методом в эксплуатационных скважинах газохранилища на моменты окончания отбора и окончания закачки газа показало, что существенных изменений пористости в глинистой крышке не происходит (кривые НГК совпадают). Т.е. период времени в 6 месяцев недостаточен для существенного оттока поровых вод из низкопроницаемой глинистой крышки в пласт-коллектор [1].

Следующим этапом работы явилось изучение деформаций глинистой крышки на газовом месторождении, разрабатываемом более 25 лет на режиме истощения. Объектом эксплуатации является продуктивный пласт II абалакской свиты верхней юры. Выше пласта II залегают морские глинистые отложения валанжина толщиной до 500 м, являющиеся крышкой залежи. За время эксплуатации пластовое давление в продуктивном пласте снизилось с первоначального 17 МПа до 5-6 МПа.

Исследование свойств глинистой крышки выполнялось с помощью временных замеров НГК. При анализе, кривые НГК нормировались в верхней части разреза, при этом, в качестве опорных пластов использовались плотные пропластки и глины. При отсутствии в разрезе плотного пропластка в качестве опорного пласта с низким водородосодержанием использовался газонасыщенный пласт II. Затем по методу двух опорных пластов кривые НГК были пересчитаны в кривые водородосодержания. Сопоставление разновременных замеров НГК и соответствующих им кривых водородосодержания показало, что с течением времени за период с 1967 по 2003 год глинистая крышка уплотнилась (рис. 1, рис. 2). На пятом треке рисунка 1 приведена кривая функции уплотнения, f , отражающая разность водородосодержания (пористости) глин начального и текущего замеров. Для скважины А уменьшение пористости глин достигает 4-5 %, а по высоте эффект деформации глин распространяется вверх от продуктивного пласта на 185 м.

На рисунке 2 показано развитие процесса уплотнения глинистой крышки во времени на примере скважины В рассматриваемого газового месторождения. На втором треке планшета представлены нормированные кривые НГК 1972, 1975 и 2000 годов, а на третьем треке - соответствующие им кривые водородосодержания. Можно заметить, что наиболее активно процесс уплотнения глин развивался в начальный период с 1972 по 1975 годы. Уменьшение пористости глин на контакте глинистой крышки с продуктивным пластом достигает 4.5 %, а на следующем этапе (1975 - 2000 гг.) – деформация составляет 2.5 %. Толщина зоны уплотнения глин на первом этапе составила 6 метров, а на втором – увеличилась до 8.5 м. Выше этой зоны свойства крышки ухудшаются, появляются многочисленные прослои алевролитов и мелкозернистых песчаников, уплотнение которых протекает намного медленнее, чем в глинах, и поэтому не фиксируется геофизическими методами.

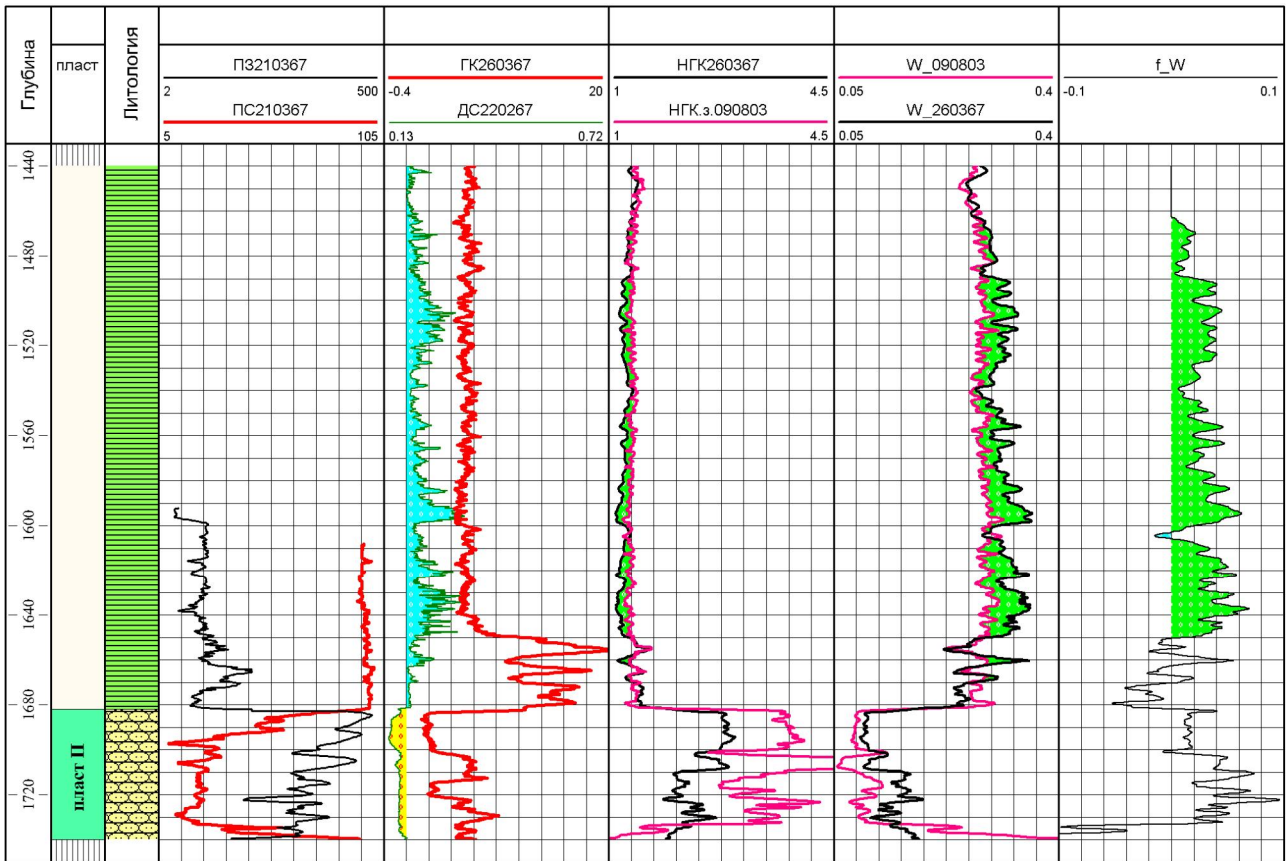


Рис. 1 Уплотнение глинистой покрышки при снижении пластового давления (на примере скв. А)

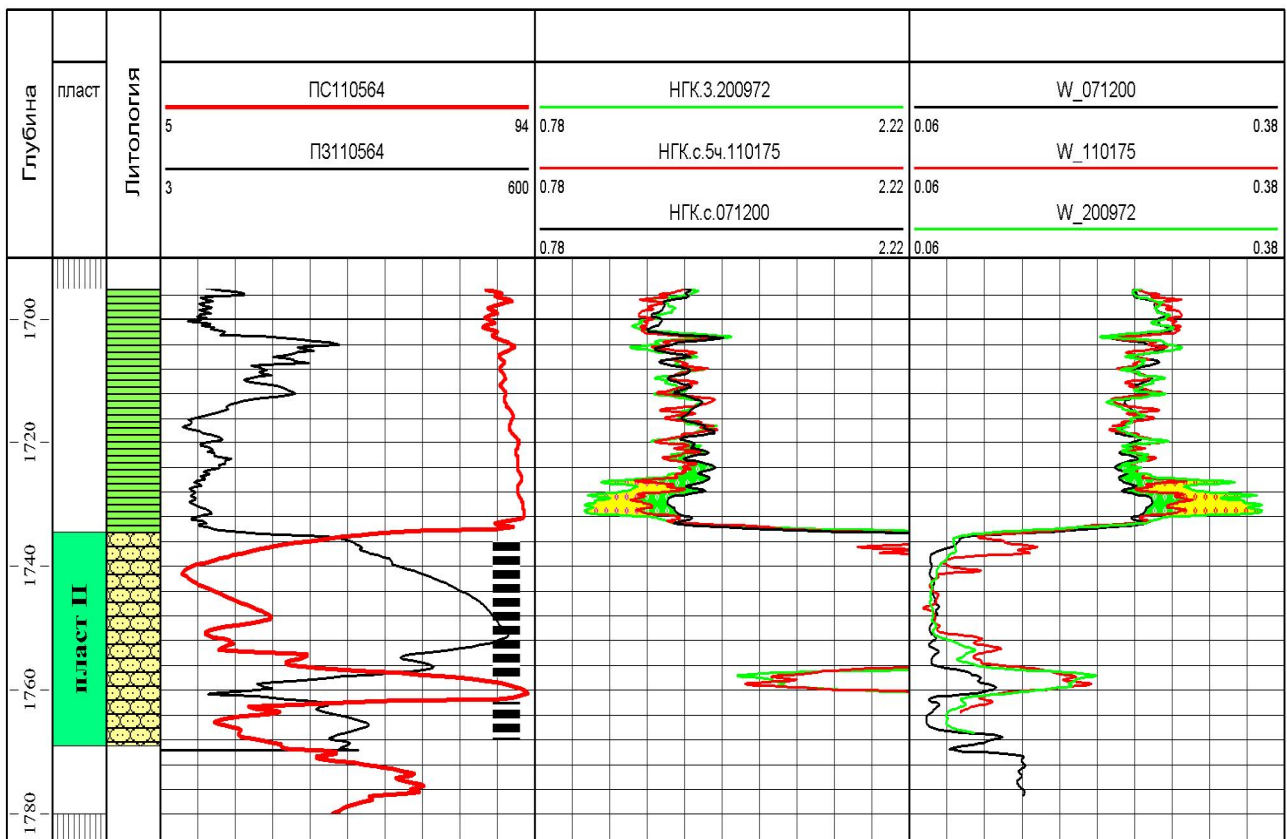


Рис. 2 Динамика процесса уплотнения глинистой покрышки (на примере скв. В)

Продолжительное действие градиента давления между покрышкой и продуктивным пластом инициирует процесс отжатия поровых вод из покрышки в пласт. Рассмотрим задачу оценки объема

отжимаемой воды из глинистой покрышки. При установившемся радиальном потоке слабо сжимаемой жидкости к скважине давление в пласте по радиусу распределяется согласно следующему уравнению [5]

$$P = P_c + \Delta P \cdot \frac{\ln \frac{r}{r_c}}{\ln \frac{r_k}{r_c}}, \quad (1)$$

где P_c – давление в скважине,

r_k, r_c, r – радиусы контура питания, скважины и радиальной координаты точки определения давления в пласте,

ΔP – перепад между давлением на контуре питания и давлением в скважине,

$P = P_c$ при $r = r_c, P = P_k$ при $r = r_k$

При длительном контакте глинистой покрышки с пластом, в котором воронка депрессии распределяется согласно уравнению (1), в породах покрышки формируется зона дренирования.

Известно, что в тонких капиллярах реологические свойства жидкостей отличаются от таковых в свободной жидкости повышенной вязкостью и сопротивляемостью сдвигу. Движение жидкости в таких капиллярах подчиняется закону течения вязкопластической жидкости Бингама - Шведова и начинается только тогда, когда напряжение сдвига превысит некоторое начальное значение. И.Ф. Бондаренко и С.В. Нерпиным (1972) при изучении свойств воды в стеклянных и кварцевых капиллярах получены оценки сдвиговой упругости, характеризуемой предельным напряжением $\tau_0 = 5 \cdot 10^{-10}$ МПа.

Начальный градиент давления, G_0 , связан с предельным напряжением сдвига флюида, τ_0 , и эффективным радиусом капилляра, $r_{кан}$:

$$G_0 = 2 \tau_0 / r_{кан} \quad (2)$$

Расчет по формуле (2) показывает, что в тонкодисперсных глинистых породах величина начального градиента давления будет изменяться в пределах $G_0 = (2-20) \cdot 10^{-2}$ МПа/м. В 1953 г. С.Рози получил экспериментальные оценки начального градиента при фильтрации дистиллированной воды через серую каолиновую глину порядка $G_0 = (19 \div 37) \cdot 10^{-2}$ МПа/м, а при фильтрации минерализованной воды через красную глину $G_0 = (2 \div 7) \cdot 10^{-2}$ МПа/м. Во всех случаях с увеличением давления обжатия образца G_0 растет.

Зная начальный градиент давления в глинистых породах, G_0 , можно оценить толщину дренируемой части глинистой покрышки, $H_{нок}(r)$, по уравнению

$$H_{нок}(r) = P(r) / G_0, \quad (3)$$

где $\Delta P(r)$ – разница давлений в продуктивном пласте и покрышке на расстоянии r от оси скважины.

Найдем объем отжатого из глинистой покрышки флюида

$$V_{\phi} = \int_{r_c}^{r_k} \beta_n \cdot K_{н.глин} \cdot H_{нок}(r) \cdot \Delta P(r) \cdot \pi \cdot r \cdot dr, \quad (4)$$

где β_n – коэффициент необратимого уплотнения пор глинистой породы,

$K_{н.глин}$ – коэффициент общей пористости глинистой покрышки.

Если принять радиус контура питания $r_k = 500$ м, величину депрессии в скважине 5 МПа, коэффициент необратимого уплотнения $\beta_n = 4 \cdot 10^{-2}$ (МПа)⁻¹ [3], начальный градиент давления $G_0 = 19,5 \cdot 10^{-2}$ МПа/м, а коэффициент пористости глин 0.15, тогда суммарный объем отжатой воды из покрышки будет равен 4315 м³, что составит 0.36 % от общего объема дренируемой части покрышки. На рисунке 3 представлены кривые изменения пористости и толщины слоя дренируемых глин, а также дифференциальная кривая объема отжатой воды в зависимости от расстояния от оси скважины. Как видно из графика, максимальные объемы отжатой воды достигаются в пределах радиуса ста метров, а в радиусе 300 м отжимается 91.7 % от общего объема отжатого флюида. Максимальное уменьшение коэффициента пористости глин у стенки скважины достигает 2.9%. Толщина слоя дренируемых глин у стенки скважины составляет 25 м.

Последние два параметра – толщина дренируемого слоя и изменение пористости глин – контролируются по данным временных замеров методами ГИС.

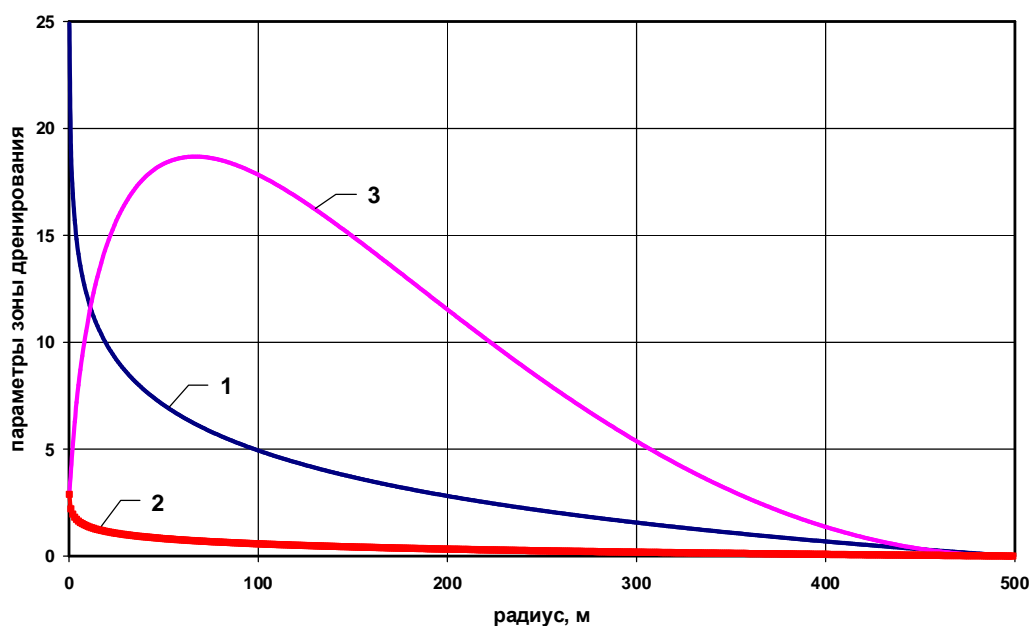


Рис. 3 Параметры зоны дренирования глинистой покрышки.
1 – толщина слоя дренируемых глин, м; 2 – изменение пористости глин, %; 3 – дифференциальная кривая объема отжатой воды, м³

Следует заметить, что оценка объема отжатого флюида выполнена только для покрывающих глин покрышки. Если продуктивный пласт подстилается снизу глинистыми породами, тогда объем отжатой воды из вмещающих пород возрастет вдвое.

Выводы:

1. Кратковременные изменения пластового давления на ПХГ (период 6 мес.) практически не влияют на фильтрационно-емкостные свойства покрышек.
2. При длительной депрессии на пласт, в глинистых покрышках и перемычках возникает эффект необратимого уплотнения пород, фиксируемый методами ГИС.
3. Объем воды отжимаемой из глинистой покрышки может составлять до 0.4% от общего объема дренируемой части покрышки.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гольдберг В.М., Скворцов Н.П. Проницаемость и фильтрация в глинах. М., Недра, 1986.
2. Гурвич А.Е., Крайчик М.С., Батыгина Н.Б. и др. Давление пластовых флюидов. Л., Недра, 1987.
3. Добрынин В.М., Серебряков В.А. Геолого-геофизические методы прогнозирования аномальных пластовых давлений. - М., Недра, 1989.
4. Магара К. Уплотнение пород и миграция флюидов. Прикладная геология нефти. – М., Недра, 1982.
5. Справочник по эксплуатации нефтяных месторождений. М: Недра, Том 2, 1965

СЕЙСМОФАЦИАЛЬНАЯ МОДЕЛЬ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА ЮВ₁ ВОСТОЧНО ПРИДОРΟЖНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Г.Д. Исаев¹, О.О. Абросимова¹, Н.Ф. Каячев², Ю.К. Романов²

(1 - ООО Научно-исследовательский центр «СИБГЕОНАФТ», 2 - ООО «КозалымНИПИнефть»)

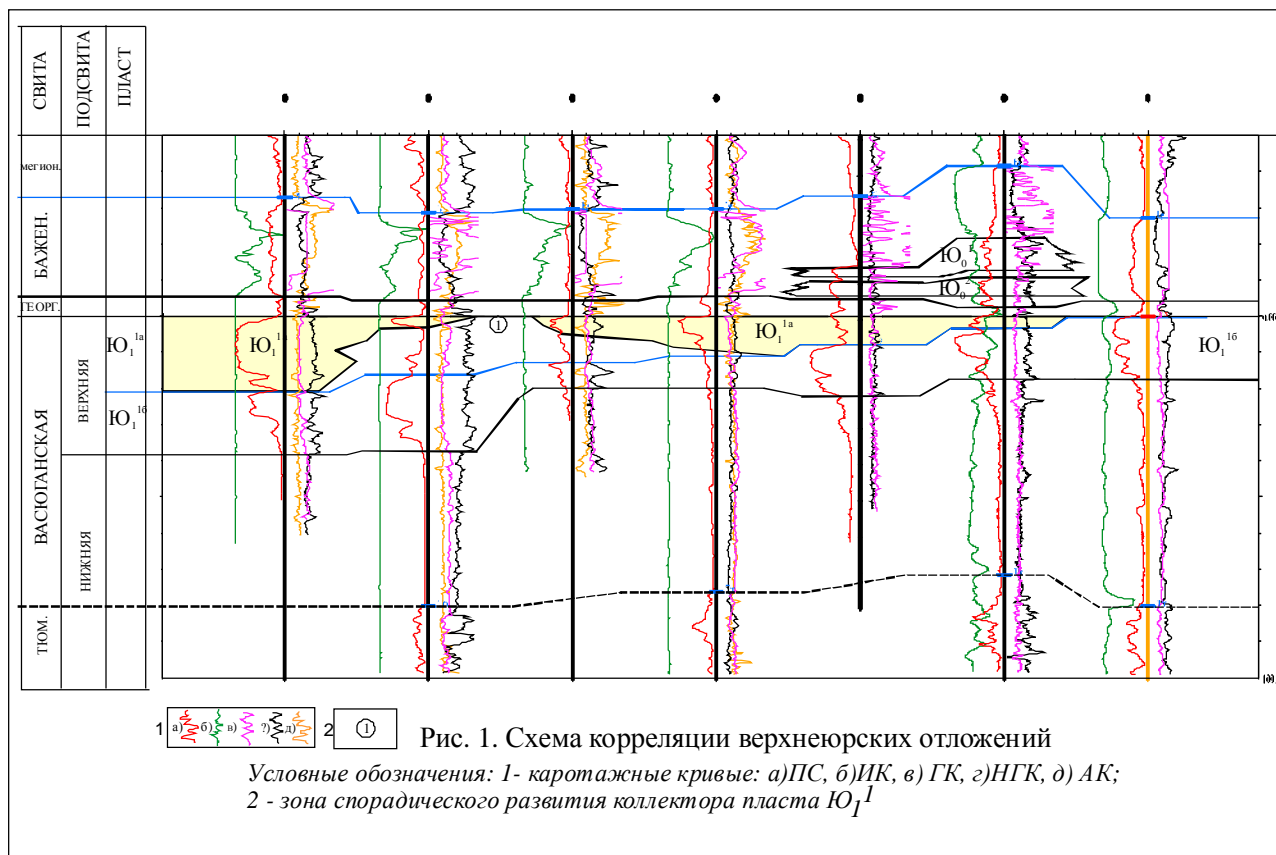
Цель работы: на основе изучения керна и интерпретации данных ГИС и сейсморазведки построить сейсмофациальную модель продуктивного пласта Ю₁.

Методика исследований. Для моделирования продуктивных верхнеюрских отложений был использован комплекс методов: петрографический, петрофизический, биоседиментологический, биостратиграфический и геофизический.

Интерпретация сейсмических данных (съемка 3Д) проводилась в интерпретационном комплексе The Kingdom Suite (Seismic Micro Technology, USA). Пласт Ю₁ васюганской свиты вскрыт 202 скважинами.

Результаты исследований.

В результате детальной корреляции было установлено, что в самой юго-западной части рассматриваемой территории отложения георгиевской свиты залегают непосредственно на песчаниках горизонта ЮВ₁^{1а}. В северо-восточном направлении происходит последовательное сокращение мощности отложений между кровлей васюганской свиты и кровлей пласта ЮВ₁^{1б}. При этом происходит глинизация пласта ЮВ₁^{1а}. В ряде разрезов отложения георгиевской свиты залегают уже на песчано-глинистых отложениях его стратиграфического аналога. Далее в северо-восточном направлении происходит полное «срезание» описанного стратиграфического уровня, и отложения георгиевской свиты залегают уже непосредственно на песчаниках пласта ЮВ₁^{1б}. При этом в центральной части рассматриваемой территории выделяется зона, спорадического развития коллекторов в составе пласта ЮВ₁^{1а} (рис. 1).



Выполнен сейсмофациальный анализ горизонта Ю₁. На временных разрезах были выделены зоны ослабления сейсмической записи горизонта Ю₁, которые были отождествлены с зонами спорадического развития коллекторов пласта ЮВ₁^{1а}. Данное положение подтверждается результатами

бурения. Зоны высоких амплитуд связываются с областями развития коллектора. Линия выклинивания пласта Ю₁^{1a} также подчеркивается зоной понижения амплитуд.

Для выполнения сейсмофациальной модели пласта ЮВ₁^{1a} Ю₁^{1б} были использованы следующие геолого-геофизические материалы: результаты интерпретации ГИС по скважинам; структурная карта по кровле пласта ЮВ₁; карты эффективной мощности пластов (ЮВ₁^{1a} и Ю₁^{1б}).

В пределах территории исследования выделено ряд залежей нефти пласта Ю₁. В результате работ были построены модели трех нефтяных залежей структурно-литологического типа с субгоризонтальным ВНК и двух залежи палеотектонического типа с наклонным ВНК.

В пределах изученного региона установлено два цикла «баронакопления» для васюганской свиты или два этапа заполнения оксфордского бассейна комплексом осадков: «склон-отмель-заотмель» (рис. 2). С востока на запад происходило перемещение этой системы со всеми сопровождающими процессами разрушения предшествующих осадков, их переотложения и вторичной литификации. Каких либо новых источников терригенного материала не было - весь спектр литифицированных осадков сформировался в едином оксфордском морском бассейне за счет переотложения ранее литифицированных (более углистых) пород. В пределах Восточно-Придорожного месторождения (рис. 3) картируется две зоны песчаных отложений: Западная и Восточная. Первая более протяженная: от скв. 449 до скв. 105 Кустовой площади. Восточнее от нее картируется узкая зона приливо-отливных фаций, а западнее от нее - широкое поле илесто-шельфовых и штормовых склоновых осадков. Склон в предотмельной зоне сильно выположенный - до 3-5° не более. Поэтому здесь тоже преобладали течениевые (продольно-поперечные) отложения со своеобразными линзовидно-слоистыми и реже клинокластовыми текстурами. Илестый шельф - термин временного пользования, обозначает развитие течениевых отложений с доминированием алевритовых и алевро-пелитовых осадков на шельфовой равнине. Граница шельфовых отложений на востоке Восточно-Придорожного месторождения проведена предположительно по сейсмическим данным из-за недостатка скважинной информации. Здесь всего пробурено 4 скважины, две из которых находятся в зоне развития песчаных отмелей на шельфе (скв. 124 и 808), а две (скв. 291 и 118) в пределах приливо-отливной зоны шельфа. Западная зона песчаных пляжей на шельфе скважинами вскрыта в достаточном количестве. Но и здесь по восточному борту песчаных отмелей наблюдается (скв. 302, 217 и 449) замещение типичных баровых отложений алеврито-глинистыми фациями заотмельной приливо-отливной зоны шельфа. И это замещение иногда сопровождается (скв. 902) существенными размывами синхронных верхнеоксфордских песчаников. На этом основывается выделение по сейсмическим данным и картирование с юга на север крупной дренажной системы, заполненной (в момент ранне-георгиевской трансгрессии) пелитовыми обломочными и глинистыми отложениями позднего оксфорда - раннего кимериджа. Ее элементы наблюдаются в скважинах 902, 217 и 449. В пелитовых литофациях дренажная система не вскрыта скважинами. По комплексу сейсмических данных эта зона ухудшенных коллекторов, т. е. она не представляет интереса для поисков залежей углеводородов. Зато как экран эта зона представляет собой наилучший флюидоупор.

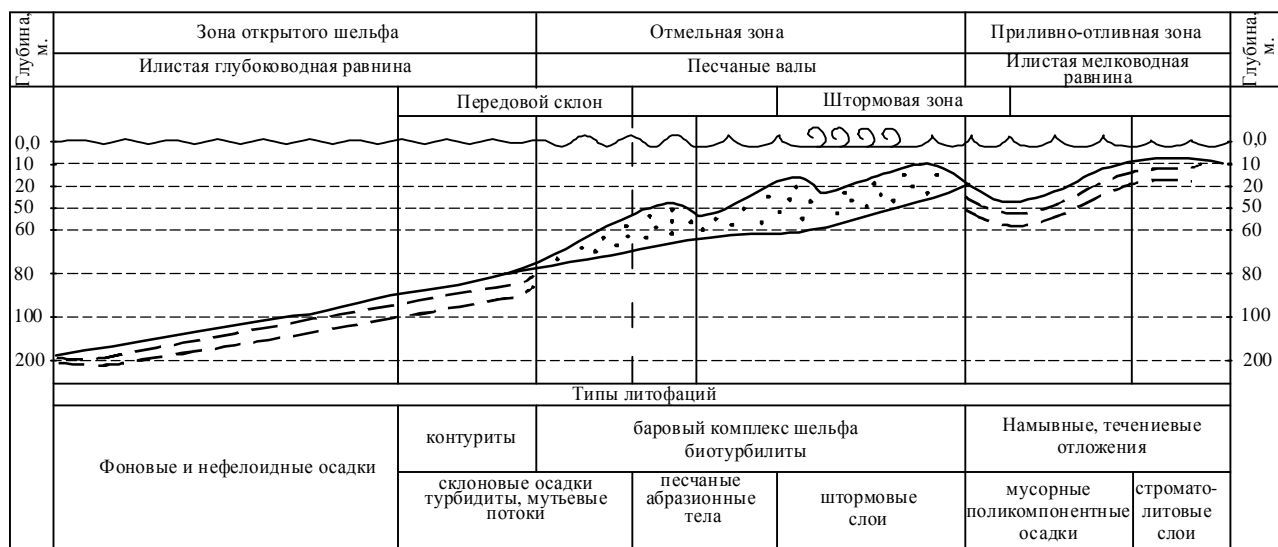


Рис. 2 Схема размещения литофации на юрском эпиконтинентальном шельфе

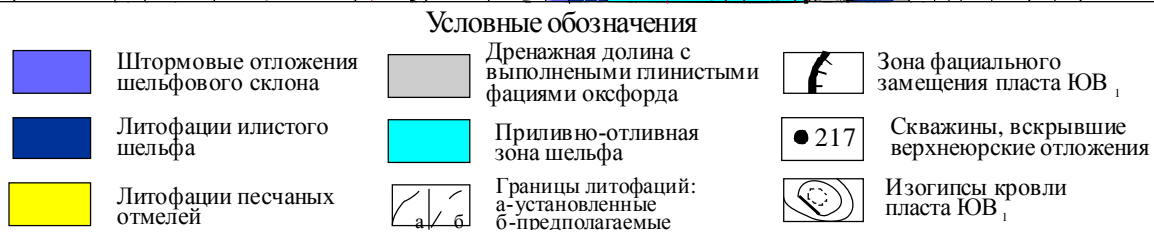
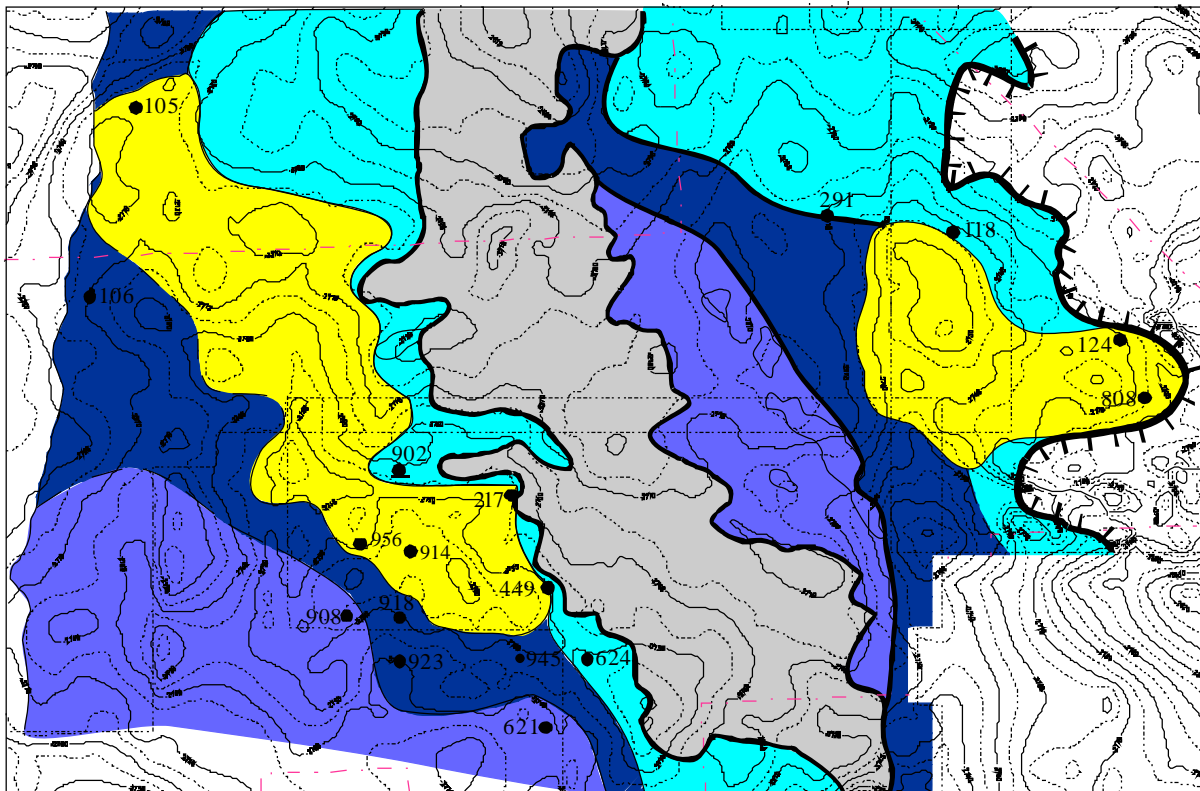


Рис. 3 Литофациальная модель пласта ЮВ₁ Восточно-Придорожного месторождения

Опыт изучения фациальной последовательности в разрезах верхнеюрских продуктивных отложений на территории деятельности ТПП «Когалымнефтегаз» позволил авторам составить идеализированную модель позднеюрского бассейна с латеральными рядами фациальных обстановок (рис. 2). Эта модель может быть использована как инструмент диагностики конкретных палеообстановок образования пород в скважинах, а также для разграничения фациальных зон в палеобассейнах. На Восточно-Придорожной площади установлены разнообразные фациальные типы пород (рис. 3).

Продуктивный пласт ЮС₁ в изученных скважинах, в основном представлен песчаными породами отмельной (барово́й) зоны шельфа с четкими массивно-однородными и линзовидно-плоско-параллельными и косо-линзовидно-плоскопараллельными текстурами.

Ко второй группе литофаций, имеющих региональное значение, относятся биотурбилиты – песчаные породы, полностью переработанные биотурбаторами. Они иногда развиты на границе георгиевской свиты и васюганской свиты, фиксируют перерыв в осадконакоплении, являются «дополнительной покрывкой» в случае наложенной карбонатизации и аргиллизации. Биотурбилиты установлены в ряде скважин. Причем, развиты они в кровле разрезов продуктивных пластов, занимая определенное положение в отмельной зоне шельфа: наиболее высокое (мелководное, 10-20 м) гипсометрическое и особое тектоническое - фиксируя фазу длительной стабилизации дна бассейна (без приноса осадков).

Штормовые слои диагностировались нами практически в каждом разрезе. По типу они резко отличаются от штормовых горизонтов Тевлинско-Русскинского месторождения менее выраженными динамическими признаками: взмученностью, развитием турбулентных текстур. Однако, во всех случаях в этих породах наблюдается смешанный аллохтонный характер переноса обломочного материала (аллокластика, интракласты) и флюидальный тип транспортировки материала. Эти слои

установлены в зонах выклинивания продуктивных пластов, в зонах переслаивания в кровле и в подошве разрезов. Эти породы для структуры месторождения имеют огромное значение. Прослеживание этих литофаций по площади, ранжирование их по интенсивности абразии позволяют закартировать области внутрибассейнового сноса. На схеме (рис. 2) они занимают особое положение, располагаясь в заотмельной зоне шельфа, либо между песчаными валами в самой отмели. Литификация штормовых слоев происходит в западинах шельфа, образуя своеобразные мусорные свалы, которые контролируют распространение наиболее динамичных обстановок в отмельной зоне шельфа. Наличие штормовых слоев мусорных свалов, биотурбилитов, абразионных песчаных тел (останцев с признаками абразии и волнового воздействия), внутрибассейновых размывов указывают на то, что модель обстановок юрского эпиконтинентального бассейна четко отличалась от современных шельфов приливно-отливного типа и отличалась именно тектоническим режимом осадкопринимающей области.

Литофации мутьевых потоков и турбидитов имеют подчиненное значение в структуре месторождения. Они фиксируют присутствие выположенных шельфовых склонов и относятся к отложениям с четкими флюидалными и турбулентными текстурами.

Мутьевые, мусорные литофации и турбидиты наиболее неблагоприятны для коллекторов. Такие породы могут давать трещинный тип коллектора, да и то только в зонах активной флюидомиграции.

Склоновые (клиноформные и конволютные) литофации достаточно редки в керне скважин изученного региона. Именно эти текстуры фиксируют наиболее подвижные (в тектоническом отношении) склоны палеобассейна. По наличию этих образований в пределах месторождения можно закартировать наиболее активные тектонические зоны. Последние при совпадении их с активными субвертикальными зонами флюидомиграции могут контролировать распределение в регионе АВПД с аномальными притоками углеводородов. Склоновые литофации наблюдались по керну Восточно-Придорожной 908. На схеме (рис. 2) такие литофации фиксируют передовой склон отмельной зоны шельфа, на глубинах от 50-60 м до 80-100 м.

Выводы

1. Региональная фациальная модель образуется последовательной (2 этапа) миграцией мелководных отмельных фаций шельфа с сопровождающими их заотмельными и склоновыми фациями с востока на запад.

2. Петрографическими исследованиями доказан факт многократной переотложенности осадков, образовавших как васюганскую, так и георгиевскую свиты.

3. Наблюдение признаков трещинного разуплотнения в керне и наложенных процессов в продуктивных породах позволило установить распространение трещинных коллекторов в штормовых слоях, турбидитах, в приливно-отливных фациях, а также предположить присутствие в регионе крупных сквозных флюидоконтролирующих систем тектонической трещиноватости.

4. Петрофизическими исследованиями установлено, что в условиях шельфовых отмелей (баров) формируются коллекторы 1 и 2 типов, а в остальных зонах шельфа наблюдаются чередования типов, либо их карбонатизация и глинизация.

5. Васюганская свита (пласт Ю₁) района работ представляет собой не серию самостоятельных песчаных клиноформ, наслаивающихся друг на друга (согласно клиноформной концепции), а разновозрастный и разнофациальный комплекс осадков отмельной зоны шельфа, циклически мигрирующей по латерали и во времени.

Результаты настоящих исследований публикуются с разрешения ООО «КогалымНИПИнефть».

ОСОБЕННОСТИ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ ГИС В ЗАСОЛОНЕННЫХ ТИПАХ РАЗРЕЗОВ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

ОАО «ЦГЭ» Дьяконова Т.Ф., Исакова Т.Г.*

Особенностью продуктивных отложений месторождений, относящихся к Непско-Ботуобинской антеклизе Восточной Сибири, является засоление пород в связи с предельно высокой минерализацией пластовых вод (более 400г/л). Именно засоление определяет ФЕС и степень насыщенности коллекторов продуктивных горизонтов в настоящее время [1].

Для понимания подхода к интерпретации материалов ГИС в засоленных типах разрезов необходимо четко установить следующее:

- влияние солей на фильтрационно-емкостные свойства пород;
- модель коллектора засоленных отложений;
- влияние солей на показания геофизических методов и возможности определения ФЕС по материалам ГИС.

Только тщательно изучив указанные проблемы можно с достаточной степенью достоверности выделять коллекторы и определять их свойства по материалам ГИС в засоленных разрезах.

На примере продуктивных пластов одного из месторождений Восточной Сибири рассмотрим особенности интерпретации материалов ГИС на этапах выделения интервалов засоленных пород, выделения коллекторов, определения пористости и нефтенасыщенности.

В литологическом отношении изучаемые пласты являются типичными терригенными породами и представлены, в основном, песчаниками с единичными прослоями гравелитов, алевролитов и аргиллитов. Породообразующими минералами являются кварц (60-70%), полевые шпаты (20-23%), обломки пород.

Для данных пород характерны значительные постседиментационные изменения, которые выразились в разной степени засоления первичных пор, приведя к уменьшению пористости и проницаемости, вплоть до полного отсутствия открытых пор.

Для изучения влияния солей на ФЕС пород на части образцов ядра были проведены исследования пористости и проницаемости до и после удаления (отмыва) из порового пространства соли. После отмывки от солей произошло увеличение коэффициента пористости на $\Delta=0,1-22,9\%$ абс. или в среднем на 7,3% абс. (81,1 % отн.). Проницаемость после отмывки образцов возросла в среднем на 1-3 порядка. Если средняя проницаемость до отмывки составляла 11мД, то после отмыва – 359,7мД. Было также рассчитано % содержание солей как $C_{NaCl}=(K_{п,отм}-K_{п, до отмыва})/K_{п,отм} * 100\%$, построены сопоставления C_{NaCl} с коэффициентом пористости до отмыва и с разницей между коэффициентами пористости до и после отмыва $\Delta K_{п}$ абс. (рис. 1). Из опытов следует, что поровое пространство пород в пластовом состоянии частично и неравномерно заполнено солью: чем больше пористость, тем меньшая степень засоления коллектора, и чем меньше пористость, тем вероятнее полное заполнение порового пространства солями.

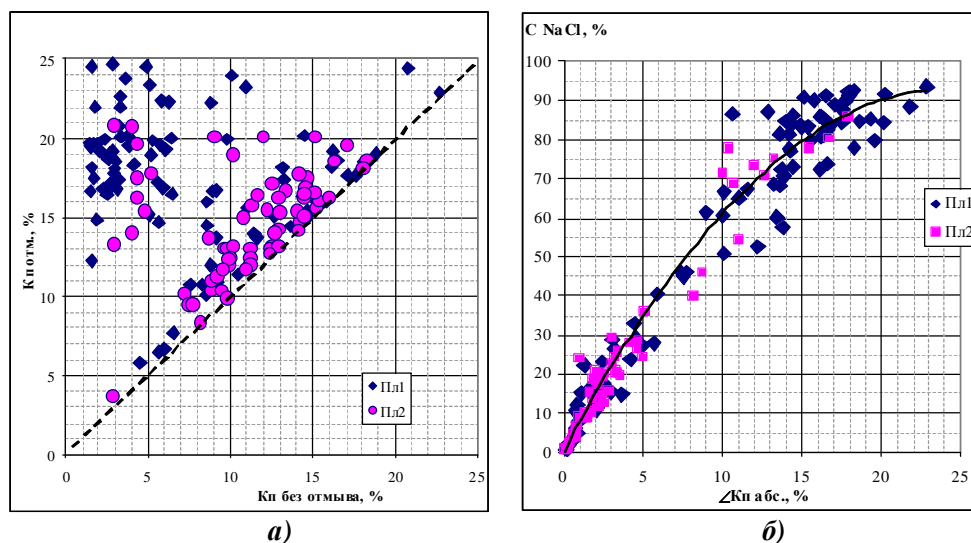


Рис. 1. Сопоставления коэффициента пористости до и после отмывки от солей (а) и содержания солей C_{NaCl} с $\Delta K_{п}$ после отмывки (б) по результатам анализов ядра

Очевидно, что исходно коллекторы обладали более высокими ФЕС и на определенных этапах геологического развития в первую очередь лучшие коллекторы подвергались засолонению и вторичным изменениям.

Модель засолоненного коллектора: коллектор представлен преимущественно песчаниками с межзерновым типом порового пространства; вторичные изменения, наиболее ярко выраженным из которых является засолонение, привели к незакономерному снижению пористости и проницаемости, увеличивая разброс точек на петрофизических зависимостях. Соль в поровом пространстве современных коллекторов находится в твердом состоянии.

Необходимо отметить, что от правильно принятой модели коллектора зависит петрофизическое обоснование интерпретации геофизических методов, неверная модель может привести к необоснованному увеличению или уменьшению величин подсчетных параметров коллекторов Нэф, Кп, Кн.

Установив по керну, что соль влияет на ФЕС пород в пластовых условиях, необходимо понять, какие характеристики по комплексу ГИС имеют засолоненные в разной степени интервалы разреза.

В изучаемом разрезе по описанию керна выявлены следующие основные литологические типы пород:

- засолоненные песчаники, т.е. *коллекторы с разной степенью засолонения и неколекторы сильно засолоненные;*
- просто *песчаники* и достаточно редко – *глинистые песчаники*, в которых по керну и ГИС не видны признаки засолонения;
- *гравелиты*, имеющие аномально высокие показания естественной гамма-активности и которые надо отделять от глин и аргиллитов;
- *глины*.

По данным ГИС, проэталонированным по керну, перечисленные классы пород выделяются достаточно уверенно.

Каждый из перечисленных литотипов имеет ярко выраженные характеристики по комплексу методов ГИС. На рисунке 2 приведен планшет с геофизической характеристикой разреза по скважине 1 с выделенными литотипами и результатами анализов керна с замерами пористости до отмывки образцов от солей и после.

Засолоненные интервалы. Из рисунка 2 видно, что величины ΔK_p между значениями пористости отмывших и не отмывших от солей образцов керна в верхней части разреза составляют 5-20%. Этим интервалам соответствуют повышенные показания нейтронного метода при низких значениях ГК. Ниже по разрезу $\Delta K_{п,кern}$ уменьшается до 1-5%, что свидетельствует о снижении доли солей в поровом пространстве пород и уменьшении ее влияния на ФЕС. Как видно из рис.2, одним из основных методов ГИС для выделения засолоненных интервалов является нейтронный.

Для *песчаников без засолонения* характерны низкие показания гамма-метода и средние показания нейтронного и бокового методов.

Для *гравелитов* характерно значительное превышение содержания тория по керну или по данным гамма-спектрометрии за счет наличия в гравелитах таких акцессорных минералов, как сфен и циркон (рис.2). В интервалах гравелитов уровень показаний интегрального гамма-метода на 10-20мкР/ч превышает уровень глин. Таким образом, по аномально высоким показаниям гамма-метода выделяются интервалы гравелитов.

Аргиллиты и глины выделялись как обычно в терригенном разрезе - по высоким показаниям метода ГК на уровне опорных глин, по минимальным показаниям нейтронного (или максимальным значениям объемного водородосодержания) методов.

Для *установления критериев разделения пород на литотипы* были сделаны сопоставления коэффициентов пористости по керну с показаниями основных методов ГИС в совокупности с литологическим описанием керна, в результате чего были установлены граничные значения геофизических параметров (рис. 3).

В нескольких скважинах месторождения выполнен литоплотностной гамма-гамма метод, дающий возможность настроить показания стандартных методов ГИС на особенности данного разреза и выделить засолоненные интервалы, которые хорошо совпадают с аналогичными прослоями по комплексной интерпретации ГИС и по эксперименту с отмывкой образцов керна (рис.2).

Выделение коллекторов производилось по комплексу геофизических методов стандартным путем - с использованием прямых качественных и косвенных количественных признаков. В условиях изучаемого разреза такие обычно широко используемые в терригенном разрезе методы, как

каверномер и СП, практически не работают. Достаточно хорошо коллекторы выделяются по радиальному градиенту сопротивления на разноглубинных зондах ВИКИЗ, БК и МБК. Однако, необходимо отметить, что указанный признак не является абсолютно надежным. Для выделения коллекторов привлекались результаты испытаний, а также ГДК и ОПК, но результатам которых не всегда можно доверять по причине использования ПЖ с разнообразными добавками, приводящими зачастую к кольматации прискважинной зоны.

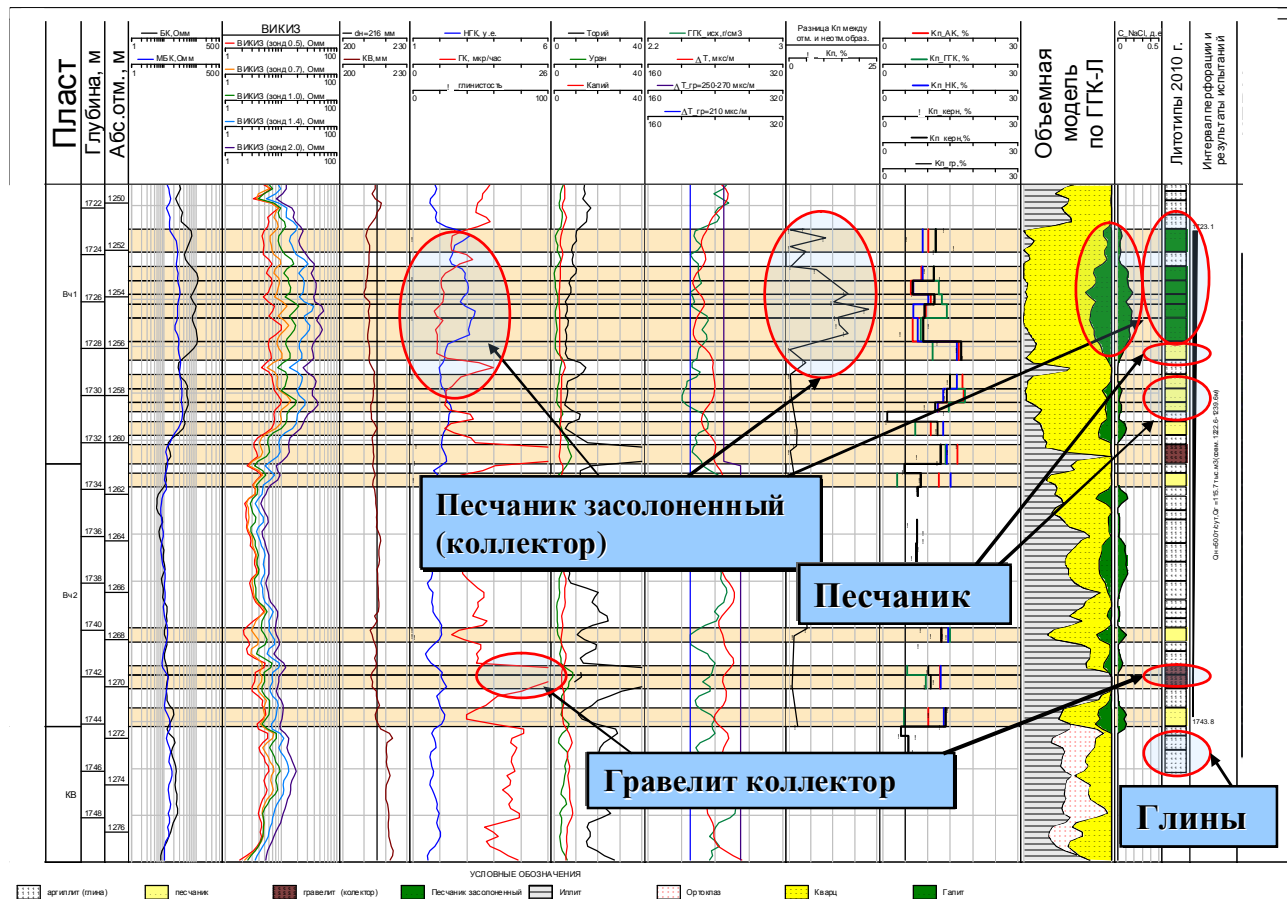


Рис. 2. Геофизическая характеристика разреза по скв. 1

Основными критериями для выделения коллекторов в данном разрезе являются количественные: $K_{п,гр}$, $\Delta I_{п,гр}$, $\Delta I_{г,гр}$, $\Delta T_{гр}$. Граничное значение $K_{п,гр}$ получено по сопоставлению $K_{п,дин} \sim K_{п,эф} \sim K_{п}$ по данным керна. Граничные значения геофизических параметров $\Delta I_{п,гр}$, $\Delta I_{г,гр}$, $\Delta T_{гр}$ получены по сопоставлениям керн-ГИС и ГИС-ГИС: $K_{п,кern} \sim \Delta I_{п,гр}$, $K_{п,кern} \sim \Delta T_{гр}$, $\Delta I_{г,гр} \sim \Delta I_{п,гр}$ (рис.3).

Следующим этапом при интерпретации материалов ГИС является определение *коэффициента пористости коллекторов K_p* .

На керне установлено, что соль заполняет поровое пространство коллекторов, ухудшая ФЕС. Геофизические методы пористости отражают открытую пористость коллекторов: показания акустического метода уменьшаются, гамма-гамма-плотностного и нейтронного методов увеличиваются с уменьшением пористости и увеличением степени засоления разреза.

Коэффициент пористости может определяться по каждому из указанных методов стандартным для терригенного разреза способом при обязательной настройке показаний на пористость, определенную на собственном неотмытом керне.

Определение *коэффициента начальной нефтенасыщенности K_n* по данным ГИС производится стандартным путем с использованием петрофизических зависимостей $P_n = f(K_n)$ и $P_n = f(K_b)$, полученных в пластовых условиях [2] на коллекции неотмытого от солей керна.

Особое место при интерпретации ГИС в изучаемом разрезе занимает задача *оценки УЭС*. Это наиболее сложный этап работы в разрезе, в котором из-за зачастую пониженных пластовых давлений формируются глубокие зоны. Особенности определения УЭСп связаны с тем, что сопротивление ПЖ близко к сопротивлению пластовой воды и это нивелирует различия между $\rho_{зп}$ и $\rho_{п}$. В комплексе ГИС

обязательно должны быть методы БК и ИК или ВИКИЗ. Для анализа необходимо привлекать величины $\rho_{\text{вп,кern}}$ и $\rho_{\text{нп,кern}}$, измеренные на керне в пластовых условиях.

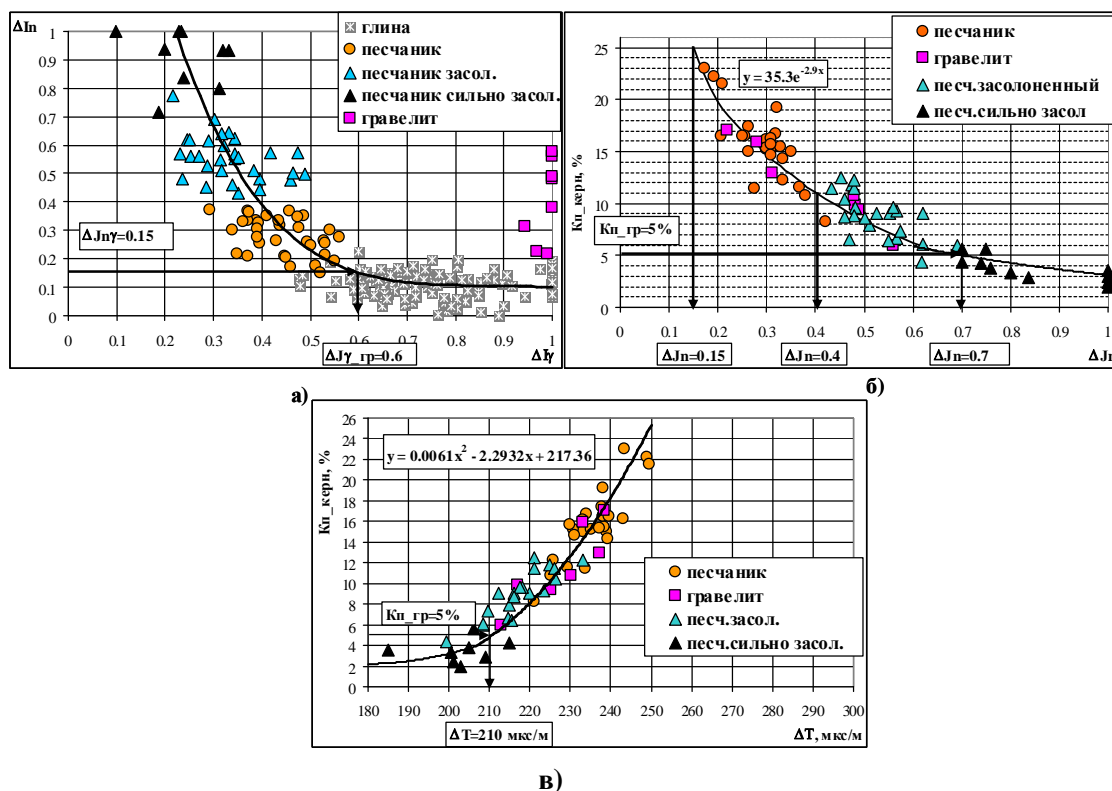


Рис.3. Сопоставления ГИС-ГИС и керн-ГИС для установления граничных значений параметров для выделения коллекторов и литотипов: а) $\Delta J_n, \gamma \sim \Delta J_\gamma$; б) $K_{п,кern} \sim J_n$; в) $K_{п,кern} \sim \Delta T$

В продуктивной части разреза сравнение величин $\rho_{\text{БК}}$, $\rho_{\text{ИК}}$ со значениями $\rho_{\text{нп}}$ по керну показало, что в продуктивных коллекторах, имеющих понижающее проникновение ПЖ, наиболее близкими к $\rho_{\text{нп,кern}}$ являются удельные сопротивления бокового метода, что физически обосновано, в то время, как индукционный метод частично характеризует промежуточную зону. В водоносной части разреза установлено, что коллекторы имеют нейтральное или редко повышающее проникновение и наиболее близки к $\rho_{\text{вп,кern}}$ УЭСп, определенные по индукционному методу.

В результате изучения ГИС засоленных типов отложений по керну и ГИС сделаны следующие выводы.

1. Засоление порового пространства пород приводит к ухудшению ФЕС коллекторов.
2. Для каждого месторождения необходимо установить степень засоления коллекторов и выработать критерии выделения засоленных интервалов в разрезе скважин по комплексу методов ГИС.
3. В оценочных скважинах наряду со стандартным комплексом ГИС и исследованиями образцов керна с отмывкой и без отмывки от солей необходимо выполнять литоплотностной каротаж, три метода пористости – акустический, гамма-гамма-плотностной и нейтрон-нейтронный методы.
4. При оценках коэффициента пористости требуется настройка показаний методов ГИС на K_p по неотмытому керну.
5. Коэффициент нефтенасыщенности определяется стандартным путем с использованием петрофизических зависимостей, построенных на собственном неотмытом керне.

ЛИТЕРАТУРА

1. Вожов В.И., Чернова Л.С. Вторичное минералообразование в венд-нижнекембрийских отложениях Неско-Ботубинской антеклизы. Геология нефти и газа, №11-12, 1999 г.
2. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. Под ред. Петерсилье В.И. и др. Москва-Тверь, 2003 г.

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ НА ОБСКО-ТАЗОВСКОМ И ГЫДАНО-ЮРАЦКОМ МЕЛКОВОДЬЕ

¹Иванова Н.М., ¹Беляев И.В., ¹Дергунов Н.Т., ¹Нечхаев С.А., ¹Стеблянко А.В., ²Куликов Т.Д.
(¹Федеральное Агентство по недропользованию, Федеральное Государственное унитарное научно-производственное предприятие по морским геологоразведочным работам «СЕВМОРГЕО», Санкт – Петербург, ²ОАО Сибирский Научно-Аналитический Центр СИБНАЦ, Тюмень)

Введение

С 2001 г. «СЕВМОРГЕО» выполняет сейсмические работы на мелководье Обской, Тазовской, Гыданской и Юрацкой губ по сети профилей, увязывающих региональные наземные профили полуостровов Ямал, Гыдан, Тазовский. Более 3000 км было отработано в пределах этих губ. В 2006-2007 гг. впервые были выполнены сейсмические исследования на акватории Гыданской и Юрацкой губ.

Рассматриваемая область расположена в северной части эпигерцинской Западно-Сибирской плиты (или геосинеклизы). В пределах рассматриваемой территории выделяется субрегиональная структура - Ямало-Тазовская мегасинеклиза, где основными надпорядковыми структурами являются: Ямало-Гыданская и Надым – Тазовская синеклизы, разделённые Мессояхским поясом мегавалов. На востоке Ямало-Тазовская мегасинеклиза граничит с Притаймырской гемиантиклизой. Осадочный чехол Западно-Сибирской плиты представлен полого залегающими терригенными преимущественно мезозойскими и кайнозойскими отложениями. В раннем триасе на территории Сибири произошли процессы «внутриплитной деструкции». Сибирская деструкция проявилась в виде образования рифтовой системы и плато - базальтового вулканизма. Рифтовая система представлена Колтогорско-Уренгойским, Худуттейским, Худосейским, Ямальским и другими грабен-рифтами и межрифтовыми поднятиями (Северо-Ямальский, Уренгойский, Сургутский и др.) (Сурков и др., 2000).

Получение качественных сейсмических материалов, их совместная обработка и интерпретация с морскими и сухопутными профилями, а также комплексная интерпретация с гравимагнитными данными позволили уточнить геологическое строение севера Западно – Сибирского бассейна, детально изучить структуру осадочного чехла, выделить основные нефтегазоперспективные комплексы и корректно оценить перспективы нефтегазоносности.

Метод

Наблюдения МОВ-ОГТ 2D выполнялись отдельными расстановками в профильном продольном варианте. Каждый профиль отработан несколькими расстановками, включающими линии возбуждения и линии приёма с расстоянием между ними 50 м. Использовался групповой пневмоисточник Volt 2800LL-X общим объёмом 760 куб. дюймов. Максимальная кратность перекрытия достигала 200. Основными технологическими особенностями выполненных работ явилось использование сверхдлинных линий приёма – до 10-12км и длительности записи – 8 секунд. Сбор сейсмических данных осуществлялся радиотелеметрической системой BOX производства фирмы FAIRFIELD INDUSTRIES (США). На этапе обработки эти особенности реализовались в возможности применения специализированных процедур, в частности сейсмотомографии, которая повысила надёжность выделения нефтегазоперспективных структур. Для изучения прогноза залежей углеводородов была дополнительно выполнена динамическая обработка. С целью увязки морских и наземных профилей, а также для передачи стратиграфической привязки были составлены композитные профили. Стратиграфическая привязка горизонтов базировалась на ближайшие скважины, пробуренные на суше.

Гравимагнитные данные были использованы для комплексной геологической интерпретации. Комплексный анализ гравимагнитных данных проводился на основе трехмерного (3D) сейсмогравимагнитного моделирования модулем «GMSYS-3D» комплекса «Oasis Montaj» (GEOSOFT).

Результаты

Сейсмические исследования позволили изучить разрез осадочного чехла на полную мощность. В разрезе осадочного чехла выделяются три главных структурно-формационных комплекса: вулканогенно-терригенный комплекс позднего палеозоя (?)–раннего триаса, триасовый и юрско-кайнозойский. Нижний рифтовый комплекс с максимальной мощностью 2-3км выделен в пределах грабенообразных структур Парусного мегапрогиба, Беломысской, Сеяхинской котловин, Северо-Сеяхинской впадины, Преображенского прогиба (рис. 1). Триасовый, преимущественно средне-позднетриасовый терригенный комплекс, представлен песчано-алевролитовыми отложениями с тонкими пластами эффузивов. Мощность комплекса в грабенах достигает 2-3 км. Триасовые отложения выклиниваются в западном и юга–западном направлении, зона их выклинивания совпадает с границей налегания горизонта Ia (кровля триасовых отложений) на поверхность А (рис. 1). В зонах выклинивания триасовых отложений могут формироваться структурно–литологические ловушки и структурно-тектонические ловушки. Полученные сейсмотомографические разрезы свидетельствуют о наличии значительных скоростных аномалий в триасовой части разреза в зоне крупных разломов. Кроме того, определённые перспективы можно связывать с отложениями коры выветривания, имеющей развитие практически повсеместно в разрезе южной части Обской губы.

Юрско–кайнозойский комплекс представлен несколькими ритмо-стратиграфическими толщами с конформным залеганием. Мощность юрско-кайнозойского комплекса изменяется от 2.5-4.5 км на Ямале и увеличивается до 6.0-6.3км в грабенах в пределах Обско-Тазовского мелководья и на п-ове Гыдан. Юрские отложения залегают с небольшим угловым и стратиграфическим несогласием на триасовых образованиях (впадины и прогибы) или на складчатых комплексах палеозойского фундамента (крупные поднятия). Нижнеюрская песчано-аргиллито-алевролитовая толща с прослоями аргиллитов и алевролитов выделена между горизонтами Ia и T₄, средняя мощность этой толщи в прогибах составляет 1000-1200м. На суше в нижнеюрских отложениях установлены залежи углеводородов в песчаниках зимней и джангодской свит. Зона выклинивания нижнеюрских отложений установлена в южной части Обской губы и на п-ове Ямал. В районе разломов в сейсмической записи ниже– среднеюрского комплекса хорошо выражены аномалии типа «яркого пятна». На сейсмотомографическом разрезе отмечаются низкоскоростные аномалии. Вышезалегающая толща верхней и средней юры выделена между горизонтами T₄ и T₁, имеет среднюю мощность на акватории 1000-1500м. Толща представлена мелководно-морскими аргиллитами и алевролитами с прослоями крупнозернистых алевролитов и аргиллитов. На суше в песчаниках вымской и мальшевской свит (средняя юра) установлены залежи углеводородов. Маломощная верхнеюрская толща прослежена между горизонтами T₁ и Б. Толща представлена глинистыми отложениями абалакской и баженовской свит. Эти отложения являются основными нефтематеринскими породами в рассматриваемом регионе.

Вышезалегающие меловые отложения являются существенной частью осадочного MZ-KZ чехла, мощность их составляет 2.0 -3.7км. Неокомская толща характеризуется клиноформным строением. Наиболее площадным распространением на изучаемой площади акватории является клиноформа Н_{под.пим.}, обусловленная песчаным пластом БС₁. Отражающий горизонт Н_{под.пим.} имеет клиноформный облик, фиксируется прилегание отражения Н_{под.пим.} к отражающему горизонту Б, которое интерпретируется, как западная граница распространения ачимовской толщи. По результатам работ область распространения ачимовских отложений занимает значительную площадь на акватории Обской губы. Клиноформный сейсмофациальный подкомплекс представлен в пределах Обской губы, в основном, фондоформной и склоновой частью. Клиноформы распространялись с востока со стороны восточной суши. Судя по сейсмическим данным, можно выделить 3-5 клиноформ (рис. 1). Результаты динамической обработки (мгновенная частота, интенсивность отражений, мгновенная фаза) позволяют предполагать наличие ловушек в неокомской части разреза, в том числе, в ачимовских образованиях. Прослои песчаников и алевролитов на п-овах Ямал и Гыданском часто содержат залежи углеводородов, а глинистые пачки играют роль субрегиональных и локальных покрышек.

Верхняя часть неоком-аптской толщи представлена отложениями танопчинской свиты (глины, алевролиты и песчаники). Альб-сеноманская толща выделена между горизонтами М' и Г и представлена отложениями яронгской и марресалинской свит. Яронгская свита сложена глинами с маломощными прослоями алевролитов и глауконитовых глин. На п-ове Ямал в средней части свиты выделяются от одной до нескольких песчано-алевролитовых пачек. К этим пачкам приурочены залежи углеводородов. Марресалинская свита представлена чередованием песчаников, алевролитов и глин.

Зоны пониженных скоростей на сейсмотомографических разрезах отмечаются в альп-сеноманской части разреза практически на всех крупных структурах.

Постсеноманская толща выделена между горизонтами Г и С и представлена преимущественно глинистыми отложениями нижнеберезовской подсвиты и кузнецовской свиты. Мощность комплекса составляет в среднем 200-250 м. Эти отложения являются региональной покрывкой для продуктивного на большей части территории севера Западной Сибири пласта ПК₁ сеноманского возраста.

На основе комплексной интерпретации сейсмических и гравимагнитных данных выделены домезозойские складчатые комплексы, гранито-гнейсовый слой консолидированной коры, залегающий на гранулит-базитовом слое, спрогнозирована поверхность Мохо. Установлено сокращение мощности земной коры до 31.0-32.0 км в пределах грабенообразных прогибах. Положительные формы поверхности консолидированного кристаллического фундамента фиксируются под всеми прогибами. Залегающий выше палеозойский (возможно, с рифейскими образованиями в основании) складчатый комплекс имеет значительные вариации в мощности от 0-5.0 км в прогибах до 8.0-13.0 км в пределах поднятий. Палеозойские, в разной степени дислоцированные образования, формируют промежуточный структурный этаж между мезозойским осадочным чехлом и консолидированным AR-PR гранито-гнейсовым фундаментом.

Выводы

Значительно уточнено тектоническое строение основных структур в пределах Обской губы, Гыданской и Юрацкой губ. Впервые по работам СЕВМОРГЕО изучена южная часть Обской губы, а также Гыданская и Юрацкая губы. Освещено геологическое строение по всем горизонтам в осадочном чехле. Расположенный в южной части Обской губы Северо - Надымский выступ осложнен серией протяженных структурных носов, в пределах которых фиксируются локальные поднятия и антиклинальные перегибы, наиболее крупные из которых приурочены к восточной части выступа в зоне его сочленения с Парусным мегапрогибом. В северной части Обской губы уточнены контуры Западно-Преображенского и Арктического мегапрогибов, разделенных Преображенским валом. В северной части мегавала оконтурено крупное Ушаковское поднятие. В западной части Гыданской губы уточнено восточное продолжение Южно-Явайского поднятия, Явайского и Северо-Явайского, впервые выявлены поднятия Оленинское и Северо-Оленинское и поднятие Юрацкое в Юрацкой губе.

Всего по результатам сейсмических работ закартировано в Обской губе более 30 локальных структур, в Гыданской и Юрацкой губ и прилегающих южной части Карского шельфа выявлено 10 новых локальных структур.

По результатам комплексной многометодной интерпретации установлена приуроченность отрицательных локальных гравитационных и магнитных аномалий со всеми ранее и вновь выявленными структурами и локальными объектами в акватории Обской губы и прилегающей суши. Этот признак можно считать поисковым для выделения новых перспективных площадей и обнаружения подобных локальных структур в рассматриваемом регионе.

Впервые на основе комплексной интерпретации прослежена система рифтогенных структур включающая фрагменты Колтогорско-Уренгойского, Худуттейского, Ямальского грабен-рифтов и вновь выявленные рифты: сложно построенный Среднеобский и Северо-Обский, Явайский. Это свидетельствует о значительной деструкции земной коры в пределах рассматриваемого Обско-Тазовского региона. Выявленные крупные поднятия, как правило, сформированы на внешних флангах рифтогенных прогибов.

Структурные условия залегания основных комплексов осадочного чехла свидетельствуют о высоком углеводородном потенциале рассматриваемой территории. Уточнены зоны выклинивания триасовых, юрских отложений, где могут формироваться структурно-тектонические, структурно-литологические, тектонически-экранированные залежи. Благоприятен структурный план Обского и Гыданского мелководья для формирования ловушек и залежей УВ сырья в ачимовской толще.

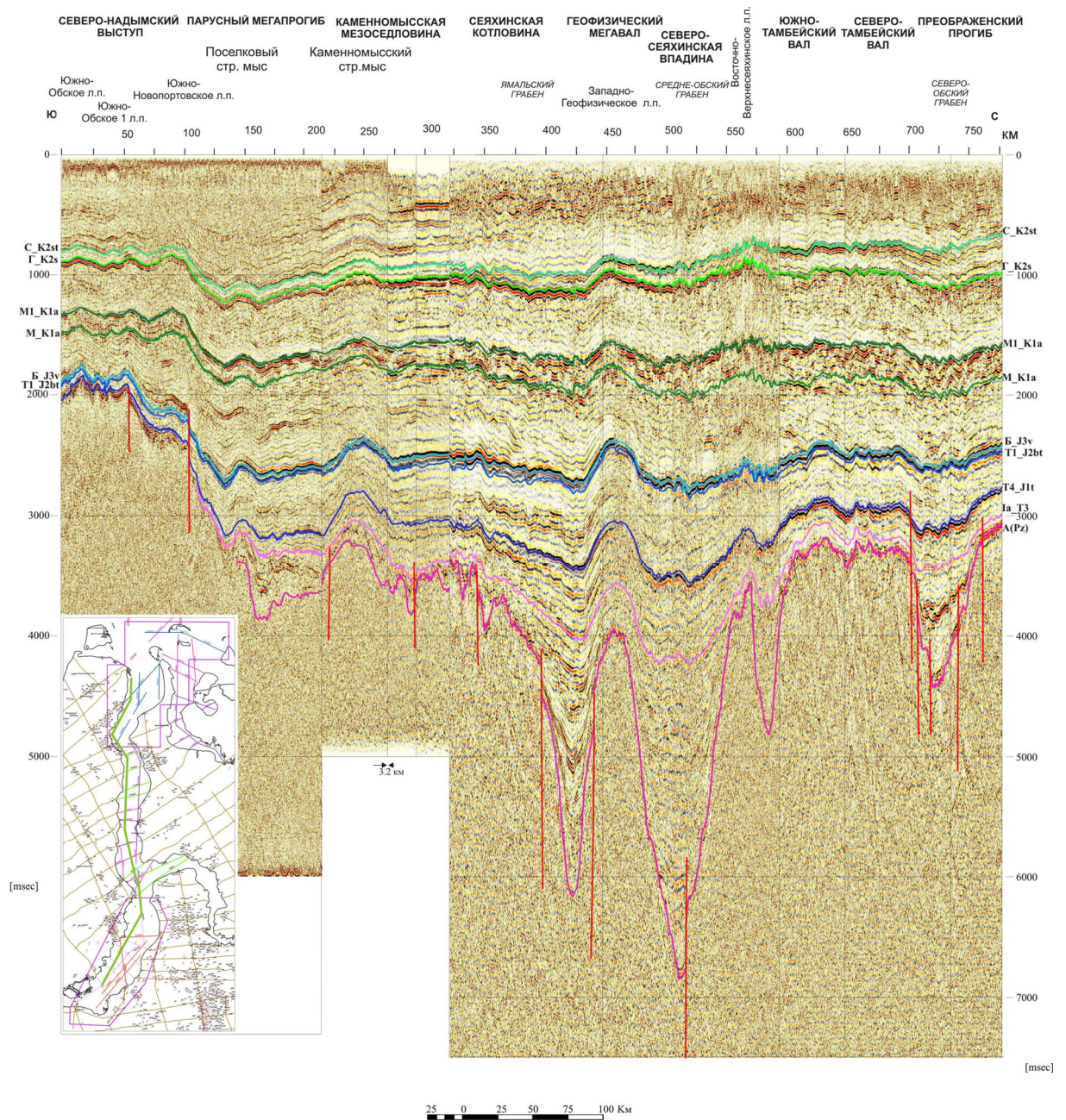


Рисунок 1. Композитный сейсмический разрез вдоль Обской губы

ЛИТЕРАТУРА

1. Бочкарев В.С., Брехунцов А.М., Деценя Н.П., Толубаев С.А. Проблема нефтеносности палеозоя Западной Сибири. Тюмень, Горные ведомости, № 5, 2004, с 2-18.
2. Сурков В.С., Крамник В.Н., Дучков А.Д., Смирнов Л.В. Глубинное строение Западной Сибири. Геология и полезные ископаемые России, Т. 2, Западная Сибирь, редакторы Конторович А.Э., Сурков В.С., Санкт-Петербург, Издательство ВСЕГЕИ, 2000, с.11-53.

ОБРАБОТКА И ИНТЕРПРЕТАЦИЯ СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ 3D С ЦЕЛЬЮ ПРОГНОЗА ТРЕЩИННО-КАВЕРНОЗНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ НЕФТИ В ОТЛОЖЕНИЯХ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ

Е.Г. Карцева*, .К.Н. Кунин (DCS Schlumberger), Т.А. Гречишникова (ООО "ГеоПрайм")

Баженовская свита благодаря специфическому литологическому составу является надежным репером и опорным отражающим (маркирующим) сейсмическим горизонтом. На каротажных диаграммах она характеризуется повышенными значениями электрического сопротивления и аномально высокой естественной радиоактивностью.

Нефтеносность отложений баженовской свиты определяется несколькими факторами:

Высокое содержание органического вещества. Битуминозность пород баженовской свиты определяет в первую очередь высокую радиоактивность, и повышенное удельное электрическое сопротивление (сотни Омм). Низкая электропроводность свиты, обусловлена преимущественно гидрофобностью битуминозных пород, а также присутствием в породах свиты кремнистых и карбонатных образований.

Отмечается связь нефтепродуктивных участков баженовских отложений с локальными зонами повышенных температур. По нашему мнению, наиболее важные причины формирования локальных тепловых аномалий связаны с глубинными процессами. Области повышенных температур могут быть приурочены к областям развития трещиноватости и локальным поднятиям доюрских отложений (фундамента).

Месторождения нефти в баженовском и абалакском интервалах характеризуются аномально высоким пластовым давлением. В первую очередь это связано с условиями формирования осадков и процесса нефтегазообразования.

Важным параметром существования залежи является наличие коллектора. Рядом исследователей (на Салымской, Гальяновской, Средне-Назымской, Правдинской площадях) было выявлено, что коллекторами нефти в баженовской и абалакской свитах являются плотные высокоскоростные интервалы, которые в разрезах ГИС имеют признаки плотных прослоев (относительный минимум ГК и АК, относительный максимум НГК) (рис.1). Вторичная пористость в интервале нормальных разрезов баженовской свиты может быть трещинная, кавернозно-трещинная, что характерно для кремнистых и карбонатных разностей.

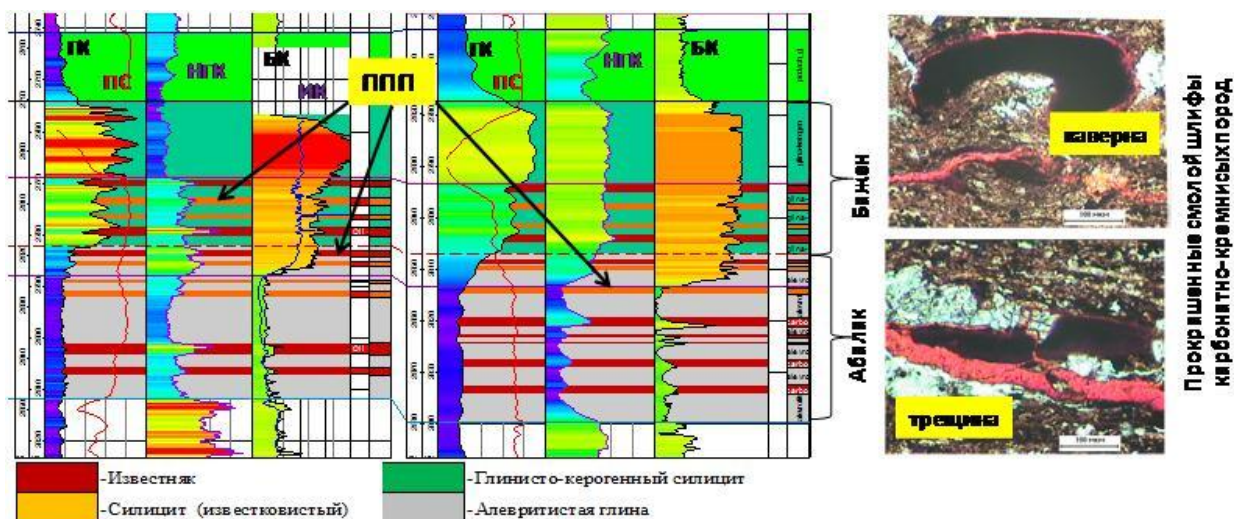


Рис.1 Выделение литотипов в интервале баженовской и абалакской свит по данным ГИС

Одним из необходимых условий существования и сохранности залежей нефти является наличие непроницаемой покрышки над баженовской свитой. Опесчанивание перекрывающих

баженовскую свиту подачимовских глин или наличие амплитудных разрывных нарушений ухудшает качество флюидоупора.

Если литологические особенности и содержание Сорг относительно плавно изменяются по латерали, то такие показатели как АВПД, АВПТ и связанная с ними продуктивность баженовской свиты носят мозаичный характер распределения, что не согласуется с относительно выдержанным механизмом осадконакопления. Примером аналога баженовской свиты Западной Сибири является свита Баккен Уиллистонского бассейна (США), где залежи нефти приурочены к нефтематеринским кремнисто-глинистым породам, а ловушка связана с оперяющей системой глубинного разлома (Hunt, 1996). Подобный тип залежей может быть широко развит и в баженовской свите.

При минимальном наборе входных данных (отсутствие скважинной информации), нами были спрогнозированы зоны трещиноватости, которые являются одним (не определяющим продуктивность сами по себе) из критериев продуктивности баженовской свиты. Данная задача до сих пор не имеет однозначного решения, поэтому нами были использованы разные подходы.

1. Структурно-тектонический анализ поверхностей и кубов:

- а) Структурный анализ поверхностей ОГ;
- б) Анализ тектонических нарушений:
 - Трассирование разрывных нарушений по вертикальным слайсам
 - Анализ кубов когерентности
 - Анализ кубов AntTracking
- в) Поиск линейных зон изменения свойств сейсмического волнового поля, анализ карт кривизны ОГ и объемного атрибута 3D Curvature.

На изучаемой площади видимые на сейсмических временных разрезах разрывные нарушения, как правило, характеризуются небольшой амплитудой и малой протяженностью, что значительно усложняет трассирование разрывных нарушений вручную (рис. 2).

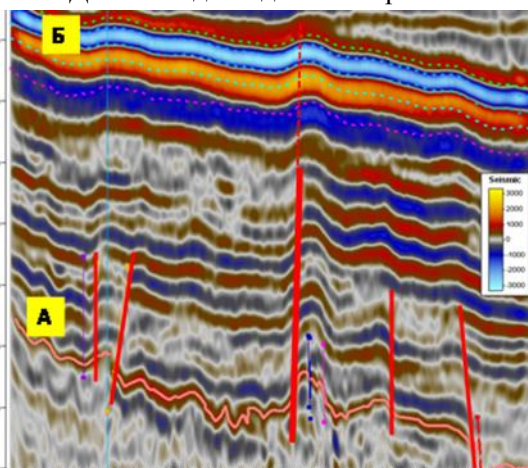


Рис. 2 Пример выделения разрывных нарушений в юрском интервале

Куб Variance характеризует некогерентность сейсмической записи, увеличение которой может свидетельствовать о резких латеральных неоднородностях изучаемого интервала разреза: каналах, зонах тектонической деструкции. Как видно на карте и разрезе куба Variance (рис.3), продуктивные скважины находятся в непосредственной близости к зонам повышенной некогерентности, которые хорошо коррелируются в плане с линеаментами по ОГ А.

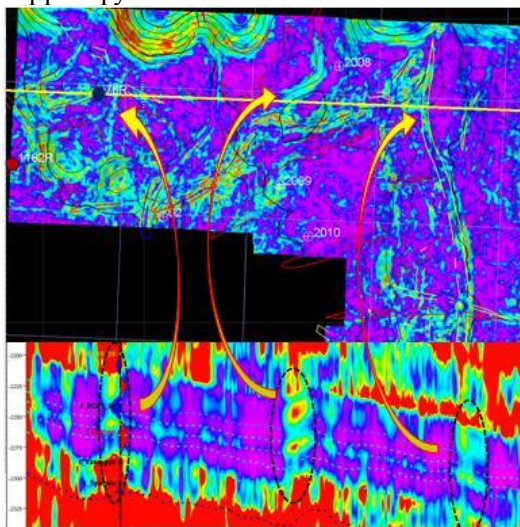


Рис. 3 Карта и разрез куба Variance

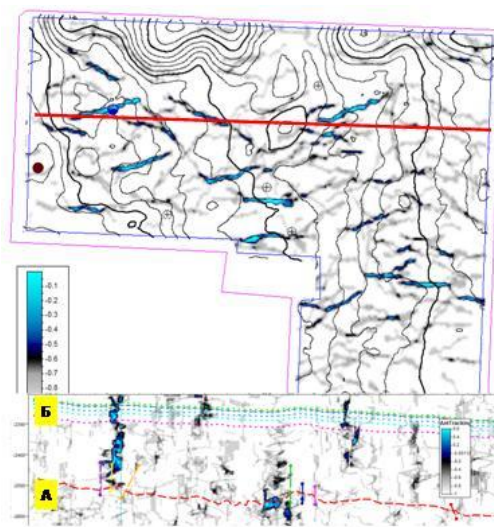


Рис. 4 Карта и разрез куба AntTracking

AntTracking, выполненный по кубу сейсмического атрибута Variance (рис. 4), позволил выделить в интервале ОГ В - ОГ Т наиболее вероятные линейные зоны, приуроченные к зонам «разрыва» сейсмической записи. Способом Geobody и ручной правкой были выбраны наиболее значимые и протяженные элементы, в то время как шумоподобные удалены. Выделенные объекты могут частично отражать области деструкции, что позволило нам их использовать в комплексе с другими результатами интерпретации для прогноза трещиноватых зон.

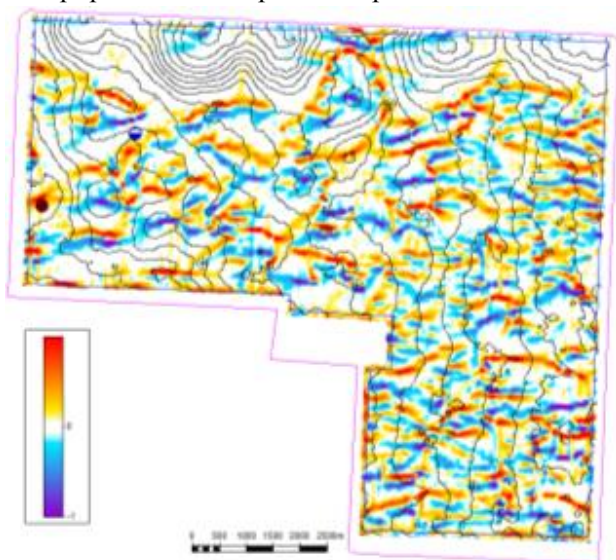


Рис. 5 Карта атрибута 3D Curvature

2. Атрибутный анализ - анализ карт декремента поглощения - t^* Attenuation

Анализируемый куб t^* Attenuation - атрибут поглощения - характеризует разность амплитуд по высоким и низким частотам. Считается, что высокочастотная энергия волны будет поглощаться (ослабевать) более сильно при прохождении трещиноватых зон, нежели ненарушенных пород. Это

На карте кривизны ОГ В выделяются линейные зоны северо-восточного и северо-западного простирания (рис. 5). Тектоническая трещиноватость наиболее вероятна в областях растяжения (положительный градиент кривизны). Сопоставление данной карты с имеющейся информацией о продуктивности скважин показало, что скважина характеризующаяся наибольшей продуктивностью, расположена в зоне растяжения, тогда как низкопродуктивная - в зоне нулевых напряжений.

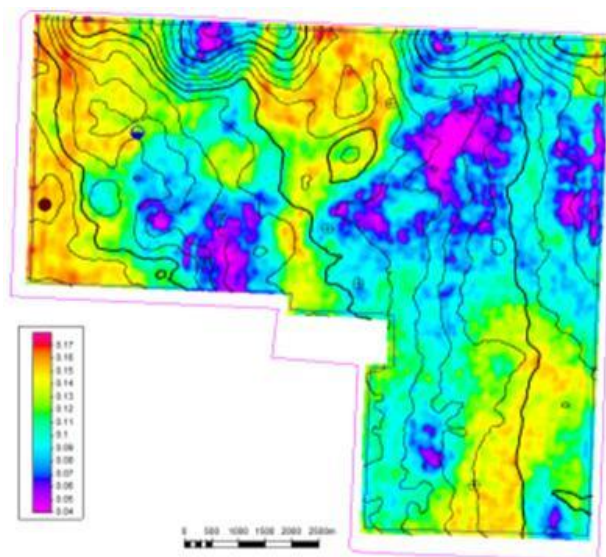


Рис.6 Карта атрибута - t^* Attenuation

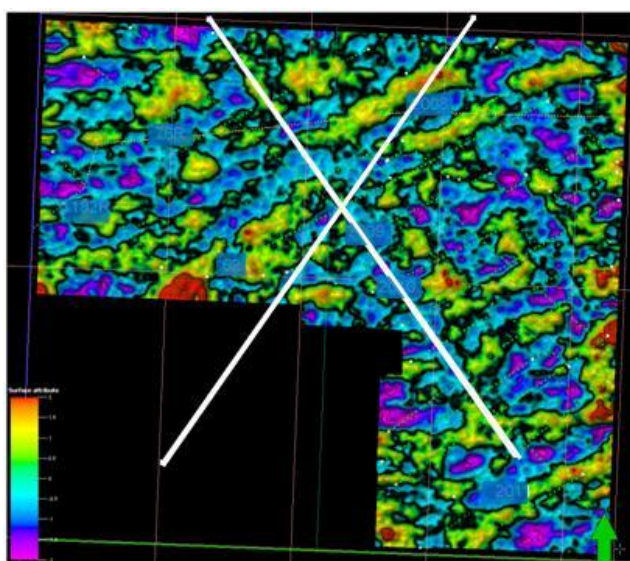


Рис. 7 Разницы наблюдаемого времени ОГ Б по кубам разных азимутальных групп

практически единственный атрибут, в котором были отмечены положительные косвенные признаки микротрещиноватости по продуктивным скважинам (рис. 6). Именно поэтому при комплексном анализе полученный атрибут t^* Attenuation использовался как один из позитивных факторов прогноза.

3. Азимутальная анизотропия – в сокращенном варианте самого простого метода - анализ скоростей и амплитуд продольной волны в зависимости от азимута.

На площади исследований были рассчитаны кубы двух азимутальных групп (рис. 7). К сожалению, по причинам недостаточного качества

сейсмических данных, выполнение количественного анализа анизотропии не представлялось возможным.

По кубам амплитуд и скоростей различных азимутальных групп были рассчитаны атрибуты, характеризующие разницу амплитуд, частот и средних скоростей. На всех картах этих атрибутов четко выделяется суб-ортогональная система аномалий, не совпадающая в плане с диапазонами углов суммирования азимутальных групп (на рис.7 они показаны белыми линиями). Наличие НТГ анизотропии, наиболее вероятно, объясняется характеристикой палео- или современного напряжения горных пород, с которым, скорее всего, связана микро-трещиноватость.

4. Анализ поля рассеянной компоненты

В результате обработки сейсмических данных были получены два куба рассеянной компоненты: по общему пункту взрыва (ОПВ) и общему пункту приема (ОПП). Основной проблемой при интерпретации этих кубов являлась сильная зашумленность.

Выделенные по данным кубам geobodies в верхнеюрском интервале разреза характеризуются приуроченностью к некоторым структурным элементам поверхности ДЮК (рис.8). Это дает основание предполагать о связи аномалий поля рассеянной компоненты с геологическими особенностями разреза.

Выводы:

В результате комплексного анализа всех полученных результатов были отрисованы полигоны, в пределах которых, по нашему мнению, стоит ожидать повышенную вероятность встречи трещиноватых коллекторов баженовской и абалакской свит. Однако, отсутствие общепризнанной теории критериев нефтеносности баженовской и абалакской свит и недостаток исходных данных не позволяет напрямую прогнозировать продуктивность выделенных зон, а лишь только указывает на области первоочередной доразведки, с применением всех современных методов и знаний.

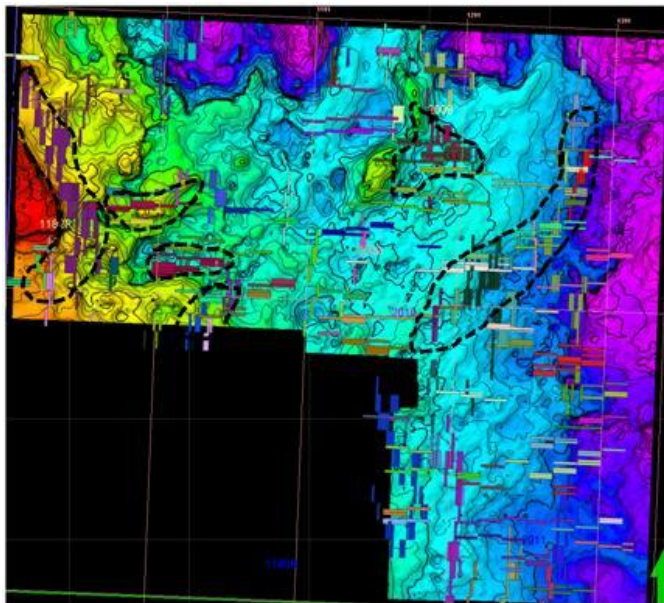


Рис. 8 Выделенные geobodies по кубам рассеянной компоненты в интервале баженовской свиты на карте изохрон ОГ А

ЛИТЕРАТУРА

1. Важенина О.А. «Особенности палеогеографии и карбонатонакопление в абалакской и баженовской свитах Широкого Приобья (Западная Сибирь)»
2. Зубков М.Ю., Соснин М.А. Отчет «Оценка запасов углеводородов в отложениях баженовской и абалакской свит Правдинского месторождения», ООО «Сибгеоцентр», Тюмень, 2007 г.
3. Козлов Е.А. «Модель среды в разведочной сейсмологии» 2006 г.
4. Кроль Л.А., Гулари Ф.Г., Ларичев А.И., Лаптева Е.Ю., Фомичев А.С., Медведев Н.Я., Кос И.М., Потряхов А.А., Скачек Г.К. «Строение баженовской свиты Широкого Приобья по геофизическим исследованиям скважин» 2006г. Отечественная геология 2006, №3
5. Сонич В.П., Багурин Ю.Е., Малышев А.Г., Зарипов О.Г. (ТО «СургутНИПИнефть»), Шеметилло В.Г. (ОАО «Сургутнефтегаз») «Проблемы и перспективы освоения баженовской свиты», Нефтяное хозяйство 9/2001 г.
6. Kurt J.Marfurt, Satinder Chopra «Emerging and future trends in seismic attributes », THE LEADING EDGE MARCH 2008

В заключение, необходимо выразить искреннюю благодарность правообладателям использованных фактических данных ОАО «РОСНЕФТЬ».

УСПЕШНОЕ ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ВЫЯВЛЕНИЯ КОЛЛЕКТОРОВ И ПРОГНОЗА ИХ НАСЫЩЕНИЯ ПО ДАННЫМ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ 3D НА ВОСТОЧНО-САХАЛИНСКОМ ШЕЛЬФЕ

Авербух А.Г., Иванова Н.Л., Кащеев Д.Е., Курнос Д.Г., Клочко А.А. (ОАО «Центральная геофизическая экспедиция», г. Москва)

На шельфе Охотского моря имеется достаточно много перспективных объектов, для которых необходимо решить задачи выявления коллекторов и определения характера их насыщения по данным сейсморазведки. В регионе имеется и немалый опыт неудовлетворительного сейсмического прогноза. В таких условиях на первое место выступают современные технологии, отличительной чертой которых является максимальный учет разнородной геолого-геофизической информации и оценка риска.

В ОАО «ЦГЭ» разработано программное обеспечение (ИНПРЕС 5, Hyper Trap) и комплексная технология его использования для прогноза коллекторских свойств и продуктивности, успешно применяемая на шельфе острова Сахалин, в других регионах нашей страны и за рубежом [1, 2].

Основными компонентами технологии являются:

- а) седиментационно-тектонический и генетический анализ структурных построений;
- б) синхронная AVA-инверсия сейсмических амплитуд с целью количественной оценки емкостных свойств и флюидосодержания возможных коллекторов *в сочетании с подбором критериев принятия решений* на основе математического сейсмо-моделирования и петроакустического анализа свойств геологического разреза;
- в) стохастическая оценка надежности результатов интерпретации.

Результаты технологии рассмотрим на примере антиклинальной складки с амплитудой порядка 1600–1700 м, шириной 10–12 км, длиной около 50 км. Целевыми являются отложения нижнего и среднего миоцена, глубина залегания которых существенно меняется (изменения составляют более 1500 метров) по площади. Площадь морской съемки 3D – 678 кв.км. Ранее в центральной части площади в своде структуры пробурены две скважины, не давшие промышленных притоков УВ.

Целью работ являлся прогноз распространения коллекторов, поиск новых, возможно неструктурных, ловушек, заполненных УВ, прогноз емкостных свойств резервуаров. В настоящий момент на периферии поднятия пробурено три рекомендованных скважины, две из них – на неантиклинальные ловушки. Все скважины вскрыли залежи УВ.

Структурная интерпретация. В ходе обработки сейсмических материалов значительное внимание сосредоточивалось на построении сейсмического изображения, достоверно отображающего глубинное строение объекта, с сохранением истинного соотношения амплитуд однократных отражений. Последнее условие является необходимым для количественной интерпретации сейсмических данных в терминах целевых свойств коллектора.

После привязки сейсмических отражений к геологическим границам была выполнена корреляция целевых горизонтов и выделение разломов. При работах на месторождениях охотоморского бассейна выявлено множество (сотни) разнотипных разломов, формирующих раскрывающиеся вверх по вертикали «цветочные» структуры. Отмечаются разломы с изменчивой по простиранию амплитудой, вплоть до смены знака от взброса до сброса.

При выделении зон нарушений был использован оригинальный многомерный статистический подход [3], позволяющий учитывать направление осей синфазности и зашумленность сейсмической записи при расчете когерентности волнового поля. Проводилось комплексирование динамических и структурных атрибутов.

Свидетельством эффективности результатов выявления сложной разломной структуры является ее соответствие известным закономерностям парагенеза. В данном случае ведущим в системе является правосторонний взбросо-сдвиг, сопровождающие его остальные разломы относятся к трем группам (рис.1). Первую образуют сколы Риделя, представляющие собой крутые «цветочные» разломы, которые с глубиной все плотнее примыкают к основному взбросо-сдвигу. Во вторую группу входят разломы затухания сдвига, образующие на севере площади веер («конский хвост»), по которому основной разлом трансформируется в сбросо-взбросовую составляющую с постепенно изменяющейся по простиранию амплитудой смещения. Третью группу образуют нарушения, приуроченные к зарождающимся («незрелым») сдвигам, еще не имеющим видимых смещений, но уже сопровождаемые опережающими их «цветочными» сбросами (сколами Риделя). По разные стороны таких безамплитудных сдвигов опережающие сбросы имеют разные направления падения.



Рис. 1. Структурно-кинематическая схема разломов

записи внутри выделенных блоков. Как было подтверждено прогнозом насыщенности (сделанным по результатам АВА-инверсии) одним из основных факторов, влияющих на различия динамики волнового поля, служит изменение характера насыщения пород-коллекторов по разные стороны тектонического барьера.

Далее стояли задачи установления развития коллектора в каждом из блоков и прогноза целевых характеристик коллектора.

Прогноз коллекторских свойств и насыщения. Применялась технология прогноза, основанная на АВА инверсии интерференционного сейсмического поля в физически содержательные свойства геологического разреза – кубы скоростей V_p , V_s и объемной плотности, по которым прогнозировались: пористость, литологический состав и флюидонасыщение целевых пластов.

Первоначально, по результатам структурной интерпретации строится начальная геоакустическая модель для инверсии. Модель адекватно описывает геометрию геологических границ и характер напластования, стратиграфически увязана с данными бурения, в том числе, и соседних площадей. В трендовой компоненте упругих параметров учтены результаты скоростного анализа, что повышает точность прогноза целевых свойств коллектора.

В ходе АВА-инверсии сейсмическое поле преобразуется в удовлетворяющие геолого-геофизическим ограничениям значения упругих параметров, которые обеспечивают совпадение синтетических сеймотрасс с реальными сейсмическими трассами *сразу для всех* углов падения. Уточнение начальной модели осуществляется на основе мультитрассного подхода (инвертируется сразу весь набор сейсмических трасс), глобальной оптимизации (алгоритм имитационного аннилинга) и геостатистики (пространственные вариограммы, найденные по ГИС статистические связи скоростей и плотности).

Методика построения объемного прогноза коллекторских свойств является двухэтапной. На первом этапе, используя найденные в процессе петроакустических исследований критерии и результаты сейсмофациального анализа проводится разделение участков куба на различные литофации (в простейшем случае – коллектор-неколлектор). Для этих целей применяются кросс-плот анализ, байесовская классификация, нейронная сеть Кохонена. На втором этапе, в областях потенциальных коллекторов производится количественный прогноз коллекторских свойств (используя уникальные для каждой литофации множественные регрессии и нейронные сети) и насыщения.

После структурной дешифровки волнового поля следующим этапом технологии является совместный анализ результатов тектонической интерпретации и динамических характеристик отражений. Важно выявить те разломы, экранирующие свойства которых являются определяющими для формирования ловушек УВ. На объекте основным фактором возможного экранирования залежей является наличие в сброшенном крыле разломов, секущих поднятие, глинистых пород, которые являются экраном. Была проведена автоматическая классификация разломов по их протяженности и амплитуде смещения. Выполнен анализ динамических характеристик сейсмического волнового поля по разные стороны от дизъюнктивов. Рассчитывались различные атрибуты (деструкция, атрибуты спектральной декомпозиции, мгновенные атрибуты, атрибуты АВО и др.), выполнен анализ сейсмофаций (нейрокомпьютерная кохоненовская классификация формы колебаний). Для комплексирования разнородной информации по методу главных компонент рассчитан интегральный атрибут (первая главная компонента), показавший наибольшую геологическую информативность. Сопоставление динамической волновой картины со схемами основных разломов, позволило провести разделение целевой толщи на ряд блоков, обособленных друг от друга не только разломами, но и различием динамических характеристик сейсмической

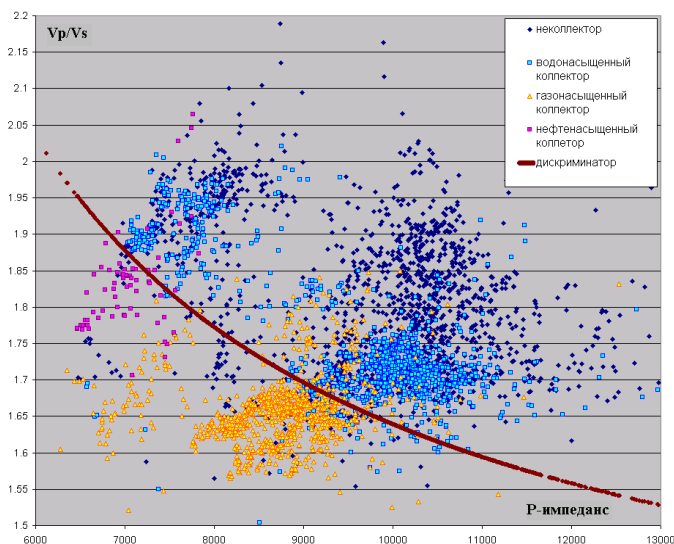


Рис. 2. Разделение УВ-насыщенных коллекторов, водонасыщенных коллекторов и неколлекторов

Прогноз флюидонасыщения основан на выявленном в результате петроакустического анализа отличии упругих свойств УВ-насыщенных и водонасыщенных коллекторов (рис. 2), математическом сейсмо-моделировании замещения флюида. Вероятностный прогноз наличия УВ был проведен применением Байесовского подхода.

Таким образом, были получены кубы распространения песчаных тел, пористости коллектора, кубы вероятности наличия УВ и порового объема УВ насыщенного коллектора. На основе объемной модели распределения коллекторских свойств рассчитаны карты эффективных толщин продуктивных пластов, карты NTG (доли коллектора в единице объема резервуара), средней пористости коллектора, карты эффективных УВ-насыщенных толщин.

На рис. 3 представлено сопоставление прогноза распределения песчаных тел (слева) и вероятностного прогноза наличия углеводородов (справа) с данными последующего бурения скв. №1.

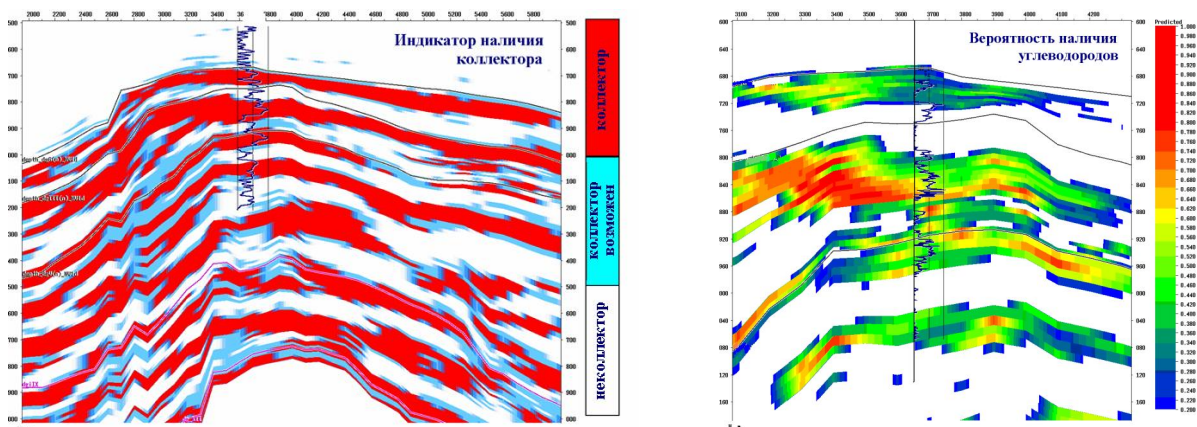


Рис. 3. Сопоставление прогноза распространения песчаных тел (слева) и вероятностного прогноза наличия УВ (справа; цветом выделены области с вероятностью, большей 20%) с результатами последующего бурения рекомендованной скважины №1. На разрезе слева – пористость по ГИС (пористость коллектора – более 14%, средняя линия на каротаже – 11%). На разрезе справа – газонасыщение по ГИС.

Стохастическая оценка геологического риска. Стохастическая методика основана на статистическом анализе множества допустимых (с учетом достигнутой точности) моделей резервуара. Эти сценарии определяются наборами структурных карт, распределением емкостных свойств, положениями контактов, отличающимися от базовой (детерминистической – выполненной по одному исходному набору данных) оценки в рамках имеющейся точности.

Рассматривая ансамбль таких сценариев – моделей среды, получаем количественные оценки геологического риска относительно

- локализации перспективных геологических объектов (площадная характеристика риска описывается функцией достоверности локализации залежи и/или ловушки);
- оценки величины ресурсов или запасов УВ (в частности, определяются оптимистический P10, базовый P50 и пессимистический P90 варианты).

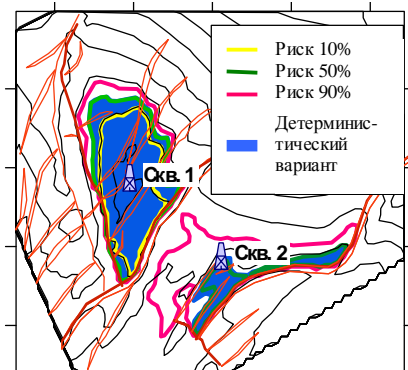


Рис. 4. Стохастический и детерминистический варианты локализации залежей по кровле продуктивных отложений в районе новых скважин №1, 2

На рис. 4 приведены контуры уровней 0.1, 0.5 и 0.9 (малиновая, зеленая, желтая линии) карты достоверности локализации залежей в районе двух рекомендованных скважин, иллюстрирующие влияние погрешностей структурных построений и неопределенностей положения контакта на локализацию залежей (детерминистическая оценка – синий залитый контур). Согласно представленным результатам даже при высоком уровне риска (более 90%) нет оснований говорить о единой ловушке, тем более, о единой залежи, вскрытой рекомендованными скважинами.

После успешного бурения была поставлена задача дальнейшего изучения промышленной газовой залежи, открытой скважиной №1. Скважиной вскрыт набор газосодержащих пропластков, перемежающихся интервалами с ухудшенными коллекторскими свойствами и неясным характером насыщения. В качестве основной выдвигается гипотеза о массивном типе залежи с общим контактом. В качестве альтернативной рассматривается гипотеза о пластовом типе залежи, где в каждом из пластов есть свой контакт. Новая скважина должна быть максимально информативной для:

1) проверки гипотезы о массивном характере залежи с единым уровнем ГВК;

2) опознания более глубоко залегающего горизонта при заданной (–3800 м) проектной глубине скважины (на рис. 5 сиреневый контур иллюстрирует положение изолинии –3800м, соответствующей детерминистической оценке структурной поверхности целевого горизонта);

а также располагаться оптимально с точки зрения сейсмического прогноза коллекторских свойств и не должна попадать в контур «газовой трубы» (линия желтого цвета на рис. 5) – области ухудшения сейсмической записи во всем интервале разреза выше газовой залежи.

Наиболее предпочтительной для рекомендуемой скважины на карте локализации коллекторов является область с повышенной (более 0,5) вероятностью их вскрытия для интервалов с неясным характером насыщения коллектора. Для оценки наличия коллекторов в интервале условного ГВК использовалась построенная по данным сейсмической инверсии карта средних значений пористости. Области повышенных значений соответствуют областям, где прослои коллекторов целевых отложений пересекают интервал глубин локализации ГВК массивной залежи.

Для оценки возможности вскрытия более глубокого продуктивного пласта выполнена вероятностная оценка его положения выше уровня –3800м проектной глубины скважины. Совмещение карт вероятности наличия коллекторов в интервалах с неясным характером насыщения коллектора и вероятности вскрытия нового пласта на полную мощность позволило получить карту рисков (рис. 5) для выбора положения проектной скважины 4.

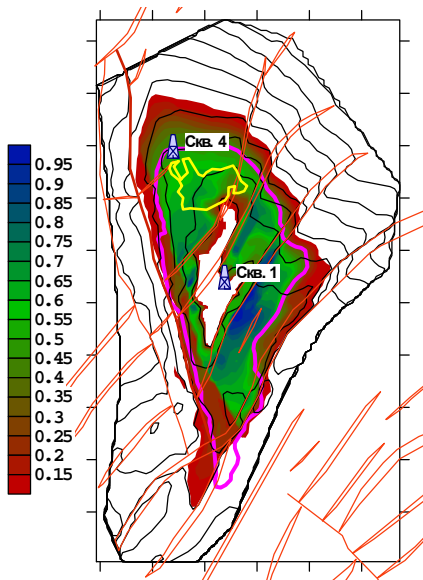


Рис. 5. Карта надежности по комплексу условий

Заключение. Комплексная технология сейсмического прогноза коллекторских свойств и продуктивности, включающая стохастическую оценку надежности локализации залежей и оценки их ресурсов, позволяет определить положение проектных скважин, оптимальное с точки зрения вскрытия продуктивных отложений. Результативные скважины, рекомендованные по рассматриваемой технологии, доказали ее успешность.

ЛИТЕРАТУРА

1. Авербух А.Г., Ахметова Э.Р., Граф С.Ю., Гриценко А.М., Каптелова Е.С., Кашеев Д.Е., Кирнос Д.Г., Федосова А.И. [2009] *Комплексная технология прогноза коллекторских свойств по данным сейсморазведки и ГИС*: Технологии сейсморазведки, 2009, 2, 77–81.
2. Войков Г.Г., Жукова О.С., Арапова А.И., Гриценко А.М., Каптелова Е.С., Кашеев Д.Е., Кирнос Д.Г. [2010] *Уточнение геологического строения Венинской группы структур по результатам комплексной интерпретации данных сейсморазведки и ГИС* // Тезисы докладов международной конференции Санкт-Петербург 2010. – Санкт-Петербург, 2010.
3. Ivanova N.L., Averbukh A.G., Ahmetova E.R. [2010] *Automatic fault detection based on seismic data correlation analysis*. 72nd EAGE Conference & Exhibition incorporating SPE EUROPEC 2010, Barcelona, Spain.

СЕЙСМОСТРАТИГРАФИЧЕСКОЕ РАСЧЛЕНЕНИЕ ОСАДОЧНОГО ЧЕХЛА И ПЕРСПЕКТИВЫ ГАЗОНОСНОСТИ НА УЧАСТКЕ ЗД-СЕЙСМОРАЗВЕДКИ, БАССЕЙН ШОНГ ХОНГ, ШЕЛЬФ ВЬЕТНАМА

Кавун М.М.* (DCS «Шлюмберже-Москва»), Огородников И.В., Рыбальченко В.В.
(ЗАО Газпром зарубежнефтегаз)

В ходе переинтерпретации морских сейсмических работ ЗД, выполненных на шельфе Вьетнама в 2008 г., были получены новые интересные материалы по строению осадочной толщи этого слабоизученного региона. Как видно из рис. 1, участок съёмки расположен в акватории бассейна Шонг Хонг между Вьетнамом и Китаем.

Из принципиального геологического разреза (рис. 2) видно, что осадочный чехол сложен в основном терригенными осадками третичного и четвертичного возраста, накопившимися после начала эоценового рифтогенеза Кана в бассейне Шонг Хонг. При этом синрифтовыми считаются эоцен-олигоценые породы, в основном молассового облика. Региональное несогласие, связанное с регрессией на рубеже олигоцена и миоцена, сменилось общим циклическим прогибанием (пострифтовая фаза). Нижний миоцен сложен трансгрессивной существенно глинистой толщей, в среднем миоцене возрастает роль песчаного материала и на окраинах бассейна появляются карбонатные постройки.

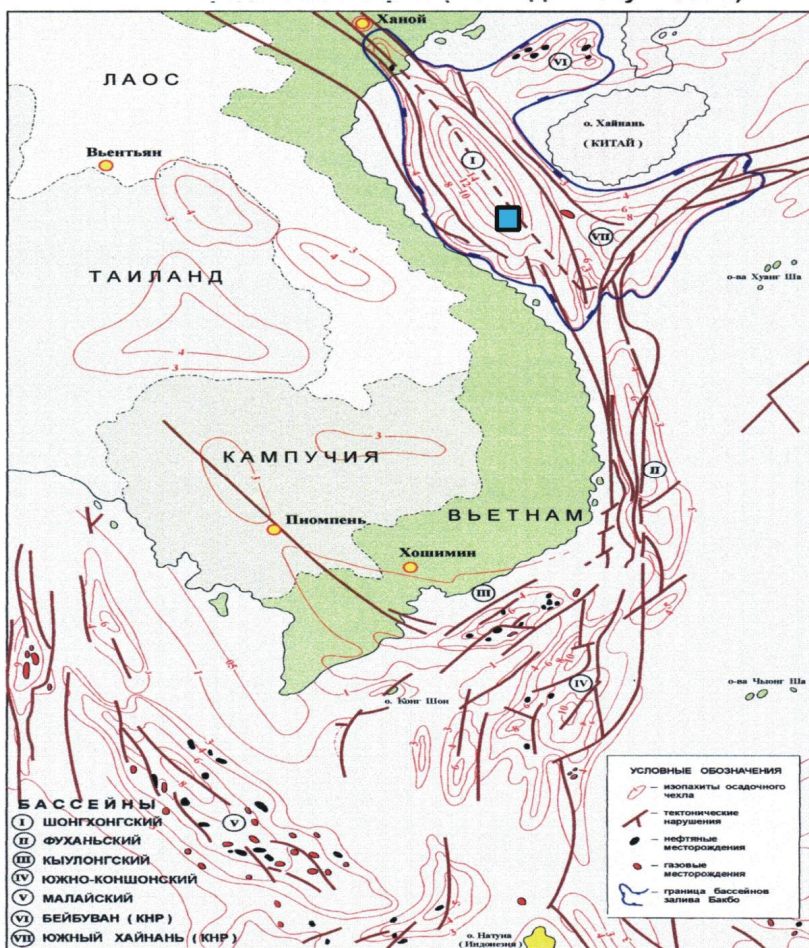


Рис. 1 Карта мощностей чехла (Х.Д.Тиенг, 1999), и положение участка исследований

Вышележащая проградационная толща верхнего миоцена – антропогена последовательно заполняет бассейн от периферии к осевой части. Тектоническое сжатие на новейшем этапе привело к формированию многочисленных глинистых диапиров, к присводовым складкам которых приурочены промышленные скопления природного газа.

В соответствии с этой исходной информацией, полученной предыдущими исследователями региона, и обобщённой на региональном сейсмогеологическом разрезе (рис. 2), и двумя поисково-разведочными скважинами, пробуренными в пределах съёмки, нами была проведена стратификация основных сейсмических отражений. При

этом, верхнее проиндексированное отражение Н17 приурочено к границе песчаных и глинистых пластов в четвертичной части разреза, а нижнее Н35 – возможно, кровля миоцена (скважинами не вскрыто). Наиболее перспективным при этом является пласт Н22_2, представляющий собой толщу тонкого переслаивания, вероятно, турбидитового происхождения.

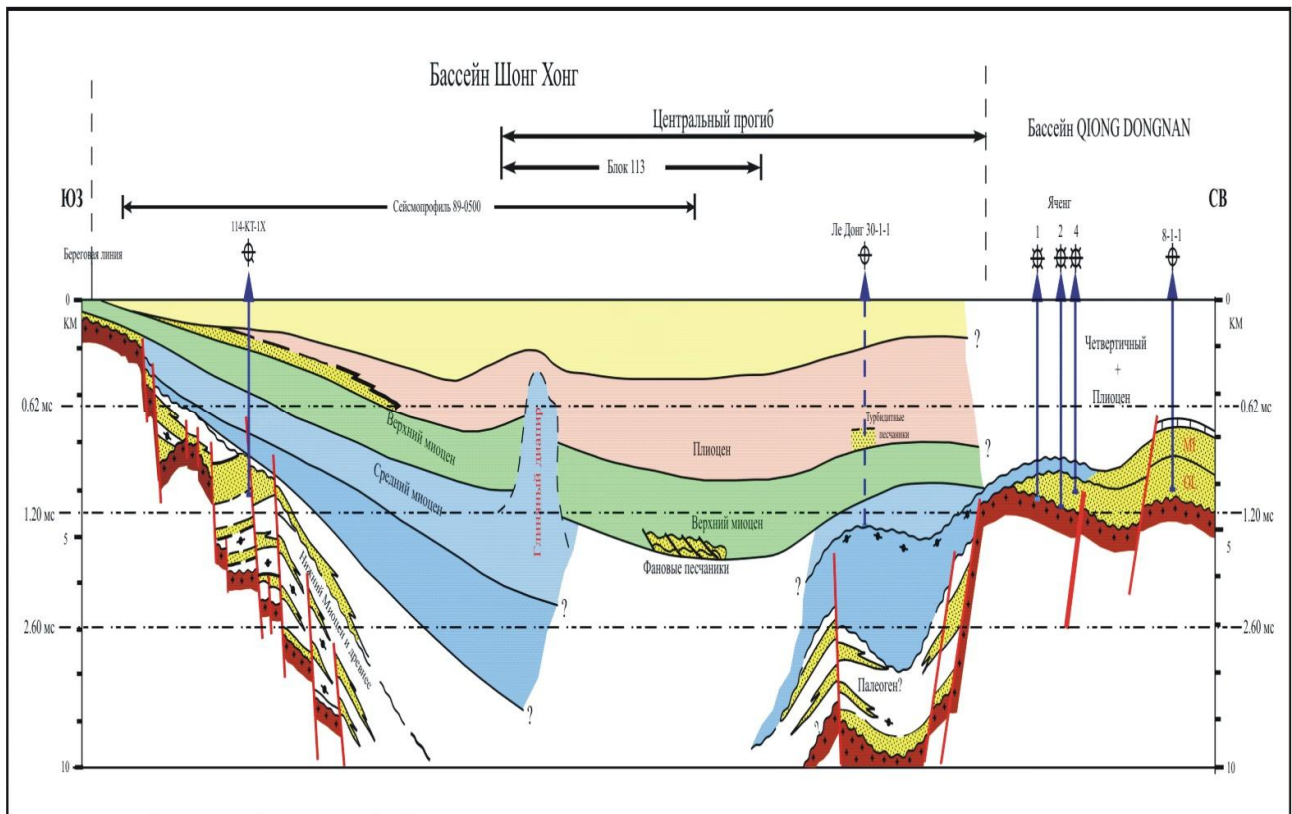


Рис. 2 Принципиальный геологический разрез в поперечном сечении бассейна Шонг Хонг (по данным PIDC 2005)

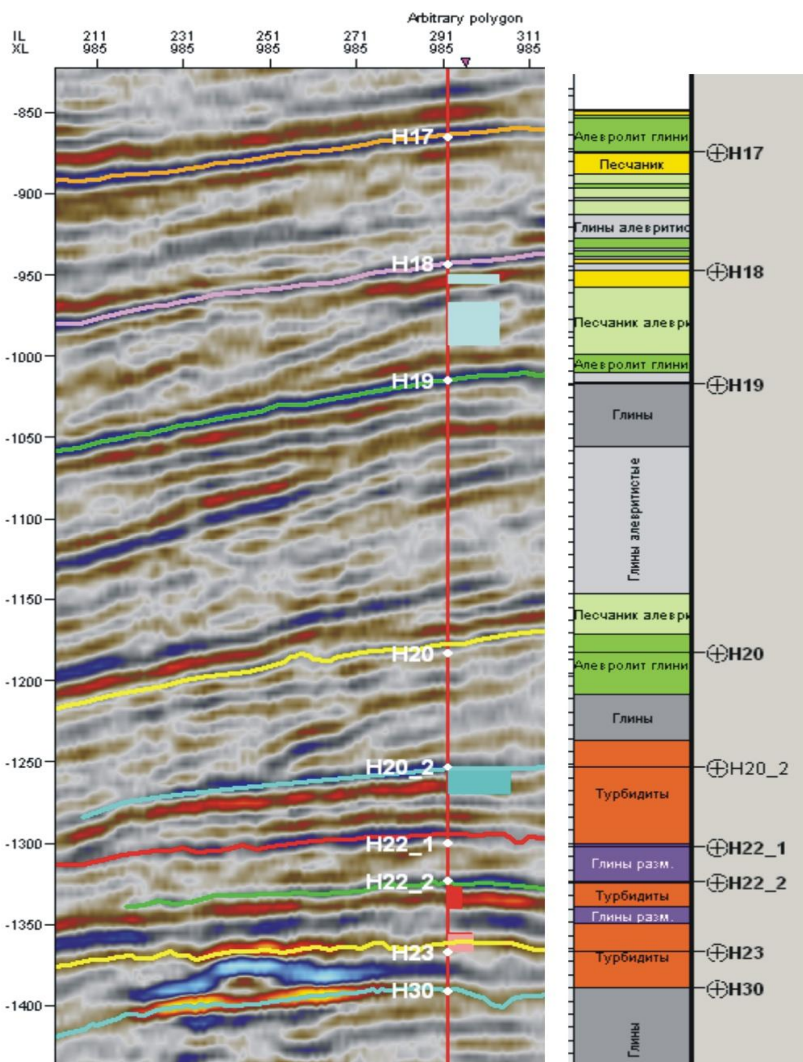


Рис. 3 Привязка волновой картины к скважинным данным

Согласно принципам сиквенс-стратиграфии, далее были выделены сиквенсы различных порядков – от первого до третьего. С практической точки зрения, наиболее интересны сиквенсы 3-го порядка, которых выделено пять (рис. 4) между границами SB1-5. При этом промышленная продуктивность сиквенса 2 доказана испытаниями в скважине. Он состоит из тракта низкого стояния моря (N23 и N22_2), где весьма распространены турбидиты, и трансгрессивного тракта, сложенного в основном глинами (N22_1). Таким образом, здесь достигается благоприятное сочетание коллекторов и покрышек. Выше сиквенс венчает тракт высокого стояния моря (N20_4), в районе скважины так же представленный глинами. Наблюдаемые «яркие пятна» могут идентифицироваться с газонасыщенными песчаными

телами, локализованными в краевых частях пологих клиноформ. Заметим, что и в других сиквенсах отмечаются перспективные участки.

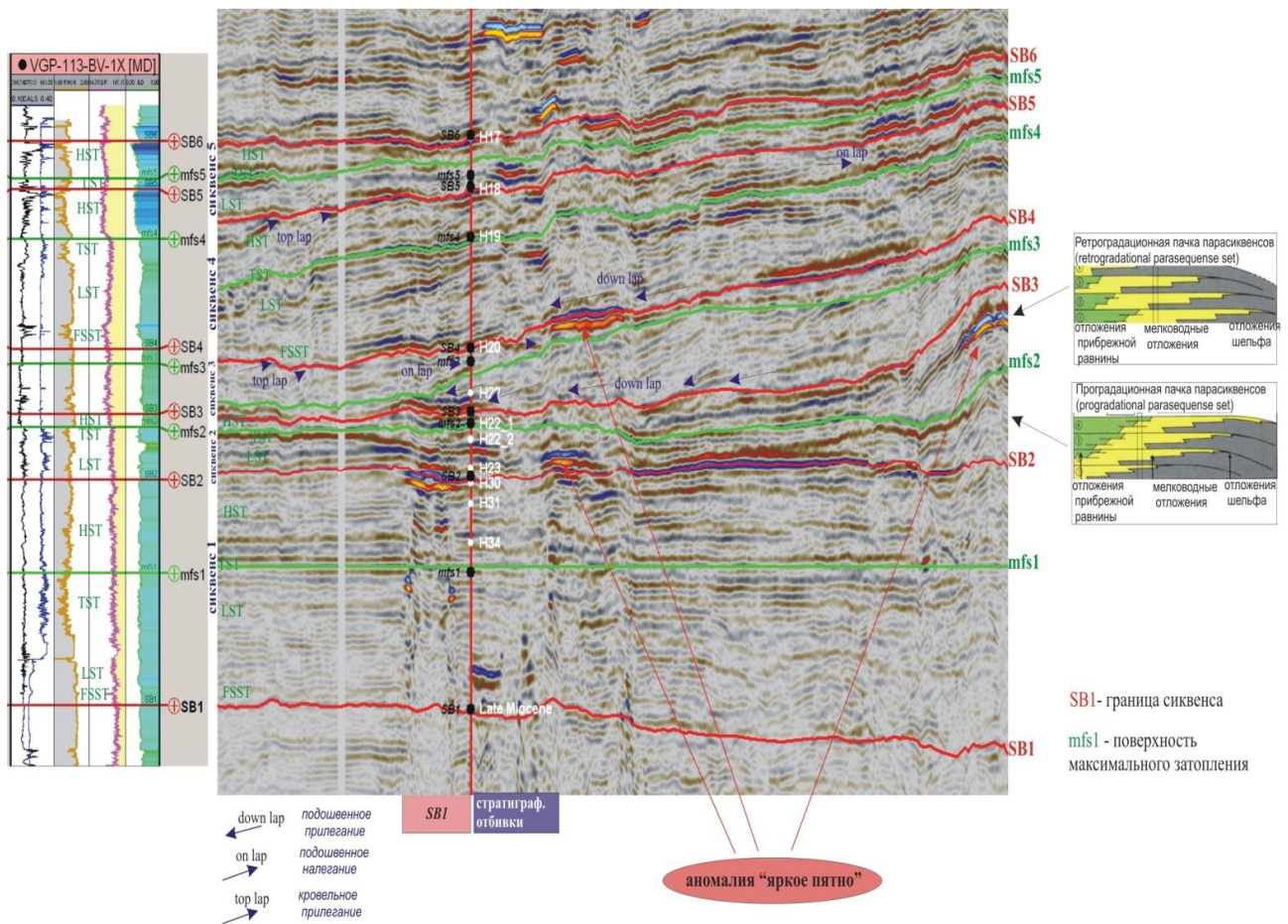


Рис. 4 Сейсмический профиль, иллюстрирующий выделение сиквенсов 3-го порядка. Выравнивание на самую нижнюю mfs1

Далее, на качественном уровне был проведён сейсмофациальный анализ. В частности, в наиболее перспективном интервале плиоцена по форме сейсмического сигнала было выявлено 6 сеймоклассов, которые сопоставлялись с литологическими типами пород, изученными в скважинах. В результате данной классификации с учетом палеообстановок были выделены фации склонового и донного конусов выноса, фации вдольбереговых баров и забаровых лагун. Как пример, ниже на рис. 5 показано сейсмофациальное районирование продуктивного горизонта H22_2. Выделяется склон и подножие шельфа, между ними – область палеодолин (подводных врезов?), где концентрируются максимальные объёмы коллекторов конусов выноса. Аналогичные схемы были составлены и для других перспективных комплексов, что позволило дать объективные рекомендации на поисковое бурение. В частности, следующая скважина, пробуренная по нашим рекомендациям, уже дала притоки газа в двух интервалах, один из которых оказался промышленным.

Таким образом, в результате применения сиквенс-стратиграфического и сейсмофациального анализа, удалось решить основные задачи, поставленные Заказчиком работ: каждый из изученных сиквенсов может содержать самостоятельные резервуары, как правило, приуроченные к трактам низкого стояния моря, а вышележащие глинистые породы трансгрессивных трактов будут служить надежными флюидоупорами для потенциальных залежей нефти. В нашем случае основной результат сиквенс-стратиграфического анализа заключается не только в уточнении геологического строения района работ и сопредельной территории, но и в том, что он помогает прогнозировать коллекторские свойства пластов и определять участки, благоприятные для скопления углеводородов, особенно в пределах аналогичных площадей, слабо изученных глубоким бурением или не изученных вовсе.

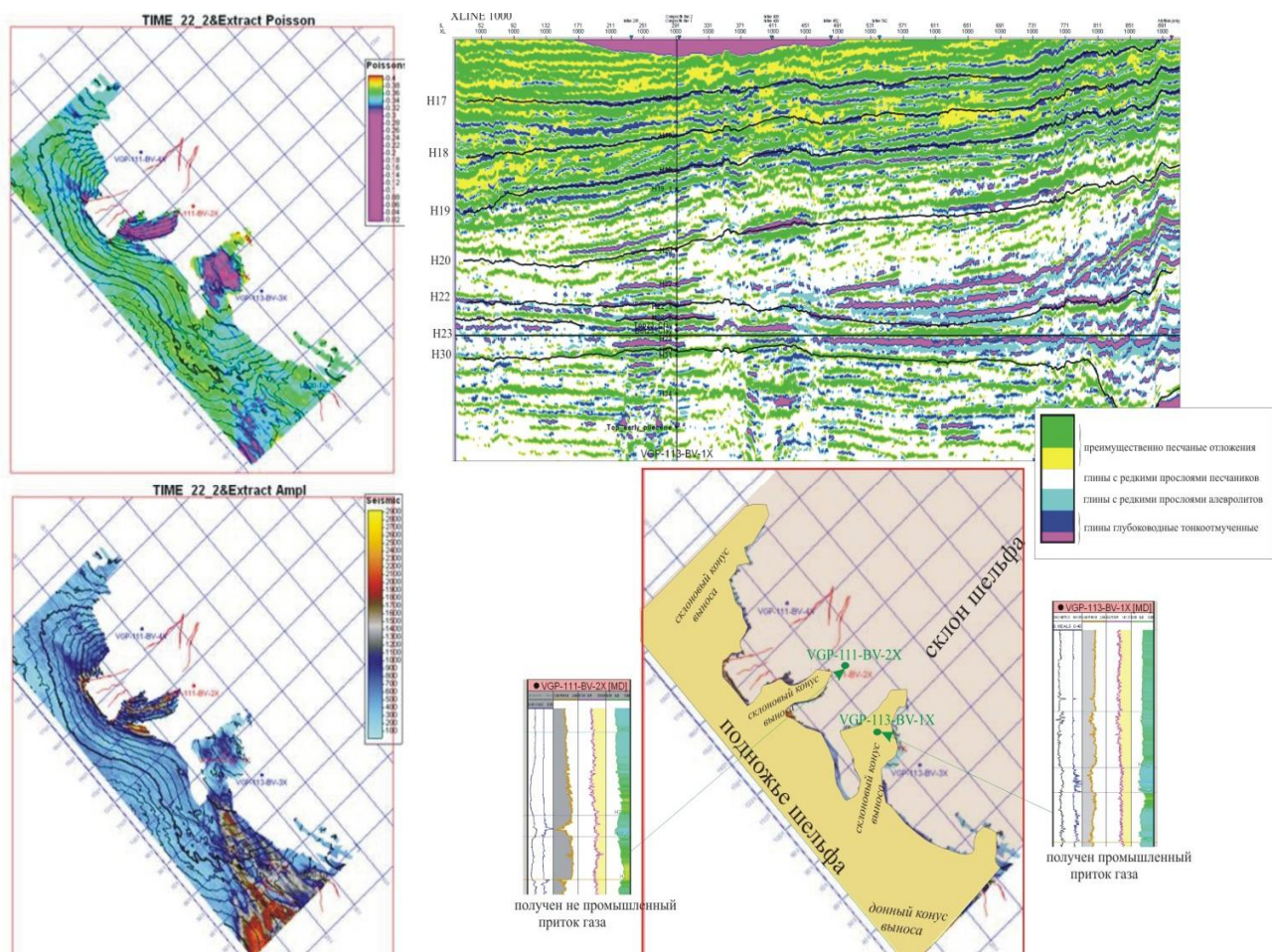


Рис. 5 Сейсмофациальное районирование продуктивного горизонта H22_2

ЛИТЕРАТУРА

1. Хоанг Динь Тиен. Условия нефтегазообразования и формирования углеводородных скоплений в кайнозойских осадочных бассейнах континентального шельфа СРВ. Докт. дис. Вунгтау, 1999.
2. Отчёт по договору № VGR-IG/26/НД/2004 от 25 мая 2004 г. "Оценка перспектив нефтегазоносности блока 112 и прилегающих блоков залива Бак Бо, с учетом обработки и анализа результатов бурения и испытания скважины VGP-112-ВТ-IX, выдача рекомендаций по дальнейшему проведению ГРП", В.В.Поспелов, О.А.Шнип и др., Москва, 2004, ООО «Институт геофизики».
3. Отчет «Подготовка детального плана проведения геологоразведочных работ на месторождении углеводородного сырья Бао Ванг на шельфе СРВ в заливе Бак Бо на блоке 112 с учетом расширения площади применения нефтегазового контракта», М.М.Мансуров, А.Н.Тимонин и др., ООО ВНИИГАЗ, Москва, 2007;
4. Отчет «Оказание услуг по обработке и интерпретации данных морских сейсморазведочных работ 3Д на месторождении Бао Ванг континентального шельфа Вьетнама», ЗАО «Севморнефтегеофизика-Центр», Москва, 2009.

РЕГИОНАЛЬНЫЕ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ НА ШЕЛЬФЕ АРКТИКИ – ОСНОВА ПРИРОСТА РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГАЗА

*Казанин Г.С., Заяц И.В., Шкарубо С.И., Павлов С.П.
(ОАО «Морская арктическая геологоразведочная экспедиция», г. Мурманск)*

Углеводородный потенциал осадочных бассейнов арктических морей составляет около 80% начальных суммарных ресурсов нефти и газа всего российского шельфа [1]. В ряду проблем, сдерживающих его освоение, остается слабая геолого-геофизическая изученность акваторий. Средняя плотность сейсмопрофилирования по шельфу Баренцева моря (включая Печорское) составляет 0,3 км/км². Наибольшая плотность сейсмических наблюдений сосредоточена в Печорском море и на юге собственно Баренцева моря. Однако, в целом, на 90% площади морей Арктики плотность наблюдений не превышает 0,1 км/км². Северные районы Баренцева и Карского морей до последнего времени были изучены отдельными рекогносцировочными профилями.

Понимая эту проблему, образованное в 2004 году Федеральное агентство по недропользованию под руководством Анатолия Алексеевича Ледовских в рамках «Долгосрочной государственной программы воспроизводства минерально-сырьевой базы России...» активизировало проведение региональных геологоразведочных работ на нефть и газ в морях Арктики. В статье министра природных ресурсов Юрия Петровича Трутнева, опубликованной в специальном выпуске «Минеральные ресурсы Российского шельфа» за 2006 год [4], отмечено, что для окончания регионального этапа работ необходимо, чтобы плотность покрытия сейсморазведочными профилями превышала 0,5 км/км².

По заказу «Роснедра», Морской арктической геологоразведочной экспедицией (ОАО МАГЭ) с 2004 года на шельфе российской Арктики выполнены и проводятся сейсморазведочные работы, в основном в комплексе с гравимагнитными наблюдениями, на перспективных площадях: Обручевской, Мининской - в Карском море; Адмиралтейской, Северо-Баренцевской, Пинегинской, Франц-Виктории, Трубятчинской - в Баренцевом море; в западном и центральном районах моря Лаптевых. Общий объем выполненных съемок превысил 60 000 км (рис. 1).

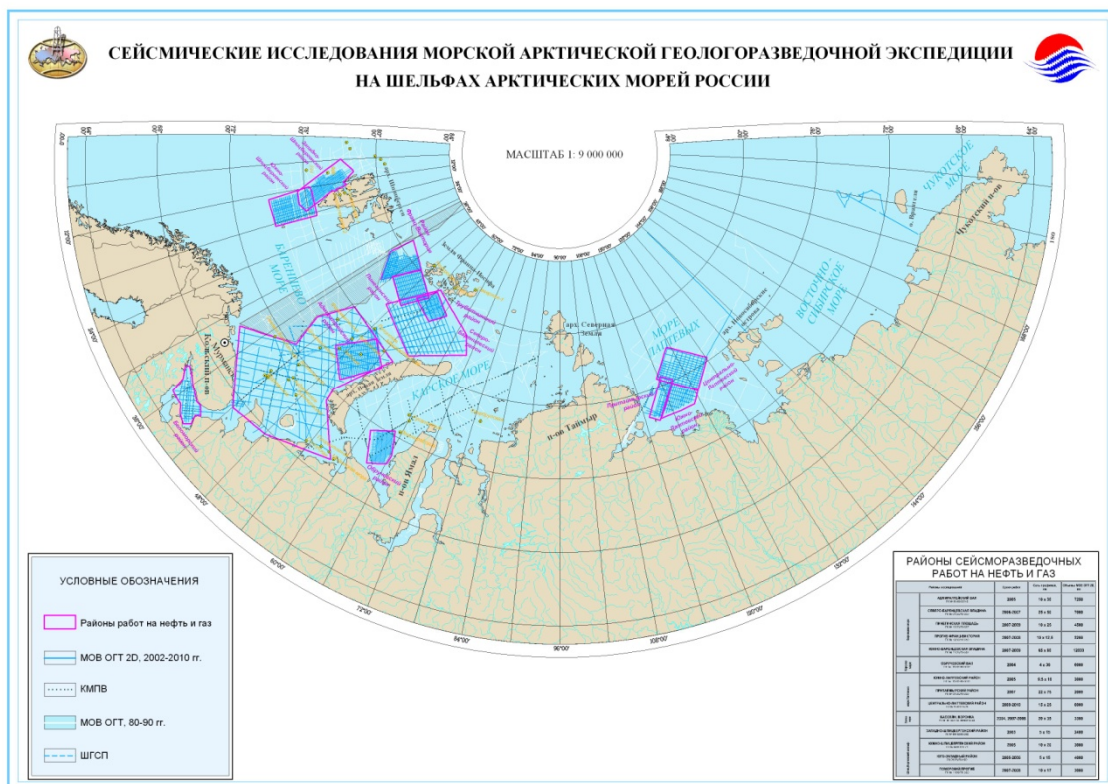


Рис. 1. Схема расположения районов сейсморазведочных работ МАГЭ на Арктическом шельфе

Увеличение средств, выделяемых на разведку шельфа по госзаказу в период с 2004 по 2010 годы, незамедлительно отразилось на результатах: региональными сейсморазведочными работами

выявлены десятки новых перспективных структур (на рис. 2 вновь выявленные структуры в рамках площадей сейсморазведочных работ показаны темно-зелеными контурами).

Сейсморазведочными работами на приамальском шельфе Карского моря в 2004 году уточнено строение осадочного чехла и складчатого основания в районе Обручевского вала. Выявлены новые ловушки углеводородов. Прирост локализованных прогнозных ресурсов за счет выявленных локальных поднятий составил 675 млн. тонн условного топлива (в нефтяном эквиваленте). Дополнительный прирост прогнозных ресурсов может быть получен за счет неантиклинальных ловушек УВ в юрско-меловой части разреза. Такими ловушками могут быть базальные горизонты юры, локализованные в «карманах» складчатого фундамента; зоны выклинивания триасовых и нижне-среднеюрских толщ в результате их последовательного налегания на поверхность домезозойского основания; клиноформные комплексы берриаса-готерива как Урало-Печорского, так и Восточно-Сибирского трансгрессивного направления. Прогнозные ресурсы категории Д₁ по неструктурным ловушкам во всех нефтегазоносных комплексах оценены в 2695 млн.т у.т.

В 2005 году МАГЭ провела сейсмические исследования МОВ ОГТ на южной периклинали Адмиралтейского вала. В отложениях мелового потенциально нефтегазоносного комплекса, в котором до настоящего времени не было выявлено залежей УВ, северо-восточнее Ледового месторождения обнаружены аномалии типа «яркое пятно». Ловушку комбинированного типа по кровле альбских отложений образует структурный нос, осложненный разломами. Аналогичная ловушка обнаружена южнее Лунинской структуры. Площадь ловушек по горизонту «Г₁» (альб-сенман) составляет 650 км² [3].

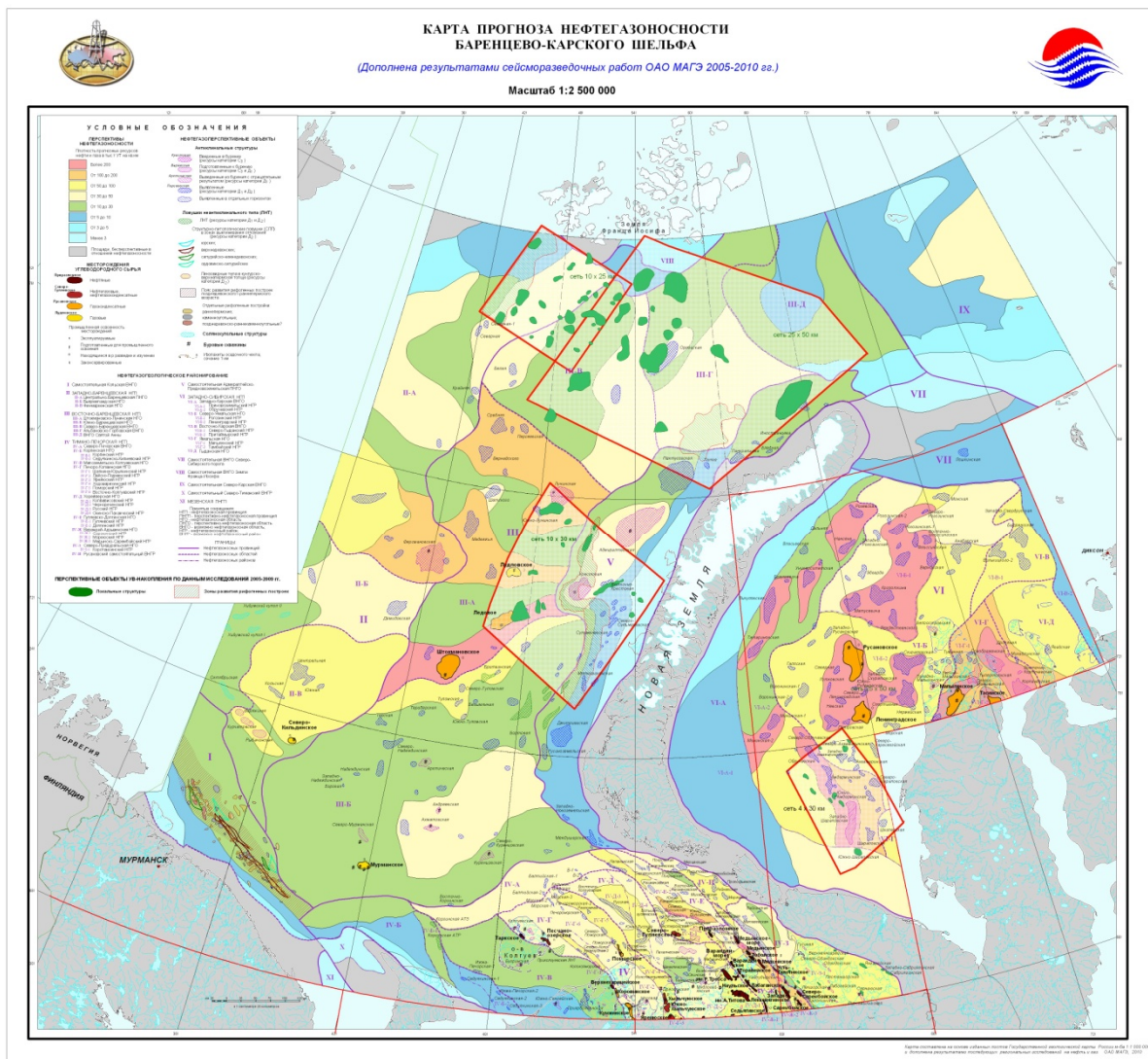


Рис. 2. Карта прогноза нефтегазоносности Баренцево-Карского шельфа

В 2005-2007 гг. отработано 5250 км сейсморазведочных профилей в комплексе с гравимагнитными наблюдениями в юго-западной части моря Лаптевых, в пределах Южно-Лаптевского прогиба, Усть-Ленского рифта и смежных поднятий. Основные тектонические элементы Усть-Ленской и Западно-Лаптевской рифтогенной зоны представляют сложный ансамбль сопряженных горстов и грабенов, в пределах которых локализуются антиклинальные поднятия и создаются предпосылки формирования неантиклинальных ловушек, экранируемых зонами разломов. В пределах изученной площади уточнено строение 7 известных ранее и выявлено 14 новых локальных поднятий. Прогнозные ресурсы УВ по категории D_2 изученного района составляют около 1,5 млрд. т в нефтяном эквиваленте. Прирост локализованных ресурсов в размере 600 млн. т получен за счет шести оконтуренных антиклинальных поднятий. В пределах выявленных поднятий по AVO – анализу отмечаются аномалии сейсмической записи, косвенно подтверждающие потенциальную продуктивность осадочных толщ [2].

Проведенные в юго-западной части Лаптевоморского бассейна работы дали новый фактический материал, который поможет пролить свет на многие дискуссионные вопросы геологии моря Лаптевых. Новые данные позволяют уточнить характер сочленения Сибирской платформы и обрамляющих ее складчатых систем с рифтовыми прогибами шельфовой области, а также в какой-то мере аргументировать стратиграфический объем осадочного чехла, опираясь на характер прослеженных несогласий и структурных стилей сейсмических комплексов. Ярко выраженное угловое и стратиграфическое несогласие разделяет разрез на два структурных этажа. Наиболее вероятно, что нижний этаж сложен палеозойско-раннемезозойскими комплексами пассивной окраины Сибирской платформы, которые в различной степени были деформированы в процессе становления Таймырской и Верхоянской складчатых систем. В таком случае, выше постверхоянского несогласия залегает единая, в целом, по стилю деформаций, меловая - кайнозойская толща, формирование которой было сопряжено с заключительным орогенным этапом позднекиммерийской складчатости – заполнением межгорных впадин и с последующим раскрытием Евразийского бассейна. Эта проблема – стратификация выделенных несогласий, при отсутствии данных бурения имеет важнейшее значение для оценки нефтегазового потенциала бассейна моря Лаптевых.

В настоящее время одним из немногих мест на акваториях северных морей, где возможно открытие крупных месторождений углеводородов, являются слабоизученные районы севера арктического шельфа, в частности, Баренцева моря. Справедливость данного тезиса подтвердили комплексные геофизические работы, проведенные на восточном борту Северо-Баренцевской синеклизы в 2006-2007 году, которые позволили выявить в потенциально нефтегазоносных палеозойских и триасовых отложениях 20 новых локальных антиклинальных объектов общей площадью 26890 км². Большая часть локальных структур связана с триасовым нефтегазоносным комплексом (НГК) и приурочена к Альбановско-Горбовскому порогу и Сводовому поднятию ЗФИ. Площади структур Гидрографов и Сальмской превышают тысячу квадратных километров. Кроме локальных антиклинальных поднятий, в области Альбановско-Горбовского порога выделены зоны развития ловушек неструктурного типа, связанных с клиноформами мелового комплекса. Перерыв в осадконакоплении, установленный в кровле триасовых отложений, являющейся эрозионной поверхностью, создает благоприятные условия для формирования неструктурных ловушек стратиграфического типа. В пределах Альбановско-Горбовского порога совместились несколько благоприятных в аспекте нефтегазоносности структурных и литолого-стратиграфических факторов: антиклинальные и стратиграфические ловушки в триасовых отложениях и литологические ловушки мелового потенциально нефтегазоносного комплекса.

Палеозойские отложения залегают на доступных для бурения глубинах в Предновоземельской структурной области. В пределах Поднятия мыса Желания выявлена крупная антиклинальная структура – Варнекская, сопоставимая по размерам с известными ранее структурами: Адмиралтейской, Пахтусовской, площадью более 2800 км². Потенциальная продуктивность отложений подтверждается наличием волновых и скоростных аномалий сейсмического поля [5]. Прирост прогнозных ресурсов за счет вновь выявленных объектов, по оценке специалистов ВНИИОкеангеология, составил 1100 млн. т в нефтяном эквиваленте.

На Пинегинской площади, расположенной на стыке Западно- и Восточно-Баренцевской нефтегазоносных провинций, детализировано строение Александровской зоны поднятий: в ее северо-западной части локализовался свод Георга, а в пределах мегавала Пинегина обособились два самостоятельных вала. В отложениях перспективных нефтегазоносных комплексов: верхнедевонско-нижнепермского, триасового и юрско-барремского выявлено 22 локальных поднятия общей площадью около 5000 км².

В прогибе Франц-Виктория, в самой северо-западной части российского шельфа Баренцева моря, в результате проведенных работ выявлено 18 локальных поднятий, в том числе 7 – крупных, сконцентрированных в пределах двух приразломных валов субмеридионального простирания. Основные перспективы этого района связаны с палеозойским комплексом, залегающим на глубинах до 5 км, и триасовым, который характеризуется клиноформным строением.

В южной части Баренцева моря проводятся работы по созданию каркасной сети глубинных сейсмических профилей. Эти профили с длиной записи 10-12 секунд пересекают Южно-Баренцевскую синеклизу от Кольского полуострова до Новой Земли, и от Тимано-Печорской плиты до Центрально-Баренцевских поднятий, освещая разрез осадочного чехла на полную мощность. Можно без преувеличения сказать, что впервые получена столь представительная информация о строении глубоких горизонтов этого крупнейшего осадочного бассейна, которая поможет разрешить многие дискуссионные проблемы, касающиеся генезиса Восточно-Баренцевского мегапрогиба, возраста нижней (допермской) части его заполнения, и взаимосвязанных с этим аспектов нефтегазоносности. Разрезы нового поколения региональных профилей с высокой разрешенностью записи на всех уровнях осадочного чехла послужат «каркасом», на который можно будет опираться при постановке поисковых работ, надежно передавая привязку отражений от площади к площади.

В заключение, подводя итог краткому обзору результатов комплексных геофизических исследований, выполненных Морской арктической геологоразведочной экспедицией за последние годы на арктическом шельфе, можно отметить, что проведение региональных сейсморазведочных работ на современном технологическом уровне показывает их высокую эффективность, обеспечивая существенный прирост новых потенциально нефтегазоносных объектов. В целом, локализованные ресурсы в пределах выявленных поднятий составили порядка 2500 млн. т. в нефтяном эквиваленте.

Вне всякого сомнения, региональный этап работ еще не завершен, особенно в малоизученных северных районах Баренцева, Карского моря и в морях восточного сектора Арктики, где плотность покрытия территории сейсморазведочными профилями весьма далека от необходимых кондиций. Однако, в конце 2010 года ОАО «НК «Роснефть» были поданы заявки на лицензирование огромных территорий Арктического шельфа, охватывающие площадь в сотни тысяч кв.км. При этом «Роснедра» уже не рассматривает возможность постановки региональных работ за счет госбюджета на обозначенных в заявках территориях. Очевидно, что нефтяная компания, какая бы мощная она ни была, не сможет в обозримом будущем проводить комплексные исследования, включая региональные, одновременно на таких обширных пространствах. Сложившаяся ситуация может вернуть геологоразведку на российском шельфе в начало 90-х прошлого столетия, а это означает резкое сокращение объемов работ и как следствие, снижение темпов прироста ресурсов УВ. Во избежание подобного сценария развития событий, необходимо найти приемлемые решения: либо возможность проведения региональных работ в слабо изученных районах, по согласованию с владельцами лицензий, при субсидировании этих исследований из федерального бюджета, либо выдачу лицензий осуществлять поэтапно, после завершения региональной стадии геологоразведочных работ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Каминский В.Д., Иванов В.Л., Супруненко О.И., Сенин БВ. Западно-Арктическая нефтегазоносная провинция на пороге промышленного освоения. – Разведка и охрана недр, №6, 2005, с. 5-9.
2. Кирилова-Покровская Т.А., Дьяченко А.Б. Применение АВО-анализа сейсмических записей на шельфе моря Лаптевых. – Разведка и охрана недр. № 3, 2008, с. 40-46.
3. Павлов С.П. Нефтегазоносный потенциал триасовых и верхнемеловых отложений южной периклинали Адмиралтейского вала. – Разведка и охрана недр, №9, 2007, с. 52-55.
4. Трутнев Ю.П. О повышении эффективности освоения углеводородных ресурсов континентального шельфа Российской Федерации. – Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. (Специальный выпуск: Минеральные ресурсы российского шельфа, 2006, с. 4-11).
5. Хлебников П.А., Беленький В.Я., Пешкова И.Н., Казанин Г.С., Шкарубо С.И., Павлов С.П., Шлыкова В.В. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности восточного борта Северо-Баренцевской впадины. - Разведка и охрана недр, №4, 2009, с. 13-21.

ПРИМЕНЕНИЕ МИГРАЦИИ ДУПЛЕКСНЫХ ВОЛН ДЛЯ ОБНАРУЖЕНИЯ ЗОН ТРЕЩИНОВАТОСТИ ГРАВИТАЦИОННОГО ПРОСЕДАНИЯ

Хромова И.Ю. (ОАО «ЛУКОЙЛ»), Горбачев С.В. (ООО «ЛАРГЕО»), Мармалевский Н.Я. (Tetrale Technologies Inc.), Линк Б. (Tetrale Technologies Inc.), Яковлев А.П. (ООО «ЛАРГЕО»)

Реферат

Миграция дуплексных волн хорошо зарекомендовала себя как инструмент для изучения субвертикальных трещиноватых зон тектонического генезиса в массивных карбонатных отложениях. Применение данной технологии на различных месторождениях показало, что зоны трещиноватости другого генезиса, например в результате гравитационного проседания, также отчетливо проявляются в полях дуплексных волн. В данной работе показано два примера выделения вдолькромковых трещиноватых зон в объектах различной природы: в рифогенном массиве и в области тектонического надвига.

Метод

В традиционной практике сейсморазведки выделение и прослеживание субвертикальных акустически аномальных объектов, таких, например, как разрывные нарушения или зоны трещиноватости, реализуется исключительно путем распознавания определенных характерных признаков в волновом поле отраженных волн. К таким признакам относятся: кинематические (нарушение фазовой когерентности записи, наличие дифракции и др.) и динамические аномалии (изменение амплитуды, частотного и фазового спектра), положенные в основу многих практических алгоритмов интерпретации и выделения таких объектов. Еще совсем недавно считалось, что задача формирования сейсмических изображений субвертикальных границ не имеет решения, поскольку волны, отраженные от таких границ, не достигают поверхности наблюдения при наземной сейсморазведке и не могут быть выделены в общем волновом поле.

Проведенные исследования показали, что средствами наземной сейсморазведки возможно зарегистрировать и идентифицировать дуплексные волны, которые двукратно отражаются: сначала от субгоризонтальной границы, а потом от субвертикальной (или в обратном порядке) и достигают поверхности наблюдений. Свойства дуплексных волн были исследованы в работах [1-4 и др.], в которых показано, что их энергия вполне достаточна для выделения из общего поля волн, а получаемую информацию можно использовать в геологических целях. Миграция дуплексных волн основывается на преобразовании Кирхгофа, в котором функция Грина изменена в соответствии с кинематикой дуплексных волн. МДВ может быть также реализована на основе любых других видов миграционных преобразований - конечно-разностных, спектральных и т. д. Теоретические основы МДВ изложены в работах Мармалевского Н. Я., Горняка З. В. и Роганова Ю. В.

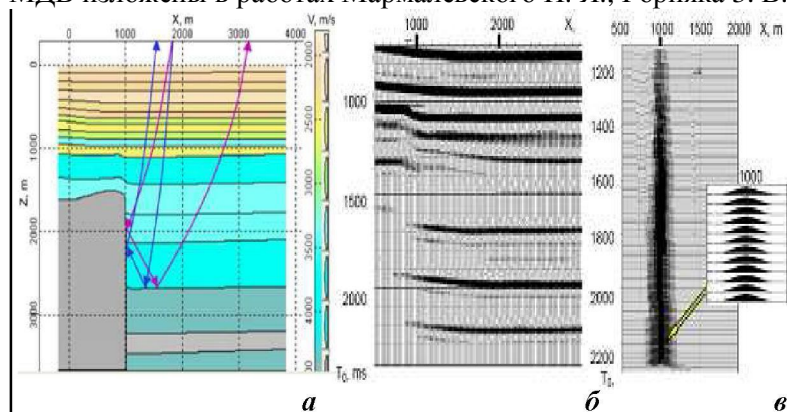


Рисунок 1. Результат моделирования:
а - модель,
б - результат глубинной миграции
Кирхгофа,
в - результат миграции дуплексных волн

На модельных данных наглядно обосновывается существование и возможности получения изображений от вертикальных объектов. На рисунке 1а показана модель объекта с вертикальной стенкой (соляной шток). При выполнении стандартной обработки (рис. 1б) вертикальная граница штока однозначно не определяется, что создает большие трудности при геологической интерпретации. Применение алгоритма миграции дуплексных волн позволяет однозначно выявить и картировать вертикальную границу (рис. 1в).

Миграция дуплексных волн прошла широкое практическое опробование на ряде объектов: в Тимано-Печорском НИ 11, Днепровско-Донецкой впадине, в Западной Канаде. Кроме объектов нефтегазовых поисков, МДВ была использована с целью локализации зон трещиноватости как

возможных ловушек угольного метана в условиях Западного Донбасса. Технология МДВ на сегодняшний день применяется для решения практических поисковых задач - изучения разрывной тектоники, малоамплитудных нарушений, выделение зон трещиноватости, детализации строения приштоковых объектов и т.д. Во всех случаях была получена новая очень важная поисково-разведочная информация.

Примеры

Первый изучаемый объект расположен в центральной части Тимано-Печорской провинции. Рифогенный массив позднедевонского возраста, освещенный сейсморазведочными исследованиями ЗД, был вскрыт при бурении первой поисковой скважины и показал высокую нефтепродуктивность. Дебиты скважины А достигли 800 м³/сут. держатся на таком уровне уже несколько лет. Каждая следующая пробуренная скважина кардинально отличалась от первоначальной: скважина Б оказалась низкопродуктивной, скважина В - практически сразу обводнилась, несмотря на то, что все они располагались в сходных сейсмофациальных условиях. Все это свидетельствовало о том, что первичные свойства карбонатов, обусловленные фациальными условиями седиментации, полностью утрачены, и главную роль в формировании современного емкостного пространства играют вторичные процессы: выщелачивания, кавернообразования и трещиноватости.

Для изучения вторичного порово-кавернового емкостного пространства привлекалась технология стохастической АВО/АВА инверсии, для обнаружения трещиноватых коридоров привлекалась технология миграции дуплексных волн. Работы проводились одновременно, но независимо, и на завершающем этапе интерпретации результаты были сопоставлены. Оказалось, что зоны пониженного импеданса хорошо совпадают с аномалиями дуплексных волн (рис. 2).

Характерной особенностью данного объекта является то, что протяженные линейные аномалии дуплексных волн, и сопровождающие их зоны пониженных импедансов, следуют строго вдоль кромки карбонатной платформы. При этом дуплексные аномалии захватывают не только вершину платформы, но и её склоны. Первая мысль, которая приходила в голову исследователям, что дуплексные волны отразились от отвесного склона карбонатной платформы. Однако, сопоставление с известными обнажениями, широко описанными в литературе [7-10], дало веское основание интерпретировать аномалии дуплексных волн именно как зоны открытой трещиноватости, разбивающей склон платформы. Логично предположить, что генезис этой трещиноватости не является тектоническим. Причиной растрескивания пород является гравитационное проседание кромки крепкой карбонатной платформы в результате дифференциального уплотнения более мягких пород, её подстилающих (рис. 3).

Дополнительным аргументом в пользу того, что дуплексные аномалии связаны с зонами открытой трещиноватости являются результаты бурения скважины В, пробуренной в такую аномалию. В ходе бурения скважины наблюдались активные поглощения бурового раствора в аномальных зонах. Первоначальный дебит чистой нефти достиг 280 м³/сут. Но при опробованиях в стволе были получены притоки воды, гидродинамические исследования показали нелинейный характер индикаторной диаграммы, т.е. отсутствие линейной зависимости дебитов от давлений.

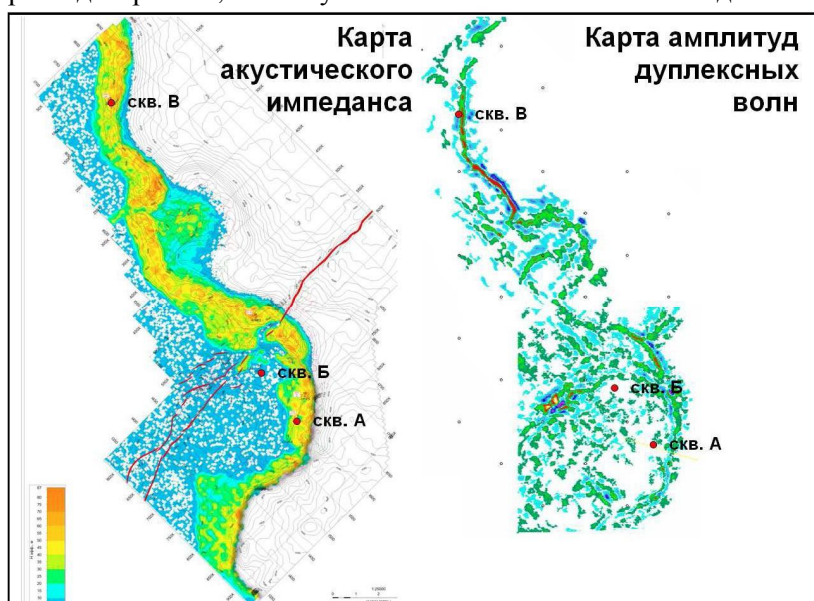


Рисунок 2. Карта акустического импеданса (слева) и карта амплитуд дуплексных волн (справа) [6].

Таким образом, аномалии дуплексных волн с большой долей вероятности можно ассоциировать с зонами открытой трещиноватости. Зоны пониженного импеданса, сопровождающие дуплексные аномалии абсолютно закономерно могут быть связаны с зонами повышенной кавернозности и карстования. Такое совпадение сейсмических аномалий, полученных независимыми методами, и описывающих на первый взгляд различные по физической природе свойства пород, на самом деле показывает тесную взаимосвязь кавернозности коллектора с трещиноватостью. Вторичные процессы выщелачивания, приведшие к образованию сильно кавернозных, закарстованных пород, развивались по зияющим трещинам, внутри которых могли свободно перемещаться активные метеорные воды.

Второе месторождение расположено также в Тимано-Печорской провинции. Залежь нефти помещена в массивные карбонатные отложения раннесилурийского возраста мелководношельфового генезиса, претерпевшие в герцинское время тектонические дислокации с формированием тектонически экранированных ловушек складчато-надвигового типа. Первичная структура порового пространства утеряна за многие миллионы лет активных геологических процессов. Современное емкостное пространство полностью контролируется вторичными процессами выщелачивания и перекристаллизации. И также как и в первом примере, характер продуктивности скважин практически непредсказуем без дополнительных исследований сейсмическими методами межскважинного пространства. К сожалению, здесь не проводились качественные инверсионные преобразования, исследователи решили ограничиться миграцией дуплексных волн для картирования зон трещиноватости, которая предположительно контролирует продуктивность скважин. Полученные в ходе миграции дуплексных волн результаты показали, что амплитудные аномалии контролируют границы надвиговых пластин (рис. 4). Наиболее вероятной гипотезой образования трещиноватости по краю можно было бы считать дробление края пластины, смещаемой при тектонических движениях. Однако, нам представляется, что более актуальным является растрескивание края карбонатной пластины, нависающего над автохтоном, представляющем собой толщу глинистых, карбонатно-глинистых верхнедевонских (тиманско-саргаевских) отложений. Глинистые породы в процессе захоронения образовавшейся структуры уплотнялись, и нависающий край надвиговой пластины проседал с формированием раскрытых трещин.

Выводы

Как показала практика, использование миграции дуплексных волн эффективно не только для картирования субвертикальных зон тектонического генезиса, но и для обнаружения зон повышенной трещиноватости, образующейся при гравитационном проседании над неравномерно уплотняющимися подстилающими породами. Такие зоны трещиноватости, как правило, сопровождают кромки рифогенных массивов и надвиговых пластин.

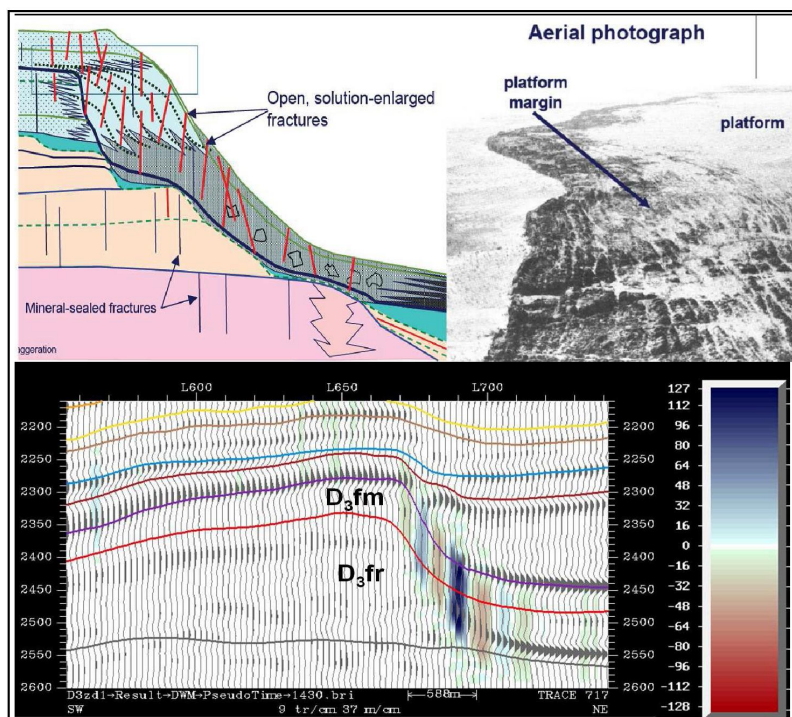


Рисунок 3. Вверху слева - принципиальная модель края карбонатной платформы с сетью трещин (Narr W. et al., 2008). Вверху справа - фотография обнажения (Playford P.E et al, 1984), внизу - совмещенный разрез поля амплитуд дуплексных волн и куба стандартной обработки

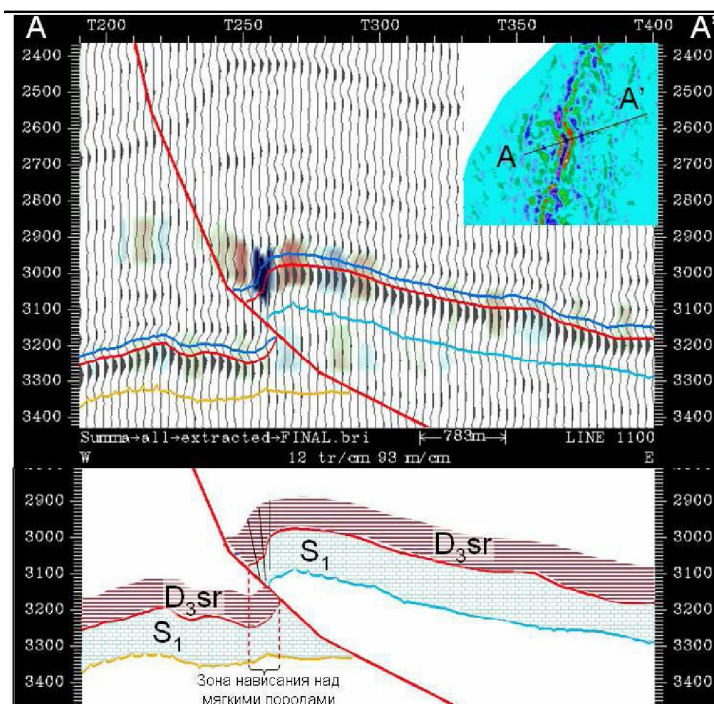


Рисунок 4. Вверху - совмещенный разрез поля амплитуд дуплексных волн (цветокodированный) и куба стандартной обработки (трассы). Внизу принципиальная модель края карбонатной надвиговой пластины, нависающей над мягкими породами, с сетью трещин

ЛИТЕРАТУРА

1. Khromova I., Link B., Marmalevskiy N. Comparison of seismic-based methods for fracture permeability prediction // *First Break*, 29, 37-44, 2011.
2. Khromova I., Marmalevskiy N., Gornyak Z., Roganov Y., Kostyukevych A. Study of sub-vertical zone of fracturing with duplex wave migration // *Extended abstract of SEG/EAGE/EAGO Conference Saint Petersburg, Russia*, 2008.
3. Горняк З.В., Костюкевич А.С., Враин Линк, Мармалевский Н.Я., Мерций В.В., Роганов Ю.В., Хромова И.Ю. Изучение вертикальных неоднородностей с использованием миграции дуплексных волн // *Технологии сейсморазведки*, №1, 2008.
4. Левянт В.Б., Хромова И.Ю., и др. Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки для подсчета запасов углеводородов в условиях карбонатных пород с пористостью трещинно-кавернового типа // *Москва*, 2010.
5. Хромова И.Ю. Миграция дуплексных волн - метод картирования трещиноватых зон тектонического генезиса // *Геология нефти и газа*, №3, 2008.
6. Филипова К.Е., Пономаренко П.Г., Коженков А.Ю., Шевчук О., Газарян З.И., Мармалевский Н.Я. и др "Отчет о работах по переобработке и интерпретации сейсмических данных ЗДОГТ на Баяндыском месторождении с использованием сейсмических инверсий и дуплексной миграции», 2010г.
7. Kosa E. and Hunt D.W., 2006, Heterogeneity in fill and properties of carst modified syndepositional faults and fractures: upper Permian Capitan platform, New Mexico, U.S.A., *Journal of Sedimentary Research*, v. 76, 131-151, Research Article DOI: 10.2110/jsr.2006.08
8. Kerans C and Harris P.M., 2007, Devonian Reefal Platforms of the Canning Basin -Lessons Learned and Value as Analogs, Adapted from oral presentation at AAPG Annual Convention, Search and Discovery Article #40302 Posted September 5, 2008.
9. Harris P.M., 2008, Geologic Framework for the Tengiz and Korolev Fields, Kazakhstan -Carboniferous Isolated Carbonate Platforms, Adapted from 2000-2001 AAPG International Distinguished Lecture, Search and Discovery Article #20060, Posted June 26, 2008.
10. Frost E.L. and Kerans C, 2009, Platform-margin trajectory as a control on syndepositional fracture patterns, Canning Basin, Western Australia, *Journal of Sedimentary Research*, 79(2):44-55.

АНАЛИЗ ЕМКОСТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК КОЛЛЕКТОРОВ С ВТОРИЧНОЙ ПОРИСТОСТЬЮ МЕТОДОМ ШИРОКОПОЛОСНОЙ АКУСТИКИ

Кириченко Ю.В. (ООО «Помор-ГЕРС»)

То, что ёмкость карбонатных коллекторов нередко имеет сложное строение и кроме пор может быть представлена такими пустотами, как каверны и трещины, является хорошо известным фактом. Многим специалистам, работающим на разработке карбонатных коллекторов, известны и многочисленные факты плохого соответствия реального притока и величины общей пористости. Такие расхождения совершенно справедливо относят именно к влиянию на проницаемость пород вторичных пустот.

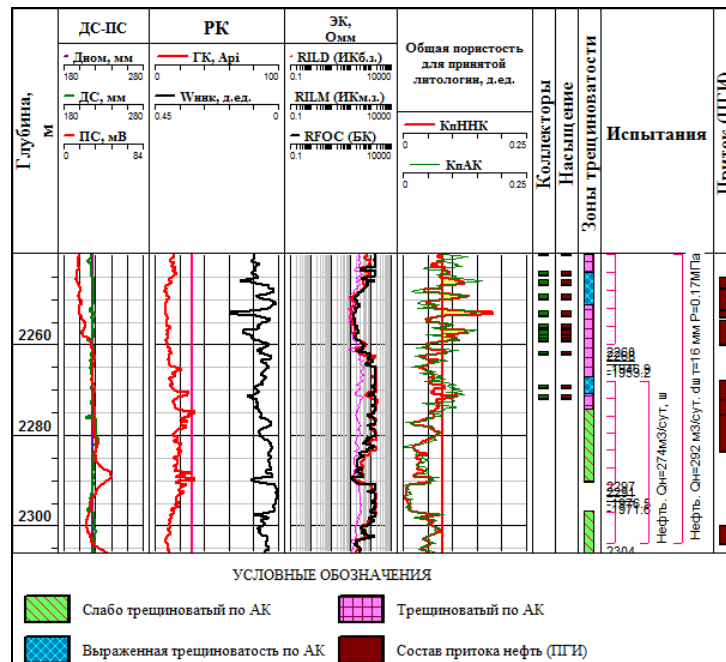


Рис. 1 Пример несоответствия фактических притоков общей пористости разреза (по данным испытаний основные притоки получены в интервалах отсутствия гранулярных коллекторов)

Петрофизические исследования керна хорошо подтверждают это предположение. Часто в карбонатных разрезах встречаются образцы пород с низкой общей пористостью, но при этом с высокой проницаемостью, что и указывает на наличие в породах трещин.

Влияние трещин и каверн на фильтрационные свойства пород может быть различным. Во многих случаях, особенно на фоне высокой пористости пород, вклад трещин в улучшение фильтрационных свойств почти не ощущается. Но вместе с тем, хорошо известны случаи, когда фильтрационные свойства пород в условиях промышленной разработки определяются в значительной степени именно их трещиноватостью, даже на фоне высокой пористости и проницаемости карбонатной матрицы. Известны и случаи пагубного влияния трещиноватости пород на промысловые характеристики отдельных залежей. Трещины (особенно крупные вертикальные трещины) в неблагоприятных условиях могут становиться каналами фильтрации воды и приводить к быстрому ухудшению состава продукта скважин.

Кроме того, в последнее время возрастает интерес нефтедобывающих компаний к перспективным залежам, сложенным в основном коллекторами не порового, а именно трещинного типа. Действительно, при значительной толщине и площади подобные залежи могут быть привлекательны для промышленной разработки. Важной особенностью таких залежей является то обстоятельство, что значительная часть запасов (до 50% и более) сосредоточена именно в трещинных коллекторах. В связи с этим очень актуален вопрос оценки ёмкости трещин средствами ГИС для подсчёта запасов таких залежей.

Компания Помор-ГЕРС в течение длительного срока проводила методические работы по совершенствованию методики интерпретации широкополосного акустического каротажа для

качественной и количественной оценки вторичной пористости карбонатных коллекторов. Работа велась по следующим основным направлениям:

1. Оценка трещиноватости пород на качественном уровне.
2. Количественная оценка ёмкости каверн.
3. Количественная оценка ёмкости трещин.

На качественном уровне для трещиноватости пород может использоваться как непосредственный визуальный анализ волновых акустических полей, так и анализ вторичных расчётных параметров. Из вторичных параметров наиболее эффективным оказалось использование амплитуд различных волн и в первую очередь амплитуды поперечной волны. Использование комплекса качественных признаков позволяет провести ранжирование выделенных интервалов трещиноватости пород по принципу «сильнее-слабее».

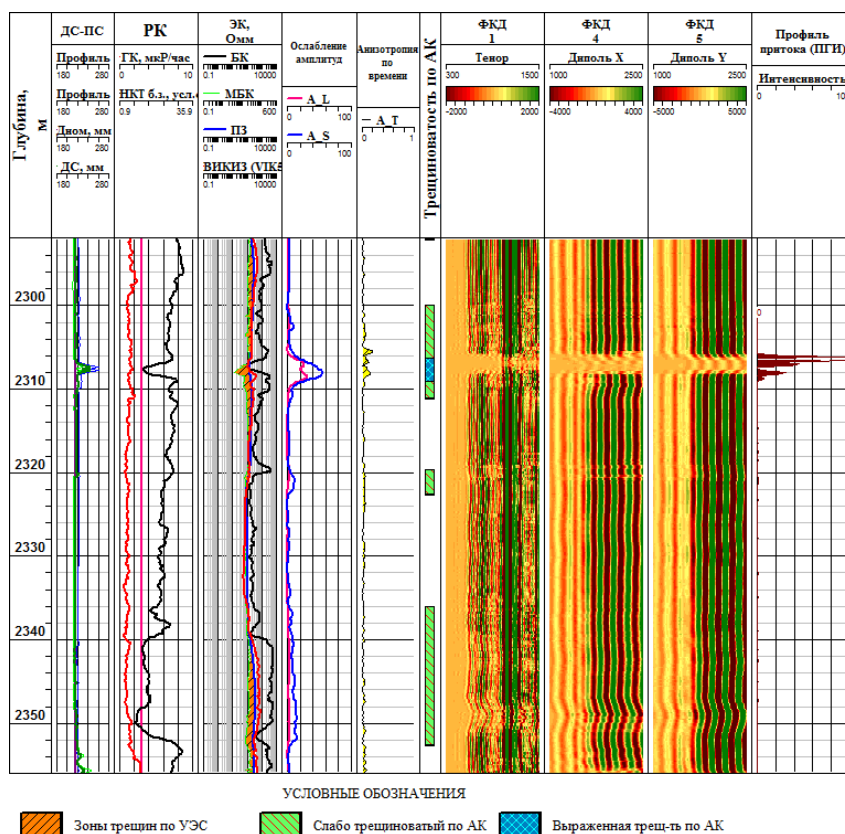


Рис. 2 Пример выделения трещинных интервалов на качественном уровне

Привлечение такого параметра как анизотропия интервального времени поперечных волн позволяет в некоторой степени оценить основную ориентацию трещин относительно ствола скважины, то есть выделить интервалы субвертикальной трещиноватости в разрезах вертикальных скважин. Важно отметить, что широко распространённая методика сопоставления фактического интервального времени волн Лэмба-Стоунли с расчётным (модельным) значением этого параметра не всегда даёт однозначные и достоверные результаты. Поэтому данный признак мы используем с большой осторожностью.

Сопоставление результатов качественного выделения трещиноватых интервалов с керновыми данными (фотодокументы, макроописания керна и др.) показало достаточно хорошую сходимость результатов интерпретации с керном. Достаточно хорошие результаты получены и при сопоставлении выделенных интервалов трещиноватости с фактическими картинами притоков и приёмности в действующих скважинах.

В области количественной оценки кавернозности пород наилучшие результаты дала хорошо известная методика сопоставления величины общей пористости по ГИС в рамках выбранной литологии с рассчитанной для той же литологии акустической пористости. Интервалы значительной кавернозности пород отмечаются снижением акустической пористости в сравнении с общей пористостью пород. Как показало сопоставление керновых данных и результатов комплексной интерпретации, абсолютная величина ёмкости каверн обычно хорошо соотносится с разницей между

общей и акустической пористостью. Сама описанная разница вполне может быть использована для количественной оценки каверновой ёмкости, конечно при достаточном петрофизическом обеспечении. Очень важно отметить, что занижение акустической пористости относительно общей пористости пород может быть вызвано не только наличием в породе каверн, но и наличием значительной вертикальной трещиноватости и некоторыми другими факторами. Кроме того, специфические ограничения на описанную методику может накладывать размер единичных каверн и то, как он соотносится с длинами волн, присутствующими в анализируемом акустическом сигнале. Иначе говоря, применение данной методики для количественной оценки каверновой ёмкости пород возможно только при комплексном подходе к интерпретации и при наличии достаточного петрофизического обеспечения.

В сложных случаях, на фоне интенсивной трещиноватости пород, описанная методика оценки каверновой ёмкости может давать трудно контролируемые погрешности. В одном из таких случаев нам удалось успешно применить методику расчёта каверновой ёмкости исходя из расчётной сжимаемости пород.

Количественная оценка величины ёмкости трещин оказалась гораздо более сложной задачей. Мы анализировали возможность применения и результативность различных методик оценки данного параметра, описанных в специальной литературе. Часть методик, описанных как количественные, позволяли получить скорее качественный, нежели количественный результат. Другая часть методик оказалась практически неприменима на практике, так как опиралась на использование таких параметров как затухание. Надо сказать, что затухание – параметр, который часто невозможно определить достоверно из-за недостаточной согласованности измерительных характеристик акустических приёмников в реальных приборах. В сложившейся ситуации мы решили опираться на такие параметры, как амплитуды поперечной и Лэмба волн. Причём для расчётов использовались параметры обратные амплитудам. Эти параметры мы назвали ослаблением соответственно S и L-волн. Каждый из данных параметров предварительно нормировался и корректировался с учётом литологии разреза. Анализ данных параметров совместно с опорными петрофизическими данными и с привлечением результатов комплексной интерпретации ГИС позволил получить формульное выражение зависимости, необходимой для расчёта ёмкости трещин по ряду вполне конкретных залежей. Общий вид зависимости следующий:

$$E = A \cdot aS^{(C+B \cdot aL)}$$

где: E – ёмкость трещин; aS и aL – амплитудные параметры S и L-волн, соответственно; A, B и C – подбираемые для конкретного месторождения параметры.

Сопоставление результатов расчёта с имеющимися керновыми данными показало уверенную сходимость результатов расчёта трещинной ёмкости с результатами исследований керна. Причём хорошая сходимость отмечалась как в пористых коллекторах, так и в низкопористых частях разреза. Наличие в породе каверн также не снижает достоверности определения трещинной ёмкости.

Единственное отмеченное пока нами ограничение методики состоит в невозможности оценки величин трещинной ёмкости более 2.5% абсолютных. На сегодняшний момент предлагается таким интервалам разреза приписывать собственно это предельное значение трещинной ёмкости. Надо отметить, что породы с такой величиной трещинной ёмкости встречаются в природе исключительно редко.

Таким образом, при наличии надёжного петрофизического обеспечения, предлагаемый расчётный параметр можно использовать как основную подсчётную характеристику, как для коллектора со сложным типом пористости, так и для непористых, то есть чисто трещинных коллекторов, в том числе и на уровне подсчёта запасов.

Полученный расчётный параметр позволяет также строить карты-схемы распределения трещинных ёмкостей с выделением зон аномальной проницаемости, что позволяет делать прогноз возможного опережающего обводнения.

Широкие перспективы открываются при использовании этой информации при глубоком комплексном анализе и интерпретации сейсмических данных.

Компания Помор-ГЕРС продолжает методические работы в направлении количественной оценки параметров коллекторов с вторичным типом пористости. Сейчас работы нацелены в основном на количественную оценку такого параметра, как проницаемость. Работы пока не закончены, но уже получены первые обнадеживающие результаты.

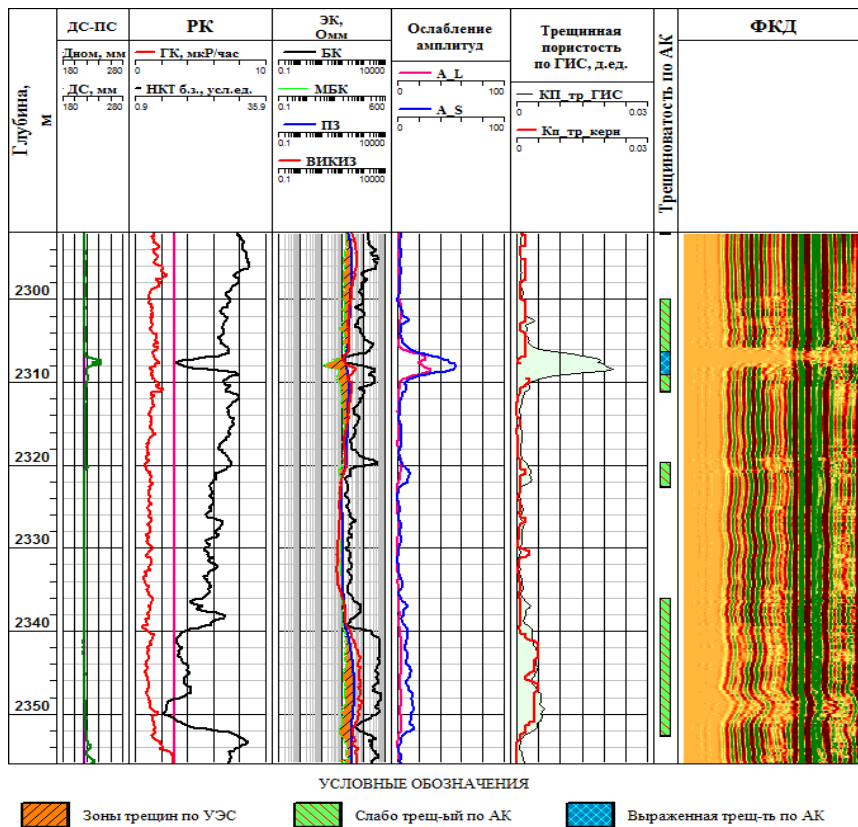


Рис. 3 Количественная оценка трещинной емкости по АК

(в поле «Трещинная пористость по ГИС» кривая черного цвета – трещинная пористость, рассчитанная по данным АК, кривая красного цвета – результаты определения трещинной пористости на керне)

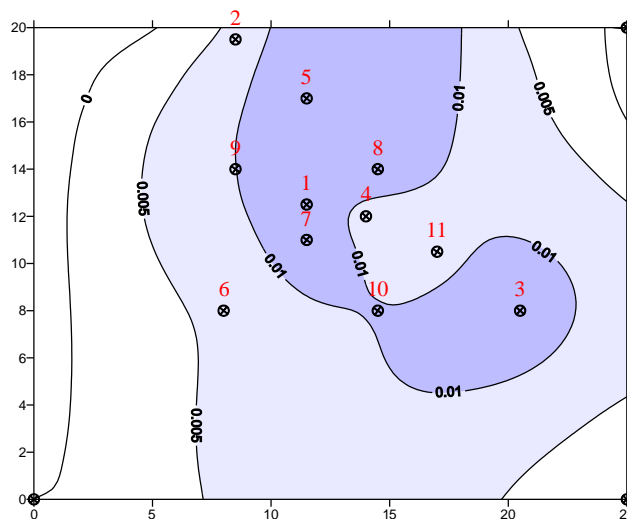


Рис. 4 Пример карты-схемы равных трещинных емкостей (в пределах одной пачки)

ЛИТЕРАТУРА

1. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов. Т.Д. Голф-Рахт - "Недра", 1986 г.
2. Вторичная пористость горных пород-коллекторов нефти и газа. Смехов Е.М., Дорофеева Т.В. - "Недра", 1987 г.
3. Акустический метод выделения коллекторов с вторичной пористостью. Издательство "Недра", ВНИИЯГГ 1981 г.
4. Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин. - "Недра", справочник под редакцией В. М. Добрынина, 1988 г.

КОМПЛЕКСНЫЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ОАО МАГЭ НА ХРЕБТЕ ЛОМОНОСОВА

Г.С. Казанин, И.В. Заяц, С.П. Павлов, С.И. Шкарубо, Е.С. Макаров, В.А. Кацанюк, В.А. Журавлев,
А.И. Васильев, А.В. Кузнецов, Т.А. Кириллова-Покровская, Т.И. Кадыш, А.Б. Дьяченко
(ОАО «Морская Арктическая Геологоразведочная Экспедиция», Россия)

1. ВВЕДЕНИЕ

В 2007 году к северу от Новосибирских островов (от $76^{\circ}07'$ до $83^{\circ}34'$ с.ш. субпараллельно 143° в.д.) научно-исследовательское судно ОАО МАГЭ «Профессор Куренцов» отработало региональный профиль МОВ ОГТ 2D А7 длиной 820 км (рис. 1). Сейсмические исследования были проведены в комплексе с надводными гравиметрическими и дифференциальными магнитометрическими наблюдениями. Комплексные геофизические исследования по профилю А7 позволили получить новую информацию о глубинном строении восточного сектора Северного-Ледовитого океана (СЛО) в районе хребта Ломоносова, а также уточнить зону его сочленения с окраинно-шельфовыми структурами морей Лаптевых и Восточно-Сибирского.

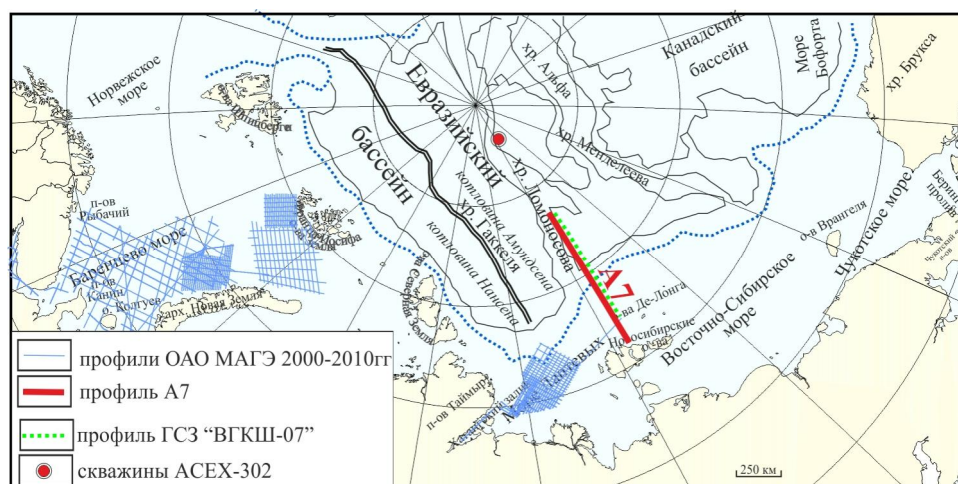


Рис. 1. Район работ ОАО МАГЭ на хребте Ломоносова

2. МЕТОДИКА ПОЛЕВЫХ РАБОТ

Геофизические исследования, включающие МОВ ОГТ 2D, гравиметрические и дифференциальные гидромагнитные наблюдения, проводились в комплексе с эхолотированием дна на средней скорости судна 5 узлов.

Сейсморазведочные работы МОВ ОГТ 2D выполнялись по фланговой системе наблюдений. Длина активной части косы 8100 м, количество каналов в косе 648, кратность суммирования ОГТ равна 108, длина записи 12 секунд, дискретность записи 2 мс.

Гравиметрические измерения начинались и заканчивались опорными наблюдениями у причалов Shell и Statoil в порту Киркенес. Регистрация аномального гравитационного поля осуществлялась в цифровой форме гравиметром ЧЕКАН. Величина смещения нуля-пункта гравиметра, вычисленная по опорным наблюдениям, составила $+1,65$ мГал/сут.

Измерения *магнитного поля* проводились по дифференциальной методике градиентометром SeaSpry с базой между датчиками 11,3 м. Цикл измерений на профиле составлял 10 с. Для определения идентичности каналов дифференциальной установки в процессе полевых работ проводилось измерение магнитного поля с «нулевой» базой. Для контроля работы аппаратуры измерения с «нулевой» базой выполнены до и после окончания работ. Среднеквадратическая погрешность составила $\pm 0,018$ нТл и $\pm 0,029$ нТл соответственно.

3. ОБРАБОТКА ПОЛЕВЫХ МАТЕРИАЛОВ

Обработка данных МОВ ОГТ 2D в объеме 820 пог. км проведена на Linux-кластере Dual Core Xeon 2.66 Arbyte Alkazar с помощью программного обеспечения ProMax R5000, установленного на операционную систему Centos пятой серии. Подбор скоростных законов суммирования выполнялся по профилю с шагом 2 км, а в районах со сложным геологическим строением с шагом 1 км. Для подавления кратных волн в стандартный граф обработки была включена процедура деконволюции в тау-пи области. Подавление дифрагированных волн и учет резких изменений скоростей распространения упругих колебаний вдоль профиля, производилось посредством временной миграции Кирхгоффа по сейсмограммам общего удаления.

Гравиметрические материалы обрабатывались программным комплексом GRAV-003, разработанным в ОАО МАГЭ. Обработка материалов гидромагнитных наблюдений проведена по схеме, отработанной в ОАО МАГЭ на протяжении многих лет, с использованием программного комплекса обработки магнитометрических данных MAG003.

Временной мигрированный разрез МОВ ОГТ 2D, а также графики аномального гравитационного и магнитного полей послужили основой для создания сейсмической и геологической моделей земной коры и верхней мантии зоны сочленения хребта Ломоносова с окраинно-шельфовыми структурами морей Лаптевых и Восточно-Сибирского (рис. 2).

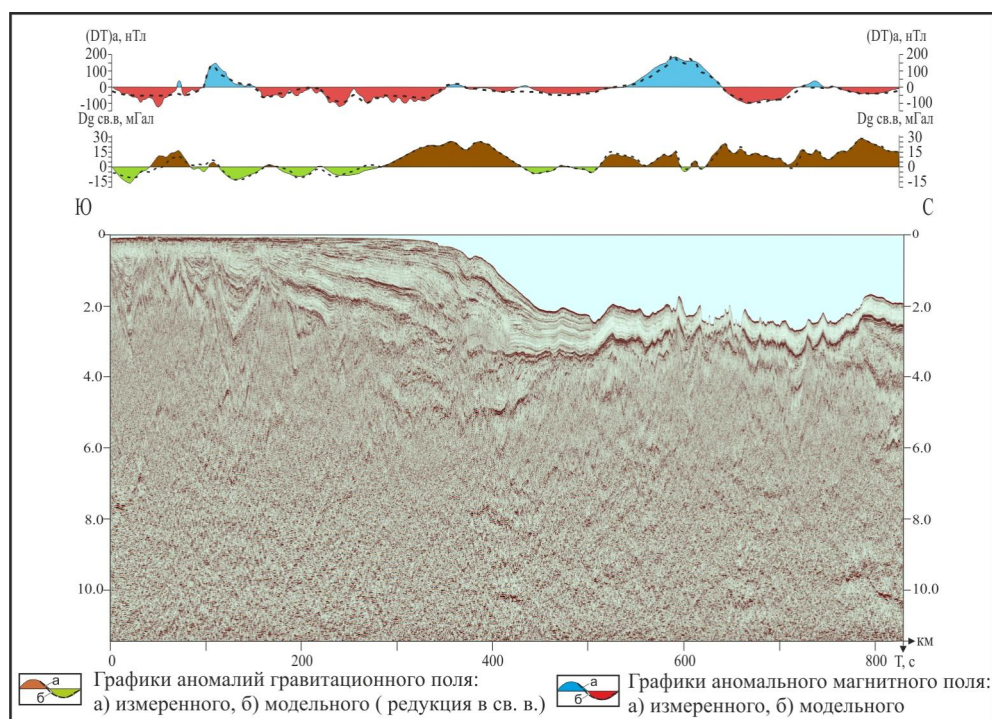


Рис. 2. Комплексные геолого-геофизические работы ОАО МАГЭ на хребте Ломоносова (МОВ ОГТ 2D, гравиметрические и дифференциальные гидромагнитные наблюдения)

Преобразование временного разреза профиля А7 в глубинный проводилось посредством комплекса программ «RAZREZ», разработанного в МАГЭ А.И. Васильевым. «RAZREZ» решает прямые и обратные кинематические задачи, что позволяет увязывать между собой скоростные параметры, полученные разными методами - МОВ ОГТ, ГСЗ, ВСП. Представленная на рис. 3 скоростная модель строения земной коры и верхней мантии в разрезе профиля А7, является результатом данных скоростного анализа МОВ ОГТ, увязанных с данными ГСЗ по профилю ВГКШ-07.

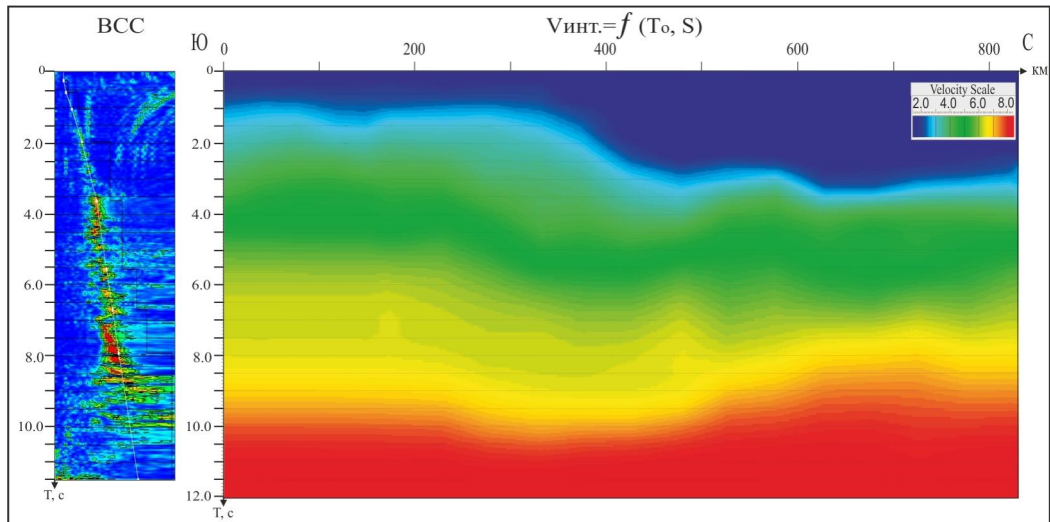


Рис. 3. Скоростная модель строения земной коры и верхней мантии в разрезе профиля А7 (результат данных скоростного анализа МОВ ОГТ, увязанных с данными ГСЗ)

4. РЕЗУЛЬТАТЫ

Глубинная сейсмическая модель земной коры и верхней мантии в разрезе профиля А7 представляет собой окраинно-шельфовую ступень с положением границы «М» на глубине более 32 км в районе Новосибирских островов и 22-24 км в области Хребта Ломоносова (рис. 4). Слой земной коры, сопоставимый по скоростным параметрам с консолидированной корой или кристаллическим фундаментом, представлен изменчивыми по мощности слоями нижней и верхней коры. Внутренняя структура седиментационных бассейнов в разрезе профиля коррелируется, главным образом, с изменениями мощности верхней коры, т.е. с её блоковой структурой. Кристаллический фундамент, в разрезе профиля, по системе блоков воздымается в направлении акватории СЛО, обрисовывая структуру северного борта Бельковско-Нерпалахского авлакогена, а затем, медленно погружаясь, формирует поднятие Де-Лонга – Ломоносова. В целом, поверхность кристаллического фундамента демонстрирует структуру единого поднятия, разбитого на блоки. Хребтовая часть поднятия Де-Лонга – Ломоносова, являясь восточным ограничением Евразийского бассейна СЛО, имеет континентальное происхождение, его осадочный чехол выполнен верхнемеловыми и кайнозойскими отложениями. Палеоструктурные реконструкции убедительно показывают, что в позднемеловое-раннемиоценовое время в области хребта Ломоносова на континентальной коре развивались достаточно мощные, до 7,0 км и более, осадочные бассейны. Последнее хорошо согласуется с данными бурения скв. АСЕХ-302 на хребте Ломоносова.

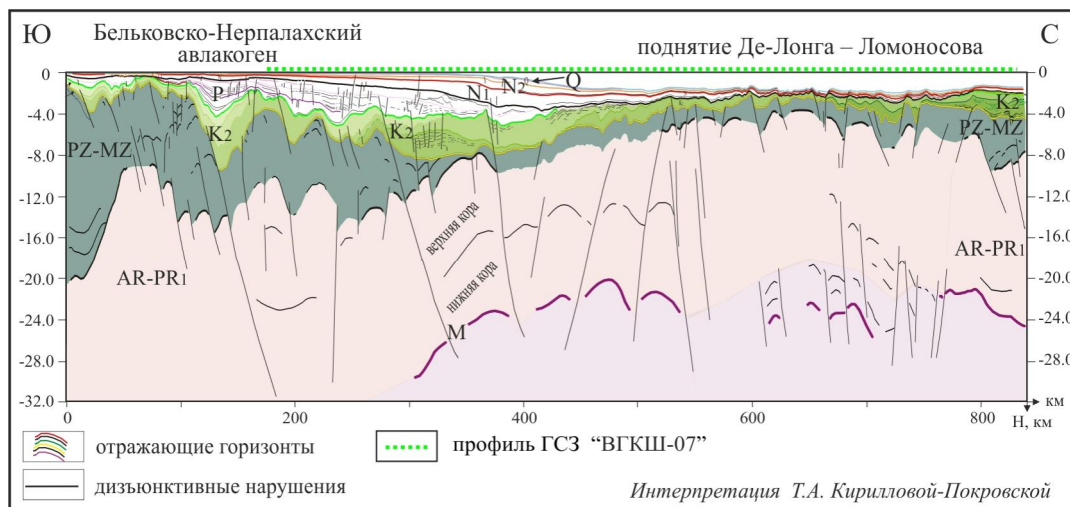


Рис.4. Глубинная сейсмическая модель земной коры и верхней мантии в разрезе профиля А7

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Полученные геофизические материалы вдоль профиля А7 подтверждают континентальную природу хребта Ломоносова и его структурно-тектоническую связь с окраинно-шельфовыми структурами морей Лаптевых и Восточно-Сибирского, обеспечивая, таким образом, более убедительное обоснование границы расширенного континентального шельфа Российской Федерации в восточном секторе Северного Ледовитого океана.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Верба М.Л.* Сравнительная геодинамика Евразийского бассейна. СПб, Наука, 2008, стр.13-38.
2. *Ким Б.И., Глезер З.И.* Осадочный чехол хребта Ломоносова (стратиграфия, история формирования чехла и структуры, возрастные датировки сейсмокомплексов) // Стратиграфия, геологическая корреляция, 2007. Т.15. №4, с. 63-83.
3. *Кирилова-Покровская Т.А., Казанин Г.С., Тарасов Г.А.* Моноклиналильные зоны Западно-Арктических морей, 2010. Российская Академии наук, Природа шельфа и архипелагов Европейской Арктики, Выпуск 10. М.: ГЕОС, 2010. Стр. 149-156.
4. *Jokat W.* The sedimentary structure of the Lomonosov Ridge between 88° N and 80° N. *Geophysical Journal Int.*, 2005, v. 163, p. 698-726.

DUAL-SENSOR STREAMER ACQUISITION AND ITS IMPACT ON RESERVOIR CHARACTERIZATION STUDIES

C. Reiser (PGS), M. Grudnitskiy* (PGS) & S. Klamer (PGS)

Introduction

The main objective of this paper is to present the benefits of the Dual-Sensor (combination of hydrophone and vertical velocity sensor) towed streamer acquisition from a seismic reservoir characterization point of view. The dual sensor streamer technology has been described at length in various publications emphasizing its operational benefits as well as the improved seismic imaging. The dual-sensor streamer technology allows us to remove the sea-surface ghosting filter, thus providing a significant increase of the seismic bandwidth at both the low and the high end of the seismic amplitude spectrum. This significant enhancement of the bandwidth yields improved resolution of the geological layers as well as improved accuracy in the pre-stack extraction of elastic attributes and hence, clearly adds value at the reservoir. Here, we look at its impact at the reservoir level through some case studies.

Technology background

The “simple” traps have already been discovered and the oil & gas industry is moving towards more challenging areas where we need to detect and properly image very complex reservoirs as well as resolve very thin reservoirs or remaining hydrocarbons columns. For these reasons, geoscientists are always looking for a seismic bandwidth as wide as possible extending at the low and high end of the spectrum, to achieve a detailed reservoir characterization analysis. This broader seismic bandwidth has been the subject of numerous discussions and papers from an operational efficiency and imaging point of view. Different acquisition systems and design implementations have aimed to capture as much seismic energy as possible at both ends of the seismic spectrum. In 2007, PGS introduced a new streamer with a dual receiver configuration (Tenghamn *et al.* 2007 and Carlson *et al.* 2007) enabling the simultaneous recording of the scalar pressure field and the vertical particle velocity component. The new two component towed marine streamer has been used extensively in both 2D and 3D surveys over the last 3 years in many regions, basins and geological settings. The main outcome of this extensive acquisition campaign has been to demonstrate the robustness of the technology and its definitive strengths in a significant variety of imaging objectives and operational conditions. The broader bandwidth due to the removal of the receiver ghost is crucial on several aspects:

At the low end of the amplitude spectrum we produce a better depth penetration of the seismic signal, which is extremely valuable for imaging in complex geological settings, such as: sub-salt, basalt or even dense carbonate. However, seismic inversion as well is fundamentally impacted by the low frequency side of the amplitude spectrum. With a conventional streamer the results away from the well can be biased by the constraints from the well data, which has been the main drawback of any seismic inversion or reservoir prediction techniques to date. The improved low frequency content from the dual-sensor streamer allows for inversion based mainly on seismic data and less dependent on a low frequency background model. Figure 1 demonstrates that with extended seismic low frequency content, the dependency on the well information will become increasingly less important. As a direct consequence of this, the results of the seismic inversion (post and/or pre-stack) should be more accurate away from the wells.

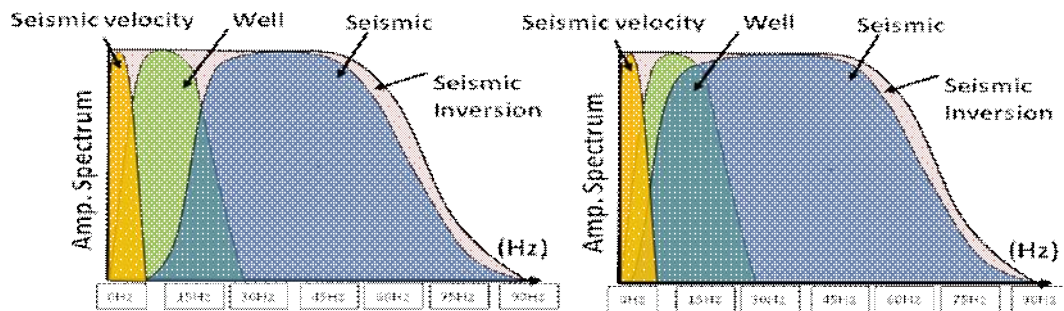


Figure 1 Theoretical amplitude spectra for conventional and dual-sensor streamer data. The extended bandwidth of the dual-sensor streamer data has a significant effect on the low end of the amplitude Spectrum without suffering any losses at the high end of the spectrum.

Application examples

Every reservoir geoscientist would like to see as much detail of the reservoir as possible. With dual streamer acquisition, at the high end of the spectrum we optimize the vertical seismic resolution throughout the available depth range and more importantly at the reservoir level for a better estimate of the earth attenuation can be obtained increased signal to noise ratio across the full seismic bandwidth (Cambois *et al.*, 2009). The presented analysis of the dual-sensor streamer acquisition impact is based on multi-client datasets that PGS acquired in two areas: in the southern North Sea acquired in 2009 and the Carnarvon basin in North-West Australian shelf acquired in 2008 (Long *et al.*, 2008).

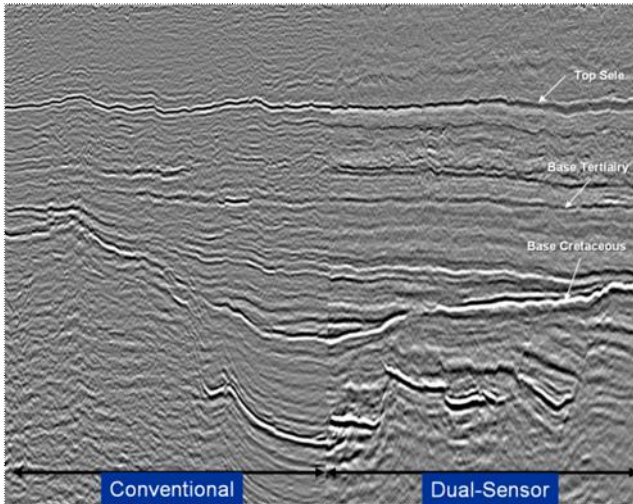


Figure 2: The line illustrates a direct comparison between a conventional and a dual-sensor streamer acquisition over the North Viking Graben dataset. A seismic imaging improvement with the dual-sensor streamer is clearly visible throughout the section: from the Paleocene down to the Jurassic level. At the Tertiary level, below the Top Sele, the various sequences, especially the Heimdal are clearer on the dual-sensor section. At the Jurassic level the image of the tilted fault blocks is significantly improved leading to a new understanding of the area.

The simultaneous extension of both low and high frequencies has a major positive impact on seismic reservoir characterization: the low side of the spectrum contributes in particular but not only (Engelmark and Reiser, 2010) to the improved derivation of the absolute elastic properties such as acoustic and shear impedance, whereas the high side of the spectrum improves the seismic resolution and hence the detection of thin reservoir layers. Several extensive seismic reservoir characterization studies have been undertaken on 2d and 3D dual-sensor streamer datasets, an example is shown in figure 3. A pre-stack seismic inversion workflow was conducted on this dataset. The figure illustrates the benefit of having extended low frequency content when extracting elastic properties.

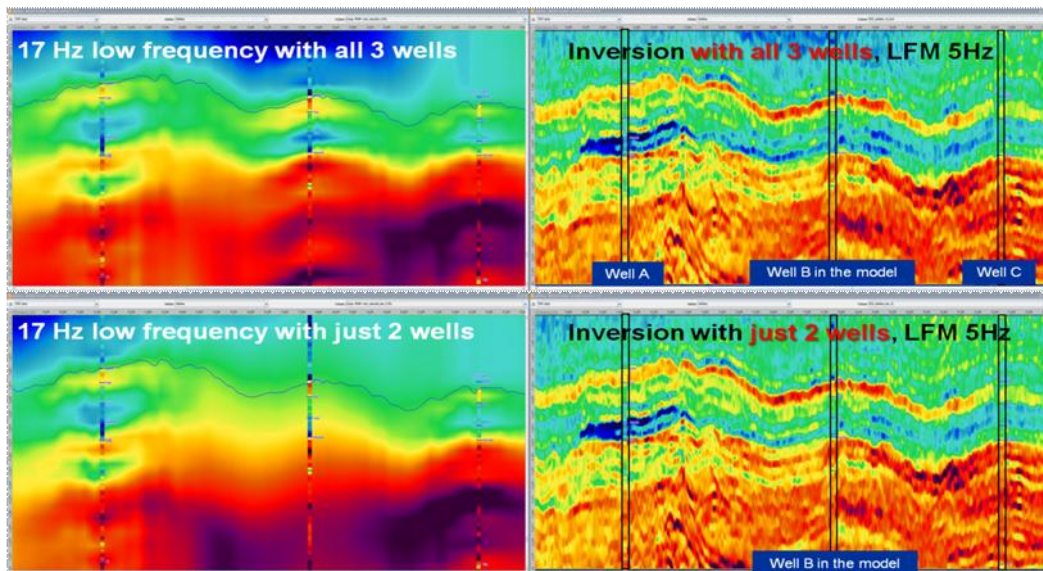


Figure 3: Comparison of two acoustic impedance results based on pre-stack seismic inversion using the dual-sensor technology and with two different initial models. The initial low frequency model in both cases was extending to 17Hz, but **only** the bottom **5Hz** were used in the inversion process for estimating the absolute elastic properties. The results of the absolute acoustic impedance (right hand-side images) at the well locations are extremely similar using either three wells (top figure) or only wells A and C (bottom figure) in the initial model. The results at Well B are very similar, demonstrating that the reliability of the estimated reservoir properties is dramatically enhanced with the dual-sensor streamer technology.

The example demonstrates that the acoustic impedance estimated through a pre-stack simultaneous inversion at Well B is nearly identical whether the well is included as a priori information in the model or not. This observation shows that our ability to predict the reservoir properties away from calibration wells is much improved due to the extended low frequency bandwidth offered by the dual-sensor streamer. This case study has demonstrated that the broader seismic frequency bandwidth, and especially the extension at the low frequency side of the seismic amplitude spectrum, represents a key step forward in the seismic reservoir property estimation and more importantly in the lithology-fluid prediction, as the need of a priori information especially based on the well information, is considerably reduced compared with a conventional towed marine streamer acquisition. Thus, the inversion and litho-fluid prediction using this unique acquisition system has proven to depend less upon the incorporation of well data as a background model and therefore enhance the prediction of the reservoir properties away from the wells (Figure 3). The process is now mainly seismic driven as opposed to previously being model driven.

The seismic line used for the next example is located in a very well known gas province of the North West Shelf of Australia. Over this area, a seismic line was acquired with conventional and dual-sensor streamer technology. On those two datasets a pre-stack inversion workflow was performed (presented in Figure 4). Simultaneous inversions were carried out using exactly the same parameters except for the wavelet, same low frequency model and inversion parameters. Therefore the only differences between the two datasets are simply due to the type of towed streamer.

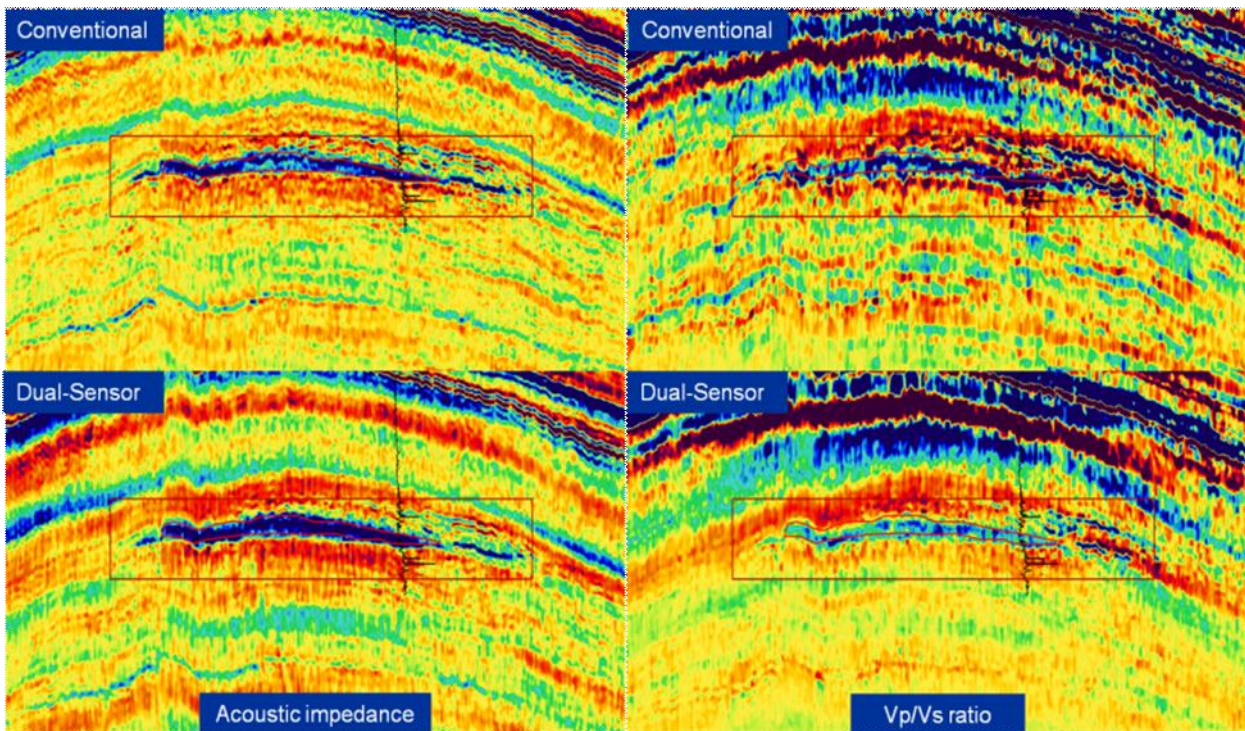


Figure 4: The two left images represent the acoustic impedance and the two right images represent the V_p/V_s -ratio from the conventional seismic and the dual-sensor streamer acquisition. The acoustic impedance and V_p/V_s -ratio have been estimated in a pre-stack inversion process.

To further extend the analysis between the two datasets, a cross-plot analysis was done over the area enclosed in red in Figure 4.

This area includes the gas reservoir and should therefore have an unambiguous elastic attribute response, with the gas having both lower acoustic impedance and lower V_p/V_s -ratio as seen in Figure 5. The cross-plot demonstrates clearly the better stability and lower noise in the pre-stack domain of the elastic reservoir properties, especially in the V_p/V_s -ratio using the dual-sensor streamer acquisition system compared to the conventional data, a clearer definition of the individual geological layers and the fluid contact.

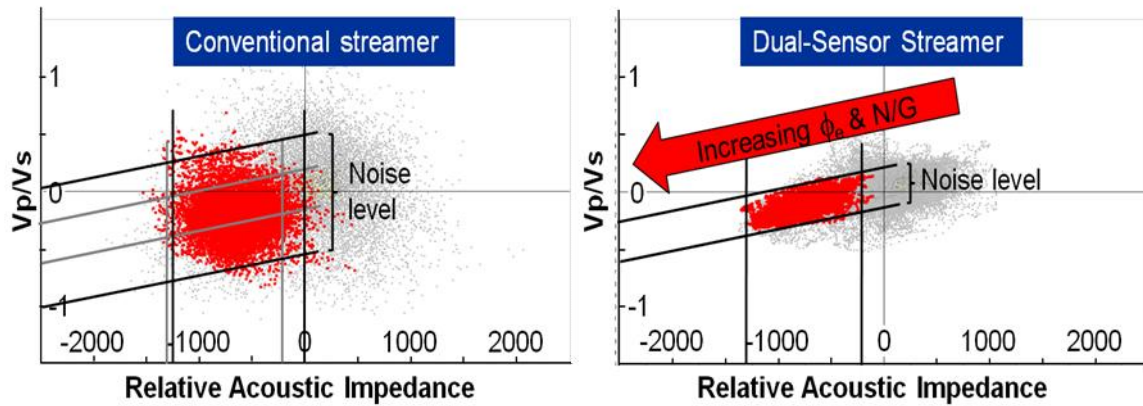


Figure 5: Cross-plot comparison between the two acquisition systems. The cross-plots are based only on the seismic data. The uncertainty in relative acoustic impedance is only marginally better in the dual-sensor data, whereas the V_p/V_s -ratio has much lower noise in the dual-sensor data. The slope of the cluster is consistent with variations in porosity and net-to-gross (N/G).

Conclusions

We have demonstrated that the dual-sensor technology provides significant advantages in important reservoir characterization aspects. Reservoir delineation and geobodies detection are improved thanks to an increased signal to noise ratio and broader bandwidth. The extended bandwidth, especially at the low frequency side of the spectrum represents a key improvement in the lithology-fluid prediction and also on seismic reservoir property estimation. The need for a-priori information is considerably reduced by relying more on the data and less on a low frequency background model compared with a conventional seismic streamer which should notably improve the number of successful wells.

Acknowledgements:

The authors would like to thank PGS for permission to publish this work and the many contributors within the PGS organization.

Selected References:

1. Cambois, G., B. Osnes, A. Day and A. Long, 2009, Dual Sensor Streamer Increases Data Bandwidth Leading to Improved Penetration and Higher Resolution. EAGE Marine Seismic Workshop - Focus on Middle East & North Africa
2. Carlson, D., W. Söllner, H. Tabti, E. Brox, and M. Widmaier, 2007, Increased resolution of seismic data from a dual-sensorstreamer cable: 77th Annual International Meeting, *SEG, Expanded Abstracts*,
3. Engelmark, F and Reiser, C. Extending the low frequency content for improved processing, imaging, inversion and characterization, SEG Low Frequency workshop in Snowbird, Utah August 2010.
4. Long, A., D. Mellors, T. Allen, and A. McIntyre, [2008] A calibrated dual-sensor streamer investigation of deep target signal resolution and penetration on the NW Shelf of Australia, 78th Annual International Meeting, SEG, Expanded Abstracts,
5. Reiser, C. and C. Ribeiro, 2010, Dual-Sensor Streamer Acquisition and its impact on Reservoir Characterization Studies, 72nd EAGE Conference and Exhibition, Barcelona
6. Reiser C., Anderson E., Balabekov Y., Engelmark F., 2011: Improved Quantitative Interpretation with Broadband Seismic. 73rd EAGE Conference and Exhibition, Vienna
7. Tenghamn, R., S. Vaage, and C. Borresen, 2007, A dual-sensor, towed marine streamer; it's viable implementation and initial results: 77th Annual International Meeting, SEG, Expanded Abstracts, 989–993.

ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ В УСЛОВИЯХ ЭЛЕКТРОТЕПЛООВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ

А. С. Кашик, С. И. Билибин, А. Р. Клепацкий, (ОАО «ЦГЭ»)

Как известно, балансовые запасы высоковязкой нефти в России составляют несколько миллиардов тонн. Широкомасштабная разработка большей части этих запасов еще не началась. Ожидается, что по мере истощения запасов маловязкой и вязкой нефти роль месторождений высоковязкой нефти будет возрастать. При разработке месторождений тяжелой нефти используется тот факт, что вязкость жидкостей, включая нефть, сильно падает с ростом температуры. Традиционные методы нагревания коллектора, содержащего запасы тяжелой нефти, включают паротепловую обработку, закачку горячей воды и внутрискважинное горение ([1]).

Значительно менее разработана технология разогрева нефти за счет выделения омического тепла при прохождении по пласту сильных электрических токов. Известно, что омические нагреватели и электроимпульсные генераторы с успехом используются для очистки призабойной зоны скважин. В части проектирования разработки месторождений углеводородов с применением сильных электрических токов, наиболее продвинутым можно считать опытный проект компании Shell по внутрискважинному пиролизу сланцев в штате Колорадо ([2]). Однако примеры практического осуществления таких проектов авторам неизвестны.

В представленной работе рассматривается методика моделирования процесса разработки месторождения при использовании методов электро-теплового воздействия на пласт. При этом система добывающих и нагнетательных скважин используется в качестве подводящих электродов. Полная задача моделирования разработки в присутствии сильных электрических токов естественным образом распадается на электрическую задачу - расчет электрического потенциала для системы электродов произвольной формы (заданная система скважин) и гидродинамическую задачу - расчет динамики отборов жидкости через эту систему скважин с учетом объемного тепловыделения (омические источники тепла) и теплопереноса. Конечно, не только распределение электрического потенциала влияет на динамику разработки, но и, наоборот, в процессе отбора жидкости изменяется распределение водонасыщенности в пласте, а вместе с ним и поля удельного электрического сопротивления и электрического тока.

Для численного решения задачи нахождения распределения электрического потенциала в пласте используется почти забытая аналогия между стационарным течением однофазной жидкости в системе добывающих и нагнетательных скважин и течением электрического тока между электродами, местоположение и форма которых совпадает с расположением и формой скважин. Математически эта аналогия основана на эквивалентности уравнений, описывающих распределение электрического потенциала U (при известном поле электропроводности λ) и распределение пластового давления P для однофазной жидкости (при соответствующей подвижности $k/\mu = \text{const} \cdot \lambda$).

Эта аналогия позволяет использовать любой из известных гидродинамических симуляторов, например TEMPEST или ECLIPSE, для нахождения поля электрического потенциала внутри пласта, если известны поля геолого-физических параметров пласта: температуры, пористости, водонасыщенности, минерализации пластовой воды, песчанности.

Электропроводность нефти и материала породы можно считать равными нулю. Сопротивление ρ_w и электропроводность λ_w пластовой воды являются известными функциями минерализации и температуры ([3]). Электропроводность коллектора λ согласно [3] определяется реальным содержанием пластовой воды в порах и может быть задана приближенно степенной зависимостью от открытой пористости K_p и водонасыщенности S_w . Следует обратить внимание на то, что при решении электрической задачи нельзя исключить глинистые прослои из рассмотрения, заменив их неактивными ячейками, так как электропроводность глин как правило, в несколько раз превышает электропроводность нефтенасыщенного коллектора.

При моделировании процесса электротепловой разработки используется обычная трехмерная фильтрационная модель, получаемая на основании подробной геологической модели. В области максимального тепловыделения вблизи скважин желательно использовать локальное измельчение сетки. С другой стороны, необходимый при использовании неспециализированных симуляторов частый пересчет электрического потенциала и объемного тепловыделения замедляет расчет, что затрудняет использование больших сеток с числом ячеек более 100 тысяч. В этом смысле удобно анализировать эффективность разработки на секторных моделях. Расчет осуществляется с помощью

специально разработанной управляющей программы и схематически состоит из следующей последовательности операций.

После того как параметры пласта, а также система и расположение скважин определены на момент времени t_0 выбирается временной интервал Δt для пересчета потенциала и тепловыделения. Далее находятся кубы электропроводности λ , которые пересчитываются в кубы проницаемости ($k=const \cdot \lambda$) и на стандартном симуляторе проводится расчет потоков для гидродинамической модели при условии, что пласт заполнен только несжимаемой водой с вязкостью $\mu_w=1$. Для обеспечения достижения стационарного решения суммарная закачка должна быть равна суммарному отбору. Полученный в результате расчета куб давления трактуется как куб электрического потенциала, забойные давления соответствуют потенциалу в вольтах на скважинах-электродах, а отборы и закачка – электрическому току в амперах с тем или другим знаком. По найденному распределению потенциала находится куб плотности электрического тока \mathbf{j} ($\mathbf{j}=\lambda \cdot \text{grad}(U)$) и куб мощности тепловыделения W ($W=\mathbf{j}^2/\lambda$). По мощности и объемной теплоемкости пласта (C_V) в каждой расчетной ячейке находится прирост пластовой температуры ΔT_1 ($\Delta T_1=\Delta t \cdot W/C_V$).

Наконец, используя куб найденной температуры ($T_0+\Delta T_1$) в качестве начальной температуры, запускается на время Δt тепловая версия симулятора, в результате работы которой находятся кубы давления, насыщенностей и температуры T_1 на момент времени $t_0+\Delta t$. Эти кубы используются в качестве исходных распределений параметров для проведения нового расчета по описанному алгоритму, при этом находятся распределения параметров на момент $t_0+\Delta t$ и так далее.

Использование предварительного электрического прогрева битумов

Достаточно перспективным представляется использование электро-теплого метода разогрева в начальной стадии разработки природных битумов, вязкость которых столь велика, что при пластовой температуре битумы практически неподвижны. Среди скважинных методов разработки наиболее эффективным считается технология SAGD, при которой бурится пара горизонтальных скважин (добывающая и нагнетательная), отстоящих друг от друга по вертикали на 5-15 метров. В верхнюю скважину закачивается теплоноситель (обычно пар), область между скважинами разогревается, и битум становится подвижным. Главным недостатком этого метода является очень длительная начальная стадия- стадия прогрева области коллектора между скважинами (см. [4]). Так как битум совершенно неподвижен при начальной температуре, конвекция полностью отсутствует, а распространение тепла внутри пласта за счет теплопроводности идет крайне медленно. При расстоянии между скважинами 10 метров стадия прогрева занимает около трех лет, и добыча в этот период практически отсутствует.

Как можно сократить начальную стадию разработки природных битумов? Предлагается создать электрическое напряжение между этой парой скважин. Для близко расположенных электродов электрическое поле в основном концентрируется в межэлектродном пространстве, и омическое тепло прогреет именно ту зону, которую нужно прогреть. С помощью предлагаемой методики было выполнено моделирование начальной стадии разработки битумов путем электрического разогрева области между парой горизонтальных скважин с длиной горизонтальной части $L=150$ м.

Пласт предполагается однородным с горизонтальной проницаемостью 500 мД и вертикальной – 100 мД. Размер участка: $\Delta X=72$ м, $\Delta Y=150$ м, $\Delta Z=30$ м. Расстояние между горизонтальными стволами добывающей скважины (В) и нагнетательной (А) – 11 м. Напряжение U прикладывается к горизонтальным участкам скважин, отделенных от остальной части скважин горизонтальными вставками.

Расчетная сетка около скважин сгущена до 2×2 метров. Начальная водонасыщенность равна 20%. Минерализация пластовой и закачиваемой воды 8.5 г/литр. Начальная температура пласта 17 С. Начальная вязкость битума 1000000 мПа·с. При нагревании до 140 С вязкость битума падает до 32 мПа·с. Депрессия на добывающей скважине 3 Мпа.

Расчеты проводились для различных значений $U=220V$, $380V$ и $650V$ при закачке холодной воды. После достижения дебита $1\text{м}^3/\text{сутки}$ напряжение снималось, и разработка продолжалась (в режиме ППД) с закачкой горячей воды температурой $T=150$ С. Средняя электрическая мощность соответственно равна: $W=160$ кВт, 400 кВт и 900 кВт, а вложенная энергия лежит в диапазоне $600 \div 700$ МВт·час.

Для сравнения, был проведен расчет без предварительного электрического нагрева ($U=0$) при начальном прогреве паром с температурой $T=250$ С и закачке горячей воды с температурой $T=150$ С после достижения дебита $1\text{м}^3/\text{сутки}$.

Результаты моделирования приведены на рис. 1. Следует иметь в виду, что из условия симметрии граница расчетного участка проведена через пару скважин, так что реальная область фильтрации и добыча будет вдвое больше приведенной на графике, при условии, конечно вдвое большей вложенной мощности по сравнению с вышеуказанной.

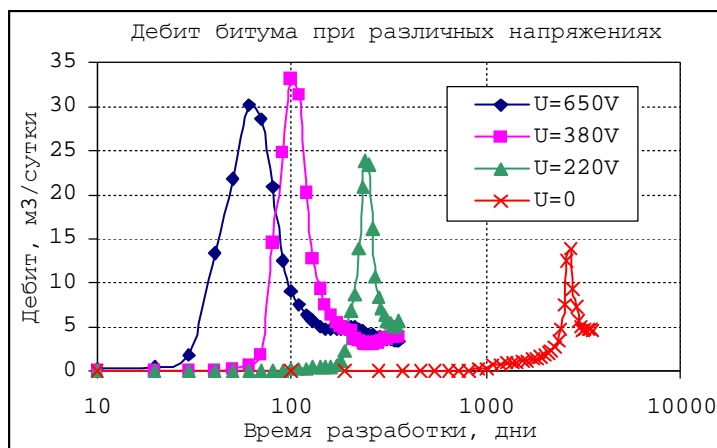


Рис. 1. Динамика отбора битума с начальной вязкостью $\mu=1000000$ мПа·с при различных величинах напряжения U .

Данные, приведенные на рисунке 1, указывают на эффективность предварительного электрического прогрева пласта при разработке сверх вязкой нефти и природных битумов. В отсутствие электрического напряжения ($U=0$) можно ожидать притока битума не ранее, чем через 3 года. При подведении напряжении $U=380$ V приток возникает уже через 60 суток, а при $U=650$ V – через 30 суток. Величины максимальных дебитов в случае электрического прогрева также выше.

Закачка соленой воды для усиления электро-теплового воздействия на пласт

Для снижения в целях безопасности подводимого к скважинам электрического напряжения (при сохранении выделяемой в пласте мощности) можно искусственно повышать текущую минерализацию пластовой воды путем закачки в пласт воды повышенной солености.

Эффективность закачки высоко соленой воды в пласт при электро-тепловой разработке месторождений с низкой минерализацией пластовой воды была проанализирована с помощью геолого-технологической секторной модели Русского месторождения. Проведенные ранее исследования показали перспективность использования на Русском месторождении пятиточечной системы разработки 300×300 м с применением многозабойных добывающих (сплошные линии на рис. 2) и нагнетательных (пунктир) пологонаправленных скважин. Расчеты проводились на секторной модели реального участка Русского месторождения (см. рис. 3).

Элемент системы ППД

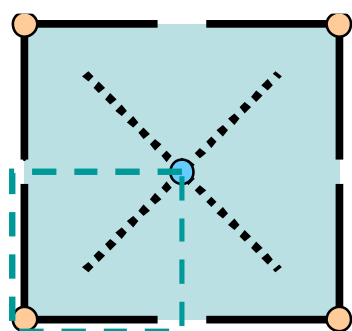


Рис. 2 Элемент системы разработки

Расчетный сектор

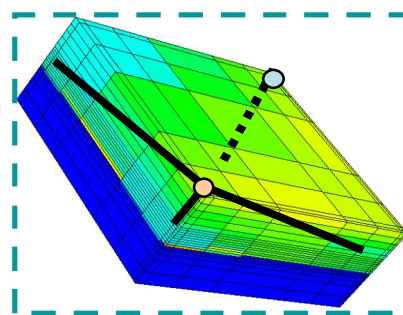


Рис. 3. Расчетный элемент 150×150 м

В таблице 1 приведены средние геолого-физические параметры расчетного элемента, включая эффективную толщину H_{ef} , начальное пластовое давление P , пористость K_p , проницаемость K , песчанность NTG , начальную температуру T , начальную вязкость нефти μ_0 , и начальную минерализацию пластовой воды M .

Таблица 1

Геолого-физические параметры элемента Русского месторождения							
$H_{эф}$, м	P , МПа	K_p	K , мД	NTG	T , С	μ_0 , мПа·с	M , кг/м ³
50	9	0.30	50	0.5	17	162	6

Основные результаты расчетов представлены на рис. 4-5. Кривые на рисунках, обозначенные “cold” соответствуют обычной разработке с закачкой холодной воды без вложения в пласт электрической энергии.

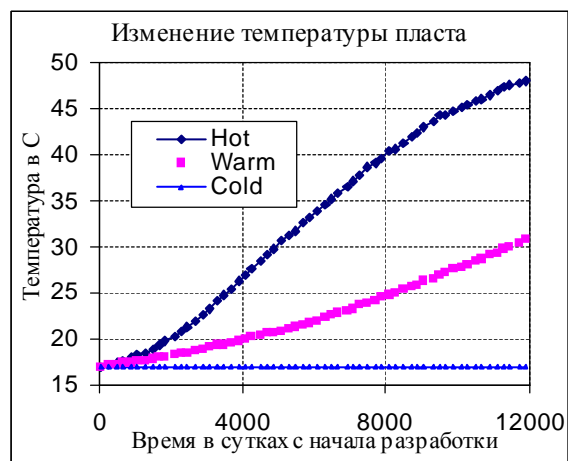


Рис. 4. Динамика прогрева пласта электротокком. Русское м-ние

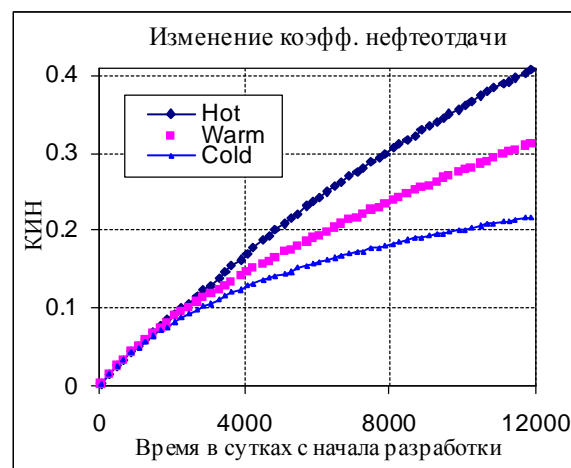


Рис. 5. Зависимость КИН от минерализации закачиваемой воды. Русское м-ние

Словом “warm” помечены результаты, полученные при напряжении между добывающей и нагнетательной скважиной $U=50$ вольт и закачке воды с минерализацией 6 кг/м^3 . При этом средняя мощность, выделяемая в пласте, составляет $W=85 \text{ кВт}$. Словом “hot” помечены результаты, полученные при том же напряжении $U=50$ вольт но закачке воды с минерализацией 100 кг/м^3 . Электрическое сопротивление пласта при этом быстро падает до 0.01 ом , а средняя мощность, выделяемая при этом в пласте, превышает $W=200 \text{ кВт}$. Поскольку максимальное омическое тепловыделение имеет место вблизи скважин, температура добываемой жидкости достаточно высока $70\div 80 \text{ С}$. При этом, выгодно использовать тепло добываемой жидкости для подогрева закачиваемой воды с помощью теплообменника. Это было учтено при моделировании - температура закачиваемой воды растет в процессе разработки от 17 С до 40 С .

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе представлена методика моделирования процесса разработки месторождений высоковязкой нефти при использовании методов электротеплового воздействия на пласт. Результаты расчетов параметров разработки битумной залежи парой горизонтальных скважин показали, что предварительный прогрев электрическим током межскважинного пространства позволяет на порядок сократить начальное время прогрева битума и вдвое увеличить величину максимального дебита. Расчеты, выполненные на секторной модели Русского месторождения, указывают на возможность повышения эффективности электротеплового воздействия на коллекторы с низкой минерализацией путем закачки в пласт воды повышенной солёности.

ЛИТЕРАТУРА

1. Ж. Бурже, П. Сурио, М. Комбарну «Термические методы повышения нефтеотдачи пластов». Москва, «Недра», 1988 г.
2. Peter M. Crawford «Overview of Emerging Oil Shale Technologies», 27-th Oil Shale Symposium, Colorado Energy Research Institute & Colorado School of Mines, October 2007.
3. В.М. Добрынин, Б.Ю. Вендельштейн, Д.А. Кожевников «Петрофизика». Москва, «Недра», 1991 г.
4. Р.С. Хисамов, Р.Г. Абдулмазитов, А.Т. Зарипов, С.И. Ибатуллина «Этапы освоения залежей битума в республике Татарстан». Нефтяное хозяйство, июль 2007 г.

ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ВЫДЕЛЕНИЯ ДЕТАЛЬНЫХ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ В ВЕНД-КЕМБРИЙСКОМ МЕГАКОМПЛЕКСЕ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

Клятышева Л.Р., ФГУП «ВНИГРИ»

Изучение пластовых геологических и геофизических характеристик венд-нижнекембрийских отложений позволит обосновать наличие и качество коллекторов в разрезе, а дополнение материалами геофизических исследований скважин, керна и геологических данных – установить истинные границы зонального нефтегазонакопления.

Возникает необходимость разобраться во внутренней структуре нефтегазоперспективных объектов. Актуально изучение средних и сравнительно мелких по своим линейным размерам объектов с малыми ресурсами, распределенных по площади группами и имеющих определенную приуроченность к продуктивным интервалам разреза. Трудности выделения пластов-коллекторов в карбонатных и терригенных отложениях при интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС) связаны с ограниченным комплексом методов ГИС (каверномер, электрический каротаж, гамма-каротаж, нейтронный гамма-каротаж), применяемых в большинстве старых скважин Восточной Сибири, крайне неравномерным отбором керна и низким процентом его выноса, а также влиянием геолого-технических условий проводки скважин на показания методов ГИС.

В составе группы ВНИГРИ по комплексному изучению детальных объектов нефтегазонакопления, в том числе по юго-восточной Сибири, нами разработана технология их исследования для терригенных и карбонатных нефтегазоносных комплексов с привлечением данных ГИС, сейсморазведки и серии геологических приемов изучения перспективных осадочных толщ. Эта технология продолжает и развивает исследования, результаты которых недавно опубликованы в статье «Зональность коллекторов и углеводородонакопления в венд-нижнекембрийском мегакомплексе Непско-Ботуобинской антеклизы».

Район исследований расположен в Ленно-Тунгусской НГП и относится к Непско-Ботуобинской НГО, богатейшей по разведанным запасам и прогнозным ресурсам УВ [Кушмар И.А., Григоренко Ю.Н. и др., 2006]. Данная работа основана на анализе и корреляции геолого-геофизических характеристик венд-нижнекембрийских отложений юга Восточной Сибири по имеющимся геофизическим и геологическим данным и материалам научных исследований, выполненных коллективе ФГУП «ВНИГРИ».

На большей части Сибирской платформы перспективны в основном отложения рифея, венда и кембрия [Корж М.В., Мазанов В.Ф., 1990]. В пределах платформы примерно 75% ее суммарных потенциальных ресурсов углеводородов сосредоточено в отложениях венд-кембрийского нефтегазоносного мегакомплекса (НГМК).

Верхняя часть НГМК представляет собой сульфатно-галогенно-карбонатную кембрийскую толщу, которая является региональной покрывкой для всех продуктивных горизонтов, лежащих в нижней проницаемой части мегакомплекса [Анциферов А.С., Бакин В.Е. и др., 1986]. Толщина изолирующей части колеблется от 1500 до 2000 метров. Региональная покрывка относится к классу неоднородных, поскольку содержит ряд проницаемых карбонатных горизонтов. В проницаемой части мегакомплекса выделяется вендский (терригенный) НГК и верхневендско-нижнекембрийский (карбонатный) НГК /О.М. Прищепа и др., 2009/.

Подшва карбонатного НГК отбивается по границе терригенных отложений ботуобинской подшвы бюксской серии венда, а кровля – по подошве юрегинской свиты, галогенные отложения которой являются региональной покрывкой комплекса.

В проницаемой части вендского НГК выделяются талахский (аналоги - безымянный, верхнечонский ВЧ2), хамакинский (аналоги - ярактинский, марковский, верхнечонский ВЧ1) и парфеновский (аналог - ботуобинский) продуктивные горизонты.

В проницаемой части верхневендско-нижнекембрийского НГК выделяются основные продуктивные региональные горизонты: преображенский, усть-кутский (аналог - юряхский), осинский.

Объектами изучения являются пласты-коллекторы и зоны фактического нефтегазонакопления нижнего венда и нижнего кембрия.

Нижневендские отложения представлены в основном песчаниками преимущественно кварцевыми, полевошпатово-кварцевыми песчаников (кварца 50-95 %, полевых шпатов 10-30%, обломков пород 14-30 %, слюд до 3.8 %), средне и мелкозернистыми, и полимиктовыми, средне и

крупнозернистыми, с тонкими и неравномерно перемежающимися прослоями алевролитов и аргиллитов. Обломки пород представлены преимущественно кварцитами, кремнями, реже гнейсами и глинистыми сланцами.

Горизонты нижнего венда регионально нефтегазоносны на всей территории юго-востока Непско-Ботуобинской антеклизы и за ее пределами. Развитые в разрезе коллекторы относятся к поровому типу.

Для нижневендских отложений характерны значительная невыдержанность литологического состава, слабая окатанность и степень неотсортированности обломочного материала. Кроме того, в терригенных породах отмечаются значительные вариации содержания гидрослюдисто-хлоритового цемента. На территории Непско-Ботуобинской антеклизы пористость терригенных пород изменяется от 5-7 до 20 %, проницаемость – от 0,01 до 0,1 мкм².

Пласты-коллекторы нижневендских отложений по результатам обработки данных ГИС характеризуется значениями пористости от 11,6 % до 23 %, коэффициентом насыщенности 54-97 %. Изменяются суммарные значения эффективных толщин пластов-коллекторов и их количество.

Карбонатные отложения нижнего кембрия выделяются в нижней части усольской свиты как пачка карбонатных пород водорослевой фации и характеризуются широким площадным распространением [Бурова И.А., 2001]. На территории Ангаро-Ленской ступени и юго-западной части Непско-Ботуобинской антеклизы карбонатные породы залегают под пластами солей. Это позволяет четко выделять кровлю продуктивных нижнекембрийских отложений по данным ГИС.

Нижнекембрийские отложения представлены известняками, доломитами, тонкими прослоями мергелей и ангидрито-доломитов. Породы нижнекембрийских отложений имеют массивную макротекстуру и разнообразную микротекстуру: пятнистую, волнисто-горизонтальную, нечетко слоистую, линзовидную. Породами-коллекторами являются известняки водорослевые интенсивно доломитизированные. Распространены коллекторы смешанного типа: каверно-поровые, трещинно-поровые и каверново-трещинно-поровые.

По результатам исследований шлифов средние значения трещинной проницаемости в известняках не превышают $3,16 \cdot 10^{-3}$ мкм², в доломитах – $4,9 \cdot 10^{-3}$ мкм². По данным исследований фильтрационно-емкостных свойств средние значения открытой пористости в доломитах от 3,4 до 15,7 %, газопроницаемости от $2,5 \cdot 10^{-3}$ мкм² до $444,4 \cdot 10^{-3}$ мкм². В известняках, соответственно, пористость от 3,26 до 8,09 % и газопроницаемость от $0,05 \cdot 10^{-3}$ мкм² до $5,5 \cdot 10^{-3}$ мкм².

По результатам интерпретации данных ГИС пласты-коллекторы нижнекембрийских отложений пористость коллекторов варьирует от 7,2 до 24%, насыщенность - от 54 до 93 %.

Корреляция пластов-коллекторов в разрезах скважин выполнялась путем отслеживания определенных интервалов с характерными геофизическими параметрами. Использовались регионально и локально прослеживаемые реперные границы.

Коллектора в терригенных и карбонатных отложениях выделяются на качественном и количественном уровне. Качественными признаками является сужение ствола скважины и изменение показаний электрических и других методов ГИС против пласта-коллектора, а также наличие радиального градиента сопротивления по БК, МБК.

В качестве количественных критериев взяты граничные значения пористости. Литология пород и определение пористости осуществлялось по комплексу методов АК-НГК. Если пористость, определенная по комплексу ГИС не достигает установленных минимальных граничных значений, то эта порода неколлектор. Для карбонатных и терригенных пород Восточной Сибири и Якутии граничное значение пористости принято в размере 6%¹. Характер углеводородонасыщенности, определенный по данным обработки ГИС, сопоставлялся с результатами испытаний и опробований отложений, что дает более объективную информацию о насыщении коллекторов, а также об их распространении.

Выделение пластов-коллекторов и их изучение помогает разобраться в распространении детальных объектов нефтегазонасыщенности, а значит, и в масштабности и пространственных особенностях зонального углеводородонакопления.

Между тем, зоны скопления нефти и газа, как природные скопления углеводородов (УВ), надежно выделяются только по прямым объективным признакам нефтегазоносности. Зоны, как элементарные природные скопления месторождений УВ, ограничиваются областями их отсутствия

¹ Пороговое значение эффективной пористости, используемое при оценке продуктивности месторождений в ГКЗ.

или значительного удаления друг от друга с убыванием к границам зоны плотности ресурсов (запасов) УВ и этажа нефтегазоносности.

Оценка латеральных изменений этажа нефтегазонакопления или составляющих его продуктивных горизонтов, их коллекторских свойств и нефтегазонасыщения приобретает ведущее подтверждающее значение при выделении и оконтуривании зональных группировок месторождений нефти и газа.

Анализ внутри- и межзональных изменений состава, фильтрационно-емкостных свойств, количества пластов-коллекторов, а также их нефте- и газонасыщенности по результатам обработки ГИС, анализам кернового материала и результатам испытаний.

Вопросами изучения зон нефтегазонакопления Восточной Сибири в разные годы занимались многие исследователи: Арчegov В.Б. (1999 г.), Коваль Н.И. (1991 г.), Конторович А.Э. (1982 г.) Корвет Н.А. (1986 г.), Кушмар И.А. (2003 г.), Мельников Н.В. (1988 г.), Самсонов В.В. (1986 г.), Семенов В.П. (2010 г.), Ситников В.С. (2010 г.), Фролов Б.М. (1985 г.).

Многие ученые, занимающиеся задачами выделения коллекторов и проблемами выявления зон углеводородонакопления в венд-кембрийских отложениях Восточной Сибири, считают основными признаками структурные, тектонические и другие факторы.

Однако характерной чертой геологического строения всех месторождений юга Восточной Сибири является то, что к какому бы типу залежи они не были приурочены, распределение нефтегазоносности по площади месторождения определяется литологической изменчивостью вмещающих пород, т.е. распределением "коллектор-неколлектор" в пределах продуктивного горизонта.

Показательными геолого-геофизическими характеристиками коллекторов венд-кембрийских отложений является следующее:

- в карбонатных отложениях породами-коллекторами являются известняки водорослевые интенсивно доломитизированные, в терригенных – песчаники;
- радиальный градиент удельного сопротивления, сужение ствола скважины против пласта-коллектора и другие качественные и количественные критерии по ГИС;
- наличие трещинно-кавернозной пористости в разрезе карбонатных отложений, терригенные коллектора – поровый тип.

Таким образом, в результате проведенного анализа и выполненной корреляции геолого-геофизических данных автор пришел к выводу, что в качестве основных геолого-геофизических признаков выделения детальных объектов нефтегазонакопления в венд-кембрийском мегакомплексе Восточной Сибири можно использовать геофизические характеристики пластов-коллекторов, их количество и суммарную эффективную мощность. Кроме того, количество и суммарная эффективная мощность пластов-коллекторов характеризуют этаж нефтегазоносности, который, в свою очередь, является важнейшими признаками выделения и оценки зон углеводородонакопления [Григоренко Ю.Н., Мирчинк И.М. и др., 2009].

К сожалению, ограниченный объем тезисов не позволяет изложить в полном виде всю суть проделанной работы. На рисунке 1 показано несколько из зон нефтегазонакопления, по которым выполнена данная работа. Подтверждением возможности использования такого подхода является отсутствие нефтегазонасыщенности за границами зон.

Полученные результаты достаточно хорошо отображают структуру разреза венд-кембрийских отложений, а такой комплексный метод изучения материалов позволяет легко ориентироваться в тонкостях геологического строения и нефтегазонасыщения изучаемых отложений.

На основании выполненного анализа геолого-геофизических материалов и принимая во внимание все вышеизложенное можно сделать следующие рекомендации.

Для качественной интерпретации данных ГИС с целью подсчета запасов углеводородов и выделения нефтегазоперспективных зон в стандартный комплекс ГИС обязательно должны входить методы БК, АК, ГГКП. Необходим комплексный анализ результатов исследований керна, испытаний и данных ГИС. С целью изучения и прогнозирования пластов-коллекторов в межскважинном пространстве рекомендуется использовать технологию ПАРМ-Коллектор, применение которой позволяет выполнять прогноз геолого-геофизических параметров, литолого-стратиграфическое расчленение осадочных отложений в исследуемом интервале разреза, поиск и оконтуривание углеводородных объектов, оценку ёмкостных свойств коллекторов и определение их подсчётных параметров по комплексу данных ГИС и сейсморазведки в условиях терригенно-карбонатных отложений.

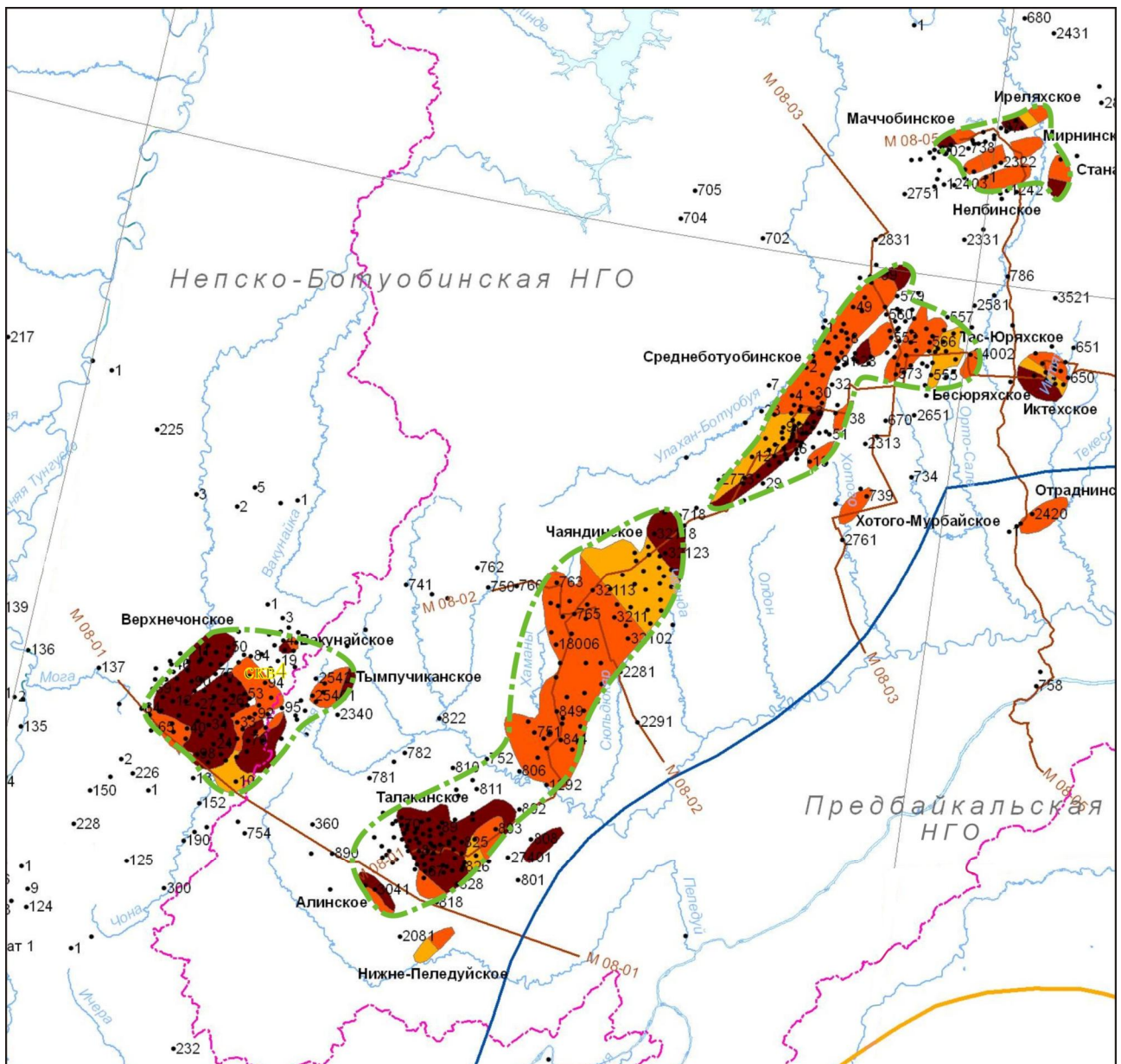


Рис. 1. Зоны нефтегазонакопления
 Условные обозначения: 1 - зоны нефтегазонакопления.

ЛИТЕРАТУРА

Анциферов А.С., Бакин В.Е. и др. Непско-Ботубинская антеклизы – новая перспективная область добычи нефти и газа на Востоке СССР: – Новосибирск: Наука, 1986. – 243 с.

Бурова И.А. Закономерности распределения и прогноз коллекторов в венд-кембрийском галогенно-карбонатном комплексе Сибирской платформы (на примере Непско-Ботубинской антеклизы). Дисс. на соиск. уч. ст. канд. г. – м. н., СПб., 2001, с.161.

Григоренко Ю.Н., Мирчинк И.М., Белонин М.Д., Соболев В.С. и др. Зоны нефтегазонакопления окраин континентов / Под ред. Григоренко Ю.Н., Мирчинка И.М. – М.: ООО «Геоинформцентр», 2002. – 432 с.

Корж М.В., Мазанов В.Ф. Зоны нефтегазонакопления и перспективы нефтегазоносности рифейско-вендских отложений юга Сибирской платформы // Верхнедокембрийские отложения Сибирской платформы и их нефтегазоносность: Сб. науч. трудов / Под ред. Постникова И.Е. – М.: ИГиРГИ, 1990. – С.33-43.

Кушмар И.А., Григоренко Ю.Н., Ананьев В.В., Белинкин В.А., Губина Е.А. Нефть и газ Восточной Сибири: – СПб: Недра, 2006. – 102 с.

ОЦЕНКА ТЕКУЩЕГО РАЗРЕЗА СКВАЖИН С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СОПРОТИВЛЕНИЯ ПЛАСТОВ И ИХ НЕЙТРОННЫХ ПАРАМЕТРОВ

Коноплев Ю.М. (Кубанский государственный университет)

Текущее насыщение пластов является основным показателем их выработки и потенциальной возможности дальнейшей разработки. Контроль насыщения пластов в разрезе эксплуатационных скважин, как известно, осуществляется комплексом радиоактивных, в том числе, нейтронных методов. При этом определяется один из нейтронных параметров – среднее время жизни тепловых нейтронов.

Для увеличения эффективности оценки текущего насыщения разреза необходим учет изменений коллекторских свойств пластов, состава флюида и других данных.

При изменении в процессе разработки только насыщения пласта во времени задача упрощается, если проводить системные наблюдения одного и того же пласта, фиксируя его насыщение.

Для этой цели рассмотрим совместные зависимости изменений сопротивления пластов и их нейтронных параметров.

Для простоты и удобства расчетов рассмотрим коллектор чистого неглинистого песчаника (коэффициент пористости примем равным 40%) насыщенного газом и водой, без примесей нефти, конденсата и др.

Определим зависимость УЭС от коэффициента газонасыщенности, используя формулу, предложенную В. Н. Дахновым^[1]:

$$\rho_{гп} = \frac{0,62}{k_p^2 (1 - k_g)^{2,15}} \quad (1)$$

где: $\rho_{гп}$ – УЭС пласта; k_p – коэффициент пористости; k_g – коэффициент газонасыщенности. Числовые коэффициенты подобраны с учетом условий в рассматриваемой модели пласта.

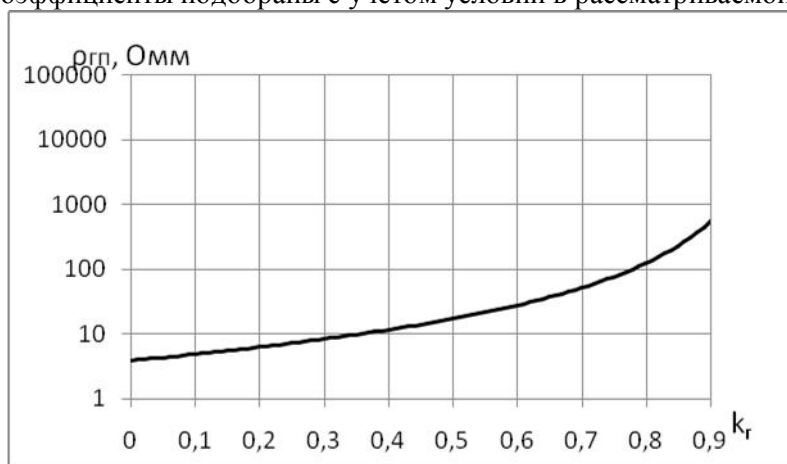


Рис. 1. График зависимости УЭС пласта от коэффициента газонасыщенности

Как следует из графика (рис. 1) сопротивление пласта возрастает при увеличении газонасыщения коллектора.

Определим аналогичную зависимость для среднего времени жизни тепловых нейтронов.

Для рассматриваемой модели пласта формула расчета среднего времени жизни тепловых нейтронов имеет вид:

$$\frac{1}{\tau} = \frac{1 - k_g}{\tau_{ск}} + \frac{k_g(1 - k_g)}{\tau_в} + \frac{k_g k_g}{\tau_г} \quad (2)$$

где: τ , $\tau_{ск}$, $\tau_в$, $\tau_г$ – среднее время жизни тепловых нейтронов в пласте, скелете, воде и газе соответственно.

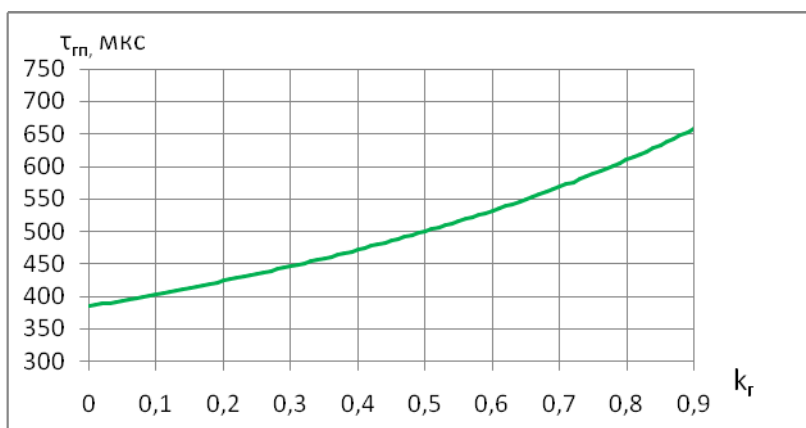


Рис. 2. График зависимости τ пласта от коэффициента газонасыщенности

Из графика (рис. 2) следует, что с увеличением коэффициента газонасыщенности возрастает среднее время жизни тепловых нейтронов в пласте.

Построим зависимость между средним временем жизни тепловых нейтронов и УЭС:

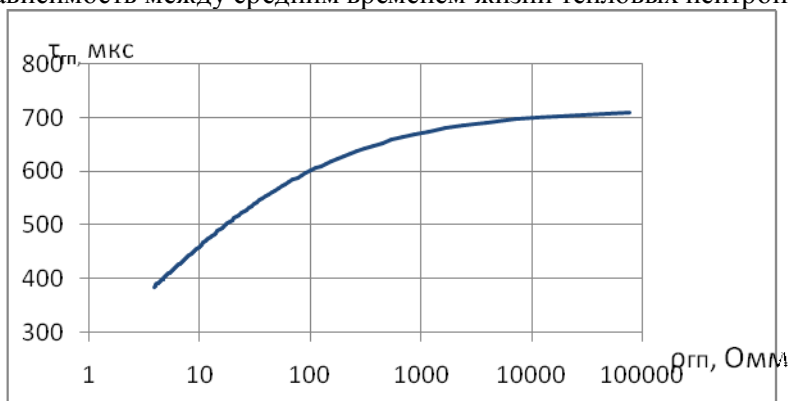


Рис. 3. График зависимости τ от УЭС пласта

Если исключить из расчетов предельные значения насыщения параметров τ и УЭС, то график примет следующий вид (рис. 4):

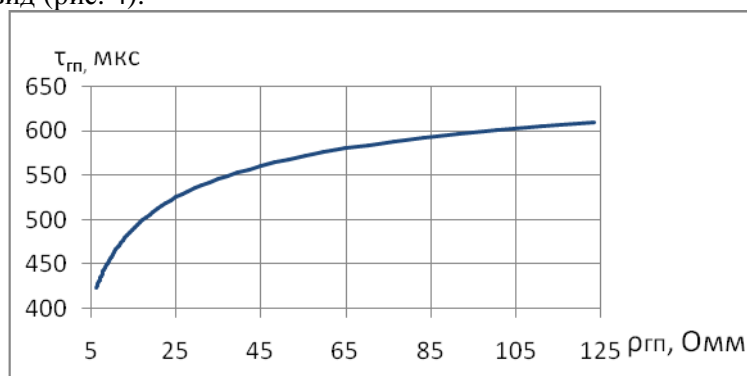


Рис. 4. График зависимости τ от УЭС пласта при k_g в диапазоне от 20 до 80 %

Зависимость, представленная на рис 4, отражает физическую связь между сопротивлением пласта и средним временем жизни тепловых нейтронов в этом же пласте, учитывая влияние других составляющих (состав каркаса породы, его пористость, глинистость и др.)

На основе полученной зависимости можно предложить следующую технологию измерений по разрезу скважины, с целью оценки текущего насыщения продуктивных пластов:

1. После вскрытия скважины бурением проводятся исследования электрическими методами с оценкой сопротивления пластов;

2. После обсадки скважины колонной и исключения влияния зоны проникновения в пласт, проводятся исследования импульсным нейтронным методом с оценкой среднего времени жизни тепловых нейтронов против пластов выделенных по электрометрии.
3. Определяется зависимость между τ и УЭС с учетом параметров для данного месторождения.
4. Исследования импульсным нейтронным методом повторяются во времени против одних и тех же пластов. По изменению τ определяется тип флюида (газ, нефть, вода)

Практическое опробование технологии проводилось на месторождениях Краснодарского края и Западной Сибири.

Месторождение Дыш (1 горизонт) – нефтегазовое, имеет газовую шапку, нефтяную часть и подошвенную воду. На рис 5 представлена зависимость показаний τ и ρ_n против заведомо нефтяных, обводненных и газонасыщенных интервалов по нескольким скважинам месторождения Дыш^[2].

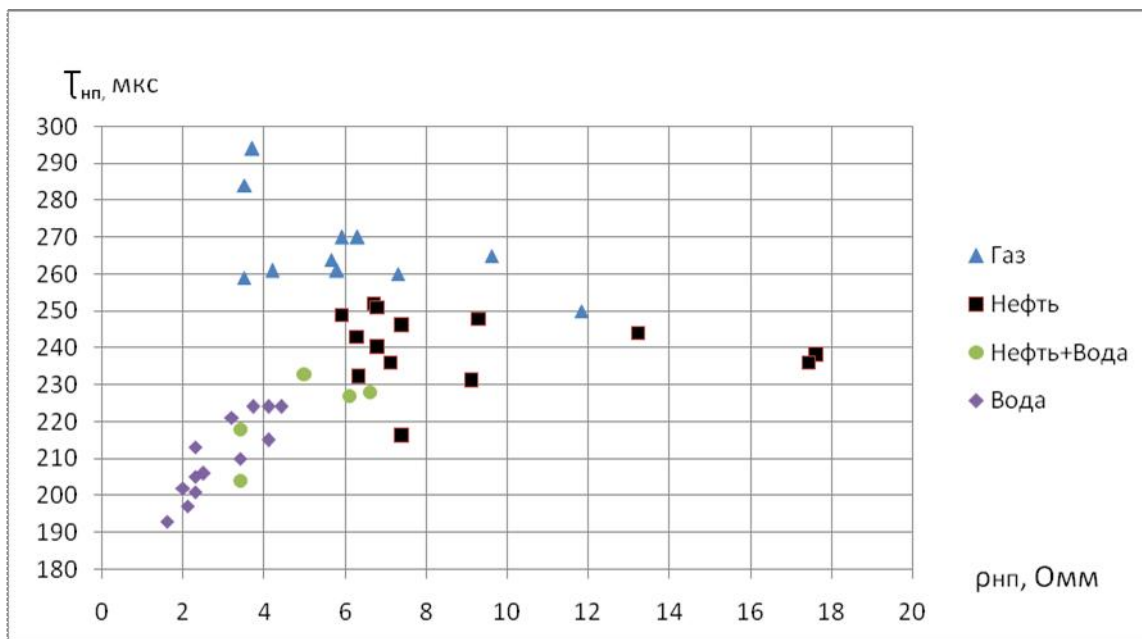


Рис. 5. Распределение параметров пластов по характеру насыщения в 4 скважинах, месторождения Дыш

Из рис. 5 следует:

1. Область заведомо водоносных пластов расположена в левой нижней части зависимости.
2. Область нефтеносных пластов располагается в центральной части зависимости при УЭС = 6-18 Омм, $\tau = 220-250$ мкс.
3. Область газонасыщенных пластов располагается так же в центральной части зависимости, имеет равные значения сопротивления, но значения среднего времени жизни тепловых нейтронов выше (240 – 290 мкс). Это связано с отличием по водородосодержанию нефтяных и газовых интервалов.

Некоторое «пересечение» значений τ в области нефтенасыщенных пластов связано либо с их обводненностью либо влиянием зоны проникновения. Эта область «неоднозначности» исключается при следующих, временных измерениях.

Аналогичная зависимость построена по одной из скважин Ямбургского месторождения (рис. 6).

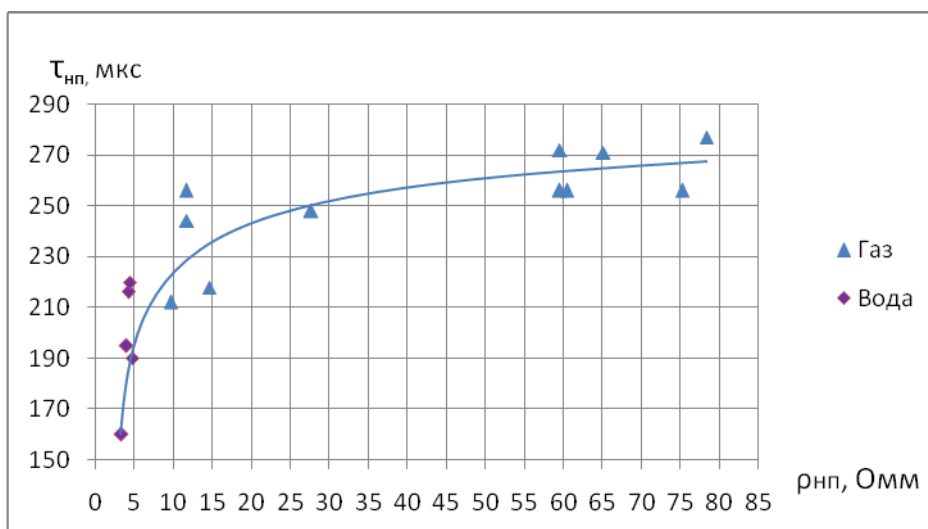


Рис. 6. Распределение параметров пластов по характеру насыщения в одной из скважин Ямбургского Газоконденсатного месторождения

Сравнив приведенные выше графики зависимостей для разных месторождений можно сделать вывод, что установленная связь носит универсальный характер, не зависимо от объекта, на котором она применяется. Имеются лишь различия обусловленные характером залегания пластов.

Выводы

1. Для оценки текущего насыщения разреза разрабатываемой залежи (нефтяной, нефтегазовой, газоконденсатной) предложено использовать электрический (сопротивление) и нейтронный (среднее время жизни) параметры, между которыми, как показали расчеты, существует связь в зависимости от характера насыщения нефтью, газом или водой.

2. При изменении насыщения пластов в процессе разработки, связь между сопротивлением и средним временем жизни тепловых нейтронов изменяется. Это происходит при обводнении скважины или при вытеснении газа нефтью и наоборот.

3. Экспериментально показано различие в показаниях параметров нейтронных и электрических методов против пластов насыщенных нефтью, газом и водой, что необходимо использовать при системном контроле над разработкой месторождений.

Дальнейшие работы связаны с оценкой границ изменения установленных связей, определение погрешности измерений, влияния условий измерений и других факторов. Преимущество технологии – возможность исследования скважины в условиях трехфазной фильтрации, что имеет место при разработке нефтегазовых и газоконденсатных месторождений.

ЛИТЕРАТУРА

[1] Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А. Петрофизика. М.: Нефть и газ, 2004. 368 с.

[2] Коноплев Ю.В., Кашубский С.В., Михайлова И.П. и др. Отчет по определению текущих нефтяных толщин пластов и состояния скважин на месторождениях Дыш, Ключевое. Краснодар: 1999. 358 с.

[3] Коноплев Ю.В. Геофизические методы контроля за разработкой нефтяных и газовых месторождений. Краснодар: 2006. 206 с.

FRACTURE PREDICTION VERIFIED BY WELL RESULTS AND SEISMIC FORWARD MODELING

Inga Y. Khromova (Lukoil, Moscow, Russia), Brian H. Link (Tetrale Technologies Inc, Calgary, Canada), Naum Y. Marmalevskiy (Ukrainian State Geological Prospecting Institute (UkrDGRI)), Alexander S. Kostyukevych (Tesseral Technologies Inc, Calgary, Canada)*

Summary

Over the last few years, Lukoil has published the results of two exhaustive studies into the problem of fracture detection. Several conventional fracture prediction methods were tested as well as a new type of pre-stack depth migration called Duplex Wave Migration (DWM). We concluded that the DWM technique was the most reliable method for fracture permeability detection (Khromova et al., 2011). Lukoil planned a 2010 drilling program for horizontal wells based on DWM technology and this paper will report on the results of that 2010 drilling program. Two horizontal wells were drilled into a limestone interval and extensive well log measurements were taken. The well results illustrate that the location of the fracture systems as predicted by DWM were accurate to within 25 meters. The DWM amplitude maps and well log results will be shown to illustrate the success of this fracture prediction technique. Also, the ability to use these actual well results, along with full wave forward modeling, and DWM technology to push the boundaries of reservoir characterization prediction using an integrated seismic-based methodology is investigated.

Introduction

This paper is a further report on the work published in the January, 2011 edition of First Break entitled "Comparison of seismic-based methods for fracture permeability prediction" (Khromova et al, 2011). In that paper we studied fracture prediction methods based on reflection amplitude, reflection curvature and its derivatives, coherency cube, spectral decomposition, ant tracking technology, azimuthal anisotropy of P-wave velocity, and duplex wave migration (DWM) amplitude cube analysis. We concluded that the DWM technique was the most reliable method for fracture permeability detection. Lukoil planned a 2010 drilling program for horizontal wells based on DWM technology and this paper will report on the results of that 2010 drilling program.

Two horizontal wells were drilled into a limestone interval and extensive well log measurements were taken. The well results illustrate that the location of the fracture systems as predicted by DWM were accurate to within 25 metres. The DWM amplitude maps and well log results will be shown to illustrate the success of the fracture prediction technique. The next stage of our investigation endeavours to understand what level of reservoir characterization information can be realistically obtained using seismic-based methods.

For example, we would like to know whether or not we can use DWM to answer fundamental questions about the type of fluid that fills the fractures – is it oil or water? Also, can we perform a variant of AVA analysis on vertical geo-bodies using DWM? Many papers have been written recently that attest to the strong absorption characteristics of fluid filled fractures – can we use DWM technology to observe different levels of absorption? Also, we suspect that strong levels of mode conversion in the area of the fracture systems is likely to occur – can we use DWM to measure local shear wave velocities. To answer these questions, and more, we need to utilize full wave elastic forward modelling, DWM technology, and the detailed well log measurements.

Method

Our main purpose is to use an integrated technologies approach to establish a clear linkage between seismic-based methods and enhanced reservoir characterization. This work can only be done as part of an ongoing reservoir engineering exploitation project. We need to have already used seismic-based methods to predict the location, intensity and permeability of fracture systems. Then we need to have drilled the horizontal wells and carried out extensive logging measurements. At that point a complete correlation of the predictive capabilities of the seismic-based technologies with the well results can be performed.

Next, we need to test the robustness of the process to predict more subtle reservoir characteristics. We start with detailed well log measurements from 400 metres of horizontal drilling within a limestone reservoir. We can then use this known well log information to build a realistic model of the actual reservoir. High end full wave elastic forward modelling can then be used to generate synthetic data that simulates the response of seismic waves to these various geologic conditions. We then subject this synthetic data to the same set of DWM processing procedures as were used on the original data. We then are in a position to verify that the variations we see on the DWM amplitude map generated from the real data can actually be explained using full wave forward modelling. Further to this, we can make subtle changes to the known model and redo the forward modelling process to find out whether or not these changes in the reservoir model can actually be detected using seismic-based methods such as DWM.

The DWM technology is well described in previously mentioned paper (Khromova et al, 2011) and others given in the reference list. Also, full wave forward modelling for elastic, anisotropic, and absorptive media of all levels of complexity have been described in several previous papers (Kostyukevych, 2009). In this paper we would like to emphasize the importance of using a processes in which a specific set of technologies are used in an integrated way to enable the use of seismic-based methods to enhance the ability of the reservoir engineer to accurately understand the flow patterns in the fracture systems to optimize recovery rates. Figure 1 provides a conceptual image of how this feedback loop process is intended to work.

Examples:

The DWM amplitude map that was used to design the 2010 Lukoil drilling program is illustrated in figure 2. The well log results for Well A are shown in figure 3. Note the clear indication of three major fracture systems encountered along the horizontal bore hole path and the prediction of these fracture systems on the DWM amplitude map.

Conclusions

This paper reports on the actual well results that were predicted using DWM technology that was described in an earlier paper (Khromova et al, 2011). Further, we have investigated the ability to utilize a set of specific fracture detection related technologies including DWM amplitude cubes, full wave forward modelling and actual well results to draw direct linkages between seismic-based methods and enhanced reservoir characterization. This work is intended to push the boundaries of seismic-based methods to contribute to enhanced recovery by enabling the creation of more detailed and accurate reservoir models. We conclude that geophysicists must make a sustained effort to communicate with reservoir engineers through the provision of information that is relevant to the exploitation process.

Acknowledgements

We thank Lukoil for releasing the results of these case studies and the TetrSeis division of Tetrale Technologies Inc for performing the DWM processing.

REFERENCES

1. Gornyak, Z.V., Kostyukevych, A.S., Link, B., Marmalyevskyy, N.Y., Mershchiy, V.V., Roganov, Y.V. and Khromova, I.Y. [2008] Examination of vertical irregularities by migration of duplex waves. *Technologii Seismorazvedki*, **1**, 3–14 (in Russian).
2. Khromova, I., Marmalevskyy, N., Gornyak, Z., Roganov, Y. and Kostyukevych, A. [2008] Study of sub-vertical zone of fracturing with duplex wave migration, *SEG/EAGE/EAGO Conference Saint Petersburg, Russia, Extended abstract*, A043.
3. Khromova, I., Kostyukevych, A. and Marmalevskyy, N. [2009] Fracturing is Distinctly Revealed by Duplex Wave Migration, *CSPG, CSEG, CWLS Convention, Calgary, Extended abstract*, 041.
4. Khromova, I., Link, B. and Marmalevskyy, N. [2011]. Comparison of seismic-based methods for fracture permeability prediction, *First break*, **29**, 11-18.

5. Kostyukevych, A., Marmalevskyy, N., Gornyak, Z., Roganov, Y. and Mershchiiy, V. [2001] Finite-difference modeling of duplex waves reflected from sub-vertical boundaries. *Geophysical Journal (Ukraine)*, **23**, №3, 110-115 (in Russian).
6. Marmalyevskyy, N., Roganov, Y., Gornyak, Z., Kostyukevych, A. and Mershchiiy, V. [2005] Migration of Duplex Waves, *75th Ann. Internat. Mtg., SEG. Expanded Abstract*, 2025-2028.
7. Marmalyevskyy, N., Gornyak, Z., Kostyukevych, A., Mershchiiy, V., and Roganov, Y. [2006] Method, system and apparatus for interpreting seismic data using duplex waves, *Patent US 7,110,323 B2*.

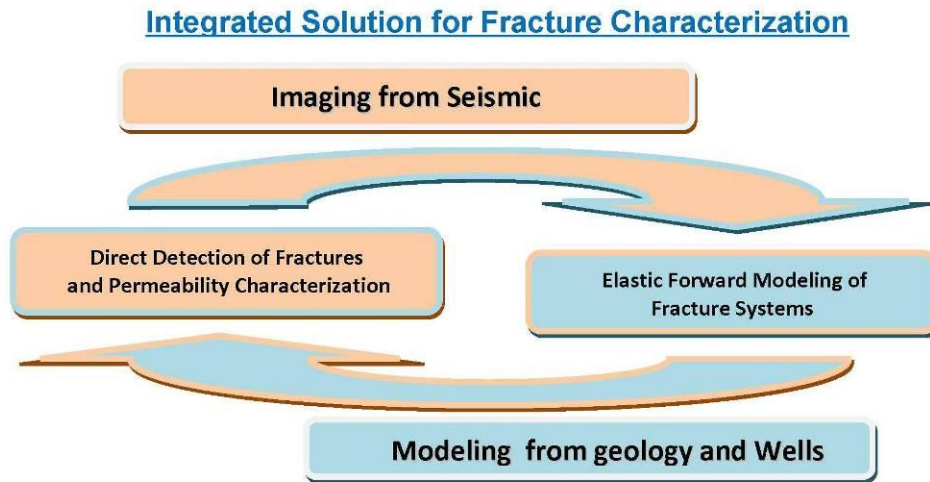


Figure 1: Integrated technologies to establish a clear linkage between seismic-based methods and enhanced reservoir characterization

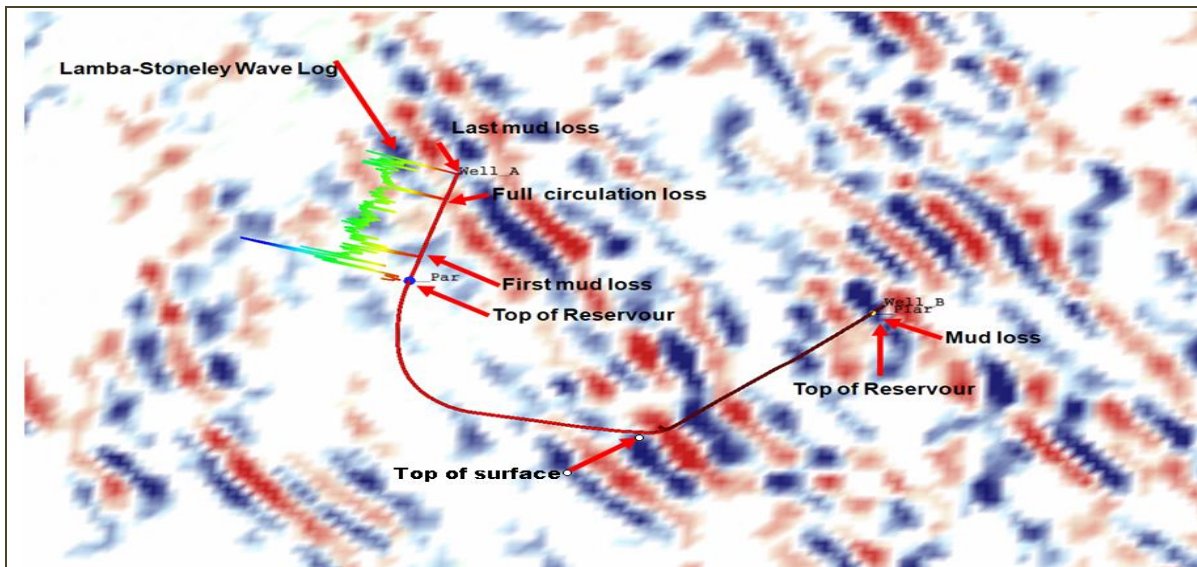


Figure 2: DWM amplitude map used to determine horizontal drilling locations for the 2010 drilling program. Curve of Lambda-Stoneley Wave's Amplitude is shown from Top of Reservoir along Wellbore A

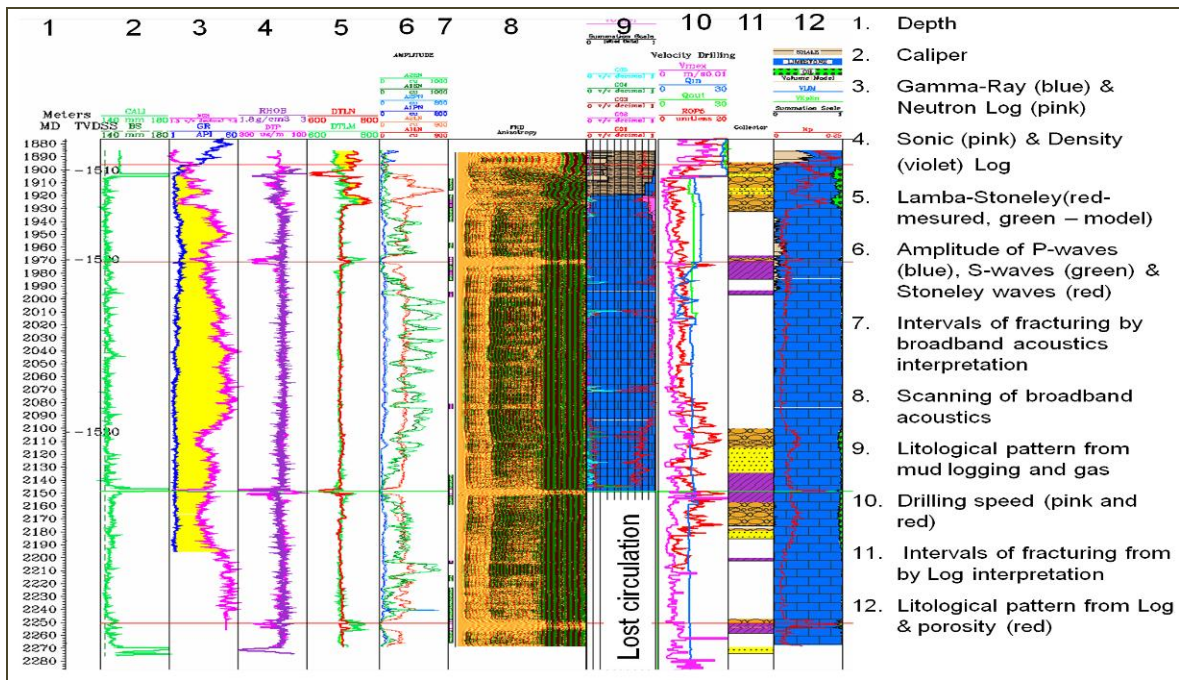


Figure 3: Well log results from horizontal well A. Note that the actual depth of the horizontal well bore within the limestone interval is indicated to the right of the well bore length measurement

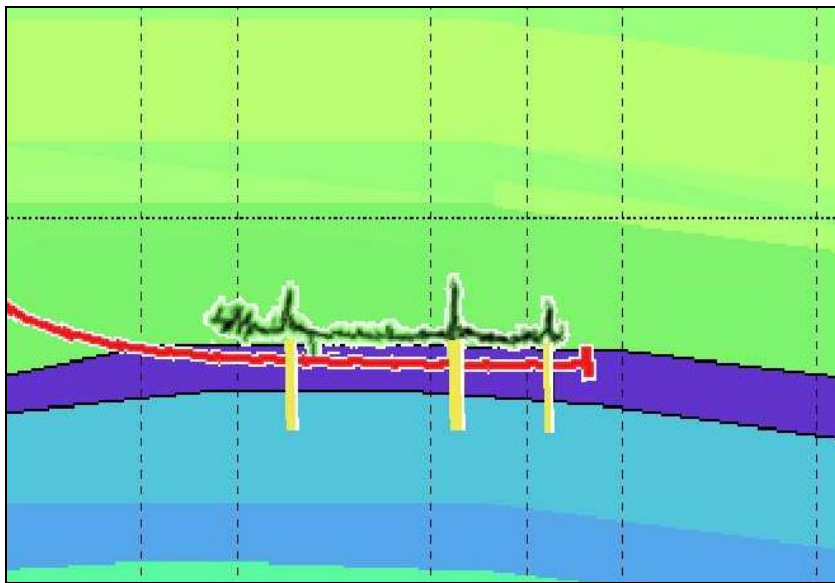


Figure 4: Model of fractured zone build from horizontal well A and DWM results

КОРРЕЛЯЦИЯ СКВАЖИН В ТРЕХМЕРНОЙ ВИЗУАЛЬНОЙ СРЕДЕ

*А.С. Кашик, Г.Н. Гогоненков, М.В. Перепечкин, Е.В.Ковалевский
(ОАО "Центральная геофизическая экспедиция", г.Москва)*

Постановка задачи

Рассматривается площадь, разбуренная эксплуатационной сеткой скважин. В этих условиях модель природного резервуара углеводородов строится в основном по данным ГИС. Сначала выполняется детальная корреляция скважин. Затем по корреляционным отметкам на скважинах (и, возможно, с учетом отражающих сейсмических поверхностей) интерполируются поверхности стратиграфических горизонтов. Последние (вместе с выделенными по сейсмике поверхностями нарушений) составляют каркас геологической модели. В полученный каркас вписывается стратиграфическая сетка, которая обеспечивает наиболее достоверную интерполяцию скважинных данных о свойствах среды в межскважинном пространстве. И при интерполяции поверхностей, и при интерполяции свойств могут использоваться как детерминированные, так и стохастические методы. Эта общепринятая технология геологического моделирования является чрезвычайно эффективной, но она очень чувствительна к ошибкам на этапе корреляции скважин.

Сложность корреляции скважин состоит в том, что она фактически закрепляет некоторую гипотезу в отношении генезиса исследуемого геологического объекта. Это означает, что стратиграфические отметки на скважинах должны соответствовать не только формальному сходству каротажных кривых, но и нашим знаниям о законах образования геологической среды, обстановках осадконакопления, постседиментационных процессах. То есть, выполняя корреляцию, геологу приходится параллельно мысленно конструировать упомянутую выше гипотезу (направляющую идею), определяющую тип и пространственное строение древней обстановки осадконакопления. Названная работа требует от него сверхусилия, поскольку достаточная близкая к реальности направляющая идея может быть выработана лишь в результате скрупулезного анализа трехмерной модели, ... построенной в соответствии с этой идеей.

Средства поддержки детальной корреляции скважин, включенные в систему геологического моделирования DV-Geo, направлены на преодоление указанного противоречия. Названные средства основаны на совместном использовании автоматической корреляции и динамической визуализации [1, 2, 3, 4, 5, 6].

DV-Geo: автоматическая корреляция и динамическая визуализация

В чем состоит это совместное использование? Автоматическая корреляция, реализованная в DV-Geo, сама по себе не может решить задачу детальной корреляции скважин сразу и в полном объеме. Но она может уверенно решить более простую задачу - выполнить корреляцию интервалов скважин протяженностью 60-100 м. Результатом такой корреляции является репер (условно помещаемый вблизи центров коррелируемых интервалов), выравнивание по которому обеспечивает максимальную корреляцию между интервалами скважин в горизонтальном направлении. Поверхность, определяемую отметками рассчитанного репера, можно назвать квазистратиграфической, поскольку она идет параллельно рельефу самого выразительного стратиграфического горизонта в пределах заданного интервала. За счет ширины интервалов получается устойчивое и вполне приемлемое решение даже при наличии на отдельных горизонтах зон потери корреляции - локальных размывов. В этих случаях получаемая поверхность следует параллельно ненарушенным пластам, лежащим выше или ниже размыва. Важно только, чтобы вертикальный размер зон размыва не превосходил ширину интервала корреляции. Подробное описание алгоритма автоматической корреляции DV-Geo приведено в работах [4, 5, 6].

Описанные квазистратиграфические поверхности рассчитываются через вертикальные промежутки, равные половине ширины коррелируемых интервалов (то есть через 30-50 м). Можно рассчитывать их и чаще, но большого смысла в этом не будет. Стопка из полученных поверхностей позволяет выполнить интерполяцию в пространстве данных методов ГИС и получить кубы каротажных

параметров (прежде всего альфа-ПС, а также ГК, ИК, ГЗ и других). Интерполируются только те кривые, которые можно нормировать и очистить от аппаратных дефектов. Кубы каротажных параметров мы называем визуальной средой корреляции (ВСК).

Не следует путать кубы ВСК с окончательной геологической моделью. Во-первых, геологическая модель имеет каркас, основанный на той самой детальной корреляции, к выполнению которой мы только собираемся приступить. В каркас геологической модели включаются также поверхности нарушений, получаемые из сеймики. Куб ВСК использует в качестве каркаса относительно небольшое число направляющих поверхностей, полученных на основе автоматической корреляции интервалов скважин. Поверхности нарушений при этом не используются. Во-вторых, кубы ВСК дают нам не искомую литологию, пористость, проницаемость и насыщенность, а всего лишь каротажные параметры. Интерпретация последних достаточно условна. Наконец, в-третьих, интерполированные значения каротажных параметров в точках x, y, z визуальной среды (за исключением, разумеется, траекторий скважин) на большую точность не претендуют. Но на данном этапе большая точность в точках x, y, z нам не нужна. Нам важно то, что кубы ВСК дают нам образ стратиграфического строения геологической среды.

После расчета кубов ВСК наступает время использовать включенные в DV-Geo средства динамической визуализации. С помощью этих средств мы можем сканировать рассчитанные кубы слайсами разных типов. При этом сразу становится очевидным смысл расчета кубов ВСК. Он состоит в том, что внутри визуальной среды мы можем видеть гораздо более детальную стратиграфическую картину, чем та, которую мы выделили посредством автоматической корреляции (рис. 1, 2).

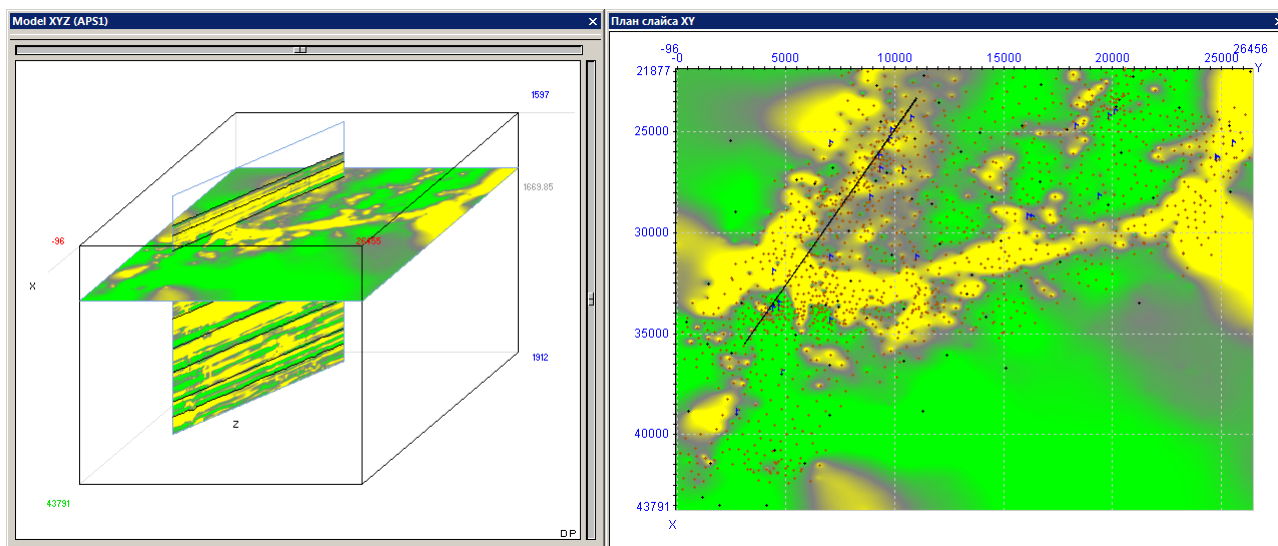


Рис.1. Визуальная среда корреляции, полученная интерполяцией каротажных кривых альфа-ПС. Куб ВСК показан в условиях палеорекострукции. Картина в границах горизонтального слайса показана в отдельном окне. Желтый цвет палитры соответствует песчаникам, зеленый - глинам

Для большей выразительности кубы ВСК следует палеорекоструировать посредством выравнивания их каркасных поверхностей. Поскольку интервалы между квазистратиграфическими поверхностями каркаса являются значительными, относительное изменение толщин между этими поверхностями (а значит, и мощности всех видимых пластов внутри ВСК) оказывается не существенным. Образ же стратиграфического строения геологической среды после палеорекострукции радикально упрощается (рис. 2). Кроме того, после палеорекострукции обыкновенный горизонтальный слайс куба превращается в седиментационный (параллельный стратиграфии, рис. 1).

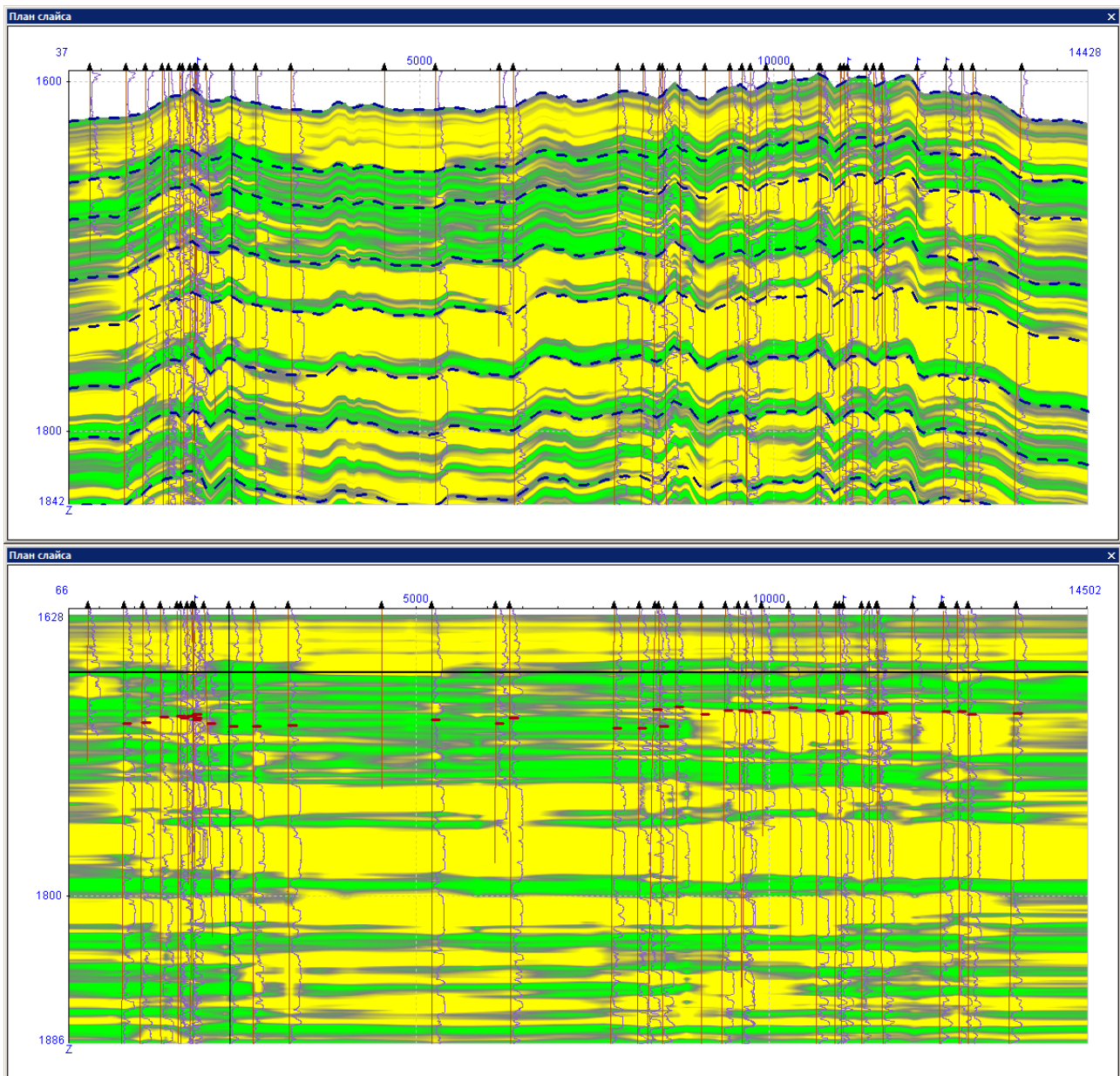


Рис. 2. Картина в границах вертикального слайса на рис.1. Верхнее окно - вид до палеорекострукции, нижнее окно - вид после палеорекострукции. На скважинах показаны каротажные кривые альфа-ПС. Пунктирные линии в верхнем окне показывают квазистратиграфические поверхности, рассчитанные посредством автоматической корреляции. Отметки на скважинах в нижнем окне показывают результат традиционной ручной корреляции

Исследуя кубы ВСК при помощи средств динамической визуализации, мы можем проследить простираие всех стратиграфических горизонтов. Особо следует сказать о зонах потери корреляции данных ГИС. При традиционной корреляции на электронном планшете области отсутствия корреляции между соседними каротажными кривыми являются источниками ошибок. При работе с визуальной средой зоны потери корреляции данных ГИС становятся, наоборот, самыми информативными, поскольку именно они прорисовывают характерные контуры древних обстановок осадконакопления - русел, дельт, баров и т.п. Использование визуальной среды придает корреляции скважин полную определенность. Геологу остается только зафиксировать ясно видимую картину отметками на скважинах. Данную операцию в DV-Geo он должен выполнить вручную. Мы полагаем, что проблема корреляции не в том, чтобы расставить отметки стратиграфических горизонтов, а в том, чтобы ясно представлять, где эти отметки должны находиться. Тем не менее, серьезно облегчить трассирование конкретных горизонтов может совместная работа DV-Geo и AutoCorr [8, 9].

DV-Geo и AutoCorr: совместная работа

Автоматическая корреляция в системе AutoCorr построена на других принципах [7]. Здесь изначально ставится более сложная задача - рассчитывается детальное поточечное сопоставление разрезов соседних скважин (парные корреляции). Пары скважин определяет триангуляционная сеть, построенная по точкам скважин на плане XY. Точность полученных парных корреляций оценивается посредством кругового обхода вдоль сторон каждого треугольника на триангуляционной сети. Если проверка по треугольнику указывает на большую невязку, то соответствующие парные корреляции необходимо согласовать вручную. Как правило, большие ошибки возникают именно в зонах потери корреляции, вследствие чего производить необходимое ручное согласование нелегко.

Поскольку причины потери корреляции между скважинами и направления правильной корреляции в визуальной среде DV-Geo хорошо видны, возникла идея о целесообразности совместной работы DV-Geo и AutoCorr. Названная идея была реализована посредством создания интеграционной базы данных (ИБД). Корреляционные отметки, помещенные в ИБД, одновременно видны и могут синхронно редактироваться в DV-Geo и в AutoCorr, причем с произвольного числа рабочих мест, подключенных к соответствующей ИБД. Изначально при помощи обеих систем был реализован следующий подход - визуальная среда рассчитывается на основе автоматической корреляции интервалов в DV-Geo, автоматическая детальная корреляция выполняется в AutoCorr, окончательная редакция отметок внутри визуальной среды производится через интерфейсы обеих систем [8].

Программный комплекс, включающий системы AutoCorr и DV-Geo, получил наименование ACDV. Позже разработчиками AutoCorr был предложен иной вариант совместной работы двух систем - визуальная среда рассчитывается на основе устойчивых автоматических реперов, полученных в AutoCorr, детальная корреляция выполняется в AutoCorr, окончательная редакция отметок производится через интерфейсы обеих систем [9]. В чем разница между этими подходами? В первом из них наличие устойчивых реперов не требуется. Можно предположить, что выбор между первым и вторым вариантом выполнения детальной корреляции будет осуществлять сам пользователь в зависимости от степени владения соответствующими инструментами DV-Geo и AutoCorr.

ЛИТЕРАТУРА

1. Ковалевский Е.В., Гогоненков Г.Н. Программные средства поддержки детальной корреляции скважин по данным ГИС. Геофизика, № 1, 2004, с. 21–26.
2. Ковалевский Е.В., Гогоненков Г.Н., Перепечкин М.В. Автоматическая корреляция скважин по данным ГИС – ожидания и реальные возможности. Тезисы докладов Международной геофизической конференции «Санкт-Петербург 2006», 2006, P252.
3. Ковалевский Е.В., Гогоненков Г.Н., Перепечкин М.В. Уточнение геологических моделей посредством использования автоматической корреляции скважин. Недропользование XXI век, №4, 2007, с. 28-31.
4. Геологическое моделирование на основе пакета DV-Geo. Документация. Том 3-2 " Корреляция разрезов скважин с использованием расширенных средств поддержки". Москва, 2006, 85 с.
5. Ковалевский Е.В., Гогоненков Г.Н., Перепечкин М.В. Автоматическая корреляция скважин на основе формализации неопределенности. Тезисы докладов Международной конференции геологов и геофизиков «Тюмень 2007», Тюмень, 2007.
6. Kovalevskiy E.V., Gogonenkov G.N., Perepechkin M.V. Automatic well-to-well correlation based on consecutive uncertainty elimination. 69th EAGE Conference, London, 2007, H038.
7. Гутман И.С., Балабан И.Ю., Кузнецова Г.П., Староверов В.М. Моделирование залежей углеводородов. Корреляция разрезов скважин в автоматическом и полуавтоматическом режиме с помощью программы "AutoCorr". SPE 104343. Российская нефтегазовая техническая конференция. Москва, 2006.
8. Гутман И.С., Балабан И.Ю., Кузнецова Г.П., Староверов В.М., Кашик А.С., Гогоненков Г.Н., Перепечкин М.В., Ковалевский Е.В. Объединенная автоматизированная технология корреляции скважин по данным ГИС. Тезисы докладов Международной геофизической конференции «Санкт-Петербург 2010», 2010.
9. Гутман И.С., Балабан И.Ю., Постнова О.В., Руднев С.А., Саакян М.И. Программный комплекс ACDV для изучения осадконакопления в залежах углеводородов сложного геологического строения. Геофизика, №4, 2010, с. 17-25.

ПРОГНОЗ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ СЛОЖНО-ПОСТРОЕННЫХ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НИЖНЕГО ДЕВОНА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТЕХНОЛОГИИ ГЕОСТАТИСТИЧЕСКОЙ СЕЙСМИЧЕСКОЙ ИНВЕРСИИ НА ПРИМЕРЕ КОЛВИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

*Коженков А.Ю. * (Fugro-Jason), Пономаренко П.Г. (Fugro-Jason), Шевчук О.Л. (Fugro-Jason), Газарян З.И. (Fugro-Jason), Неудачин Д.Ю. («Печоранефть»)*

Введение

Современные требования к интерпретации сейсмических данных предполагают получение не только информации о структурном и тектоническом строении целевых интервалов, но и прогноз их литологического состава и фильтрационно-емкостных свойств. При этом используется весь спектр информации, получаемый из сейсмической записи, начиная от простого анализа распределения амплитуд в целевом интервале по площади, заканчивая построением трехмерных моделей резервуара основанных на связях ФЕС с акустическими свойствами пород.

В данной работе рассматривается один из способов построения объемной модели резервуара основанный на детерминистической и геостатистической инверсии суммарного куба сейсмических данных.

Исходные данные

Основной целевой интервал на Колвинском месторождении приурочен к продуктивным отложениям овинпармского горизонта лохковского яруса нижнего девона. Интервал представлен неравномерным переслаиванием доломитов, мергелей с прослоями аргиллитов и известняков в различной степени доломитизированных.

В пределах овинпармского продуктивного интервала **D1op** выделяется две продуктивные пачки: «основная» («глинисто-доломитовая») и «верхняя» («известково-доломитовая»). Пачки разделяются выдержанным по площади пластом глинистых доломитов мощностью до 35 м. К каждой пачке приурочена своя залежь нефти. В западном направлении, сначала отложения «верхней», затем «основной» пачки выходят под размыв.

Общая толщина «основной» пачки не превышает 30 м, а эффективная толщина коллекторов, представленных доломитами, изменяется от 3 м до 9 м (рис. 1). При этом коллектора сосредоточены вблизи кровли пачки и имеют, в основном, один выдержанный, достаточно мощный, пропласток.

Толщины «верхней» пачки составляют около 60 м, при этом эффективные толщины коллекторов меняются от 0 до 11.2 м и представлены пропластками малой мощности - от 0.6м до 1.6м.

Доломиты «основной» пачки по сравнению с «верхней» имеют лучшие коллекторские свойства и характеризуются пористостью, достигающей 18.5% и проницаемостью до 1000 Мд.

Экраном для залежи «основной» пачки служит толща плотных, глинистых доломитов, а для залежи «верхней» пачки - это глинисто-карбонатные отложения тиманско-саргаевского возраста, являющиеся региональным флюидоупором для продуктивных отложений ордовикско-нижнедевонского комплекса Хорейверской впадины.

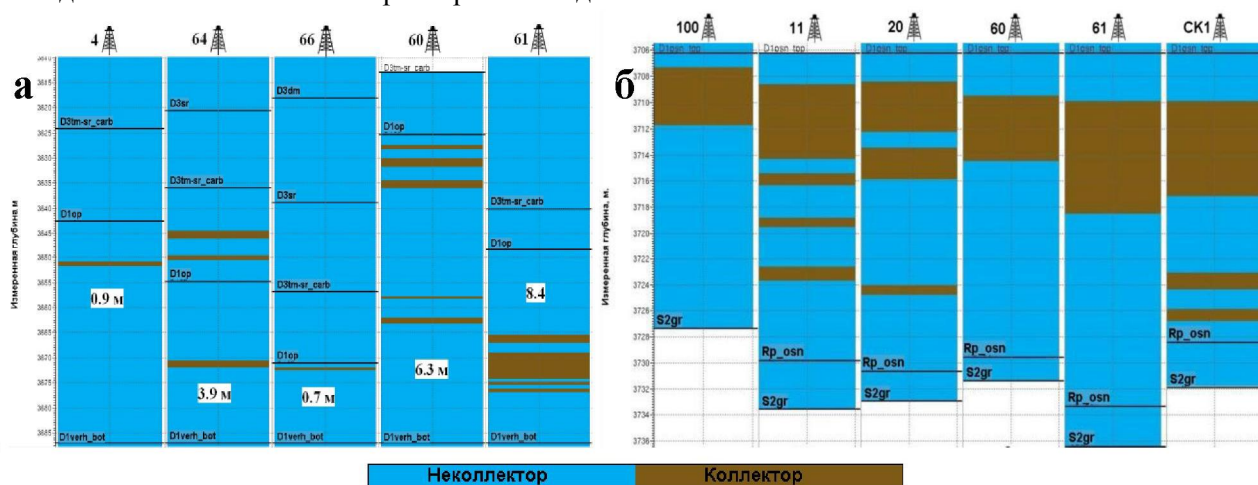


Рис. 1 Характеристика коллекторов «верхней» (а) и «основной» (б) продуктивных пачек

Методика прогноза коллекторских свойств

Основной целью количественного описания резервуара является получение представления о распределении его свойств на основе сейсмических и скважинных данных, согласующихся с априорной геологической концепцией. Перспективы построения объемной модели резервуара по сейсмическим данным определяются надежной дифференциацией коллекторов и неколлекторов в поле упругих свойств и наличием устойчивых связей акустических свойств и ФЕС.

Анализ гистограмм распределения акустического импеданса для коллекторов и неколлекторов, выполненный по скважинным данным, (рис. 2, а) показал, что с помощью сейсмических инверсий полнократного куба может быть выполнен объемный прогноз распределения коллекторов в «основной» пачке (область перекрытия свойств между «литотипами» практически отсутствует). Однако, для «верхней» пачки осуществить такой прогноз не представляется возможным, так как коллектор и неколлектор характеризуются одинаковыми значениями акустического импеданса (рис. 2, б).

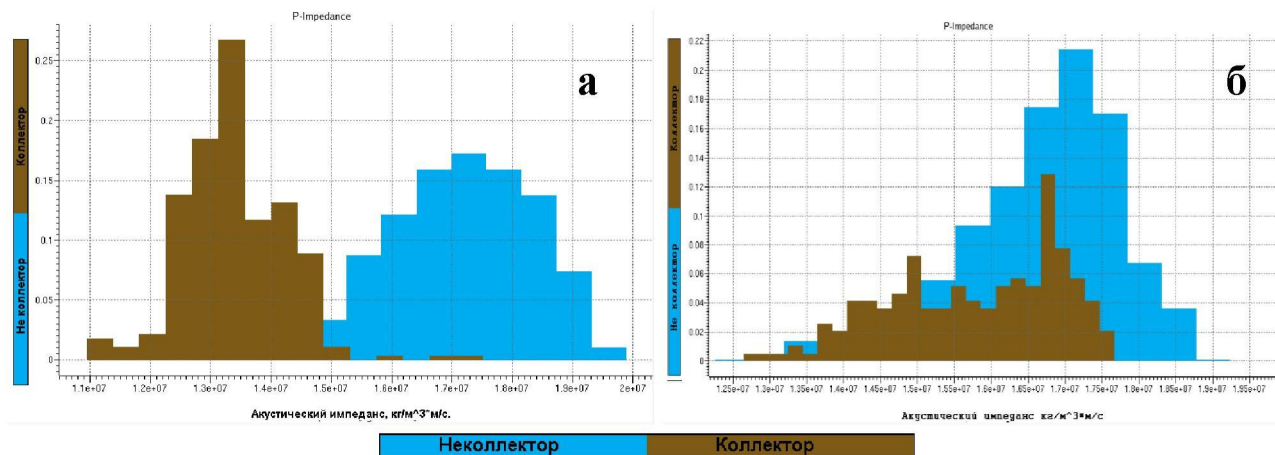


Рис. 2 а) Гистограммы распределения акустического импеданса в интервале «основной» пачки, б) Гистограммы распределения акустического импеданса в интервале «верхней» пачки

На первом этапе работы была выполнена детерминистическая инверсия полнократного куба, основанная на алгоритме ограничения редкости импульсов, результат которой - одно упругое свойство изучаемой среды - акустический импеданс.

После выполнения инверсии необходимо осуществить контроль качества полученных результатов. Разность между реальными сейсмическими данными и синтетическими данными, которые были получены путем свертки инвертированных трасс коэффициентов отражения и сейсмического импульса, должна носить преимущественно случайный характер и быть минимальной. Также были проанализированы карты коэффициентов корреляции реальных данных с синтетическими и соотношения сигнал/помеха. Выполненный контроль качества подтверждает, правильность выполненных инверсионных преобразований. Сравнение кривых акустического импеданса, рассчитанных по скважинным данным, и кривых, извлеченных из куба импеданса, полученного в результате инверсии - также важный этап контроля выполненной инверсии. Коэффициент корреляции между инвертированными кривыми акустического импеданса и соответствующими измерениями в скважинах составил 0,9. Таким образом, выполненные оценки качества инверсии подтвердили возможность использования куба акустического импеданса для прогноза ФЕС изучаемого резервуара, ограниченного по разрешенности сейсмической полосой частот.

Одним из важных результатов акустической инверсии является существенное улучшение прослеживаемости отражающих горизонтов по акустическому импедансу по сравнению с волновым полем. С использованием восстановленного куба акустического импеданса была уточнена корреляция отражающих горизонтов, а также были дополнительно прокоррелированы опорные горизонты, которые в последующем послужили основой для детальной каркасной модели геостатистической инверсии.

На основании результатов детерминистической инверсии удалось выполнить прогноз распределения толщин коллекторов в интервале «основной» пачки (рис. 3) с использованием корреляционной связи «Эффективная толщина - Акустический импеданс». Необходимо отметить, что этот прогноз имеет лишь интегральный характер и не обладает высокой точностью,

поэтому его стоит рассматривать только на качественном уровне.

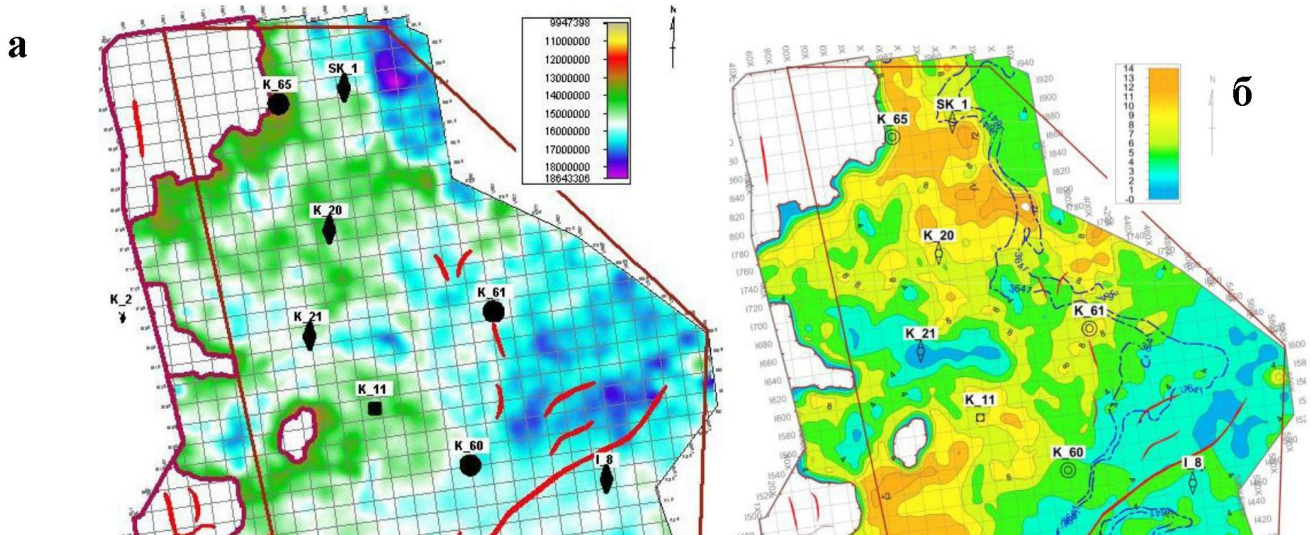


Рис. 3 Прогноз распределения толщин коллекторов, основанный на распределении а - RMS импеданс; б - эффективные толщины

Для получения детального объемного распределения коллекторов в интервале «основной» пачки была использована геостатистическая инверсия полнократного куба [2]

Первым этапом геостатистической инверсии является создание трехмерной каркасной стратиграфической модели на основе корреляции опорных отражающих горизонтов. Для выбора вертикального размера ячейки модели было проведено сопоставление кривой литотипов в разрешенности ГИС, передискретизированной во временную область с различным шагом: 0.25 мс, 0.5 мс и 1 мс. При шаге дискретизации 0.5 мс часть маломощных пропластков «пропадает», поэтому вертикальный размер ячейки был выбран - 0.25 мс (рис. 4).

Далее информация о резервуаре, полученная по скважинным данным, была преобразована в отдельные для каждого из литотипов функции распределения плотности вероятностей (PDF). Дополнительно задавались ограничения на пространственную выдержанность свойств (вариограммы), процентные соотношения литотипов и сейсмические данные.

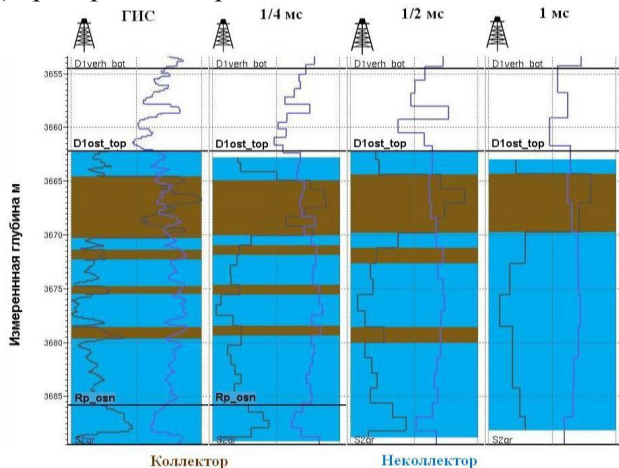


Рис. 4. Сопоставление кривой коллектор/неколлектор с различным шагом дискретизации

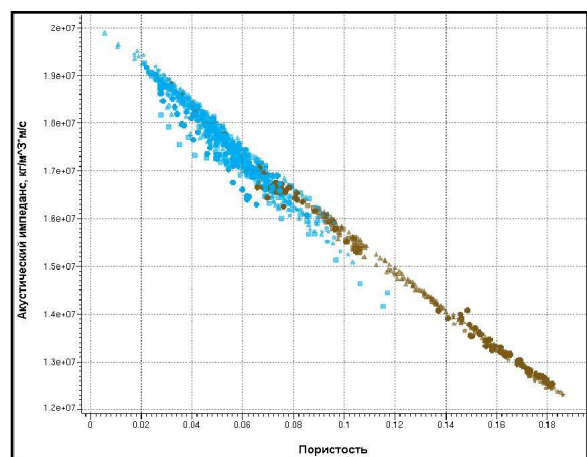


Рис. 5. Зависимость пористости и акустического импеданса в интервале «основной» пачки

В результате, с использованием стохастического алгоритма цепей Маркова - Монте-Карло были получены множественные реализации кубов акустического импеданса и литотипов, которые удовлетворяют всем входным данным и заданным статистическим условиям и имеют вертикальный шаг дискретизации, равный шагу дискретизации стратиграфической сетки. Итоговый куб распределения литотипов коллектор/неколлектор (рис.б.а) был получен в результате статистического осреднения 30 реализаций с получением куба вероятности для каждого литотипа. Одним из основных свойств, необходимым для построения геологической модели, является пористость горных пород. Расчет пористости выполнялся методом косимуляции по кубам акустического импеданса и

литотипов, полученным в результате геостатистической инверсии. Для этого для каждого литотипа по скважинным данным (рис. 5) была создана соответствующая статистическая модель пористости (PDF). Всего было рассчитано 30 реализаций пористости, на основании которых была рассчитана средняя пористость в изучаемом интервале (рис. 6, в).

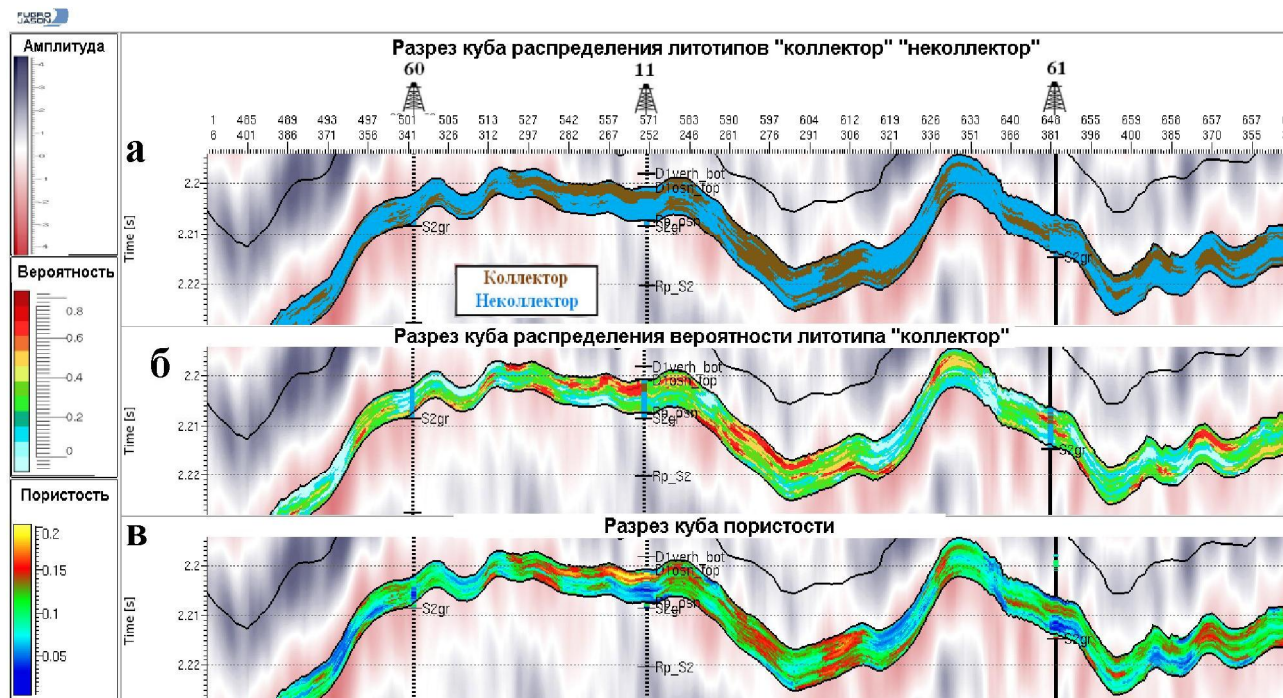


Рис. 6 Разрезы кубов распределения литотипов (а), вероятности наличия коллектора (б) и пористости (в)

Выводы

- Полученный в результате детерминистической инверсии куб акустического импеданса позволил уточнить корреляцию отражающих границ в интервале девонских продуктивных пластов и уверенно закартировать линию выклинивания овинпармских отложений.
- На основе высокоразрешенных кубов распределения литотипов и акустического импеданса, рассчитанных при помощи геостатистической инверсии полнократного сейсмического куба, было построена объемная модель распределения коллекторов и пористости в интервале «основной» пачки.
- Полученные данные о распределении свойств коллекторов продуктивных овинпармских карбонатных отложений позволяет уточнить конфигурацию сети эксплуатационных скважин и выполнить более достоверную оценку запасов углеводородов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Sams S., Saussus D. Comparison of lithology and net pay uncertainty between deterministic and geostatistical inversion workflows.
2. Sams M., Atkins D., Said N., Parwito E and van Riel P. [1999] Stochastic inversion for high resolution reservoir characterization in the Central Sumatra Basin, SPE 57260
3. Дюбрул О. Использование геостатистики для включения в геологическую модель сейсмических данных, EAGE 2002.

МОНИТОРИНГ ФОНДА ПОДГОТОВЛЕННЫХ К ГЛУБОКОМУ БУРЕНИЮ ОБЪЕКТОВ И ИХ ПЕРСПЕКТИВНЫХ РЕСУРСОВ

Кривицкий А. Б., Старобинец А.Е. (ФГУП ВНИГНИ)

В настоящее время в системе Роснедра отсутствует единая система централизованного учета подготовленных к глубокому бурению нефтегазоперспективных объектов, и не всегда производится количественная оценка их ресурсов, фактически упразднена форма статистической отчетности 03-ГР. Во многом это обусловлено тем, что в связи с изменением системы недропользования в Российской Федерации, существовавшие ранее регламентирующие документы и система учета подготовленных к глубокому бурению локальных объектов, которая базировалась на создании и анализе бумажных паспортов, устарели в существующих экономических, правовых и технических условиях.

Информация о подготовленных объектах требуется для ведения Государственного баланса, планирования ГРП, планирования и мониторинга лицензионной деятельности, а также оценки стартовой цены участков на аукционах. Перспективные ресурсы являются основным резервом прироста запасов, а участки недр, содержащие подготовленные к бурению объекты обладают значительной ценностью. Отсутствие какой-либо государственной экспертизы перспективных ресурсов УВ приводит к значительным искажениям в оценке ресурсной базы страны.

Следовательно, назрела крайняя необходимость в проведении работ по мониторингу фонда подготовленных к глубокому бурению объектов в пределах нераспределенного и распределенного фонда недр и уточнению перспективных ресурсов УВ категории С₃ для всех нефтегазоносных провинций Российской Федерации.

В результате выполненных во ВНИГНИ работ по Государственным контрактам осуществлена адаптация существовавших ранее регламентирующих документов по учету и анализу фонда подготовленных объектов к современным условиям, созданы регламентирующих документы по анализу фонда подготовленных объектов с учетом современных условий и разработаны методические рекомендации по организации информационного обеспечения отрасли данными по подготовленным объектам. Таким образом, разработана необходимая регламентирующая и методическая основа для выполнения работ по мониторингу фонда подготовленных к глубокому бурению объектов.

Мониторинг фонда подготовленных к глубокому бурению объектов и их перспективных ресурсов должен включать оперативный сбор информации о подготовленных объектах, экспертизу подготовленных объектов и их перспективных ресурсов, исключение объектов из фонда подготовленных в связи с переходом в последующие стадии учета, составление балансов перспективных ресурсов, анализ динамики изменения фонда подготовленных объектов и изменения ресурсной базы.

Основными программными средствами для реализации мониторинга могут служить разработанные паспорт на подготовленный объект в электронном виде и созданная базы данных. Электронный паспорт, формируемый с помощью разработанной во ВНИГНИ программы, представляет собой компьютерный файл, содержащий структурированную геолого-геофизическую информацию, которая достаточно полно характеризует подготовленный объект и его перспективные ресурсы. Для хранения, редактирования, обработки и анализа геолого-геофизической информации, необходимой для учета подготовленных к глубокому бурению объектов и их мониторинга, была создана и заполнена специализированная база данных «Фонд подготовленных объектов Российской Федерации». База данных находится на сервере ВНИГНИ и обеспечивает работу через Интернет.

Результаты работ по мониторингу будут способствовать проведению оптимальной государственной политики в области контроля и планирования развития минерально-сырьевой базы страны.

АНАЛИЗ АНОМАЛИЙ ВП С ПОМОЩЬЮ 3D ЧИСЛЕННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ОТКЛИКА ОТ ПОЛЯРИЗУЮЩЕЙСЯ СРЕДЫ

Кругляк В.Ф.¹, Агеенков Е.В.², Иванов С.А.², Кудрявцева Е.О.² (1 - ООО "Элвари";
2 - ООО "Сибирская геофизическая научно-производственная компания", Иркутск)

Проведены нефтегазопоисковые электроразведочные работы дифференциально-нормированным методом (ДНМЭ) в шельфовой зоне континента. При 1D инверсии полевого материала возникли трудности при объяснении природы ряда аномалий ВП, проявляющихся над резким изменением рельефа дна. 3D моделирование позволило найти объяснение природе этих аномалий.

ДНМЭ традиционно применяется для нефтегазопоисковых работ в платформенных областях, поэтому горизонтально-слоистая проводящая поляризующаяся модель во многом устраивала при проведении инверсии данных. Однако с выходом на шельфовые участки морей измерения стали проводиться в условиях, когда среду необходимо аппроксимировать двумерной или трехмерной моделью учитывающей как проводящие, так и поляризационные свойства среды.

Большая часть участка, где проводились описываемые нефтегазопоисковые работы, имеет плавно меняющийся рельеф дна с глубинами моря от -70 до -90 м. Однако на одном из его флангов дно резко погружается от -120 до -250 м. По геолого-геофизическим априорным данным залежи углеводородов здесь не ожидалось из-за многих факторов, неблагоприятных для образования месторождений. В центральной части участка находится ряд известных месторождений и ряд пустых структур проверенных бурением. Результаты работ в пределах известных месторождений показали связь аномалий поляризуемости в третьем слое слоистой модели, которой был аппроксимирован геоэлектрический разрез, с залежами углеводородов. Нужно отметить, что инверсия данных для отдельного наблюдения проводится в рамках 1D модели, но от пикета к пикету мощности слоев меняются, таким образом, получается псевдодвумерный геоэлектрический разрез. Плавное изменение глубины моря можно воспроизвести при таком подходе, но при резких изменениях глубин аппроксимация среды слоистой может привести к необъяснимым результатам. Это можно было констатировать при 1D моделировании зондирований записанных на фланге участка. Аномалии такого рода необходимо было объяснить, проведя 3D моделирование и инверсию полученных синтетических данных в рамках слоистой среды.

Программа [Моисеев, 1999¹, Моисеев, 1999², Персова, 2009], позволяет моделировать процессы вызванной поляризации и становления электромагнитного поля, возбуждаемые электрической линией в горизонтально-слоистых средах с 3-х мерными объектами в форме параллелепипеда. Временная зависимость спада ВП описывалась формулой Кормильцева [Кормильцев, 1980]:

$$\beta(t) = \exp\left(\frac{t}{T_0 \sqrt{\pi}}\right) \operatorname{erfc}\left(\sqrt{\frac{t}{T_0 \sqrt{\pi}}}\right),$$

где t – время (сек), T_0 – постоянная времени.

В слоистую среду (таблица 1) были помещены 3 объекта (рис. 1). Два прямоугольных параллелепипеда и один с меняющейся мощностью. 1-й прямоугольный параллелепипед распространен от -20000 м до 3000 м по оси X, от 0 до 30000 м по Y, от -75 до -80 м по Z. 2-й параллелепипед с изменяющейся мощностью от 5 до 55 м распространен от 3000 м до 23000 м по X, от 0 до 30000 м по Y, от -75 до -80 м по Z при X равном 3000 м и от -75 до -130 м при X равном 23000 м. И 3-й прямоугольный параллелепипед распространен от 23000 м до 73000 м по оси X, от 0 до 30000 м по Y, от -75 до -130 м по Z. Точки записи расположены через 1000 м, параллельно оси X от 0 до 50000 м, Y точек записи равен 15000 м. Составной объект используется для уменьшения влияния вертикальных граней на расчетное поле.

Таблица 1

№ слоя	ρ , Ом·м	η , %	T_0 , сек	C	H , м
1	0.25	0			75
2	1.8	11	0.028	0.5	155
3	1.3	0.6	3.95	0.5	450
4	1.5	6	0.56	0.5	1535
5	20	0			150
6	1.5	0			2500
7	1000	0			

Геоэлектрические свойства объектов аналогичны свойствам первого слоя слоистой среды, т.е. воды. Свойства такой среды менялись по латерали лишь за счет геометрических границ.

Была проведена инверсия расчетных данных. Мощности слоев изменялись согласно

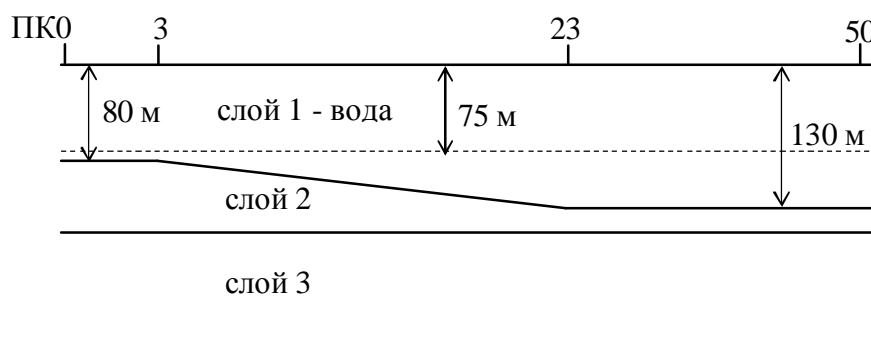


Рис. 1. Трехмерная модель среды с изменяющейся глубиной дна

изменению глубин границ в 3-х мерной модели. Результаты инверсии показали увеличение поляризуемости во всех слоях псевдодвумерной слоистой модели над участком увеличения глубины моря (рис. 2). Что объясняет увеличение поляризуемости при инверсии полевого материала записанного в области погружения морского дна.

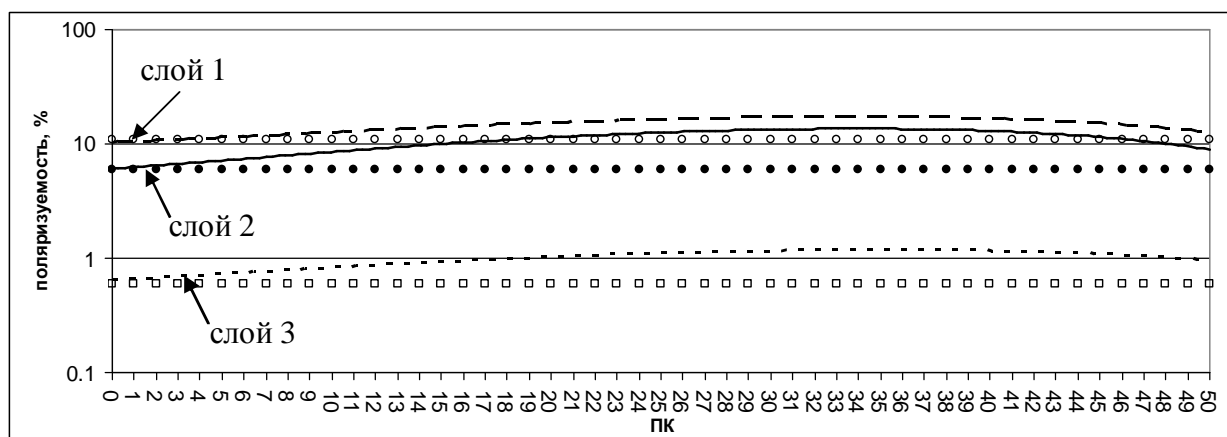


Рис. 2. Распределение поляризуемости псевдодвумерной слоистой модели

Выводы: трехмерное моделирование, в рассмотренном случае, помогло объяснить природу ряда аномалий полученных при инверсии полевого материала, записанного в условиях многомерной среды, в рамках одномерного подхода. Однако, в дальнейшем, необходимо искать возможности решения обратной задачи для такого рода полевого материала, не ограничиваясь 1D моделью среды.

Благодарности

Авторы благодарят генерального директора ООО СГНПК д. г.-м. н. П. Ю. Легейдо за содействие в проведении исследования, научные консультации и обсуждение результатов. Также авторы признательны д. т. н. профессору кафедры прикладной математики НГТУ М. Г. Персовой за научные консультации в области использования многомерных задач для проводящих поляризующихся сред.

ЛИТЕРАТУРА

1. Моисеев В.С., Рояк М.Э., Соловейчик Ю.Г. и др. Математическое моделирование при разработке технологий для метода вызванной поляризации // Сибирский журнал индустриальной математики. 1999. Т.2, 2. С. 135–146.
2. Моисеев В.С., Рояк М.Э., Соловейчик Ю.Г. Математическое моделирование процессов вызванной поляризации в сложных средах для токовой линии с заземленными электродами // Сибирский журнал индустриальной математики. 1999. Т.2, 1, С. 79–93.
3. Персова М.Г., Соловейчик Ю.Г., Абрамов М.В. Конечноэлементное моделирование геоэлектроманнитных полей, возбуждаемых горизонтальной электрической линией // Сибирский журнал индустриальной математики. 2009. 4(40). с. 106–119.
4. Кормильцев В.В. Переходные процессы при вызванной поляризации. М. Недра. 1980. 130 с.

ПАЗЛ ПУСТОТНОГО ПРОСТРАНСТВА РИФЕЙСКИХ ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ – ОТ МИКРОНА ДО МЕТРОВ

*Кутукова Н.М., Бирун Е.М., Малахов Р.А., Савичев К.С., Тверитнев А.А., Левин Д.Н., Афанасьев И.С.
(ОАО «НК «Роснефть»)*

Общие сведения о месторождении, постановка задачи и проведенные исследования

Юрубчено-Тохомское месторождение (ЮТМ) является одним из крупнейших месторождений Восточной Сибири, и его освоение – одна из приоритетных задач ОАО «НК «Роснефть».

Месторождение открыто в 1982 году. Здесь впервые в мире были получены притоки нефти и газа из древнейших рифейских отложений, в связи с чем данный объект с момента открытия привлекает внимание исследователей. Месторождение характеризуется сложным геологическим строением, низкой плотностью запасов, а также высокой неоднородностью по площади: более 60% разведочных скважин непродуктивны, еще 20 % - низкопродуктивны. После 2014 года планируется ввод месторождения в широкомасштабную промышленную разработку.

Несмотря на почти 30-ти летнюю историю исследований, на сегодня не существует общепринятой модели коллектора рифейских отложений, которая бы позволила составить представление о структуре и локализации запасов и выработать основные технологические решения по обустройству и разработке месторождения.

Кратко рассмотрим причины такой ситуации:

- Средняя пустотность месторождения составляет ~ 1%, что на порядок ниже значений для традиционных месторождений углеводородов.
- Чрезвычайно велика роль трещиноватости, значения проницаемости колеблются от 0 до 3500 мД.
- Помимо низких значений пористости, коллектора характеризуются сильной латеральной и вертикальной изменчивостью фильтрационно-емкостных свойств.
- Геометрические размеры продуктивных интервалов могут достигать до 10 см, вследствие чего не всегда улавливаются методами ГИС из-за недостаточной разрешающей способности приборов.

Исходя из обстановки, сложившейся на сегодня, в НК «Роснефть» реализована масштабная программа по изучению пустотного пространства на керне. В 2010 году закончены бурением две скважины со 100% отбором керна. Стандартный комплекс каротажа дополнен специальными методами ГИС. На отобранном керне (240 погонных метров) выполнен уникальный комплекс исследований, направленный на изучение пустотного пространства и определение емкостных и фильтрационных параметров пласта: исследования керна с помощью стереомикроскопии, растровой электронной микроскопии, рентгеновской и ядерно-магнитной томографии.

К сегодняшнему дню объем выполненных керновых исследований составляет:

- Детальное литологическое описание керна двух скважин.
- Микротомография образцов 1х1х0.3 мм с разрешающей способностью 2 мкм в количестве 10 образцов,
- Полноразмерная томография колонок керна диаметром 100 мм и длиной 1 метр с разрешающей способностью 400 мкм по 100 метрам.
- Исследования стандартных образцов керна в количестве 4800 образцов (по 58 скважинам).
- Исследования полноразмерных образцов керна в количестве 450 образцов.

Большой объем полученных данных поставил еще одну проблему – создание методологии сведения воедино данных, существенно разнородных по масштабам исследования и разрешающей способности – от микрон до метров. Для ее решения авторами разработана масштабируемая качественная модель рифейского коллектора, в рамках которой удалось свести воедино все полученные данные.

Литологическая характеристика, полученная на основе макроописания керна.

Вскрытый рифейский разрез представлен переслаиванием разнокристаллических, строматолитовых, сгустково-водорослевых и окремненных доломитов.

Разрез сильно слоистый за счет окремнения и вторичной доломитизации. Преобладающий угол падения пластов 2-8°. Широко развиты стилолитовые швы, ориентированные по напластованию и,

как правило, заполненные глинистым материалом. В керне выявлены открытые каверны диаметром десятки сантиметров. Каверны, как правило, сопряжены с интервалами окремненного доломита. Вследствие чего эти интервалы характеризуются повышенной хрупкостью породы: развита локальная сеть микротрещин. Толщина кавернозных прослоев колеблется от первых сантиметров до 1 метра и составляет в среднем 10 см.

Помимо определения морфологии каверн, их связности и количественного обседа, проводился анализ трещиноватости по разрезу. При характеристике трещин в первую очередь определялась природа трещин, их открытость/закрытость, азимут простирания и угол падения. Трещины преимущественно субвертикальные, тектонические. Протяженность трещин в керне от первых сантиметров до первых метров. Средняя плотность трещин небольшая и составляет около 3 трещин на метр. В отдельных интервалах наблюдаются зоны мелкого и среднего боя, в этих интервалах плотность трещин достигает до 40-50 трещин на метр.

С помощью аналитических расчетов установлено, что собственно трещинная пористость составляет не более 0.1% в среднем по всему месторождению.

По результатам скважинного акустического имиджера (UBI) выполнена ориентировка трещин: преобладающий азимут простирания юго-запад (230-270°) – северо-восток (50-90°).

Литолого-петрографическая характеристика, полученная на основе изучения шлифов

В результате обработки представительной коллекции шлифов (3200 шт.) по 25 скважинам выделено 10 основных структурно-генетических типов пород.

Три литотипа («узурчатые доломиты», «горизонтально-слоистые строматолитовые доломиты», «ламинитовые доломиты») связаны с развитием строматолитовых построек различной формы от пластовой до столбчатой.

Литотип «водорослевые комковато-сгустковые доломиты» представлен микритовыми комочками, сгустками доломита, окатышами тонкозернистого пелитоморфного доломита, иногда присутствуют интракласты. Образование комковато-сгустковых доломитов происходило при активной динамике вод.

Основу литотипа «интракластовые доломиты» образуют обломки доломитовых пород – интракласты. Присутствуют также фитоциты – сгустки, комки, желваки, нити, редко онкоциты.

Литотип «разнокристаллические доломиты» полностью перекристаллизован, первичная текстура не сохранилась. Скорее всего, это перекристаллизованные узурчатые доломиты.

Литотипы «мелкокристаллические доломиты» и «микрокристаллические доломиты» сложены тонко-микрозернистым и мелкозернистым карбонатным материалом.

Литотипы «разнозернистые песчаники» и «алевритистые аргиллиты» встречаются в разрезах скважин крайне редко и преимущественно в северных скважинах. Наличие таких песчано-алевритовых шлейфов свидетельствует о том, что в северной части бассейна располагалась островная суша, сложенная гранитоидами.

В выявленных литотипах пород пустотное пространство наблюдалось только в трех типах. В узурчатых доломитах наблюдались внутрикаркасные пустоты, в комковато-сгустковых разностях пустотное пространство представлено межформенными пустотами. Как в первом, так и во втором случае поры изолированные, не связанные между собой вследствие активно развитых процессов перекристаллизации вещества и вторичной доломитизации.

Единственная выявленная эффективная емкость приурочена к интракластовым доломитам. Образование интракластовых доломитов происходило в момент выхода строматолитовых корок на поверхность. Вследствие осушения строматолиты разрушались, между обломками формировались пустоты, которые усиливались процессами растворения в зоне гипергенеза. Своеобразие выявленной емкости состоит в том, что она как бы зафиксирована кремнистыми корками. Процесс окремнения в рифейских породах развит достаточно широко, но наибольшая его интенсивность связана с зонами перерывов, где и сосредоточены интракластовые доломиты. 76% интракластовых доломитов значительно окремнены (от 20 до 90% от общей площади шлифа).

Микротомография

Компьютерная рентгеновская томография является способом исследования внутренней структуры материала. Этот метод основан на зависимости линейного коэффициента поглощения в рентгеновском диапазоне от состава и плотности вещества. С помощью микротомографа изучаются свойства образцов породы размерами 1x1x0.3 мм. Разрешающая способность микротомографа в 2 микрометра позволяет с высокой точностью исследовать низкопористую матрицу. Путем

последующей компьютерной обработки реконструируется пространственное распределение плотности или пористости в образцах [1].

В результате исследования нескольких образцов керна ЮТМ методом рентгеновской микротомографии определено, что матрица породы имеет области с плотностью 1 г/см³, которые соответствуют межкристаллической пустотности. От общего объема исследуемых образцов эти области составляют около 1%. Выявленные поры имеют размер 10-11 микрон (максимально до 15 микрон), связанность пор частичная, в основном, поры единичные, изолированные.

Исследование стандартных и полноразмерных образцов керна

Так как тип коллектора Юрубчено-Тохомского месторождения определяется как каверново-трещинный, то в данном случае к достоверности результатов лабораторных исследований следует относиться с осторожностью. Как правило, вторичная пористость связана с процессами, для которых характерна пространственная изменчивость в масштабе, значительно превышающем размеры образцов керна, поэтому в таких случаях полученные результаты не могут считаться достаточно репрезентативными. Каверны и пустоты растворения имеют гораздо больший размер, чем размер стандартного образца 30*30 мм, кроме того они неравномерно распределены в пределах пласта. Таким образом, результаты измерений, проводящиеся на полноразмерных образцах керна, отличаются большей репрезентативностью, так как объем исследуемого материала больше.

Стандартные образцы керна размером 30*30 мм характеризуют матричную составляющую. Расчет средних значений коэффициентов пористости по керосину и воде показал близкие значения - 0,8 и 0,7% соответственно (диапазон изменения 0,04-1,5%). Полученные результаты хорошо согласуются с результатами определения пористости матрицы в 1% по микротомографии.

В связи с низкой представительностью стандартных образцов отбору полноразмерных образцов (80*80 мм) уделялось особое внимание. Плотность отбора полноразмерных образцов составила 1 образец на метр, причем из наиболее кавернозных интервалов образцы отбирались из расчета 3 образца на метр. Открытая пористость кавернозных интервалов составила 1-10% (в среднем 6%). Пористость, определенная на полноразмерных образцах из плотных интервалов, сопоставима с пористостью, определенной на стандартных образцах и составляет 0,8-1% в среднем.

Таким образом, исследования стандартных и полноразмерных образцов и анализ полученных результатов позволяют оценить вклад вторичной емкости (каверны, трещины) в общую пористость.

Томография

Томография всей колонки керна ($d = 100\text{мм}$, $L_{\text{трубы}} = 1\text{м}$) проводилась с разрешающей способностью 400 мкм, достаточной для определения закономерностей размещения макропустотного пространства. С помощью томографии произведены количественные определения трещиноватости (протяженность, угол, плотность трещин) и кавернозности (распределение по размерам, емкость, связанность).

В результате интерпретации рентгеновских томограмм получены следующие распределения вдоль оси керна:

- распределение кавернозного пространства. «Открытая» кавернозность определялась по совокупности каверн, открывающихся на внешнюю поверхность керновой колонки и соединенных между собой «видимыми» для томографа пустотами. «Общая» кавернозность оценивалась по совокупности всех каверн, как открывающихся на внешнюю поверхность керна, так и изолированных;
- интенсивность трещиноватости (в м²/м³);
- объемные содержания кальцита, доломита и кремнистого вещества;
- для трехмерной визуализации распределения пустот, трещин и кремнистого вещества по разрезу построены объемные изображения исследуемой трубы керна.

Выводы. Концептуальная модель коллектора

До недавнего времени исследователями-геологами основная емкость коллектора связывалась с трещинами и развитыми по ним пустотами выщелачивания. По итогам комплексирования результатов проведенных работ получено новое представление модели рифейского коллектора Юрубчено-Тохомского месторождения.

В результате проведенных исследований построена следующая модель:

- Межкристаллическая пористость рифейского коллектора неэффективна.

- Основная емкость коллектора связана с тонкими прослоями кавернозных интервалов, основными путями фильтрации флюида являются трещины (рис. 1). Размер кавернозных полостей в отдельных случаях достигает 7-10 см в поперечнике, в среднем 1 см. Каверны связаны между собой развитой системой субвертикальных и вертикальных трещин.
- Кавернозные прослои развиты не повсеместно: они имеют конседиментационное происхождение. Образование каверн происходило в моменты осушения строматолитов. В дальнейшем, после захоронения, по этим зонам развивались процессы растворения ювенильными водами и окремнения. Кварц является своего рода индикатором наличия кавернозности.
- Зоны кавернозности имеют чрезвычайно малую мощность, максимально до 1 метра, в среднем около 10 см. Определить распространение зон кавернозности по латерали пока не представляется возможным, однако вкупе с системой трещин подтверждена хорошая гидродинамическая связность между удаленными скважинами (расстояние порядка первых километров).
- Рифейский коллектор характеризуется чрезвычайно сильной изменчивостью по проницаемости – от первых Дарси в зонах кавернозности и трещиноватости до практически непроницаемых вмещающих пород.

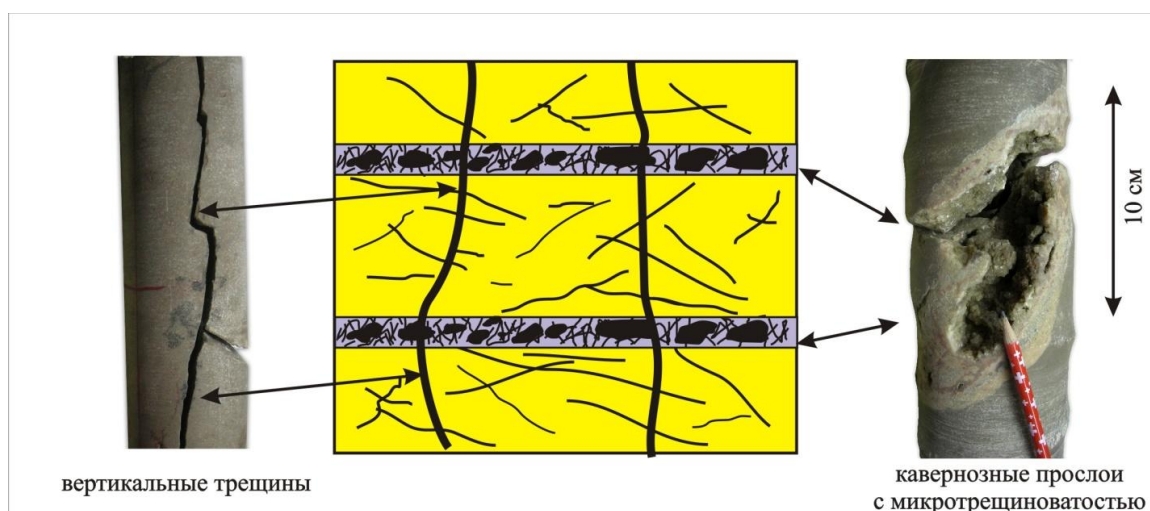


Рис. 1. Концептуальная модель коллектора Юрубчено-Тохомского месторождения

Авторы ни в коей мере не считают объем исследований и обобщений, проведенных к настоящему времени, достаточным для «закрытия» проблемы рифейского коллектора. На очереди – получение новых данных и построение новых, уточненных количественных моделей.

ЛИТЕРАТУРА

1. Голф-Рахт Т.Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов. – Москва «Недра», 1986, 606 стр.
2. Иванов М.К., Бурлин Ю.К., Калмыков Г.А., Карнюшина Е.Е., Коробова Н.И. Петрофизические методы исследования кернового материала. – М.: Изд-во Моск. ун-та, 2008. 112 стр.

СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ МНОГОВОЛНОВОЙ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ В РОССИИ

Кузнецов В. М. (INOVA Geophysical Equipment Limited)

Несмотря на значительное сокращение в последнее время объёмов выполняемых по технологиям многоволновой сейсморазведки (МВС) работ, это направление по-прежнему вызывает повышенный интерес у геологов и геофизиков. Это связано, прежде всего, с очевидными физико-геологическими основами, на которых базируется теория метода и заманчивыми перспективами получения корректных геологических результатов в случае получения адекватного отображения среды по комплексу продольных и обменных волн после обработки многокомпонентных данных. Действительно, с одной стороны, векторная природа поля упругих параметров, регистрируемых в сейсморазведке, предполагает трёхкомпонентную регистрацию данных. Лишь экономические факторы и возможность получать львиную долю полезной информации по основным волнам (продольным) в сейсморазведке на одной вертикальной компоненте сдерживают повсеместное использование регистрации полного вектора смещений. С другой стороны, при интерпретации данных сейсморазведки в настоящее время широко используется динамическая инверсия с прогнозом упругих параметров и флюидонасыщения. Эту задачу невозможно решить без оценки скоростной модели по обоим типам волн – продольным и поперечным. И если информация по упругим импедансам достаточно надежно определяется по продольным волнам, то расчет сдвиговых импедансов по ним часто бывает проблематичен. Подтверждение этому может служить рисунок 1, на котором отображено сравнение сдвиговых импедансов, рассчитанных по продольным волнам (слева) и поперечным (обменным PS) справа.

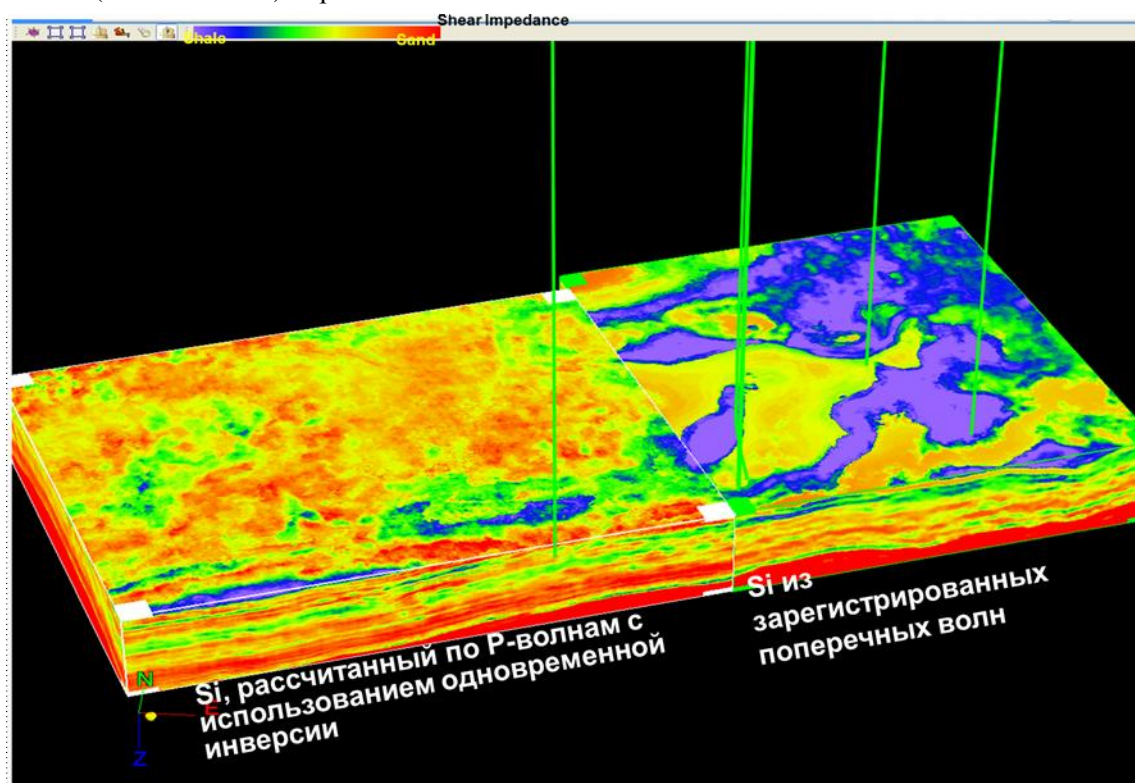


Рис. 1 Сравнение сдвигового импеданса (Si) рассчитанного по PP-волнам с Si, полученным по PS-волнам

Основной причиной, сдерживающей использование МВС на разведочном и детализационном этапах изучения месторождений нефти и газа в России, как известно, является отсутствие надежных результатов по осуществленным ранее проектам. Анализ полученных по ряду проектов МВС результатов привел к выводу, что одной из причин, приведших к недостаточной информативности волн другого типа, является нечеткая, а порой и некорректная постановка задачи и проектирование методики. Другими словами, с одной стороны, большие ожидания от комплексирования волн разных типов не всегда учитывают особенности сейсмогеологической обстановки и взаимосвязь геологических и геофизических критериев обнаружения целевых объектов. С другой стороны, задачи, требующие применения объект-ориентированных схем наблюдения, решаются на основе

стандартных систем без должного анализа априорной геологической модели на этапе проектирования работ.

Возможности МВС в различных сейсмогеологических условиях.

Результаты исследований последних лет достаточно четко определили круг геологических задач, которые могут быть успешно решены на основе использования технологии многоволновой сейсморазведки. Анализ результатов проведенных работ позволил определить сейсмогеологические условия, наиболее критично сказывающиеся на качестве получаемых результатов МВС.

На региональном и рекогносцировочном этапах постановка разведочных задач по оценке коллекторских свойств и прогнозу флюидонасыщения для МВС вряд ли оправдана в силу низкой плотности систем наблюдений, значительной загрубленности модели и отсутствия точного отождествления волн разных типов по скважинным данным. В этом случае имеет смысл говорить о следующих задачах:

- Районирование территорий по качеству данных, получаемых по сдвиговым компонентам волнового поля в зависимости от поверхностных и глубинных сейсмогеологических условий с оценкой перспектив применимости технологий МВС на последующих этапах разведки и причин снижения информативности по PS волнам;
- Прогноз литологических изменений в крупных породных комплексах, оценка связей структурных и вещественных характеристик разреза, изменений их глинистости, карбонатности и т.д.

С другой стороны, уже на этих этапах необходимо требовать трехкомпонентной регистрации сейсмических данных. Очевидно, что это позволит без какой-либо потери информации по продольным волнам в отдельных случаях (малая мощность или отсутствие ЗМС, высокоскоростные отложения в ВЧР и т.п.) улучшить прослеживание глубинных отражающих горизонтов по ним за счет использования энергии отраженных волн, переходящей на горизонтальные компоненты регистрации. Кроме того, отдельные части разреза могут характеризоваться большими контрастами акустических жесткостей по сдвиговым компонентам волнового поля, что позволит повысить эффективность оценки структурного плана по другим типам волн. Естественно, что зоны с хорошим качеством данных по обменным волнам позволят привлечь эту информацию для оценки литологических изменений для прогноза крупных зон нефтегазонакопления.

Задачи, которые целесообразно ставить перед МВС на разведочном и детализационном этапах, условно можно разделить на три группы – уточнение структуры разреза, прогноз изменения литологии и разделения интервалов разреза по составу пород, прогноз трещиноватости и оценка ее параметров.

В большинстве случаев задача оценки структурного плана успешнее решаются с использованием только продольных волн. Мало того, иногда приходится сталкиваться с постановкой такого рода задач в МВС для сейсмогеологических условий, где, в силу геологических и тектонических причин, прослеживание продольных волн в значительной степени затруднительно и надежды связываются только с обменными волнами. Это совершенно неприемлемо. Исходя из физики обменных волн PS, они образуются на отражающей границе благодаря смене типа волны, и если энергия отраженной продольной волны мала, ожидать образование обменной волны лишено смысла.

Для сейсмогеологических условий, при которых не удастся получать удовлетворительные результаты по компрессионным волнам (P-волнам), можно выделить два основных критерия, позволяющих оценивать структурный план по обменным (поперечным) волнам – насыщение покрывающих интервалов разреза газом (наличие газовых облаков) и более высокий контраст по скоростям S (например, граница песчаник/сланец) для целевого объекта. Как правило, эти условия бывают уже определены в ходе предшествующих работ и по петрофизическим исследованиям. В этом случае постановка работ МВС вполне оправдана и положительного результата можно ожидать с высокой степенью вероятности (Рис. 2). Реже ставятся задачи оценки структурного фактора по данным МВС, когда требуется подтверждение структурных построений по P волнам или когда требуется хорошее разрешение на мелких и средних глубинах.

Для решения литологических задач предполагается разделение по коэффициенту Пуассона целевых объектов и вмещающих пород. Основанием для такой постановки задач является априорная информация по петрофизическим характеристикам целевых объектов – степень дифференциации литологических разностей по упругим параметрам. Предварительный анализ геологической обстановки и скважинных данных совместно с моделированием волновых полей и систем наблюдений позволяет уменьшить риск получения некондиционных данных по другим типам волн и

контролировать качество получаемых 3С данных. В случае, когда флюидонасыщение влияет на динамику волнового поля, есть основание ставить задачу подтверждения амплитудных аномалий (яркие пятна), полученных по продольным волнам и оценку породной матрицы и флюидонасыщения.

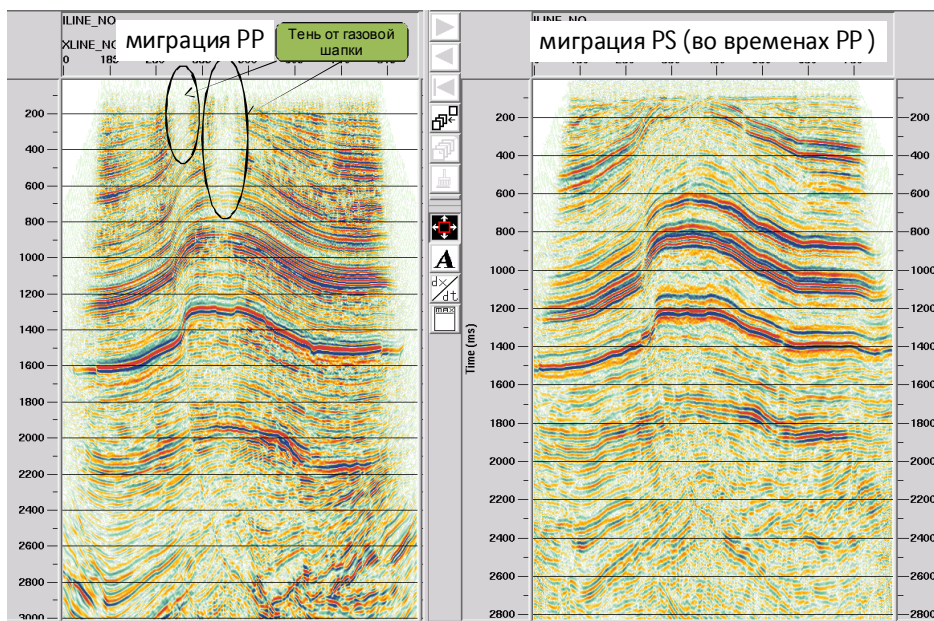


Рис. 2 Свойство PS волн решать структурные задачи при наличии газовых облаков

Решение задач на локализацию зон трещиноватости и оценку параметров систем трещин основано на том, что наличие в интервале системы трещин с доминирующим направлением приводит к анизотропии упругих параметров. Такая постановка задачи предполагает использование пространственных систем наблюдений 3D с достаточной и равномерной плотностью измерений для бинов во всем диапазоне азимутов и удалений. Другим важным условием для решения этой задачи является наличие отражения ниже предполагаемой зоны трещиноватости. При таких предпосылках мы вправе надеяться на решение поставленной задачи и получение для целевых интервалов разреза распределения плотности трещин и их ориентации (Рис. 3).

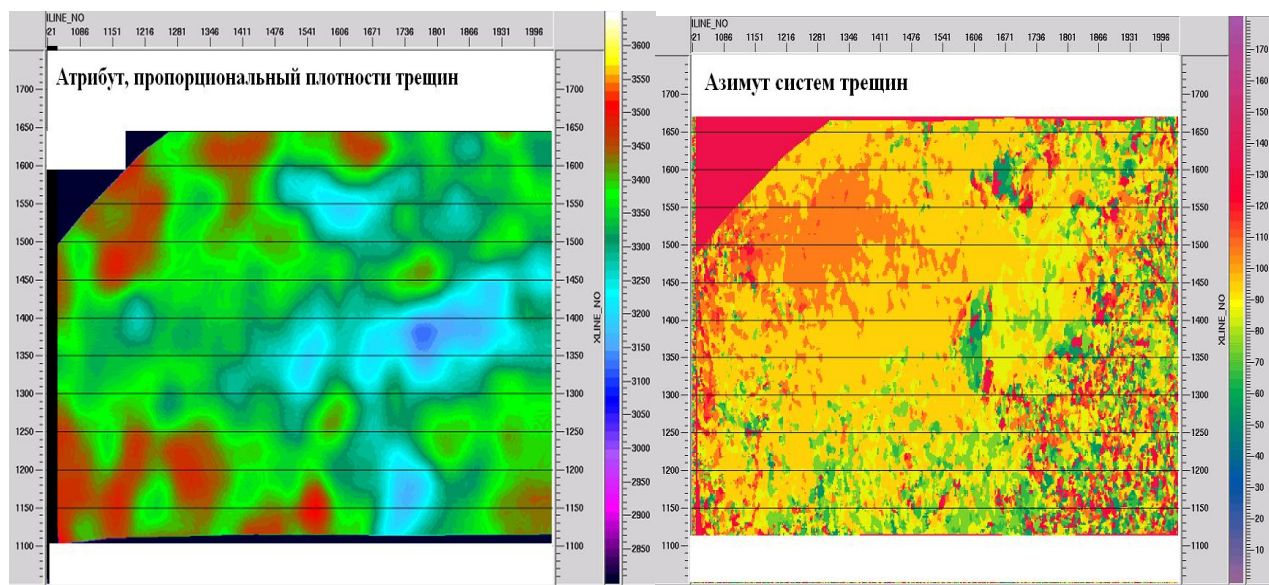


Рис. 3 Оценка параметров трещиноватости по PS волнам

Важным аспектом при проектировании работ МВС является учет сейсмогеологических условий, при которых технологии МВС имеют ограничения в своем применении:

- Отсутствие информации по продольным волнам. Если это не связано с насыщением пород газом или слабой дифференциацией разреза только по продольным волнам;

- Наличие в верхней части разреза водонасыщенных грунтов или пород с маленькими значениями коэффициента сдвига (пески);
- Наличие в разрезе массивных тел «текущей» соли (диапировая тектоника);
- Отсутствие скважинной информации по S волнам (трехкомпонентное ВСП, волновой каротаж), которая позволяет осуществить корректную привязку волн этого типа и провести отождествление P и S волн для объектов поиска.

Таким образом, учет геологических и физических критериев для объекта исследования и сейсмогеологических условий района работ позволит корректно сформулировать задачу для МВС и избежать неоправданных ожиданий и рисков при постановке этих работ.

На территории РФ подавляющее большинство осуществленных проектов МВС в отношении поставленных задач и методов их решения не удовлетворяют перечисленным выше требованиям. Работы, проведенные в варианте 2D-3C имели низкую плотность профилей с 3C регистрацией для площади работ, часто отсутствовала возможность привязки отражений PS по скважинным данным, отсутствовала четкая формулировка разведочных критериев и учет сейсмогеологических условий. По сути, эти работы носили регионально-рекогносцировочный характер, хотя задачи ставились разведочные. Для немногочисленных проектов 3D-3C вообще не формулировались задачи МВС и, соответственно, проектирование этих работ осуществлялось без учета специфики комплексирования волн разных типов. Имеются примеры получения кубов данных PP и PS высокого качества (Западная Сибирь), но с неравномерной плотностью в бинах по удалениям и, особенно, по азимутам для обменных волн. Это в значительной степени осложняет задачу отождествления волн для целевых объектов, без чего МВС теряет смысл.

Основные перспективы применения МВС при геологоразведочных работах на территории РФ связываются с:

- переходом при региональных исследованиях на нелицензированных площадях на трехкомпонентную регистрацию, что позволит без потери информации по продольным волнам локализовать площади, перспективные для комплексирования волн разных типов при решении разведочных и детализационных задач;

- постановкой работ 3D-3C с высокой плотностью наблюдений, равномерной по азимутам и удалениям на объектах, для которых целесообразно проведение работ МВС и имеются предпосылки для решения соответствующих задач на основе комплексирования волн разных типов.

ВЫВОДЫ

1. Развитие технологии (проектирование, обработка, интерпретация) многоволновой сейсморазведки на территории РФ неразрывно связано с получением качественных данных по комплексу волн разных типов и получением по ним значимого геологического результата, дополняющего геологическую модель, получаемую на основе использования только продольных волн. Это возможно только на основе грамотно построенного проекта работ с четкой формулировкой для МВС геологической задачи.

2. Результаты, полученные в последнее десятилетие за рубежом, свидетельствуют о значительном потенциале МВС по объектам, для которых требуется оценка латерального изменения литологии и оценка трещиноватости в сочетании с проблемами решения этих задач только по продольным волнам.

3. Соответствующие проблемы и объекты поиска месторождений УВ имеются в различных нефтегазоносных провинциях России, что свидетельствует о значимой перспективе развития технологии МВС. Но доведение этой перспективы до реальных результатов зависит от корректности постановки задач нефтяными и газовыми компаниями и финансирования соответствующих проектов.

4.

ЛИТЕРАТУРА

1. Tang Jianming, Huang Yue, Xu Xiangrong, John Tinnin, James Hallin., Application of converted-wave 3D-3C data for fracture detection in a deep tight-gas reservoir. The Leading Edge July 2009
2. Кузнецов В.М., Шехтман Г.А. Пути повышения точности и детальности многоволновой сейсморазведки. Технологии сейсморазведки. № 3, 2009 г.

ГЕОФИЗИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ РАЗРАБОТКИ МНОГОПЛАСТОВЫХ ОБЪЕКТОВ В ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИНАХ С УЭЦН

Лантев В.В., Бабушкин И.П. (ОАО НПФ Геофизика), Феофилактов С.В. (ИРЗ ТЭК)

Аннотация. Реальная практика применения геофизических методов на стадии эксплуатации месторождений страдает рядом существенных недостатков. Проводимые исследования, как правило, не носят системного во времени и пространстве характера. Кроме того, значительная часть действующего в России фонда эксплуатационных скважин, оборудованных УЭЦН (около 68 000) и дающих 80% добычи страны, вообще не охвачена геофизическими исследованиями. Проблема состоит в доставке геофизической аппаратуры под работающий электронасос. Поэтому разработка техники и технологии геофизического контроля работы многопластовых объектов в скважинах с УЭЦН является весьма актуальной. В ОАО «НПФ «Геофизика» совместно с Ижевским радиозаводом разработана и испытана технология, позволяющая в скважинах с УЭЦН получать в режиме реального времени геофизическую и гидродинамическую информацию о работе вскрытых в данной скважине пластов, а также технологическую информацию о работе УЭЦН. Система удалённого доступа позволяет доставлять нефтегазовым компаниям эту информацию в пункты принятия оперативных решений и центры моделирования, мониторинга и управления разработкой месторождения. Для реализации технологии создан аппаратно-программный комплекс "Спрут", модификации которого позволяют проводить мониторинг в скважинах с УЭЦН, оборудованных системами ОРД или не оснащённых таковыми. В докладе рассматриваются результаты практического применения технологии на скважинах Роснефти, Лукойла, ТНК-ВР, Газпромнефти, Удмуртнефти.

ГИДРОХИМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ПОДСОЛЕВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПРИКАСПИЯ

Виталий Владимирович Ларичев, ОАО "Газпром нефть"

Прикаспийский НГБ, как и большинство других, в гидрогеологическом отношении представляют собой гетерогенный водонапорный бассейн, в пределах которого получили развитие природные водонапорные системы различных генетических типов: инфильтрационных, элизионных и геодинамических, обусловленные различными условиями и механизмами движения флюидов, смена которых с глубиной идет в отмеченной выше последовательности [5]. Отличительной особенностью Прикаспия является большая мощность осадочного чехла, которая по разным оценкам составляет от 18 до 22 км. При этом глубоким бурением она изучена лишь на периферийных участках, где выявлены крупные и уникальные нефтяные (Тенгиз, Кашаган) и газоконденсатные (Астраханское, Карачаганакское) месторождения. Подземная гидросфера Прикаспийской впадины характеризуется двучленным строением, обусловленным наличием в ее разрезе мощной флюидоупорной толщи, представленной соленосными, сульфатно-карбонатными и галогенно-терригенными отложениями кунгурского, уфимского и казанского яруса, разделяющей надсолевой и подсолевой комплексы, сопоставляемые с верхним и нижним, соответственно, гидрогеологическими этажами.

Пластовые воды подсолевых водоносных горизонтов и комплексов наиболее полно изучены на Карачаганаке и Астраханском своде, где они вскрыты не одним десятком скважин, что позволяет при оценке общих гидрогеологических условий говорить не только о тех или иных тенденциях, отмеченных на этих месторождениях, но делать выводы о площадных закономерностях. На небольших месторождениях таких данных гораздо меньше (как правило, 1-3 скважины, и в лучшем случае 2-3 опробования), поэтому вести речь о каких-то площадных зональностях в пределах месторождений довольно сложно. В тоже время использование единичных данных позволяет судить об общих гидрогеологических условиях в пределах впадины в целом. При рассмотрении гидрохимических особенностей пластовых вод подсолевого комплекса Прикаспия многими исследователями отмечается наличие в разрезе комплекса инверсионной зональности [4, 6, 7, 2 и др.]. Наиболее минерализованные воды, с минерализацией свыше 300 г/л, установлены в кунгурских отложениях, вскрытые и опробованные единичными скважинами, поскольку залегают в виде отдельных линз, и не формируют единого водоносного горизонта. Притоки вод получены из невыдержанным по простирацию и в разрезе гипсоангидритовых и карбонатных пропластков, встречающиеся на глубинах до 4500 м, а в самой верхней части разреза, над сводами соляных куполов, подземные воды вскрыты в отложениях "кепрока", которые могут быть отнесены и как к подошве надсолевых отложений, так и к кровле подсолевого комплекса.

На Карачаганакском месторождении водоносность кепрока установлена в скважинах 2-рк и 9-ррк, пробуренных для технологических нужд под строительство подземных хранилищ нефтепродуктов в толще каменной соли. В скважине 2-рк из интервала 321-325 м, получен приток крепких рассолов с минерализацией 308 г/л, хлоркальциевого (ХК) типа, плотностью 1,198 г/см³. В скважине 9-ррк с глубины 953,5 м, получен переливающий приток дебитом 144 м³/сутки, при минерализации 344,6 г/л. Плотность рассола составила 1,244 г/см³, а избыточное давление превысило 5,0 МПа. Аналогичные водопрооявления на значительных глубинах отмечены так же в скважинах 447, 702, а 47, 41 и 37. В последней, из интервала 4711-4721 м получен переливающий приток насыщенного рассола с минерализацией 342 г/л интенсивностью 250 м³/сутки, а в скважинах 447 и 702 минерализация пластовых вод составила 272 и 337,6 г/л. В водах отмечены высокие концентрации калия 6,2-23,1 г/л и брома – 1129,2-3457,2 мг/л. На западе, в пределах внешней Бортовой ступени впадины, по данным Л.Н.Капченко, на площадях Александровская и Новоникольская установлены рассолы с минерализацией 347 и 313 г/л соответственно на глубинах 4393 и 4597 м [8].

Ниже по разрезу, в сакмарско-артинских отложениях нижней перми минерализация вод заметно уменьшается. В северной прибортовой зоне (Аксайская мульда) в интервале 4807-4828 м (2-П Аксай) она не превышает 214-246 г/л, а далее на восток (Северный Киндысай) снижение минерализации еще выше и на глубине 4408-4774 м она составляет 77-82 г/л.

На западе и на юге впадины снижение минерализации не столь значительное и на южной Эмбе (Каратон) она уменьшается до 238 г/л (глубина 4070-4132 м), а в западной части – до 280 и 255 г/л (Новоникольская и Демидовская площадь, глубина 4670-4530 м соответственно).

Близкая картина сохраняется и для вод каменноугольных отложений. На севере впадины (2-П Аксай) минерализация составляет 232 г/л, на Карачаганаке- 167,8-133,7 г/л, а на западе – 196 г/л [8].

В восточной прибортовой зоне, снижение минерализации достигает 177 г/л (Кенкияк) и даже 85,9 г/л (Алибекмола). Наиболее изученным здесь является серпуховско-визейского карбонатный комплекс, опробованный на структурах Аккудук, Бактыгарын, Алибекмола. [1].

В скважине Аккудук-1 из интервала 4910-4942м получен приток пластовой воды дебитом 64 м³/сутки с минерализацией 92,6 г/л, ХК типа, с повышенным содержанием микроэлементов (мг/г): аммония - 136, брома - 313, бора - 50,4, йода - 27, при натрий-хлорном коэффициенте 0,92. На структуре Бактыгарын в скважине 3 проведены исследования двух объектов. В первом - интервал 4821-4840 м в течение шести месяцев наблюдался перелив пластовой воды с дебитом 1,5 м³/сутки, а из интервала 4737-4756 м. дебит перелива составил 3,4 м³/сутки. Минерализация воды опробованных интервалов характеризуется близкими значениями (100,7 и 99,7 г/л) и невысокой степенью метаморфизации: отношение гNa/гCl 0,91 и 0,93 соответственно [7]. Скважина Алибекмола-4 на глубине 2178-2172 м вскрыла более минерализованные (140 г/л) пластовые воды, так же ХК типа при отношении гNa/гCl 0,85. Среди микроэлементов отмечены высокие содержания аммония 196 мг/л, брома 184 мг/л, бора 48,5 мг/л, йода 54,9 мг/л. В составе водорастворенного газа содержание метана 63,9 - 80,9%, азота 14,3 - 28,0%, двуокиси углерода 0,1 - 3,9%, гелия 0,9 - 0,15%. Сумма тяжелых УВ изменяется от 1,6 до 9,3%, Газосодержание вод, приведенное к нормальным термобарическим условиям, составило 1910-2993 см³/л, а коэффициент газонасыщенности - 0,44-0,74.

В отложениях верхнего девона пластовые воды вскрыты и опробованы на Карачаганакском месторождении, минерализация которых изменяется в пределах от 114 до 186 г/л.

Как следует из приведенных выше данных по гидрохимии пластовых вод, инверсионная гидрохимическая зональность в пределах Прикаспийской впадины является фактом установленным, и характеризуется различной "контрастностью" в различных ее частях. Однако ее "точечная", по отношению к размерам впадины изученность, не позволяет выполнять региональные построения схем гидрохимической зональности различных водоносных комплексов, в виду ограниченности фактических данных. Поэтому в большинстве случаев авторы приводят схемы гидрохимической зональности отдельных районов впадины [3], используя для районов площадью до нескольких тысяч десятков километров, в данные по 5-6 скважинам. В пределах детально изученных месторождений, (Карачаганак, Астраханское), на которых опробован не один десяток скважин, площадные схемы гидрохимической зональности дают более четкие представления о механизме ее формирования.

Опыт изучения гидрогеологических условий Карачаганакского месторождения тому прямое подтверждение. При первом подсчете запасов (Кирьяшкин В.М., 1987 г.), гидрогеологических условий продуктивного комплекса рассмотрено на ограниченном гидрохимическом материале, но было отмечено, что пластовые воды нижнего карбона и верхнего девона имеют целый ряд резких различий. В частности, воды нижнего карбона в большинстве случаев имеют минерализацию 146,4-167,8 г/л, а верхнедевонские только 108,1-126,5 г/л. При этом пластовые воды верхнедевонских отложений характеризовались повышенными значениями коэффициента сульфатности (до 1,45), натрий-хлорного коэффициента (0,88 и выше) и высокими (до 49 мг/л) концентрациями йода. При этом какие либо упоминания о гидрохимической инверсии не прозвучали.

Несколько позже, В.И. Резуненко с соавторами (1993г.) стратиграфическую границу отмеченных выше различий в подземных водах нижнего карбона и верхнего девона сопоставляет с кровлей турнейского яруса и рассматривает их в водах серпуховско-визейского и девонско-турнейского комплексов пород, отмечая "резкое различие по хлорбромному отношению" и степени минерализации. В качестве доказательной базы приведены значения минерализации в серпуховско-визейском комплексе, 158 г/л, а в девонско-турнейском - 129 г/л. Авторы делают вывод о том, "*что пласты-коллекторы, насыщенные этими водами не имеют гидродинамической связи, а пачки неколекторов являются экранами между пачками коллекторов*" [9]. Очевидно, границы "*девонско-турнейского комплекса пород*" авторы [9] рассматривали в более узких стратиграфических отбивках, а именно "верхнедевонско-турнейских", поскольку в среднем девоне (скв. Д-1 инт. 5766-5792 м; Д-4, инт. 5642-5665 м) минерализация пластовых вод значительно выше и достигает 155-174 г/л [7]. В этом случае вертикальная гидрохимическая зональность месторождения видится намного сложнее.

Что касается "*резких различий в хлорбромном коэффициенте*" в водах серпуховско-визейского и верхнедевонско-турнейского комплекса на Карачаганакском месторождении, то таких различий нами не обнаружено [7]: хлорбромный коэффициент довольно стабилен и изменяется в пределах 140 - 182 в серпуховско-визейском комплексе и 118 - 220 в верхнедевонско-турнейском.

На представленном рисунке 1 видно, что воды и нижнее-каменноугольных и верхнедевонских отложений имеют близкую минерализацию. Весьма показательны в этом плане результаты испытаний скважины 801 (инт. 5147-5222 м серпуховской ярус), проведенных в октябре 1998 г.,

которая работала нефтью и водой, поскольку нижние дыры перфорации оказались ниже ВНК. В

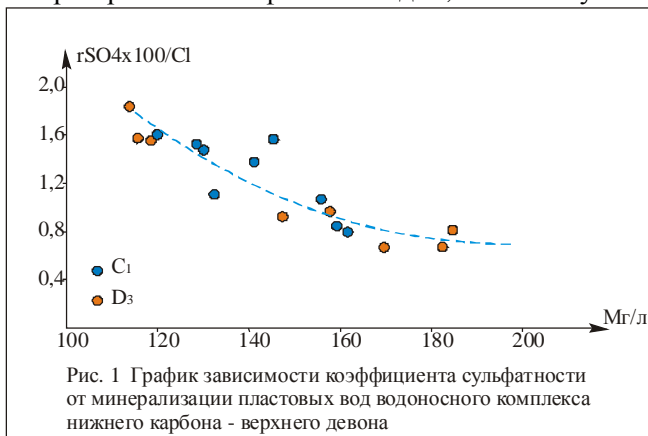


Рис. 1 График зависимости коэффициента сульфатности от минерализации пластовых вод водоносного комплекса нижнего карбона - верхнего девона

течение суток, было отобрано 6 проб, и во всех установлены стабильные концентрации калия, йода, брома, бора, повышенные коэффициенты rNa/rCl (0,9) и $rSO_4 \times 100/Cl$ (1,4), при минерализации 133,7 г/л, которая по всем параметрам близка к водам верхнего девона.

Т. е. воды с повышенной сульфатностью и отношением rNa/rCl получены как из отложений визейского (скв. 801) и турнейского (скв. 6), ярусов, так фаменского (скв. 21, 28 и др.), что не позволяет согласиться с наличием гидродинамически изолированных зон, контролирующих распространение вод

различной минерализации.

Очевидно, попытка использовать гидрохимические данные по пластовым водам, предпринята с целью: разделить объекты разработки на "чисто" газоконденсатные (I и II) и нефтяной (III). Как известно наличие надежного раздела в кровле нефтяной "подушки", дает заметное преимущество при выборе технологии разработки месторождения, по сравнению с гидродинамически связанными

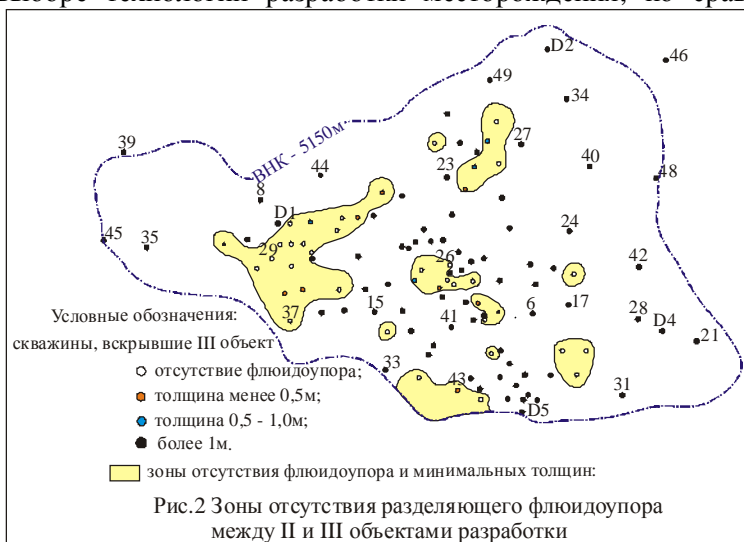


Рис.2 Зоны отсутствия разделяющего флюидоупора между II и III объектами разработки

объектами. Поэтому авторами [9] представлявшими в то время компанию Газпром, и была предпринята попытка "разглядеть" в кровле III объекта надежный флюидоупор, что позволило бы начать разработку месторождения с I^{го} и II^{го} объектов на "строгой научной основе".

Однако история разработки месторождения свидетельствует, что, верхнедевон-нижнепермская рифовая постройка представляет собой единый гидродинамический резервуар, По материалам интерпретации данных ГИС, установлено, что, в 33 скважинах флюидоупор между II и III объектами

разработки отсутствует, а еще в 13 скважинах его толщина не превышает 1,0 м, что составляет свыше трети фонда скважин, вскрывших нефтяную "подушку" (рис. 2).

Проведенный нами анализ гидрохимических материалов по Карачаганакскому месторождению позволяет отметить следующее, что отмечаемые большинством авторов различия в гидрохимических параметрах пластовых вод следует объяснять не стратиграфической приуроченностью интервалов

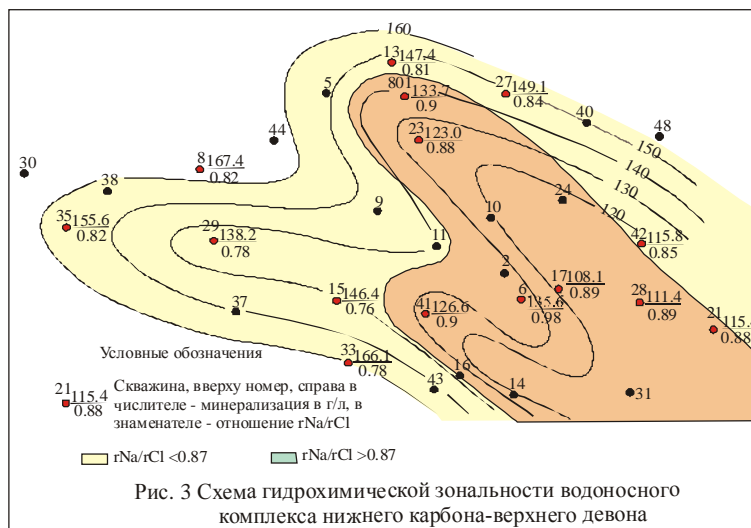


Рис. 3 Схема гидрохимической зональности водоносного комплекса нижнего карбона-верхнего девона

опробования, а наличием на месторождении в разрезе водоносного комплекса нижнего карбона и верхнего девона площадной гидрохимической зональности, что наглядно иллюстрируется на рис. 3.

Для построения данной схемы, использованы данные по 15 из 19 опробованных скважин, поскольку во многих пробах отмечено присутствие продуктов соляно кислотных обработок и техногенных примесей.

Гидрохимическая зональность водоносного комплекса нижнего карбона и верхнего девона обнаруживает плановое совпадение с его гидродинамической зональностью [6]. В центральной части месторождения сформировалось

обширное поле гидродинамической аномалии, пространственно совпадающее с наиболее приподнятым сводом рифового массива. С этим же полем связана зона максимального “опреснения” подошвенных вод, минерализация которых не превышает 136,5 г/л. Воды хлоридно-щелочного состава с невысокими концентрациями кальция и магния. Коэффициент сульфатности составляет 1,1 – 1,5, r_{Na}/r_{Cl} – 0,85-0,95. К периферии в водах резко увеличивается содержание хлоридов щелочей (r_{Na}/r_{Cl} 0,77-0,72) и уменьшается концентрация йода. Группировка значений по другим микрокомпонентам свидетельствует об отсутствии каких-либо корреляций. Так концентрация брома и в зоне максимального опреснения и на периферии колеблется соответственно в пределах 255-618 и 223-599 мг/л; лития - 28-30 и 24-35 мг/л; рубидия - 0,5-0,6 и 0,6-0,8 мг/л и т.д.

В водорастворенных газах высокими концентрациями кислых компонентов (более 60%). Зона распространения таких вод пространственно совпадает так же с центральной частью структуры, а ближе к периферии в составе газа начинают преобладать углеводороды, при этом содержание метана варьирует в пределах 33-67%, а его гомологов от 1,8 до 10,8%.

Приведенные данные еще раз свидетельствуют о наличии в разрезе водоносного комплекса плановой зональности. Так, в периферийных скважинах содержание углеводородных компонентов преобладает над кислыми газами в 1,4 раза, а зоне минимальных значений минерализации вод эта зависимость носит обратный характер и отношение суммы углеводородных газов к сумме кислых компонентов не превышает 0,7 – 1,1.

Еще одной из особенностей пластовых вод Карачаганакского месторождения является их высокое газосодержание, которое изменяется от 5717 до 7340 нсм³/л. На долю сероводорода приходится 1500-2000 см³; двуокиси углерода – 1300-1720 см³; сумму углеводородов – 2300-3500 см³. Какой либо закономерности в распределении газосодержания по площади месторождения не отмечается, в то же время повышенная газонасыщенность вод характерна для западной части массива. Здесь в скважинах 8 и 29 газонасыщенность пластовых вод (отношение Pг/Pпл) составляет 1,05 – 1,1, а предельное насыщение газом, отмечено даже на значительном удалении от ВНК (до 70–100м). К востоку это отношение уменьшается и в районах скважин 6, 21, и 28 давления насыщения даже меньше пластовых. Причиной тому может быть высокая концентрация кислых компонентов (H₂S, CO₂) в составе водорастворенного газа, поскольку их доля в увеличение парциальных давлений небольшая.

Вниз по разрезу давления насыщения изменяются также неравномерно: от 2 мПа при увеличении глубины опробования на 70м в западной части месторождения, до 7,0–14,6 мПа на 110 – 130 м в центральной части и на юго-востоке. Очевидно, в восточной части месторождения массообмен между залежью УВ и подошвенными водами происходит на меньшую глубину, нежели на западе. Здесь имеет место довольно устоявшаяся гидродинамическая связь залежи УВ с пластовыми водами.

Таким образом, гидрохимическая зональность подсолевого комплекса Карачаганакского месторождения, имеющая инверсионный характер и площадную зональность не вписывается в схему восходящего потока отжимающихся вод глинистых толщ из центральных частей впадины к ее периферии, что подтверждается и материалами анализом гидродинамических условий [6].

ЛИТЕРАТУРА

1. Дальян И.В. Подземные воды подсолевых нефтегазоносных комплексов восточной окраины Прикаспийской впадины // Советская геология. 1987. № 8. С. 109-113.
2. Зингер А.С., Долгова Г.Е., Федоров Д.А. Генезис опресненных глубинных вод и кислых компонентов газов юго-востока Русской платформы. (Оброз ВНИИ экон. минер. сырья и геол.-развед. работ. ВИЭМС). М., "Недра", 1980, 42с
3. Ильченко В.П., Стадник Е.В. Газогидрохимические поля в подсолевых отложениях юго-западной части Прикаспийской впадины. Геология нефти и газа № 2 с. 27-30.
4. Капченко Л.Н. Гидрогеологические основы теории нефтегазонакопления. Л., Недра, 1983, 263с.
5. Карцев А.А., Вагин С.Б., Шугрин В.П. Нефтегазовая гидрогеология. М., Недра, 1992,- 208с.
6. Ларичев В.В. Геофлюидодинамические особенности залежей углеводородов Карачаганакского месторождения. Геология нефти и газа, № 6, 2000
7. Ларичев В.В. Гидрогеологические особенности формирования залежей Карачаганакского НКМ. Сборник науч. Тр. СевКавГТУ, серия "Тектоника и геодинамика", вып. 1, 2002г, с.144-150.
8. Прогноз и оценка нефтегазоносности недр на больших глубинах (под ред. С.Н.Симакова) – Л., Недра, 1986, 248с
9. Резуненко В.И., Старостин Ю.С., Фык И.М. Выделение объектов разработки Карачаганакского НКМ. Газовая промышленность, 1993, №12, с.24-25.

ОСОБЕННОСТИ ПОВЕДЕНИЯ УПРУГИХ СВОЙСТВ В ГАЗОНАСЫЩЕННЫХ КОЛЛЕКТОРАХ И ГАЗОНАСЫЩЕННЫХ ГЛИНАХ, ШЕЛЬФ ВЬЕТНАМА

И.А. Лу (DCS «Шлюмберже», Москва), В.В Рыбальченко, И.В.Огородников (ЗАО «Газпром зарубежнефтегаз»), С.П. Михайленко (СОК «Вьетгазпром»).

Шельф Вьетнама известен своими месторождениями с залежами углеводородов в фундаменте, одним из которых является Белый Тигр. Месторождения такого типа сосредоточены, в основном, на южном шельфе страны. Геолого-геофизические исследования, в частности сейсморазведка 3Д, проведенные в последние годы разными компаниями в северной и центральной частях шельфа Вьетнама, также доказали его перспективность. Исследуемый участок работ находится в пределах южной части залива Бак-Бо, на шельфе центрального Вьетнама (рис.1), где основными резервуарами являются сложно построенные глубоководные конуса выноса.

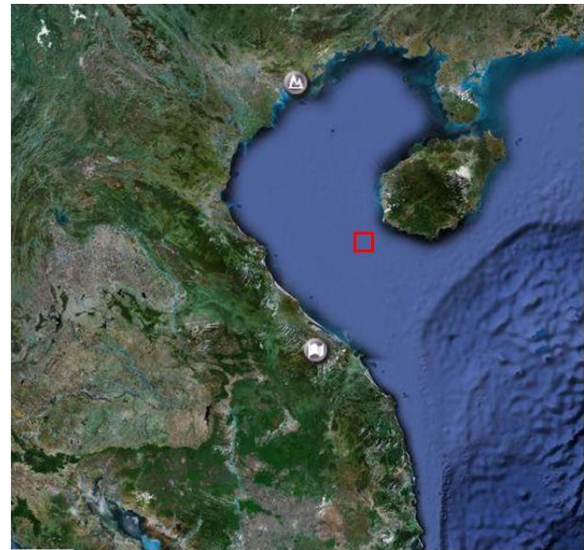


Рис.1. Район исследований

Основной проблемой картирования коллекторов по площади, представленных тонкослоистым переслаиванием алевролитов и глин, является их сильная латеральная изменчивость, слабая выраженность в волновом поле (рис.2), а также небольшие мощности, часто меньше разрешающей способности сейсмических данных.

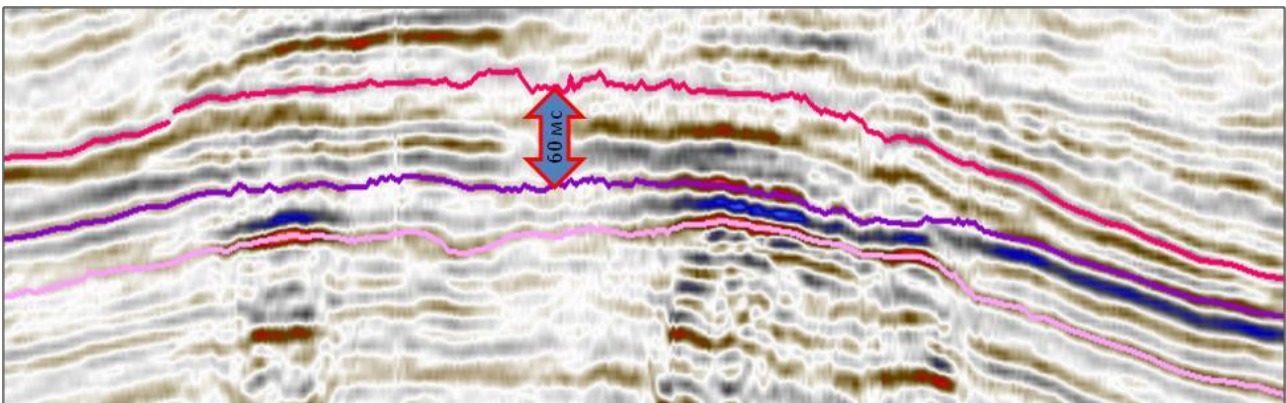


Рис. 2 Выраженность целевого интервала в волновом поле

В пределах изучаемой площади были околнурены амплитудные аномалии в различных интервалах неогенового разреза, которые имели ограниченное распространение и динамические признаки, характерные для продуктивных коллекторов терригенного разреза, такие как понижение частоты, пара отражений минус-плюс (рис. 4). Закартированные аномалии контролировались структурным фактором.

После тщательного анализа скважинных данных, выполненного сиквенс-стратиграфического и палеотектонического анализов, определения условий осадконакопления каждого из выделенных сейсмокомплексов, были сделаны выводы, что часть амплитудных аномалий обусловлена присутствием в разрезе глин с минимальным содержанием в них газа. Этот газ поступает из нижележащих глинистых отложений миоценового возраста (рис. 3). По результатам биостратиграфических исследований кернового материала в миоценовых глинах присутствует значительное количество органического материала. На основании этого можно предположить принадлежность этих отложений к материнским породам.

На рисунке 4 представлены фрагменты сейсмических разрезов, по которым выделяются амплитудные аномалии в различных интервалах разреза, связанные с газонасыщением в коллекторах и глинах.

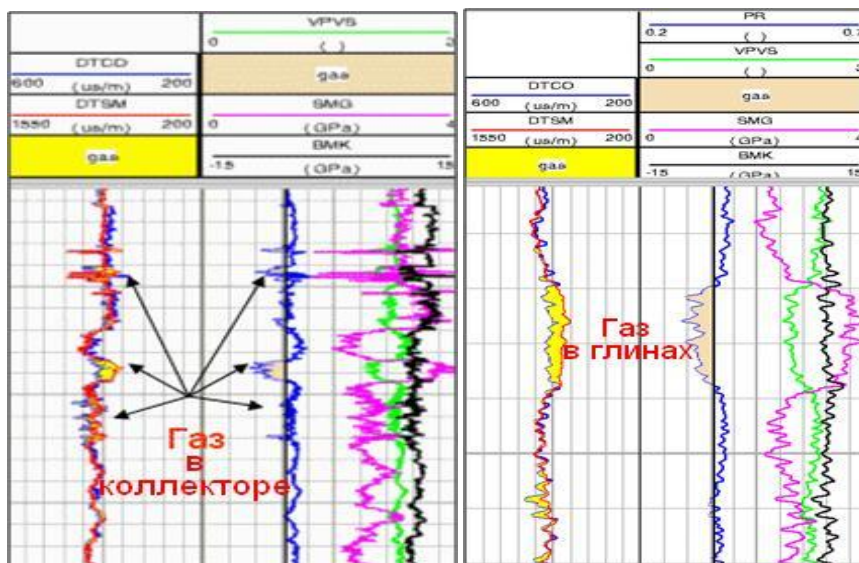


Рис. 3 Выделение газонасыщенных коллекторов и глин по скважинным данным

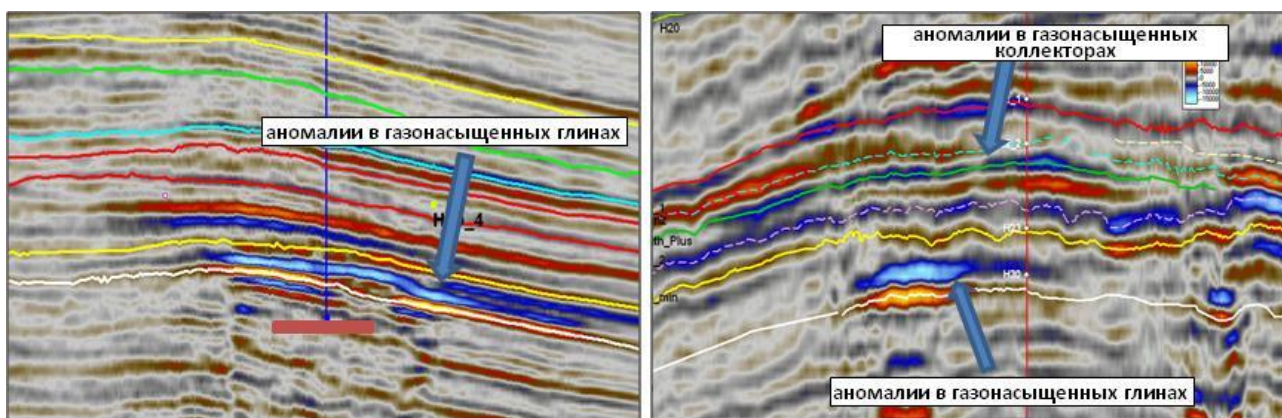


Рис. 4 Выраженность газонасыщенных коллекторов и глин в волновом поле

Дополнительным негативным фактором выделения и картирования коллекторов было недостаточное количество скважинных данных. Поэтому для выделения резервуаров такого типа привлекались современные технологии, такие как сейсмическая инверсия.

Перед выполнением инверсии было проведено АВО моделирование и выделено 4 сейсмолитотипа. Первый, характеризующий породы-неколлекторы, два сейсмолитотипа-коллектора, различающихся типом насыщающего флюида – водонасыщенные и газонасыщенные коллектора, четвертый - глины с признаками газового насыщения. Для их выделения использовались как результаты опробований, так и результаты интерпретации ГИС.

Общий принцип оценки сейсмолитотипов заключается в следующем: по данным ГИС и количественным критериям, установленным при анализе керновых данных, с учетом разрешающей способности инверсии выделяются различные литотипы и определяются их связи с упругими свойствами, затем производится укрупнение литотипов с образованием так называемых сейсмолитотипов, которые разделяются в пространстве результатов сейсмической инверсии и могут быть спрогнозированы в межскважинном пространстве.

По результатам петро-акустического анализа было установлено, что выделенные сейсмолитотипы хорошо разделяются в поле упругих атрибутов $V_p/V_s - AI$ (отношение скоростей продольных и поперечных волн и акустического импеданса) по скважинным данным. Интервалы газонасыщенных глин характеризуются аномально низкими значениями обоих параметров (рис. 5). Водно- и газонасыщенные коллектора по значениям акустического импеданса не отличаются, но есть незначительная дифференцированность по значениям V_p/V_s . Поэтому было принято решение

выполнить одновременную инверсию по угловым суммам с целью получения кубов V_p/V_s и коэффициента Пуассона (PR), в дополнение к кубу AI.

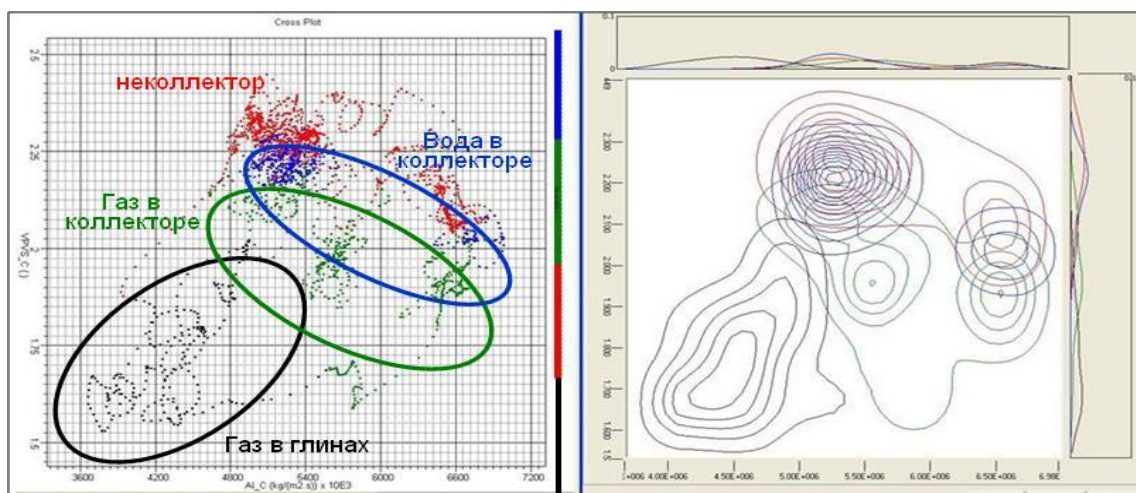


Рис. 5 Кросс-плот V_p/V_s -AI (слева) и одномерные и двумерные функции плотности вероятности по скважинным данным (справа).

Как говорилось ранее, по результатам петрофизического анализа резервуары имеют сложное тонкослоистое строение, неоднородны по своему составу и акустическим характеристикам (рис. 6).

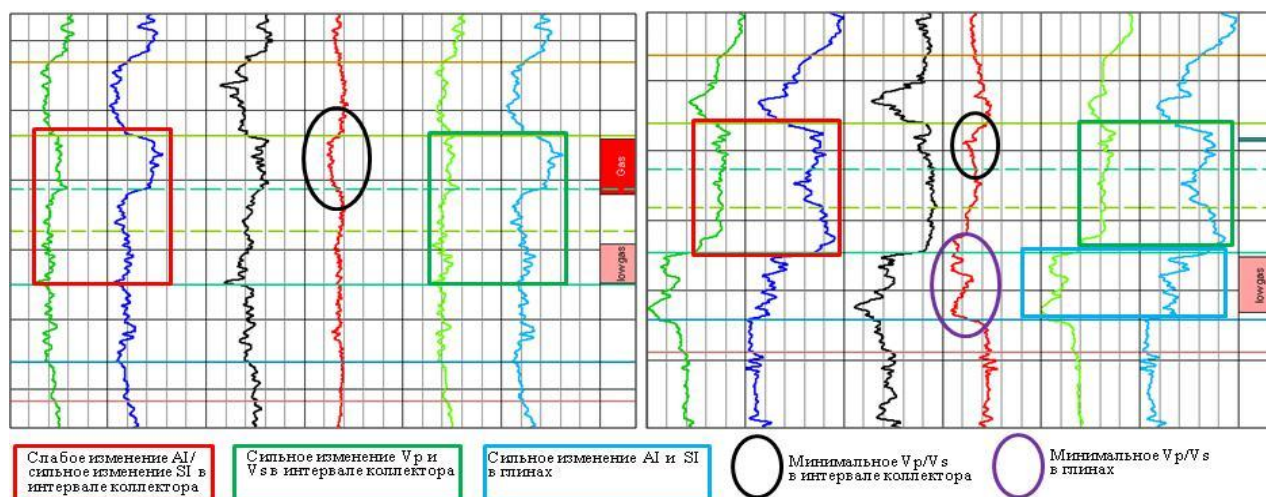


Рис. 6 Характер изменения упругих свойств в интервалах коллекторов и глин в соседних скважинах

Результаты выполненной сейсмической инверсии позволили изучить акустические свойства пород и выполнить прогноз вероятности наличия газонасыщенных коллекторов в межскважинном пространстве на основании выявленных зависимостей. О достоверном результате инверсии свидетельствует максимальное совпадение исходной и восстановленной кривых PR в скважинах (рис. 7).

Разрезы коэффициента Пуассона, полученные в результате одновременной инверсии, по линии скважин и через наиболее перспективные участки представлены на рис. 7-8. Рис. 7 показывает сравнение временного разреза и разреза PR, на котором отчетливо локализуются аномалии, связанные с насыщенными коллекторами и которые слабо идентифицируются по амплитудам.

В частях площади, не охваченных бурением, в интервале с доказанной продуктивностью были закартированы области пониженных значений PR, которые, вероятнее всего, являются потенциальными газонасыщенными ловушками, контролируемые зонами стратиграфического выклинивания (рис. 8).

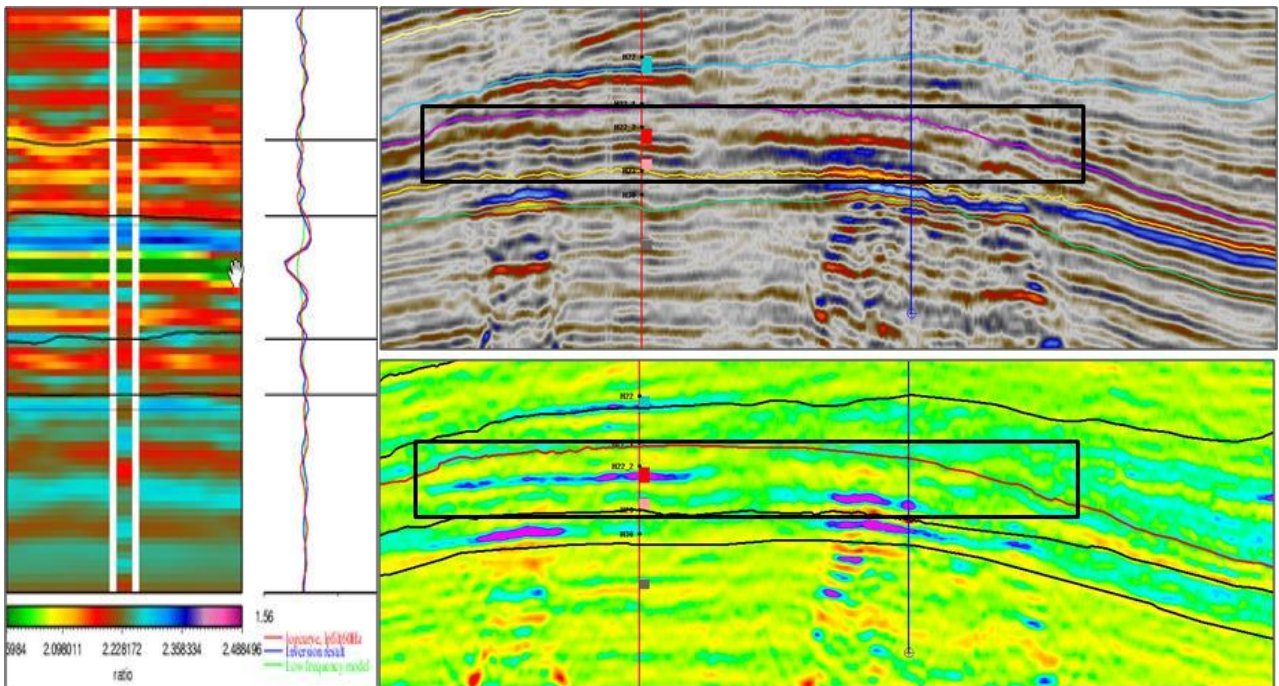


Рис. 7 Сопоставление временного разреза и разреза PR по линии скважин

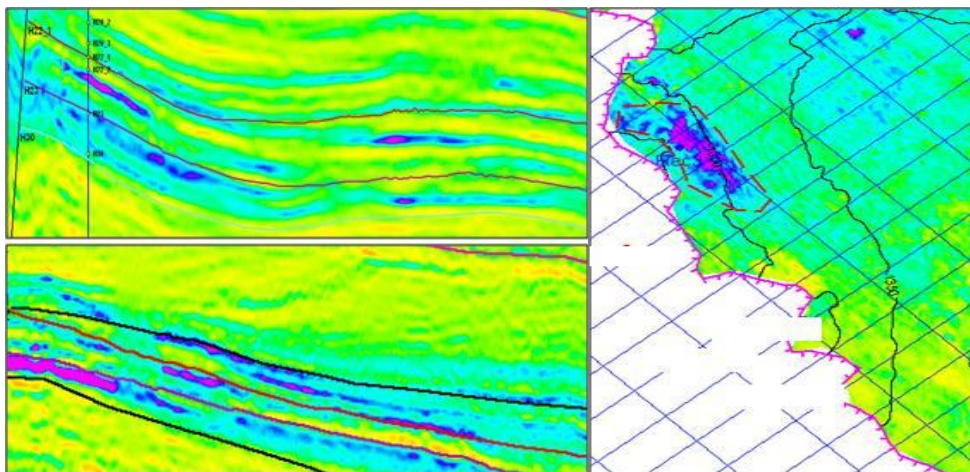


Рис. 8 Аномалии коэффициента Пуассона, контролируемые зонами стратиграфического выклинивания

Куб коэффициента Пуассона в дальнейшем использовался для построения трехмерной геологической модели в качестве свойства для определения газонасыщения.

По результатам выполненных работ можно сделать вывод, что сейсмическая одновременная инверсия является надежным инструментом при изучении резервуаров сложного типа в случае установления зависимостей упругих и петрофизических свойств.

Авторы выражают благодарность руководству СОК «Вьетгазпром» за разрешение на опубликование принадлежащих им материалов в данной работе.

ЛИТЕРАТУРА

1. Fred J.Hilterman. "Seismic Amplitude Interpretation". EAGE, 2001
2. K. J. Marfurt (Editor). Carbonate Seismology (Geophysical Development Series, V. 6.). Society Of Exploration Geophysicists, 1997
3. Mavko G., Mukerji T., Dvorkin J. The rock physics handbook. London. Cambridge University Press. 1998.
4. Van Wagoner J.C., R.M.Mitchum et al, 1988
5. Walden, A. T., 1991, Making AVO Sections more robust, Geophysical Prospecting 39, 915-942.

ЛИНЕЙНЫЕ МНОГОСКВАЖИННЫЕ СИСТЕМЫ НАБЛЮДЕНИЙ НВСП

Ленский В.А. (ООО НПЦ «Геостра»)

Один из основных недостатков НВСП - ограниченная дальность прослеживания околоскважинного пространства, в большинстве случаев не превышающая нескольких сотен - 1000 м. В результате по материалам НВСП часто освещается лишь отдельный участок изучаемой структуры. Этот недостаток может быть преодолен применением линейных наблюдений НВСП по профилю из нескольких скважин с удалением пунктов возбуждения во взаимных направлениях. Такие наблюдения позволяют составить протяженные многокилометровые сейсмические разрезы НВСП непосредственно в масштабе глубин, аналогичные разрезам наземной сейсморазведки, но более точно, наглядно и более детально отражающие геологическое строение среды.

На нефтяных месторождениях часто используются достаточно плотные системы наблюдений методом НВСП, когда наблюдения в одиночных скважинах, выполненные в разное время, в конечном итоге образуют непрерывные последовательности стыкующихся участков изучения целевого объекта. С использованием полученных данных на поздних этапах изучения месторождения также можно составить протяженные сейсмические разрезы НВСП через несколько скважин, которые, во-первых, создают более полное детальное представление о строении изучаемого объекта и часто позволяют уточнить выполненные ранее структурные построения, а во-вторых, представляют возможность оценить точность выполненных структурных построений по данным НВСП. Хорошая стыковка материалов разных скважин свидетельствует об удовлетворительном качестве выполненной обработки и позволяет отнести к сейсмическим разрезам НВСП с большим доверием.

Определяющим фактором при расчете глубинных сейсмических разрезов НВСП, обеспечивающим стыковку материалов соседних скважин, является правильный выбор скоростной модели. В таблице приведены результаты определения компактной скоростной модели (двойное вертикальное время и средняя скорость) по материалам продольного ВСП в трех соседних скважинах (№3, №6, №7), расположенных на небольшом расстоянии друг от друга (1500 м и 1100 м). Определения выполнены от поверхности земли до уровня приведения +70 м и от уровня приведения +70 м до основных стратиграфических горизонтов.

Таблица. Компактная скоростная модель по данным ВСП в скважинах №3, №6 и №7

Горизонт	Двойное вертикальное время, мс			Средняя скорость, м/с		
	№3	№6	№7	№3	№6	№7
от земли до уровня +70 м	202	194	203	1143	1202	1121
C2 pd1	496	486	500	3019	3048	2998
C2 vr	620	609	624	3190	3222	3184
C2 b1	787	770	782	3184	3205	3185
C1 al	881	868	872	3410	3425	3395
C1 t	948	934	947	3442	3461	3431
D3 lb	1108	1092	1107	3661	3684	3657
D3 lv	1213	1199	1218	3736	3757	3726
D3 pt1	1289	1267	1293	3814	3846	3808
D3 kn	1371	1364	1383	3898	3910	3874
D3p	1434	1424	1449	3884	3907	3854
D2 ar	1502	1504	1525	3878	3888	3852
D2 vb	1540	1543		3880	3888	
D2 ms	1617	1619		3892	3898	

Несмотря на практически одинаковую альтитуду поверхности земли у скважин (185.9 м, 186.8 м и 183.9 м соответственно) в верхней части происходят значительные изменения скорости: в скважине №6 скорости выше и время пробега меньше. Существенные латеральные изменения скорости происходят и в нижней части разреза. Наиболее высокие скорости в скважине №3. В скважинах №6 и №7 в интервале от кровли нижнепетинского подгоризонта (D3pt1) до кровли ардатовского горизонта (D2ar) происходит существенное понижение скорости, и двойное интервальное время пробега волны относительно скважины №3 возрастает (соответственно на 24 мс

и 19 мс при увеличении толщины интервала на 34 м и на 19 м). Соотношение прироста интервального времени и увеличения толщины интервала показывает, что в скважине №7 относительное понижение скорости больше, чем в скважине №6. В этих условиях учет изменения скорости только по вертикали не обеспечит удовлетворительную стыковку разрезов НВСП разных скважин. Так, вертикальное время до кровли пашийского горизонта (D3p) составляет 1434, 1424 и 1449 мс при глубине соответственно 2712, 2713 и 2722 м, нетрудно подсчитать, что величина нестыковки глубинных разрезов в этом интервале глубин достигнет нескольких десятков метров. Для устранения таких расхождений при расчете сейсмических разрезов НВСП обязателен учет изменения скорости по латерали. Необходимая информация для этого в данных метода содержится в виде различия времен пробега проходящих волн по вертикали (продольное ВСП) и при удалении источника. Хотя область распространения проходящих волн составляет лишь часть области распространения отраженных волн, найденная тенденция латерального изменения скорости, учитывая ограниченную дальность изучения околоскважинного пространства, является вполне приемлемой для практических целей.

При расчете глубинных разрезов НВСП серьезное внимание должно быть уделено также определению границ слоев пластовой модели, значительные ошибки могут быть вызваны как недостаточной, так и излишней детальностью задания пластовой модели. Объединение в один слой интервалов с повышенной (внизу) и с пониженной (вверху) скоростью приведет к образованию на разрезе ложной отрицательной локальной структуры, а обратное соотношение скоростей - к образованию ложной положительной локальной структуры. Излишняя детальность пластовой модели в области прослеживаемого объекта может привести к завышению или занижению амплитуды подъема (погружения) пород из-за несоответствия заданной и реальной скоростной модели.

На рис.1 приведен сводный глубинный разрез, полученный по материалам НВСП в трех рассмотренных выше скважинах путем сбора разрезов близкого направления с учетом расстояния до выбранных точек стыковки. Общая длина разреза 4350 м. Дополнительная обработка ранее полученных материалов не выполнялась, пикетаж не сквозной, он оставлен таким же, каким был при исходной обработке.

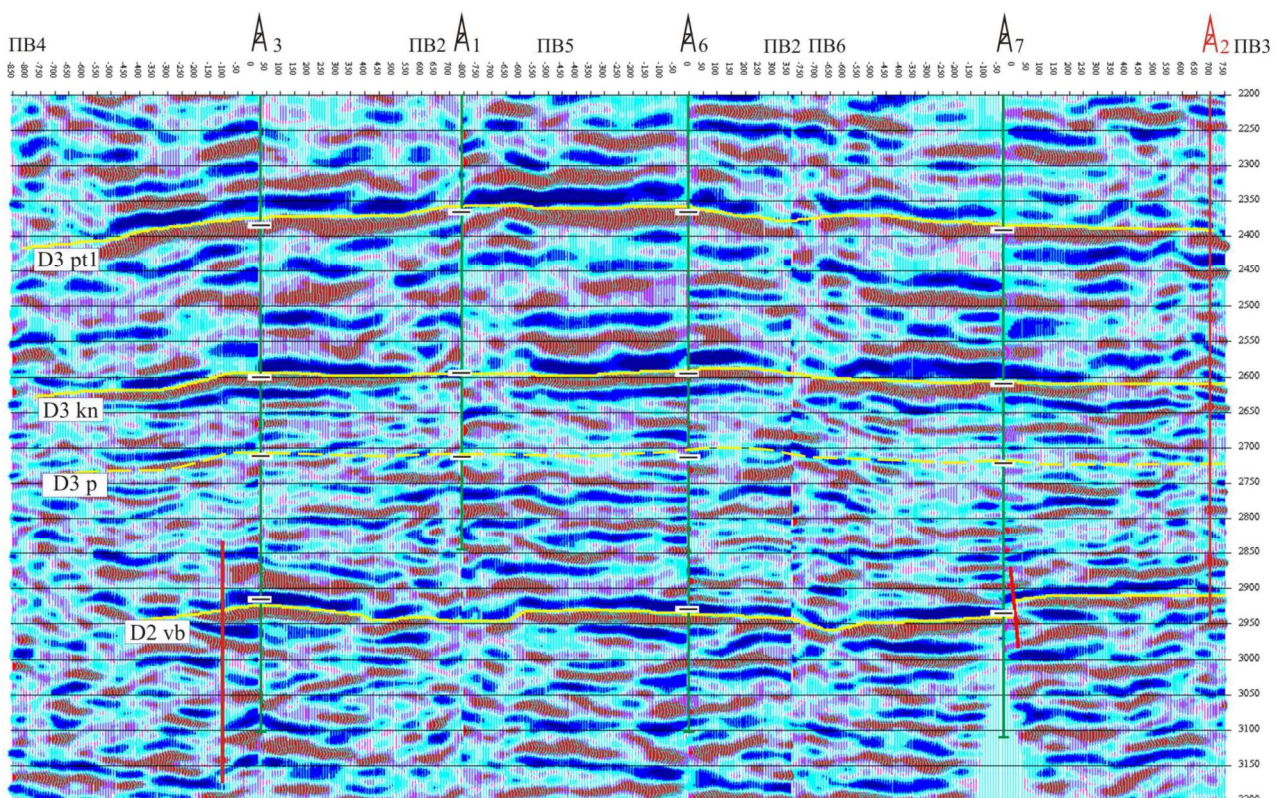


Рис.1. Глубинный сейсмический разрез по данным НВСП в скважинах №3, №6 и №7

Волновые поля скважин №3, №6, №7 аналогичны. Образование наиболее интенсивных отражений в продуктивной части разреза связано с кровлей терригенных отложений нижнепетинского и кыновского возраста. В области пашийских отложений формируется слабое нерегулярное волновое поле. Отражение в кровле воробьевского горизонта формируется пластом

известняков в подошве ардаатовского горизонта. Несмотря на сложный характер волнового поля, наблюдается хорошее согласование динамически выраженных осей синфазности в местах стыковок материалов разных лет, что подтверждает реальную возможность правильного подбора скоростной модели, учитывающей изменение скорости как в вертикальном направлении, так и по латерали. Нанесенные на сводный глубинный сейсмический разрез данные бурения (положение вскрытых горизонтов) доказывают достаточно высокую достоверность выполнения структурных построений по НВСП.

Стыковка разрезов соседних скважин позволила повысить точность структурных построений на концах профилей НВСП, где прослеживаемость отражений традиционно ухудшается. Скважина №1, пробуренная по рекомендации работ НВСП между скважинами №3 и №6, вскрыла отложения пашийского, кыновского и нижнепетинского горизонтов примерно в 10 м выше, чем по результатам первичной интерпретации данных НВСП. Причиной большой ошибки явилось положение скважины на концах профилей НВСП на участке потери корреляции отражений. Структурные планы в этой части были построены путем интерполяции участков уверенного прослеживания в соседних скважинах, что привело к потере морфологических особенностей разреза. Корреляция отражений, выполненная на сводном разрезе, практически совпадает с данными бурения скважины №1.

На полученном сводном сейсмическом разрезе НВСП не только выше разрешенность сейсмической записи, чем на разрезе МОГТ в том же направлении (рис. 2), но значительно лучше прослеживаются отражения от основных горизонтов, выше точность отображения структуры, выделяются новые структурные особенности.

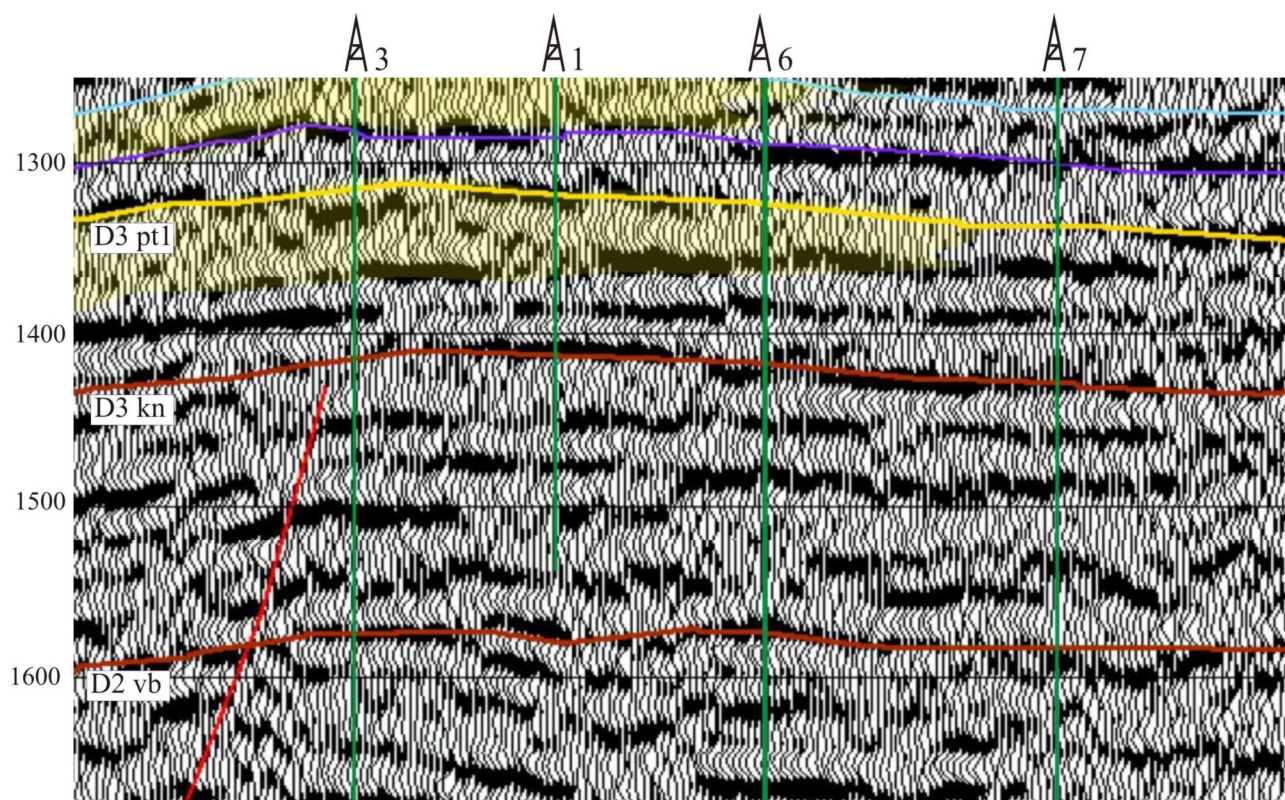


Рис. 2. Фрагмент временного сейсмического разреза МОГТ-2Д через скважины №3, №6 и №7

В структурном плане по кровле отложений продуктивного воробьёвского горизонта (D2vb) в пределах изучаемой структуры выделяются три отдельных купола (южный, средний и северный) с амплитудой поднятия около 25 м, 20 м и 30 м соответственно (рис. 1). На сводном глубинном разрезе НВСП видно, что северный купол отделен от среднего узким врезом глубиной около 10 м, а средний купол отделен от южного грабенообразным широким врезом глубиной 10-15 м. Явные признаки разломов в области этих врезом отсутствуют. Южный склон северного купола вблизи скважины №7 осложнен разломом со смещением южной части вниз на 20 м. Наличие разлома на рис. 1 проявляется характерными элементами дифракции и разрывом осей синфазности. На разрезе НВСП более однозначно определяется положение разлома южнее скважины №3. По результатам динамического анализа отражений продуктивные коллектора воробьевского горизонта развиты, вероятно, и на

приподнятой части к северу от скважины №7. С целью вскрытия залежи углеводородов в коллекторах воробьевского возраста с учетом структурного фактора и результатов динамического анализа рекомендовано бурение поисковой скважины №2 в 700 м от скважины №7.

На рис. 3 приведен другой пример сводного сейсмического разреза, построенного также по материалам НВСП в трех скважинах, но в другом регионе на участке с относительно хорошей коррелируемостью отражений. Система наблюдений заранее предусматривала удаление источника во взаимных направлениях с целью получения сводного разреза. Общая длина полученного глубинного разреза составила 3350 м. Скоростные модели скважин здесь также заметно отличаются, тем не менее, учет изменения скоростной модели по латерали обеспечил хорошую увязку результатов НВСП соседних скважин. Как и в предыдущем случае, полученный разрез НВСП более точно отражает строение геологического разреза, чем разрез наземной сейсморазведки. Например, по результатам 3D-сейсморазведки справа от скважины 4227 был выделен разлом с вертикальным смещением около 20 м. На разрезе НВСП хорошо видно, что здесь не разлом, а плавный изгиб слоев без разрыва их сплошности. На материалах 3D-сейсморазведки воробьевский горизонт, содержащий нефтяную залежь, в исследуемой области прослеживается с трудом. На разрезе НВСП отражение, образующееся в кровле горизонта, прослеживается вполне уверенно, четко проявляются многочисленные локальные подъемы и погружения с амплитудой до 20 м, осложняющие кровлю горизонта и, вероятно, обусловившие плохое его прослеживание на материалах 3D-сейсморазведки. Выше по разрезу морфологические особенности воробьевского горизонта быстро компенсируются осадконакоплением, кровля ардатовского горизонта залегает уже более спокойно.

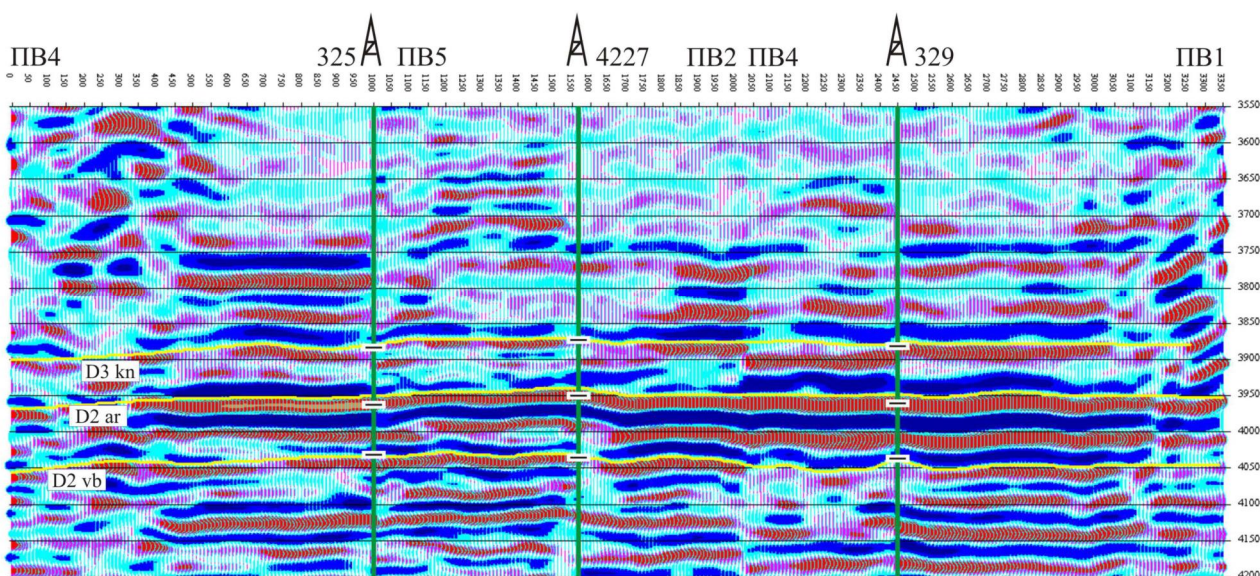


Рис. 3. Глубинный сейсмический разрез по данным НВСП в скважинах №325, №4227 и №329

Опыт применения линейных многоскважинных систем наблюдений НВСП показывает, что они являются эффективным средством уточнения строения резервуаров углеводородов. Имея сопоставимую протяженность с разрезами наземной сейсморазведки, сводные разрезы НВСП выгодно отличаются большей разрешенностью, лучшей прослеживаемостью отражений на участках сложного строения и более точным соответствием с данными бурения.

Возможность последующей реализации линейных многоскважинных систем наблюдений целесообразно заблаговременно учитывать при проектировании работ НВСП. Полученные по их результатам сводные глубинные сейсмические разрезы обеспечат более полное представление о строении изучаемого объекта, позволят оценить качество обработки данных НВСП и точность структурных построений, уточнить выполненные ранее структурные построения.

РАЗРАБОТКА ПРОЕКТОВ НАЦИОНАЛЬНЫХ СТАНДАРТОВ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ СЕРТИФИКАЦИОННЫХ ИСПЫТАНИЙ ГЕОФИЗИЧЕСКОЙ АППАРАТУРЫ И ОБОРУДОВАНИЯ

Лобанков В.М., Григорьев Н.Е., Святохин В.Д. (Центр метрологических исследований «Урал-Гео»)

При выполнении сейсмических исследований, геолого-технологических исследований (ГТИ) в процессе бурения и геофизических исследований в скважинах (ГИС) требуется надежная сертифицированная геофизическая аппаратура. Значительная часть этой аппаратуры является измерительной, для нее требуется гарантия заданных показателей точности. Вопросы сертификации геофизической аппаратуры и обеспечения единства геофизических измерений параметров нефтегазовых пластов и скважин тесно взаимосвязаны. Обеспечение требуемой точности таких измерений с использованием геофизической аппаратуры связано с ее периодической поверкой - подтверждением ее соответствия установленным метрологическим требованиям. Основные аспекты подтверждения соответствия продукции (сертификации) и стандартизации отражены в законе [9]. Требование прослеживаемости используемых единиц физических величин, принятых в измерительной аппаратуре, к государственным эталонам России регламентировано законом [8], вступившим в силу с января 2009 г.

В настоящее время в России действуют две системы сертификации геофизической аппаратуры – национальная Система ГОСТ Р при Федеральном агентстве по техническому регулированию и метрологии (при Росстандарте), включающая добровольную сертификацию геофизической аппаратуры и оборудования как одно из направлений деятельности в области подтверждения соответствия, и специальная добровольная Система сертификации геофизической продукции (ССГП) при Евро-Азиатском геофизическом обществе (ЕАГО) [1, 10].

Процедура сертификации геофизической аппаратуры предусматривает подтверждение соответствия ее параметров и характеристик требованиям утвержденных нормативных документов (стандартов, технических условий). Сертификация геофизической продукции является добровольной, но для поставщика этой продукции она становится обязательной, если покупатель требует подтверждения ее соответствия установленным нормам независимой третьей стороной.

В соответствии с планом стандартизации на 2011 год нами подготовлены три проекта национальных стандартов Российской Федерации, имеющих отношение к сертификации геофизической продукции.

Проект новой редакции стандарта «Аппаратура геофизическая скважинная. Общие технические условия»

В Системе ГОСТ Р основным национальным стандартом, отражающим общие требования к скважинной аппаратуре, является Государственный стандарт СССР [2], созданный во ВНИИнефте-промгеофизике в 1984 г. и действующий по настоящее время. В Системе ССГП действуют стандарты ЕАГО, относящиеся к стандартам организации и содержащие технические требования к геофизической аппаратуре, а также методы испытаний отдельных ее видов.

Испытания скважинной геофизической аппаратуры показали, что достаточно обоснованно выполняются ее скважинные, механические и климатические испытания, а также испытания на безопасность. Однако метрологические испытания проводятся только по комплексу нормируемых метрологических характеристик (НМХ), указанному в документации на аппаратуру конкретного типа. Этот комплекс не всегда обоснован и полон. Обычно нормируются пределы допускаемой основной погрешности без разделения ее на составляющие и характеристики температурной погрешности. Иногда температурная погрешность не нормируется и при испытаниях не определяется. Например, для аппаратуры акустического каротажа, скважинных расходомеров воды, влагомеров нефти и гамма-плотномеров жидкости характеристики температурной погрешности не регламентированы [5]. Обоснованность выбора и полнота комплекса НМХ аппаратуры в процессе сертификационных испытаний либо не подтверждается, либо подтверждается чрезвычайно редко.

Для ядерно-геофизической аппаратуры (НК, ГГК) комплекс НМХ по влияющим факторам в эксплуатационной документации на нее также ограничен. Причем попытки учесть влияние диаметра скважины, химического состава породы и флюида все же делаются и иногда указываются, но не в эксплуатационной документации (в руководстве по эксплуатации), а в так называемых «временных руководствах по интерпретации», которые не рассматриваются при сертификации такой аппаратуры.

За прошедшие 27 лет со дня ввода в действие ГОСТ 26116 скважинная аппаратура претерпела значительные изменения. Внедрение микропроцессоров в ее скважинную и наземную части добавляет новые технические возможности аппаратуры в измерительном процессе. Намечилась тенденция

создания новой аппаратуры сканирующего типа. Появилась новая аппаратура для измерений в процессе бурения скважин и в процессе добычи нефти и газа с размещением ее в колоннах под насосом на длительное время. Для такой аппаратуры необходимо регламентировать новые технические требования, не предусмотренные действующим национальным стандартом.

Кроме того, ГОСТ 26116 содержит слишком общие, часто неконкретные требования и постоянно отсылает к стандартам и техническим условиям на аппаратуру конкретного вида и типа. Например, требования к комплексу нормируемых метрологических характеристик сводится к ссылке на требования, изложенные в ГОСТ 8.009-84 [3], который сам содержит только общие положения и требования. Не даны рекомендации по выбору необходимого и достаточного комплекса нормируемых метрологических характеристик и по их числовым значениям [5]. Поэтому проведение сертификации скважинной аппаратуры на соответствие требованиям этого стандарта вызывает затруднения и неудобства. Приходится в «Сертификате соответствия» указывать не только ссылки на требования этого стандарта, но еще и на требования частных технических условий на нее, разработанных зачастую весьма произвольно и примитивно. Необходимость пересмотра этого стандарта с целью его большей конкретизации и отражения дополнительных требований, связанных с отмеченными недостатками, очевидна.

В новой редакции проекта стандарта «Аппаратура геофизическая скважинная. Общие технические условия» добавлены требования к скважинной аппаратуре, устанавливаемой на длительное время в добывающих скважинах. Представлен перечень из пяти характеристик основной погрешности аппаратуры и из трех характеристик дополнительной погрешности (характеристики влияния). Характеристики основной погрешности отражают систематическую и случайную составляющие, вариацию, изменения погрешности во времени и границы суммарной погрешности. Характеристики дополнительной погрешности включают номинальную функцию влияния и наибольшие допускаемые отклонения от нее, граничные функции влияния и наибольшие допускаемые погрешности в интервале влияющей величины. Отражены рекомендуемые числовые значения характеристик основной погрешности для значительной части стандартной скважинной измерительной аппаратуры и даны рекомендации по нормам на дополнительные погрешности во взаимосвязи с характеристиками основной погрешности. Приведена методика экспериментального контроля всех предлагаемых метрологических характеристик скважинной аппаратуры.

Проект стандарта «Аппаратура геолого-технологических исследований нефтяных и газовых скважин. Методы и средства испытаний»

При подготовке этого проекта использован опыт сертификации станций ГЕОТЕСТ-5 и ГЕО-СЕНСОР с комплектом первичных преобразователей в составе общей измерительной системы [6] в Системе ГОСТ Р, проводимой в испытательной лаборатории Центра метрологических исследований «Урал-Гео». Испытаниям подвергались отдельные измерительные приборы, входящие в состав станций ГТИ. Кроме того, испытывались датчики давления, температуры, плотности раствора и уровня бурового раствора в емкости, выпускаемые по отдельным техническим условиям. На первом этапе испытаний при метрологической экспертизе представленной документации (технических условий, руководства по эксплуатации, методики калибровки) было выявлено, что техническая документация на изделия для ГТИ требует существенной корректировки как по полноте комплекса нормируемых метрологических характеристик, так и по методикам их определения и контроля. Метрологические испытания датчиков веса на крюке (определение основной и температурной погрешности) и датчика углового момента вращения ротора проводились с использованием установки СИУ-200, морозильной камеры и суховоздушного термостата. Основной вклад в суммарную погрешность этих датчиков вносит вариация (гистерезис) и температурная погрешность. Кроме того, наблюдалась существенная нелинейность их градуировочной характеристики. Испытания датчиков давления, температуры, расхода жидкости не вызывают затруднений, так как нормированные границы их основной погрешности установлены с большим запасом. Для градуировки газовых хроматографов обычно используются стандартные образцы (СО) чистых углеводородных газов. Для метрологических испытаний этих же хроматографов были использованы СО состава углеводородных газовых смесей. Контроль карбонатов выполнялся с использованием СО с содержанием 50% CaCO₃. Таким образом, для проведения сертификационных испытаний станций и аппаратуры ГТИ создан минимальный комплекс испытательного и метрологического оборудования.

В стандарте ГОСТ Р 53375-2009 [4] метрологические характеристики не соответствуют требованиям ГОСТ 8.009. Нормирование пределов допускаемой приведенной погрешности погрешностей является чрезвычайно грубым. В начале диапазона измерений измерительные каналы ГТИ теряют свое метрологическое предназначение. Кроме того, в стандарте отсутствуют требования к до-

полнительным погрешностям, включая температурные. В существующем виде он непригоден для сертификации станций и аппаратуры ГТИ, в него должны быть внесены соответствующие изменения.

В развитие стандарта [4] разработан проект ГОСТ Р «Аппаратура геолого-технологических исследований нефтяных и газовых скважин. Методы и средства испытаний» с изложением общих технических требований и методики испытаний по каждому из контролируемых параметров. Испытаниям должны подвергаться каждое средство измерений в составе станции ГТИ в отдельности. Для датчиков номинальные линейные функции преобразования. Изложена методика контроля основных параметров всех измерительных каналов станций и отдельных датчиков.

Проект стандарта «Стандартные образцы состава и свойств пластов горных пород, пересеченных скважиной. Общие технические требования»

Необходимость разработки данного проекта возникла в связи с тем, что созданные в некоторых производственных организациях модели пористости и плотности пластов горных пород не удовлетворяют современным требованиям по показателям точности, включая однородность, и стабильности во времени, не подвергаются взаимному сличению. Такое явление никак не способствует единству измерений и объективности сертификационных испытаний геофизической аппаратуры.

Стандартный образец состава и свойств пласта горной породы, пересеченного скважиной, представляет собой конструктивно законченное изделие, предназначенное для воспроизведения измеряемых параметров пластов и скважины веществом-носителем свойств и позволяющее размещать в нем зонд скважинной геофизической аппаратуры. Структурно СО представляет собой трехфазную вещественную среду, содержащую твердую фазу (мрамор, доломит, песчаник), жидкую фазу (воду, водный раствор солей, нефть) и газообразную фазу (воздух, газообразную смесь углеводородов).

В проекте стандарта нашли отражение классификация СО, требования к исходным материалам-носителям свойств, ряд номинальных значений диаметра скважины и колонны, требования к однородности структурных зон (пласта, цемента). Приведена методика метрологических исследований СО и методика их взаимного сличения. В основу проекта стандарта положены результаты создания и метрологических исследований около 70 стандартных образцов водонасыщенной пористости и плотности пластов различных горных пород, пересеченных скважинами разного диаметра, для аппаратуры НК и ГГК-П, а также около 40 моделей обсаженных скважин для аппаратуры СГДТ и цементометров ЦМ. Используются также методические указания [7], где описана методика определения воспроизводимых значений коэффициента пористости и плотности стандартных образцов горных пород, пересеченных скважиной, методика вычисления доверительных границ абсолютной погрешности аттестованных характеристик. Этот документ внесен в реестр аттестованных методик Федеральным ГУП «Уральский научно-исследовательский институт метрологии» Росстандарта в 2007 г.

СО делятся на образцы монолитного и насыпного типа, на однопластовые и многопластовые. В зависимости от наличия скважины СО делятся на образцы однородной среды без скважины и на СО пласта, пересеченного одной или несколькими скважинами. В зависимости от наличия колонны в скважине СО делятся на образцы пластов, пересеченных скважиной без зацементированной колонны, и образцы пластов, пересеченных скважиной с зацементированной колонной.

Государственные СО предлагается создавать с целью воспроизведения и передачи единиц измеряемых параметров скважинной аппаратуре и другим однотипным СО, принадлежащим другим геофизическим организациям и предприятиям. В этом случае они вносятся в Государственный реестр средств измерений. СО предприятия можно создавать в отдельных научных и производственных геофизических организациях и предприятиях с целью воспроизведения и передачи единиц измеряемых параметров скважинной аппаратуре, принадлежащей только данной организации или предприятию. Они могут не вноситься в Государственный реестр средств измерений (раздел СО).

Одни и те же СО рекомендуется создавать для максимально возможного количества параметров пласта и скважины, измеряемых разными геофизическими методами. Например, СО пористости и плотности должны воспроизводить коэффициент пористости и плотности для любой аппаратуры нейтронного и плотностного гамма-гамма-каротажа. Нормируемые пределы допускаемой погрешности СО устанавливаются для подтверждения его соответствия установленным требованиям при его периодической калибровке. Расчетные значения доверительных границ погрешности аттестуемых характеристик СО используются при оценке границ погрешности передачи единиц воспроизводимых параметров другим СО или скважинной геофизической аппаратуре.

Аттестуемые характеристики СО рекомендуется выбрать из следующего перечня: коэффициент общей влагонасыщенной (нефтенасыщенной, газонасыщенной) пористости; плотность пласта; диаметр скважины; плотность цемента; толщина стенки стальной трубы (колонны); плотность и толщина глинистой корки; плотность жидкости в скважине; мощность экспозиционной дозы гамма-

излучений; массовая концентрация урана, тория и калия; скорость и коэффициент затухания ультразвука. Доверительные границы погрешности для каждого из воспроизводимых параметров определяются как симметричный интервал (со знаком \pm) при доверительной вероятности 0,95.

Все три созданных проекта национальных стандартов планируется рассмотреть в течение 2011 г. в научных и производственных геофизических организациях, рекомендуемое начало их использования (после утверждения Росстандартом) - начало 2013 года.

Выводы

1. Анализ современного состояния сертификации геофизической аппаратуры показал, что в Системе сертификации ГОСТ Р возникла необходимость пересмотра национального стандарта ГОСТ 26116-84 «Аппаратура геофизическая скважинная. Общие технические условия». В Системе сертификации геофизической продукции стандарты ЕАГО также не отвечают современным требованиям.

2. Разработан и представлен на обсуждение проект новой редакции стандарта «Аппаратура геофизическая скважинная. Общие технические условия». В нем нашли отражения конкретные нормируемые метрологические характеристики геофизической аппаратуры и их числовые значения, расширен перечень аппаратуры по условиям эксплуатации. Он также будет рекомендован для использования и при составлении технических условий на аппаратуру конкретного типа.

3. В развитие ГОСТ Р 53375-2009 разработан проект национального стандарта «Аппаратура геолого-технологических исследований нефтяных и газовых скважин. Методы и средства испытаний». Для внедрения такого стандарта при проведении полноценных испытаний и метрологического контроля измерительных каналов станций ГТИ необходим современный автоматизированный испытательный комплекс.

4. Разработан проект национального стандарта «Стандартные образцы состава и свойств пластов горных пород, пересеченных скважиной. Общие технические требования». Он содержит требования к номенклатуре этих образцов, к методике их приготовления и изготовления, их однородности и стабильности, к методике их метрологических исследований и взаимного сличения. Его внедрение будет способствовать как обеспечению единства геофизических измерений, так и единообразию испытаний скважинной геофизической аппаратуры в разных системах ее сертификации.

5. Подтверждение соответствия геофизической аппаратуры установленным требованиям целесообразно выполнять по единым национальным стандартам независимо от системы сертификации. Стандарты ЕАГО для целей сертификации геофизической аппаратуры конкретного вида целесообразно пересмотреть и поднять до уровня национальных российских стандартов.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Блюменцев А.М.* Российская система сертификации геофизической продукции/ Научно-технический вестник «Каротажник». Тверь: Изд. АИС, 1995. Вып. 12.
2. ГОСТ 26116-84 Аппаратура геофизическая скважинная. Общие технические условия.
3. ГОСТ 8.009-84 ГСИ. Нормируемые метрологические характеристики средств измерений.
4. ГОСТ Р 53375-2009 Скважины нефтяные и газовые. Геолого-технологические исследования. Общие положения.
5. *Лобанков В.М.* О стандартизации метрологических правил и норм в области ГИС и ГТИ// Нефтегазовый сервис – ключ к рациональному использованию энергоресурсов.- Материалы научно-практической конференции в рамках международного форума «НЕФТЕГАЗСЕРВИС-2007», г. Уфа, 14-15 ноября 2007 г.
6. *Лукьянов Э.Е.* Геолого-технологические и геофизические исследования в процессе бурения.- Новосибирск: Издательский Дом «Историческое наследие Сибири», 2009.-752 с.
7. МУ 101-2006 Методика выполнения измерений коэффициента пористости и плотности стандартных образцов горных пород, пересеченных скважиной, Уфа.-2006.
8. Федеральный закон «Об обеспечении единства измерений» № 102-ФЗ от 26 июня 2008 г.
9. Федеральный закон «О техническом регулировании» № 184-ФЗ от 27 декабря 2002 г.
10. *Широков В.Н., Лобанков В.М.* Метрология, стандартизация, сертификация/ Учебник. М.: МАКСПресс, 2008.- 498 с.

МЕСТОРОЖДЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ В СТРУКТУРЕ ГРАВИМАГНИТНЫХ АНОМАЛИЙ АЗОВО-КУБАНСКОГО РЕГИОНА

Лыгин В.А., Пьянков В.Я. (ГНЦ ФГУГП «Южморгеология», г. Геленджик)

В Азово-Кубанском регионе перспективы открытия залежей углеводородов связываются с необходимостью изучения нижнемеловых и палеозойских комплексов./ 1 /а также разуплотненных пород докембрия /2, 3/. Опыт проведенных работ показывает, что успешное решение этих задач возможно лишь при повсеместном комплексировании сейсморазведки и высокоточных гравимагнитных съемок /4/. Применение гравимангноторазведки позволяет помимо уточнения тектоники и изучения глубинного строения земной коры выходить на прямые поиски нефтегазоносных объектов /5, 6/. В Азово-Кубанском регионе по результатам региональных работ отмечена приуроченность месторождений нефти к положительным аномалиям магнитного поля и к субширотным зонам разломов, уверенно выделяющимся по данным гравимангнитометрии /7/, выявлены соотношения зональности месторождений углеводородов с зональностью трансформированных гравимагнитных аномалий /8/. В 2007 г ГНЦ ФГУГП «Юморгеология» в Азовском море выполнены высокоточные гравимагнитные съемки по меридиональным профилям, расположенным через 15-20 км по результатам которых, с учетом ретроспективных данных, составлены уточненные карты гравитационных и магнитных аномалий и выполнены трансформации аномалий. Проанализированы и уточнены связи месторождений углеводородов с аномальными особенностями гравитационных и магнитных аномалий.

На южном борту Индоло-Кубанского прогиба месторождения нефти, открытые в неогеновых и палеогеновых отложениях, сгруппированы, в основном, в линейных зонах северо-западной ориентировки на пересечениях с субширотными и субмеридиональными линеаменами. Полоса линеаментов северо-западного простирания соответствует зоне сочленения Северо-Западного Кавказа со Скифской платформой и увязывается с северной градиентной зоной гравитационных аномалий и с положительной магнитной аномалией со смещением месторождений к ее южной градиентной зоне (Рис.1, 2). Соответствие в плане противоположно направленных градиентных зон гравитационных и магнитных аномалий объясняется разной природой гравитационных и магнитных аномалий и неоднократной активизацией межблоковой зоны глубинного разлома. Севернее разлома отрицательные гравитационные аномалии, согласно сейсмо-гравимагнитному моделированию обусловлены низкой плотностью осадочных отложений, выполняющих палеоген-неогеновый прогиб амплитудой до 12 км, а положительные магнитные аномалии – блоком основных протерозойских пород в приразломной зоне. Разлом, контролировавший структурно-вещественные неоднородности позднего протерозоя, активизировался в альпийскую фазу тектогенеза и проявился в виде шовного разлома между ВЕП и антиклинорием Западного Кавказа. Газо-нефтяные месторождения и перспективные, подготовленные к бурению структуры южного борта Западно-Кубанского прогиба также увязываются с градиентными зонами гравитационных и магнитных аномалий (Рис.1). Субширотная зональность нефтяных месторождений (Горы Гирляной, Белый Хутор, Курчанское, Анастасиевско-Троицкое) наиболее проявленная на северном замыкании Анапского гравитационного выступа, соотносится с перестройкой структуры магнитного поля и с расположенной восточнее полосовой субширотной аномалией повышенных значений магнитного поля. Анастасиевско-Троицкое месторождение расположено в узле пересечения градиентных зон аномалий силы тяжести и магнитного поля, ориентированных в субширотном и северо-западном направлениях. Кроме того, Анастасиевско-Троицкое месторождение примыкает к зоне меридионального глубинного разлома, хорошо выраженного в виде градиентной зоны магнитных аномалий.

На северном борту Индоло-Кубанского прогиба газоконденсатное месторождение Прибрежное-Суша, нефтегазоносные объекты на Морозовской и Южно-Андревской площадях, локализованные в караган-чокракских отложениях, примыкают с юга к северной субширотной градиентной зоне положительных магнитных аномалий (Рис.1) и к южной градиентной зоне осевой отрицательной аномалии силы тяжести (Рис.2). К этой градиентной зоне примыкают месторождения Северо-Керченское, Фрунзенское и Славенское. С северной градиентной зоной осевой отрицательной аномалии силы тяжести связаны месторождения Гривенское, Северо-Казантипское и Элитное. Месторождение Прибрежное-Суша располагается в узле пересечения разломных зон ориентированных в субширотном и субмеридиональном направлениях (Рис. 1, 2).

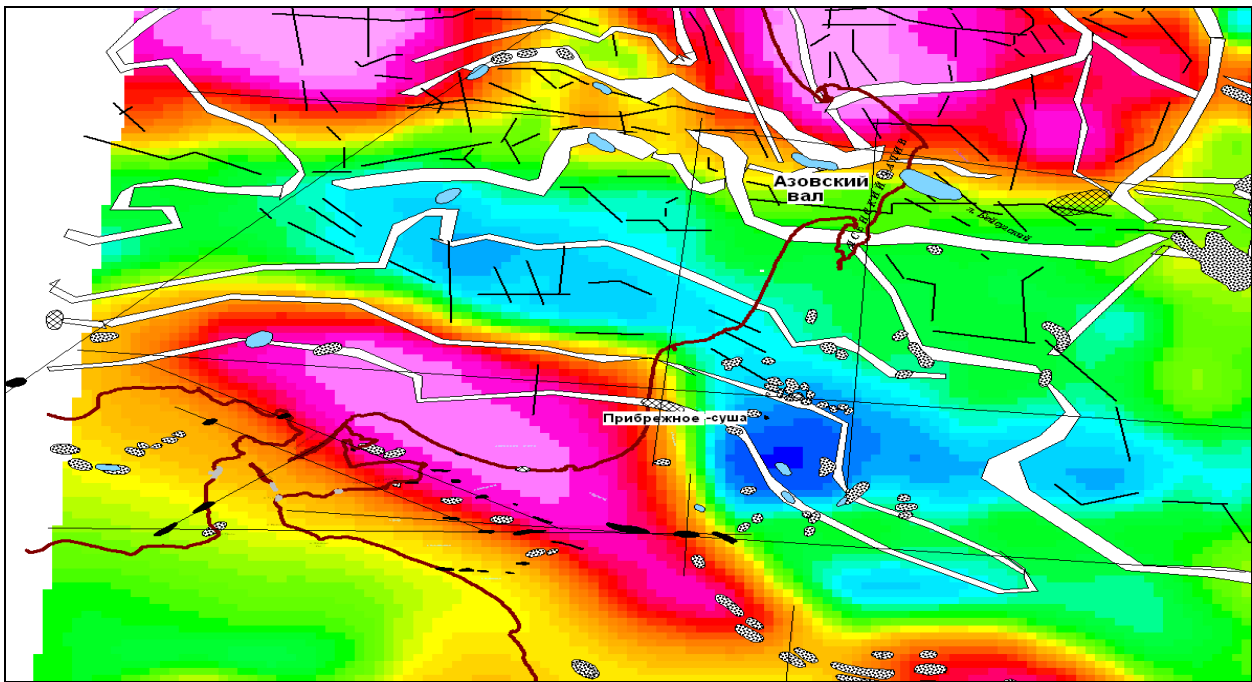
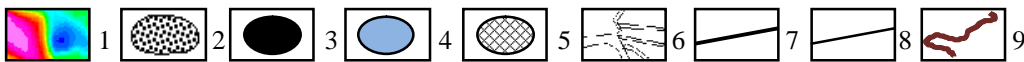


Рис. 1 Месторождения углеводородов в сопоставлении со схемой аномалий магнитного поля



Условные обозначения: 1 - аномалии магнитного поля – положительные (цвет от желтого до сиреневого), отрицательные (цвет от зеленого до синего); 2- месторождения углеводородов и структуры, подготовленные к бурению; 3 - нефтяные месторождения; 4 – газовые месторождения, 5-газоконденсатные месторождения; 6 – градиентные зоны аномалий силы тяжести (белые полосы); 7 – оси положительных и повышенных по значениям аномалий силы тяжести; 8 - линейная зональность в расположении месторождений УВ, связанная с регматическими разломами; 9 – береговая линия.

Газовые месторождения Азовского вала Каневское, Бейсугское Западное и Морское. сосредоточенные, в основном, в майкопских и миоценовых отложениях, расположены в северной градиентной зоне положительной аномалии силы тяжести, развитой в шовной зоне, ограничивающей с юга распространение магнитоактивных образований архей-протерозоя Восточно-Европейской платформы. Как и на северном склоне антиклинория Западного Кавказа выявленные месторождения углеводородов приурочены к южным градиентным зонам положительных магнитных аномалий и к северным градиентным зонам положительных аномалий силы тяжести, ориентированным в запад-северо-западном направлении. Положительные аномалии силы тяжести Азовского вала согласно геолого-геофизическому моделированию объясняются гравитирующим эффектом протерозой-палеозой-мезозойского поднятия, а градиентная зона магнитных аномалий -южной границей магнитоактивных архей-протерозойских образований Восточно-Европейской Платформы. Газовые месторождения Азовского и Каневско-Березанского валов приурочены к шовной зоне, разграничивающей Восточно-Европейскую платформу и Скифскую плиту. С южной градиентной зоной положительных аномалий силы тяжести Азовского вала по местоположению увязываются газовые месторождения Сигнальное и Октябрьское. Месторождение Сигнальное расположено в южной градиентной зоне локальной положительной аномалии магнитного поля, а к ее северной градиентной зоне прилегает месторождение Небольшое. Севернее положительной аномалии силы тяжести Азовского вала на расстоянии от 50 до 70 км прослеживается аномалия повышенных значений силы тяжести, соответствующая Должанскому валу. Субмеридиональные положительные аномалии второй вертикальной производной магнитного поля срезаются в зоне полосовых положительных аномалий силы тяжести Должанского вала, что позволяет предполагать связь Должанского вала с приразломной зоной. На северо-восточном склоне Должанского вала выделяется локальная аномалия магнитного поля, сопровождающаяся пониженными значениями аномалий силы тяжести и окаймленная повышенными значениями аномалий силы тяжести. В градиентных зонах аномалии локализованы участки с высокими и наиболее высокими вероятностями открытия залежей углеводородов, выделенные по данным геохимической съемки (Рис. 3).

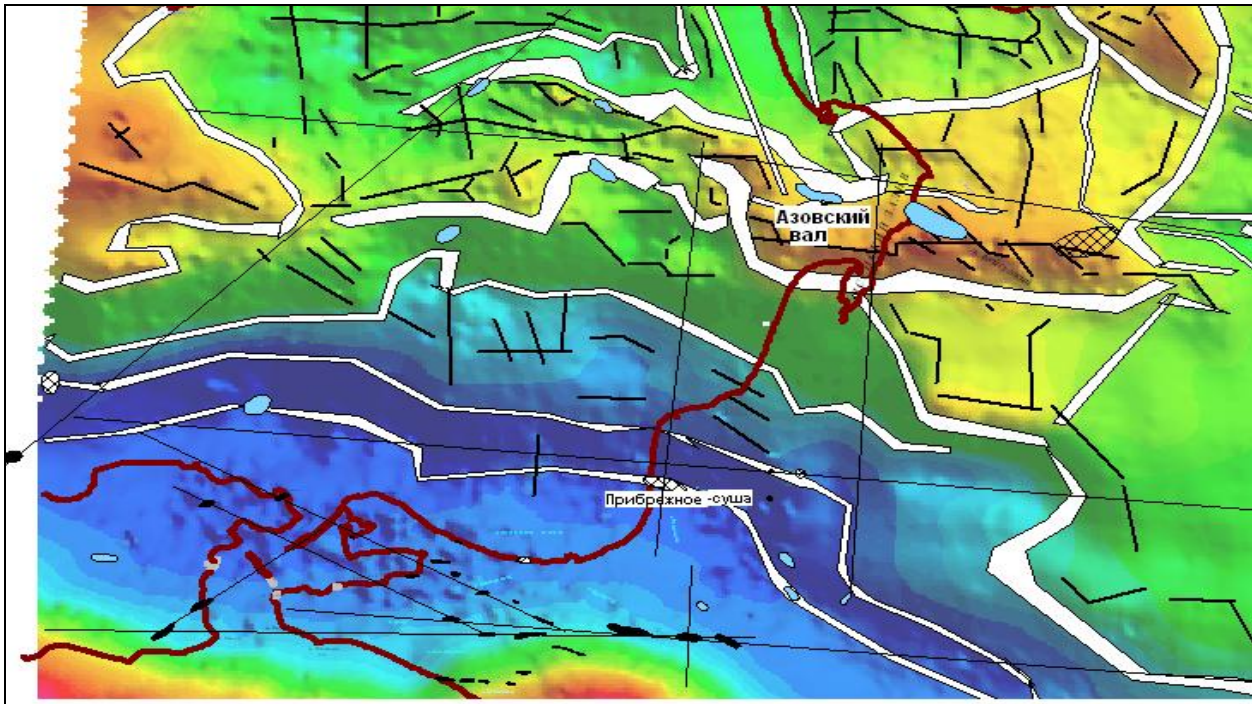


Рис.2 Месторождения углеводородов в сопоставлении со схемой аномалий силы тяжести



1 - аномалии силы тяжести – положительные: (цвет от желтого до коричневого), отрицательные (цвет от зеленого до синего); остальные условные см. на рис.1

Месторождения углеводородов Ростовского выступа /2/ несмотря на их различную литолого-стратиграфическую привязку (от кристаллических пород докембрия до терригенных коллекторов нижнего мела и карбонатов верхнего мела), также приурочены к градиентным зонам гравитационных и магнитных аномалий. В частности месторождения Обуховское и Синявское связаны с северной градиентной зоной субширотных положительных аномалий силы тяжести и с южной градиентной зоной положительных магнитных аномалий. С градиентными зонами гравитационных аномалий по местоположению увязываются и зоны наиболее высокой вероятности открытия залежей УВ, выявленные по данным геохимической съемки в Таганрогском заливе, и газо- нефтепроявления по периферии Ейского залива (Рис. 3).

В результате проведенного сопоставления пространственных соотношений месторождений углеводородов, локализованных в различных литолого-стратиграфических слоях, с аномальными гравитационным и магнитным полями в разных тектонических условиях выявлена однозначная связь месторождений углеводородов с градиентными зонами магнитных и гравитационных аномалий, что, соответственно указывает на связь месторождений углеводородов с активизированными глубинными разломами. В северной граничной зоне Днепровско-Донецкого авлакогена и в пределах Ростовского выступа выявлены месторождения углеводородов в разуплотненных докембрийских породах, сопровождающиеся нефтегазопроявлениями в вышележащих осадочных отложениях. Этот факт в совокупности с приуроченностью известных месторождений углеводородов к глубинным разломам свидетельствует о миграции углеводородов из глубинных источников и о перспективах открытия месторождений углеводородов в разуплотненных докембрийских породах, в меловых и палеозойских отложениях. На поисковой стадии первоочередному обследованию с целью поисков залежей углеводородов должны подвергаться зоны глубинных разломов, выделяемые по данным гравимагнитометрии. Конкретизация участков поиска углеводородов должна производиться с учетом геологических условий и зональности известных месторождений углеводородов.

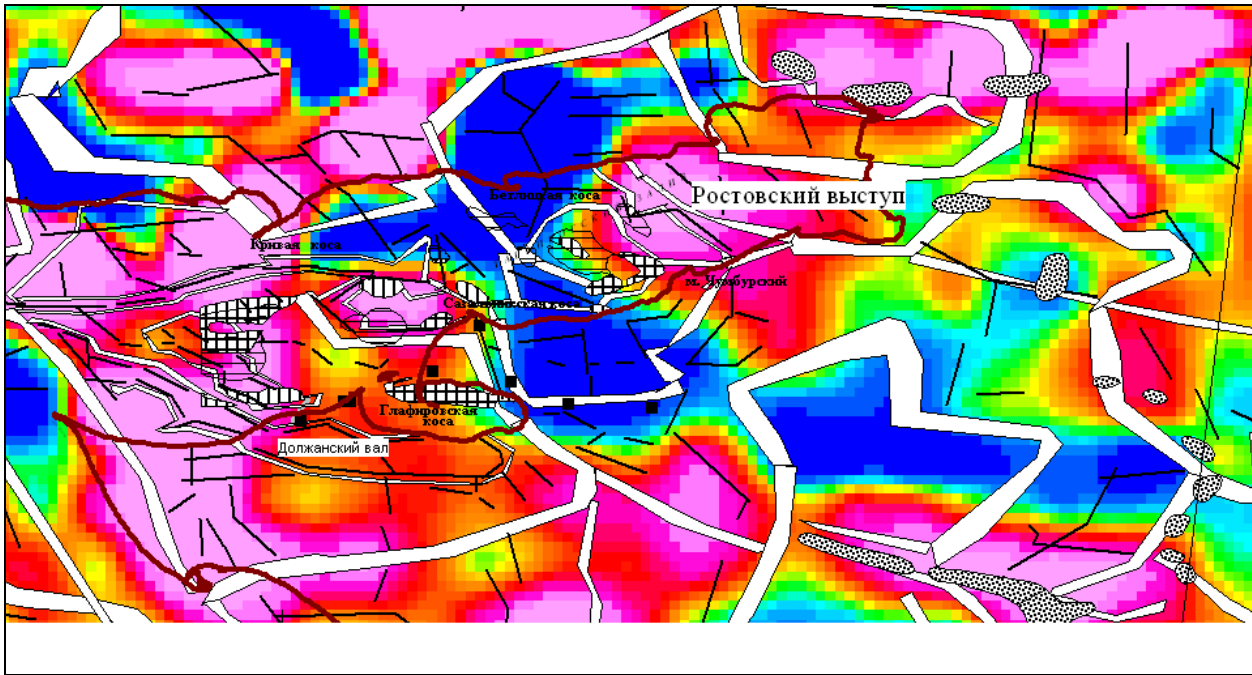


Рис. 3. Месторождения углеводородов в сопоставлении с аномалиями второй вертикальной производной магнитного поля



Условные обозначения: 1 - аномалии второй вертикальной производной T_a : положительные (цвет от желтого до коричневого), отрицательные (цвет от зеленого до синего); 2- нефть и газопроявления; (3–5) зоны перспектив нефтегазоносности по данным геохимической съемки: 3 -наиболее высокой вероятности, 4-высокой вероятности, 5- средней вероятности; остальные условные см. на рис. 1

ЛИТЕРАТУРА

1. Пронкин А.П. , Савченко В.И., Шумский Б.И. и др. Перспективы поисков месторождений углеводородного сырья в мелководно-морских и транзитных зонах.// Нефть и газ юга России, Черного, Азовского и Каспийского морей./ Тез докл. 4-ой Международной конференции по проблемам нефтегазоносности Черного, Азовского и Каспийского морей, Геленджик, 2007
2. Роспопов Ю.В Ресурсы углеводородов и перспективы нефтегазоносности Южного Федерального округа// Материалы Всероссийской научно-практической конференции «Развитие нефтегазовой отрасли юга России: наука, практика, бизнес», Ростов-на Дону, 2008
3. Семендуев М.М., Куцэнко Э.Я. Возможности геофизического изучения тектоники и перспектив нефтегазоносности домеловых комплексов Краснодарского края. / Тез докл. 4-ой Международной конференции по проблемам нефтегазоносности Черного, Азовского и Каспийского морей. – Геленджик, 2007
4. Михайлов И.Н. Гравитация и гравиразведка. Физические основы и практическая реализация//.Геофизика, 2005, №1. С. 38-49.
5. Лебедько Г.И. Прогноз углеводородного сырья Северо-Кавказской нефтегазоносной провинции//Геология нефти и газа. -2007.-№4. С.56-62.
6. Лыгин В.А., Пьянков В.Я., Кононков Г.А. Структура гравимагнитных аномалий в соотношении с нефтегазоносностью Азовского моря // Нефть и газ Черного, Азовского и Каспийского морей./ Тез. докл. Международной научно-технической конференции по проблемам нефтегазоносности Черного, Азовского и Каспийского морей. – Геленджик, 2004

ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ МНОГОПЛАСТОВОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Магдеева О.В. (ТатНИПИнефть ОАО «Татнефть»)

Магдеев М.Ш. (аспирант Российского Государственного Геологоразведочного Университета (РГГРУ) им. С. Орджоникидзе)

В работе рассматривается возможность использования данных естественной радиоактивности (гамма – каротаж ГК) в комплексе геофизических исследований скважин для выявления интервалов затрубной циркуляции жидкости. Приведены результаты практических исследований по скважинам многопластового нефтяного месторождения.

В результате длительной разработки нефтяных залежей обводнение продукции скважин происходит за счет нагнетаемых вод и затрубной циркуляции жидкости между нефтеносными и водоносными пластами в нагнетательных и добывающих скважинах. Выявление интервалов затрубного движения жидкости является важной и сложной задачей контроля разработки нефтяных месторождений. В настоящее время разработаны комплексы методов промысловой геофизики, позволяющие решать данную задачу. Это методы: термометрии, шумометрии, акустической цементометрии и методы радиоактивных изотопов. Однако эти комплексы имеют определенные ограничения и не всегда дают однозначную картину затрубного движения жидкости [2].

Известно, что в процессе движения жидкости по затрубному пространству происходит возникновение радиогеохимических аномалий. По М.Х. Хуснуллину «принципиальная возможность применения радиогеохимического метода для определения перетока нагнетаемой воды из нефтеносного пласта в нижележащие водоносные пласты основывается на следующих представлениях: в процессе вытеснения нефти водой в передней части фронта вытеснения возникает радиоактивная оторочка пластовых вод. Если фронт вытеснения достигает места гидродинамической связи между пластами, возникают условия для перетока пластовых вод, обогащенных естественными радиоактивными элементами, в нижележащий водоносный пласт. Движение радиоактивной оторочки по водоносному пласту вызывает изменение концентрации естественных радиоэлементов в пласте: с одной стороны, повышается концентрация радиоэлементов в пластовых водах, с другой – эти элементы адсорбируются на поверхности цементного кольца скважины. В результате участки водоносных пластов, в которых идет замещение пластовых вод водами вышележащих нефтеносных пластов, отмечаются аномальным повышением естественной радиоактивности.

Повышения естественной радиоактивности следует ожидать и против пластов, в которых идет замещение пластовых вод поверхностными пресными водами. В такой обстановке нет условий (источников), для обогащения пластовых вод радиоактивными элементами. Изменение концентрации радиоактивных элементов в прискважинной зоне пласта может идти за счет других процессов. Так, при смешении пластовых и поверхностных пресных вод радий и барий пластовой воды вступают в химическое взаимодействие с сульфатами поверхностной воды и переходят в тонкокристаллическое состояние, образуя радиоколлоидные растворы. Под действием энергии нагнетаемых вод пластовые и смешанные воды находятся в интенсивном движении. При обтекании водами цементного кольца скважин в результате электрокинетических и, возможно, чисто механических процессов коллоидные частицы радиобарита осаждаются на поверхности цементного кольца. Таким образом, цементное кольцо скважины может играть роль накопителя радиоактивных солей в прискважинной зоне» [3].

В настоящее время в скважинах 9-ой залежи идет интенсивный процесс затрубного движения жидкости между продуктивными пластами бобриковского и кизеловского горизонтов. Это приводит к обводнению скважинной продукции до 98%. Низкая эффективность и высокая стоимость ремонтно-изоляционных работ по ликвидации затрубной циркуляции требуют совершенствования существующих методик для определения интервалов поступления воды в продуктивные пласты.

Автором тезисов по разработанному алгоритму обработано 39 скважин и в качестве примера приводится скважина № 2.

Скважина № 2 пробурена в 10.1982 г. как эксплуатационная на бобриковский горизонт C_{1bb} и карбонатные породы кизеловского горизонта C_{1kiz} . В этой скважине продуктивные пласты представлены терригенными породами бобриковского горизонта $C_{1bb_{2+1}}$, C_{1bb}^{II} . Карбонатные породы кизеловского горизонта в кровельной части в интервале 1225,4 – 1230,1 м являются нефтеносными. Коллекторские свойства в данных пластах представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Коллекторские свойства продуктивных пластов по скважине № 2

№ п/п	№ скв.	Горизонт	Пласт	Толщина, м	Кпес. %	Кал. %	Кгл. %	Кп %	Кпр. мкм ²	Кв. %	Кнг %	Кво. %
1	2	C ₁ bb ^{II}	1211,0-1212,8	1,8	46,7	51,9	1,4	18,6	0,013	0,0	68,5	31,5
2	2	C ₁ bb ₂₊₁	1219,6-1219,9	0,3	74,7	22,2	3,1	19,9	0,075	24,5	52,9	22,5
3	2	C ₁ bb ₂₊₁	1219,9-1221,2	1,2	91,1	8	0,9	19,2	0,415	0,0	83,4	16,6
4	2	C ₁ kz	1225,4-1230,2	4,8	0,0	0,0	0,0	10,7	0,005	30,0	31,7	38,3
5	2	C ₁ kz	1230,2-1260,0	29,8	0,0	0,0	0,0	11,0	0,005	83,4	6,6	10,0

Первоначальный дебит скважины составлял 8,7 т/сут. нефти. В 1992 году скважина начала давать обводненную продукцию, составляющую 13,4 тонн жидкости, из которой Q_н составляла 1,5 т/сут, обводненность равна 88,6%, плотность воды 1160 кг/м³. В последующие годы обводненность продукции продолжала расти и 05.02.2002 г. по геолого-промысловым данным составила 98% при Q_ж=23 т/сут, а Q_н=0,4 т/сут, удельный вес 1160 кг/м³.

По данным геофизических исследований этого же года (Т, АКЦ, ГК, ЛМ), проведенных в скважине (рис. 1), и сравнением кривых ГК была определена затрубная циркуляция между пластами бобриковского и кизеловского горизонтов, обусловленная плохим сцеплением цемента с колонной и породой (рис. 2).

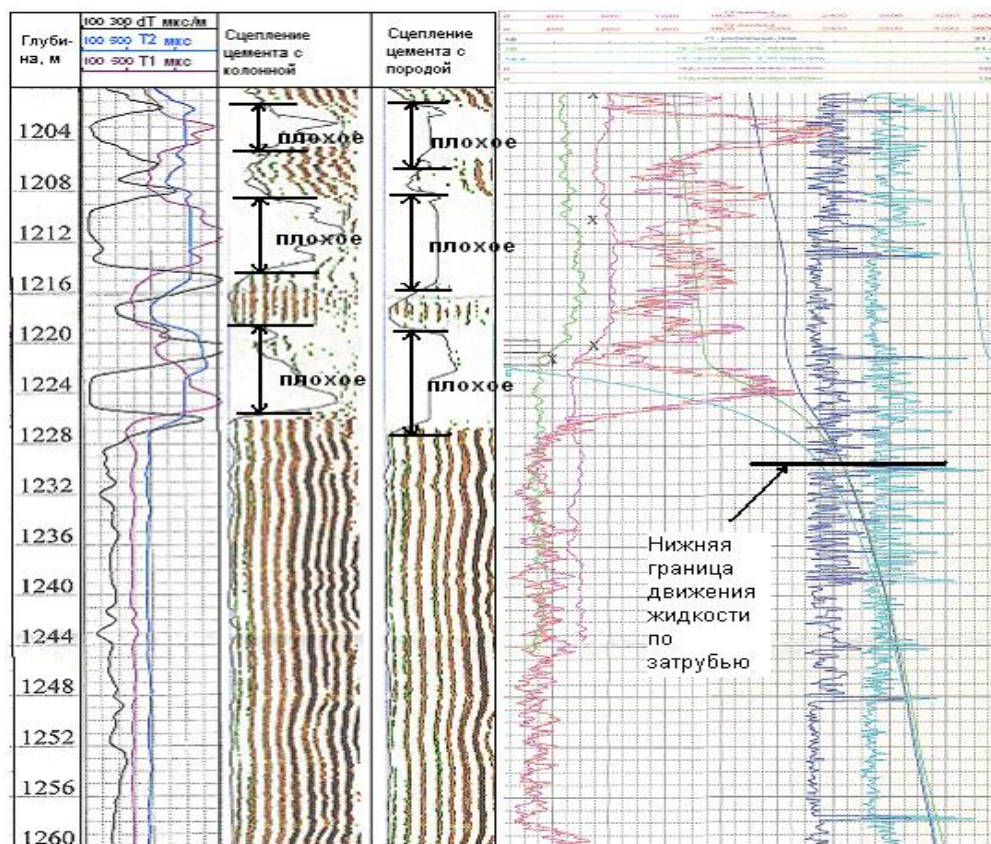


Рис. 1. Выявление затрубной циркуляции комплексом ГИС АКЦ, Т, ЛМ, ГК

Скважина 2 Залежь № 9
Интервал 1200,0 - 1234,0 м

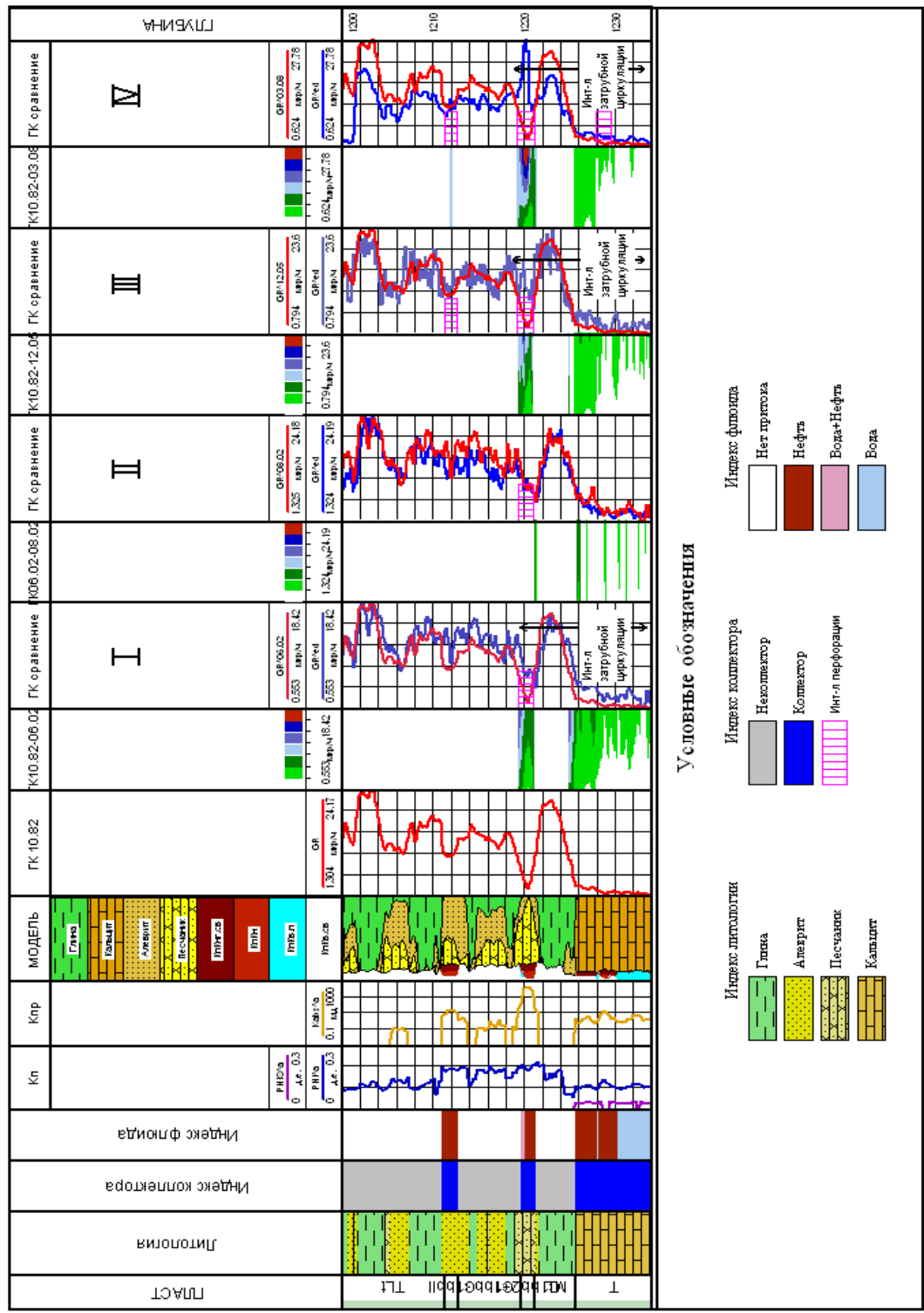


Рис. 2. Планшет сравнения кривых ГК по скважине № 2

С целью ликвидации затрубной циркуляции 07.2002 г. была произведена закачка водоизолирующего полимера (нефелин) в интервал перфорации (1219,6 – 1221,2 м) в объеме 75 м³, состоящего из НС1 (24%) – 30 м³ + сиенит 6 т + пресная вода – 45 м³.

Для определения качества проведенных работ 08.2002 г. произвели запись ГК. Сравнение кривых ГК до закачки полимера и после закачки позволило оценить эффективность применения МУН.

Снижение обводненности продукции до 53 - 78% по данным геолого-промысловых исследований подтвердили положительную динамику работы скважины в результате закачки полимера. В 2005 году произошло резкое обводнение пласта С₁bb₂₊₁ в результате возобновившейся затрубной циркуляции, которая выявилась сравнением кривых ГК 10.1982 - 12.2005 гг. С целью экономии денежных средств было принято решение не заниматься ликвидацией затрубной

циркуляции, а ввести в разработку вышележащий пласт C_{1bb}^{II} с ухудшенными коллекторскими свойствами (табл.1) в интервале 1211,2 – 1212,8 м. В результате продукция скважины составила $Q_{ж}=10,2$ т/сут, $Q_{н}=4,2$ т/сут.

В течение 3-х лет скважина работала рентабельно. Но в 2008 году рентабельность снизилась по причине высокой обводненности (99%) из-за нарастающей затрубной циркуляции, которая выявилась посредством сравнения кривых ГК 10.1982 – 03.2008 гг.

С целью возобновления эффективной работы скважины была применена технология одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) пластов бобриковского и кизеловского горизонтов. После проведенных изоляционных работ, ОРЭ и дополнительной перфорации кизеловского горизонта в интервале 1228,0 – 1229,2 м скважина дает продукцию $Q_{ж}=12$ т/сут, $Q_{н}=3,6$ т/сут при обводненности 70% (рис.3).



Рис. 3 Динамика работы скважины по годам

Заключение

1. Применение модифицированной технологии сравнения ГК позволяет выявлять интервалы обводнения продуктивных пластов за счет затрубной циркуляции жидкости.
2. Применяемая технология выявления радиогеохимического эффекта позволяет оценить эффективность применяемых методов увеличения нефтеотдачи.

ЛИТЕРАТУРА

1. Галеев Р.Г., Тахаутдинов Ш.Ф., Хисамов Р.С., Сулейманов Э.И., Муслимов Р.Х., Ибатуллин Р.Р. Результаты и перспективы применения методов увеличения нефтеотдачи пластов на месторождениях Татарстана. Приоритетные методы увеличения нефтеотдачи пластов и роль супертехнологий: Сб. тр. науч.-практ. конф.-Казань, 1998.-С.3-11.
2. Руководство по применению промыслово-геофизических методов для контроля за разработкой нефтяных месторождений.- М.: Недра, 1978.-256 с.
3. Хуснуллин М.Х. Геофизические методы контроля разработки нефтяных пластов. М.: Недра, 1989.-190 с.

ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ В РЕАЛЬНОМ ВРЕМЕНИ – СПЕЦИФИКА РАБОТЫ ЦЕНТРА ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СОПРОВОЖДЕНИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН ОАО «НК «РОСНЕФТЬ»

Малахов Р.А., Панков М.В., Кудашов К.В., Афанасьев И.С. (ОАО «НК «Роснефть»)

Введение

В ОАО «НК «Роснефть» уже два года работает Центр геологического сопровождения бурения скважин, который в режиме реального времени круглосуточно управляет проводкой горизонтальных скважин и боковых горизонтальных стволов (рис. 1) наподобие того, как диспетчерский центр управляет полетом и посадкой самолетов.

Геонавигация горизонтальной скважины позволяет в реальном времени оценить текущее положение долота относительно кровли продуктивного пласта и своевременно скорректировать цели на бурение в случае изменения геологической обстановки. Таким образом, при бурении удастся точно «приземлить» скважину на кровлю целевого интервала, как самолет на посадочную полосу и в дальнейшем вести скважину в определенном геологическом коридоре, избегая ненужных столкновений с кровлей и подошвой пласта. При этом достигается наиболее эффективное вложение средств Компании за счет увеличения эффективной проходки по коллектору, увеличения коэффициента охвата, сокращения количества пилотных стволов, перебуров и «потерь ствола» при выходе из целевого геологического интервала.

При бурении наклонно-направленных скважин изменение структуры пласта на 3-5 метров по вертикали практически не влияет на принятие решения о вскрытии целевого интервала пласта и, следовательно, на выработку запасов и контроль за разработкой пласта. При бурении горизонтальных скважин, особенно в пластах небольшой толщины и в зонах повышенной неоднородности пласта, ошибка в 1-2 метра по вертикали может значительно повлиять на эффективность размещения горизонтального ствола по разрезу и выработку запасов объекта разработки.

Именно поэтому геологическое сопровождение бурения горизонтальных скважин ведется в соответствии с основными требованиями к разработке нефтяных и газонефтяных месторождений с учетом особенностей геологического строения месторождения. Выбор геологических целей и их изменение по вертикали в процессе бурения основано на оптимальном расположении горизонтального ствола для обеспечения наиболее полной выработки извлекаемых запасов нефти и достижения максимальной продуктивности скважины с учетом технических ограничений при бурении, эксплуатации скважины и возможности проведения промысловых исследований и геолого-технических мероприятий.

Моделирование и проектирование горизонтального участка скважины

Перед началом бурения горизонтальной скважины составляется геологический проект на бурение, который разрабатывается в соответствии с утвержденным проектным документом на разработку месторождения. В нем обосновываются проектные цели горизонтального участка с точки зрения оптимального местоположения ствола.

При этом учитывается текущая геолого-промысловая характеристика района бурения проектной скважины – геофизические исследования и результаты испытаний уже пробуренных скважин, текущий режим работы окружающих эксплуатационных скважин, положение газонефтяного и водонефтяного контактов (принятые и текущие по соседним скважинам), ожидаемые текущие значения пластового давления, обосновывается необходимость бурения пилотного ствола.

Одной из основных составляющих при обосновании заложения новой горизонтальной скважины, являются результаты гидродинамического моделирования, включающие в себя:

- обоснование геологических и извлекаемых запасов нефти в зоне дренирования скважины;
- результаты адаптации гидродинамической модели и прогноз технологических показателей эксплуатации скважины;
- обоснование расположения и длины горизонтального участка, забойного давления.

Для оценки эффективности заложения скважины берутся расчеты нескольких вариантов дренирования пласта, после чего выбирается базовый вариант с максимальной накопленной добычей нефти.

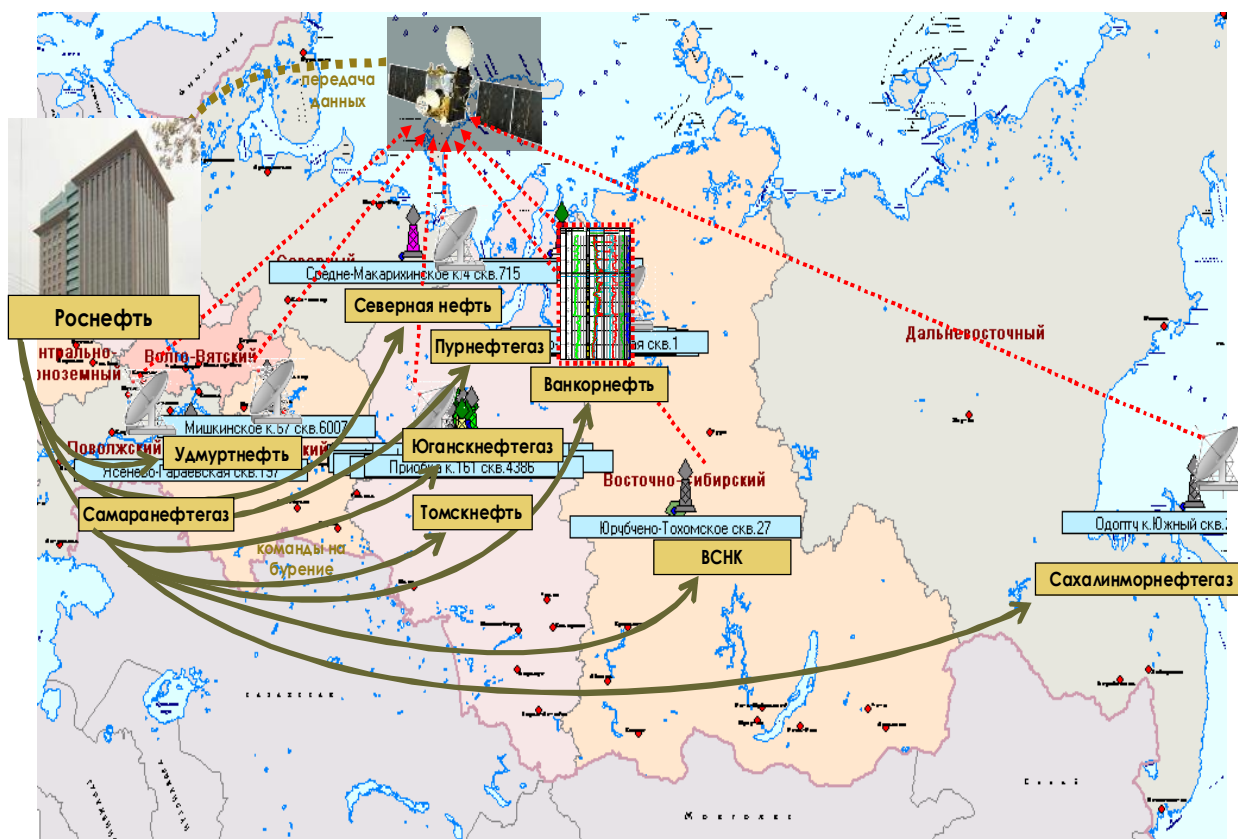


Рис. 1 Схема управления процессом геологического сопровождения бурения

Методология геологического сопровождения бурения горизонтальных скважин

Основное влияние на эффективность проводки горизонтального ствола скважины при постоянстве разреза по латерали оказывают два геометрических фактора: неопределенность поведения структуры пласта в межскважинном пространстве и неопределенность замеров инклинометрии при бурении.

Геометрия кровли пласта в реальности может значительно отличаться от текущего представления о строении пласта даже в случае наличия детальной трехмерной геологической модели, построенной на основе данных 3D сейсморазведки. Отличие может быть обусловлено несколькими причинами: погрешности замеров инклинометрии и записи каротажа, разрешающая способность сеймики и ее интерпретация, неточности в корреляции разреза и привязки кривых каротажа по стволу скважины.

При геологическом сопровождении бурения горизонтальных скважин использование обычной методики внутрипластовой корреляции разреза по вертикали недостаточно с того момента, как произошел первый перегиб горизонтального участка и зенитный угол превысил 90 градусов. В ОАО «НК «Роснефть» для целей геонавигации создано специализированное программное обеспечение «Горизонт», в основу которого заложен метод двумерного синтетического каротажа, который на сегодняшний день является одним из наиболее эффективных инструментов, используемых для геологического сопровождения бурения горизонтальных скважин в режиме реального времени.

Данный метод основан на создании синтетического каротажа и его настройке на фактический каротаж, полученный при бурении. При этом решается задача по определению положения ствола скважины в разрезе относительно кровли и подошвы пласта (рис. 2). Настройка каротажа производится в процессе бурения, поэтому оперативность поступления данных с буровой является одним из решающих факторов для эффективной проводки ствола. В случае записи расширенного комплекса каротажа в процессе бурения, наряду с гамма-каротажом используются данные каротажа сопротивлений, нейтронного и плотностного каротажа. Принятие решений при бурении основано на комплексном анализе всех данных, включая данные геолого-технологических исследований.

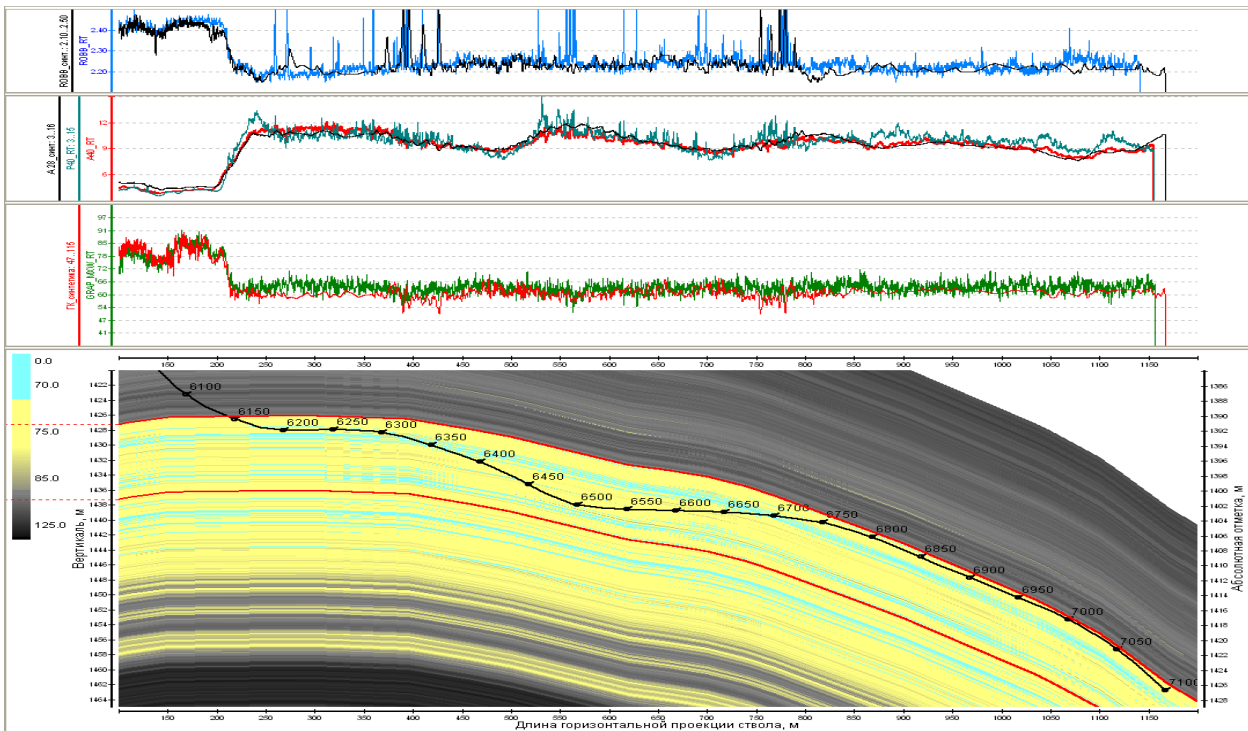


Рис. 2 Пример настройки каротажа при геологическом сопровождении бурения

Поступление данных с буровых в режиме реального времени обеспечивает система удаленного мониторинга бурения (рис. 3), являющаяся собственной разработкой ОАО «НК «Роснефть». Передача данных каротажа и параметров бурения осуществляется по спутниковым каналам непосредственно с буровых в Центр геологического сопровождения бурения скважин Департамента разработки месторождений ОАО «НК «Роснефть», а также специалистам, работающим в дочерних предприятиях компании и непосредственно занятым в процессе планирования и реализации процесса строительства скважин.

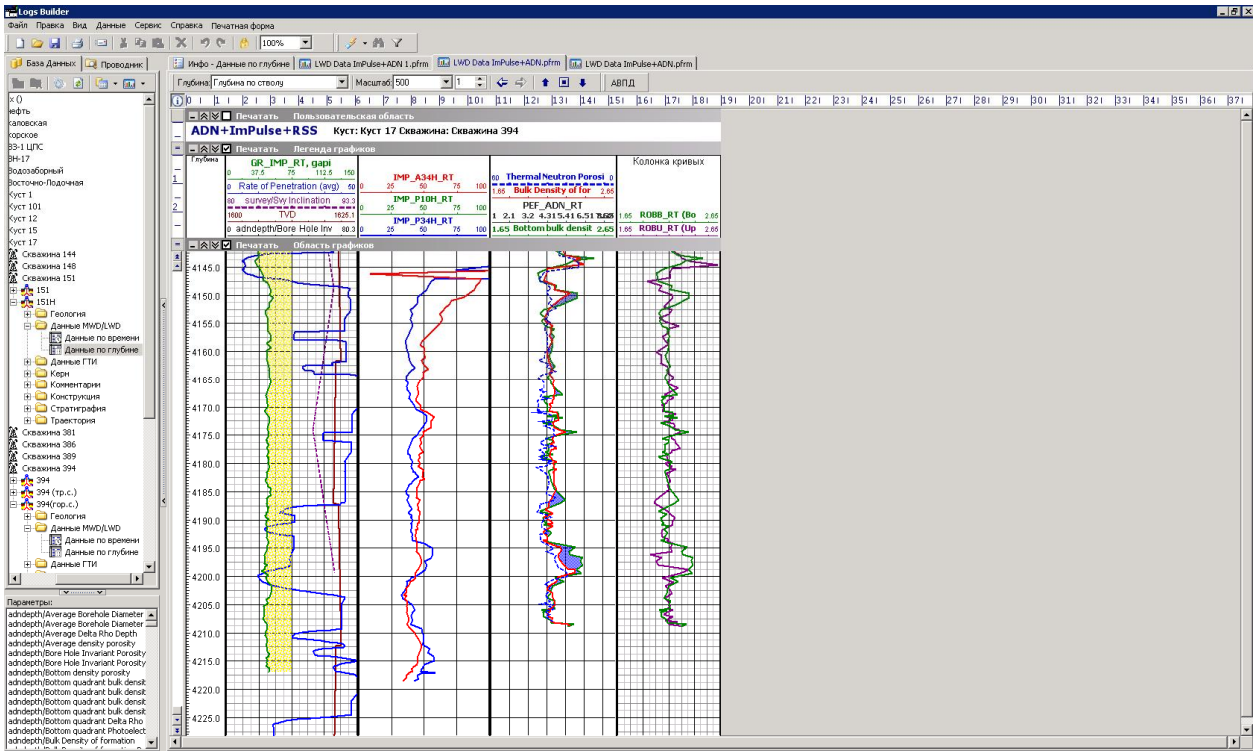


Рис. 3 Передача данных в режиме реального времени

Оперативность взаимодействия и система принятия решений при бурении

Оперативность принятия решений и слаженность взаимодействия всех заинтересованных служб при бурении горизонтальных скважин оказывает решающее влияние на эффективность проводки и в дальнейшем на эксплуатационные характеристики скважины.

Система принятия решений по корректировке траектории горизонтальной скважины соответствует следующим требованиям:

- нацеленность на достижение максимальной эффективной длины горизонтальной скважины с учетом стратегии дренирования пласта при одновременной минимизации геологических и технологических рисков, а также затрат на строительство скважины;
- оперативная передача информации;
- круглосуточный контроль траектории скважины;
- круглосуточный контроль механических параметров бурения;
- круглосуточный контроль всех видов каротажа и данных геолого-технологических исследований;
- эффективное взаимодействие всех заинтересованных сторон, занятых в процессе строительства и сопровождения бурения;
- своевременная корректировка плановой траектории;
- неукоснительное исполнение принятых решений по корректировке траектории;
- оперативная оценка результатов принятых решений по корректировке траектории.

Контроль процесса бурения осуществляется круглосуточно с момента начала поступления данных. Решения о корректировке траектории скважины принимаются коллегиально по результатам обсуждения возможных геологических и технологических рисков и объективной оценки ситуации, после чего эти решения передаются непосредственно буровому подрядчику в виде документально оформленной команды на бурение. Сопровождение бурения осуществляется согласно четко отработанной схеме взаимодействия. У каждого специалиста, занятого в процессе сопровождения и бурения скважины есть все контактные данные подрядчиков и сотрудников компании, задействованных в бурении отдельно взятой скважины. При возникновении нештатных ситуаций оперативно проводится совместный анализ возникших геологических и технологических проблем, на основе которого принимается решение о дальнейших действиях по корректировке траектории горизонтальной скважины.

Заключение

В настоящее время в ОАО «НК «Роснефть» накоплен большой практический опыт проводки горизонтальных скважин различной длины в сложных геологических условиях. За 2 года работы Центра геологического сопровождения бурения скважин проведено около 350 горизонтальных скважин и боковых горизонтальных стволов. Средняя эффективная длина горизонтальной секции составляет около 80%, что является высоким показателем для условий проводки скважин в пластах с высокой литологической неоднородностью и значительными рисками вскрытия газонасыщенных и водонасыщенных зон. Это достигнуто за счет внедрения наиболее передовых технологий бурения и геонавигации, а также за счет оперативности передачи и интерпретации данных в процессе бурения и согласованности действий всех ответственных служб дочерних обществ и центрального аппарата ОАО «НК «Роснефть».

ЛИТЕРАТУРА

1. Стандарт ОАО «НК «Роснефть». Геологическое сопровождение бурения горизонтальных скважин и боковых горизонтальных стволов при разработке нефтяных и газонефтяных месторождений. – 2009.

О ВОЗМОЖНОСТЯХ ПРИМЕНЕНИЯ БУКСИРУЕМЫХ КОС В УСЛОВИЯХ МЕЛКОВОДЬЯ

*Б.В. Запорожец (СИ Технолоджи Инструментс», г. Геленджик),
Д.А. Мамаев («Донгеофизика», пгт. Тарасовский, Ростовская обл.)*

В практике отечественной и зарубежной сейсморазведки отсутствуют стандартные методики проведения сейсморазведки в условиях мелководья. Некоторые авторы (например [1]) обходят этот вопрос стороной, другие упоминают о нём очень вскользь (например, [2], [3]). Наиболее освещены вопросы проведения в транзитных зонах в статьях различных авторов ([4], [5], [6], [7]). В целом всю ситуацию можно охарактеризовать довольно коротко — нет стандарта или каких-то общих черт в методиках. К подобному заключению приходят авторы монографии [8], посвященной морской сейсморазведке: «Малые глубины моря и наличие разного рода препятствий делают невозможным применение здесь стандартных морских или наземных технологий. Изучение таких районов в настоящее время сдерживается отсутствием специальных технических средств для проведения сейсморазведочных работ.»

Стандарты для мелководья невозможно подобрать. Мелководье, или транзитная зона, индивидуально в каждом случае. Да и обозначить как-то стандартно саму транзитную зону также не представляется возможным. В зависимости от конкретных условий применяется та, или иная методика, а также нередки случаи, когда методика, запланированная заранее, корректируется в ходе рекогносцировочных работ. Но даже эта коррекция иногда показывает себя неэффективной и оперативно разрабатывается индивидуальная методика для отработки конкретного профиля или площади.

Дело в том, что прибрежные зоны (особенно океанические, с обширными территориями, подверженными приливно-отливным явлениям) — очень сложный объект для сейсморазведки, он включает в себя участки земной поверхности с различными сейсмогеологическими условиями: мелководье (глубины 2м – 15м), предельное мелководье (глубины 0м – 2м) и прилегающую сушу. В самых сложных случаях такие участки могут случайным образом чередоваться в пределах площади исследований.

Задача, которую должна решить сейсморазведка в прибрежной зоне — выполнить полнократную съемку МОГТ на прилегающем к акватории участке суши для увязки с полнократными результатами сухопутной съемки (обычно это около 5-10 км вглубь суши) и выполнить аналогичные наблюдения МОГТ в сторону акватории до глубин, на которых уже существуют результаты полнократных морских съемок МОГТ (или возможно их проведение с использованием стандартных технологий), т.е. выполнить работы МОГТ в предельно мелководной и в мелководной зонах.

Очевидно, что создание универсальной технологии сейсморазведочных работ для получения качественных материалов в таких различных сейсмогеологических условиях вряд ли осуществимо.

Сейсмогеологические условия каждого из таких участков имеют свои особенности, что требует применения соответствующих технологий проведения работ и универсальной оснащённости компании, являющейся оператором полевых работ, необходимыми специальными техническими средствами. Для успешного изучения прибрежных зон компания-оператор должна быть вооружена следующим оборудованием для проведения работ:

на мелководье - плавающей косой и групповым пневматическим источником возбуждения колебаний;
на предельном мелководье – донной косой и малообъемным групповым пневмоисточником, имеющим защиту излучающих камер от попадания грязи;
на суше - сухопутной косой и сухопутным источником возбуждения колебаний.

Кроме того, в каждой из таких зон используется свой технологический транспорт: в мелководье – суда с мелкой осадкой, на суше – вездеходы – амфибии и на предельном мелководье - специальный транспорт, который надо создавать, поскольку промышленностью ничего подходящего не выпускается. Очевидно, что это отражается на себестоимости проведения таких работ, повышая её для единицы измерения объема работ примерно в 3 раза.

В некоторых случаях есть возможность существенно снизить стоимость дорогостоящих работ в транзитной зоне, например, использованием буксируемой косы на глубинах от 3 метров. Однако, и в этом случае не обходится без трудностей: есть шанс зацепиться за дно или не успеть привести косу в прямолинейное положение при повороте в ограниченном пространстве. Если первая проблема в значительной степени решается тщательной предварительной рекогносцировкой и составлением карты отмелей, то со второй несколько сложнее — желательно сократить косу до минимума и не потерять длину годографа. В ООО «Донгеофизика» эта проблема была решена двухсудовой

технологией, разработанной совместно с «СИ Технолоджи Инструментс», с помощью профилирования с буксируемой косой.

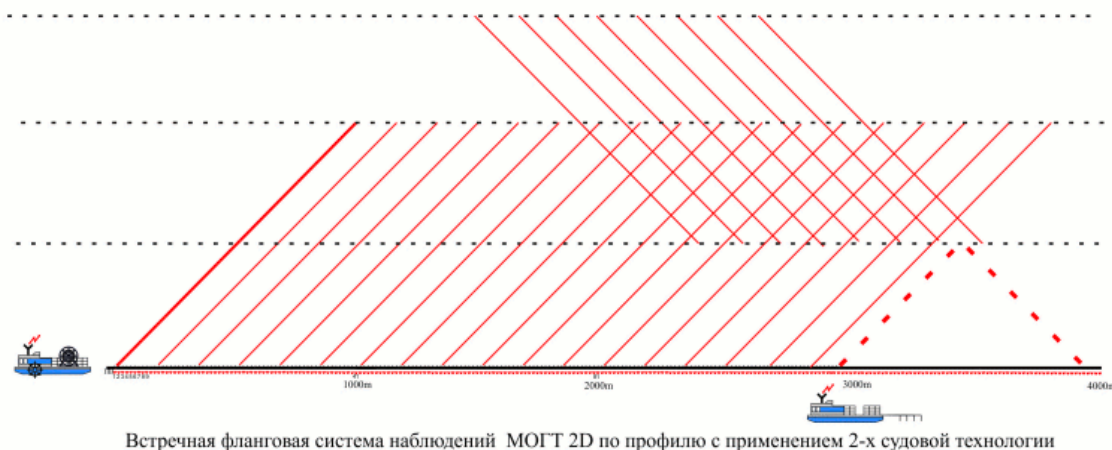


Рисунок 1. Система наблюдений по двухсудовой технологии.

Значительную проблему для проведения работ в условиях транзитной зоны представляют источники. Большинство пневмоисточников, применяемых в практике морской сейсморазведки достаточно чувствительны к песку и грязи, в большом количестве присутствующих в мелководной и, тем более, предельно мелководной зонах. Компания «Донгеофизика» применяет малообъемные грязевые пневмопушки «МАЛЫШ» [9], обеспечивающие возбуждение колебаний в одинаковой полосе частот (12 – 250 Гц) с одинаковыми фазовыми характеристиками сигнала.

Наблюдения проводятся по встречной фланговой системе наблюдений. К примеру, расстояние между судами, составляет 3 км, длина косы — 2 км. Таким образом, расстояние, необходимое для захода на профиль сокращается на 1 км, что очень ценно в условиях залива. Естественно, длину косы можно варьировать в зависимости от геологических задач. В 2009 году, компания «Донгеофизика» работала по этой технологии на акватории Азовского моря. В соответствии с геолого-техническим заданием необходимо было обеспечить длину годографа в 2700 м. Для работ при глубинах от 3 до 12 метров использовалось оборудование **XZone Bottom Fish**, состоящее из плавающей косы (276 каналов через 6,25 м.) и сейсмостанции **XZone Bottom Fish**. Для соблюдения заданной глубины годографа отстрел осуществлялся двумя источниками по встречно-фланговой системе. Расстояние между центрами групп источников 2800 м. В работе участвовали 2 судна спец постройки: «Мурена» и «Тортуга-2».

Первое судно – «Мурена» несёт 1725 м плавающей косы и стреляет через каждые 25 м., «Тортуга-2» идёт следом, соблюдая дистанцию 2800 м. между центрами групп источников, и так же стреляет через каждые 25 м. Соответственно сигнал на запуск сейсмостанции приходит через каждые 12,5 м. поочередно от каждой из групп источников. Скорость движения судов определялась опытными работами и составляла 2,2 – 2,5 км/ч.

Заглубление косы и источников на обоих судах – 2 м.

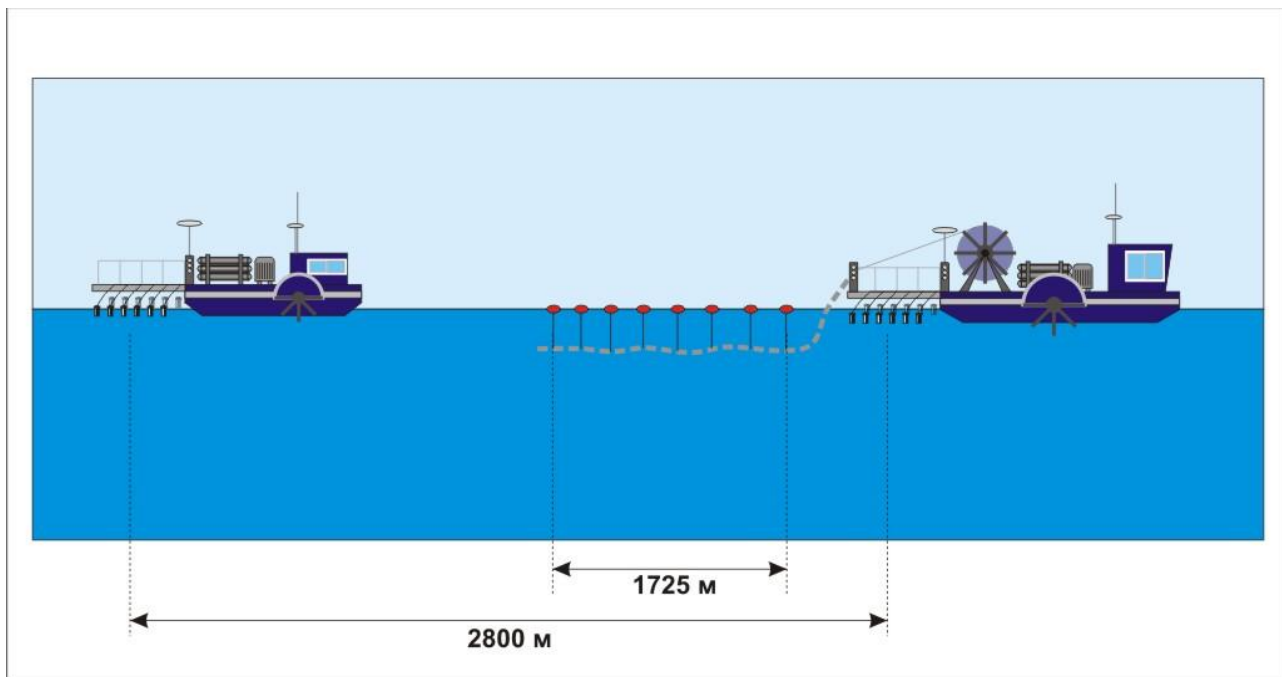


Рисунок 2. Схема расположения судов при регистрации морских профилей

ЛИТЕРАТУРА

1. Шерифф Р., Гелдарт Л., «Сейсморазведка»: В 2-х т. Т. I. Пер. С англ. - М.:Мир, 1987.-448с.
2. Притчетт У., «Получение надёжных данных сейсморазведки»: пер. с.англ. - М.:Мир, 1999. - 448с.
3. Бондарев В.И. «Сейсморазведка». Екатеринбург:Издательство УГГУ, 2007.-690с.
4. Жгенти С.А, Запорожец Б.В. Технология сейсморазведки в прибрежных зонах. // Технологии сейсморазведки, 2009, № 3.
5. Жгенти С.А, Запорожец Б.В., Лещенко Д.П. Использование синхронного PZ приема колебаний при сейсморазведке в транзитных зонах для подавления интерференции волн в ближней зоне приемника // Технологии сейсморазведки, 2008, № 3.
6. Жгенти С.А, Запорожец Б.В. Технология и опыт применения системы XZone[®] Marsh Line при 2D и 3D сейсмических исследованиях на предельном мелководье транзитных зон // Технологии сейсморазведки, 2008, № 2.
7. Denis Mougenot. Транзитная зона: последний рубеж сейсморазведки // Приборы и системы разведочной геофизики, 2005, № 1.
8. «Морская сейсморазведка», под. ред. Телегина А.Н. - М.:ООО «Геоинформмарк», 2004. - 237 с.
9. Бадиков Н.В., Москаленко Ю.А., Бадиков А.Н., Гуленко В.И. Пневматический источник сейсмических сигналов «Малыш» // Приборы и системы разведочной геофизики, 2006, № 3.

СКОРОСТНОЙ АНАЛИЗ НА ОСНОВЕ МИГРАЦИИ ДУПЛЕКСНЫХ ВОЛН

Мармалевский Н.Я., Горняк З.В., Роганов Ю.В., Роганов В.Ю. (Украинский государственный геологоразведывательный институт), Линк Б. (Tetrale Technologies Inc.)

Введение

Миграция дуплексных волн (МДВ) предназначена для формирования изображений субвертикальных границ. Впервые изображение вертикальной границы при помощи дуплексных волн (ДВ) было получено McMechan (McMechan, 1983). В последнее время ДВ активно используются для формирования изображений стенок соляных штоков (Broto et al, 2001, Marmalyevskyy et al., 2005, Farmer et al., 2006), зон трещиноватости (Link et al., 2007, Khromova et al, 2010) и др.

Как при любой глубинной миграции качество МДВ существенно зависит от скоростной модели. За базовую глубинно-скоростную модель при МДВ принимают ту же скоростную модель, что и при обычной пре-стек глубинной миграции (PSDM). Чувствительность к скорости при МДВ выше, чем при PSDM (Горняк и др., 2008, Marmalevskiy et al., 2010) и она не падает, а увеличивается с глубиной.

В эффективно однородных средах глубина границы и время пробега волны по вертикали T_0 связаны между собой посредством только эффективной скорости. В случае анизотропных сред, в том числе квазианизотропных, вызываемых тонкослоистостью разреза, такой однозначной связи нет, и здесь важную роль начинают играть параметры анизотропии, которые во многих случаях неизвестны. Это, как правило, приводит к тому, что изображения, полученные в результате изотропных PSDM, не удается увязать с данными скважин. При наличии последних можно внести поправку к глубине горизонта. При МДВ ошибки в скорости также приводят к погрешностям в изображениях среды. Для получения правильного положения вертикальных границ необходимо уточнение скорости миграции, которое выполняется на основе МДВ.

В данном докладе с указанной целью глубинная скоростная модель корректировалась путем введения небольших весовых множителей к значениям интервальных скоростей. Такие множители при зафиксированной глубине подошвы целевого интервала (базовая граница, задаваемая априорно в технологии МДВ) фактически компенсировали в эффективном смысле влияние вертикально трансверсальной изотропии и изменение скорости по латерали. Показан пример коррекции скорости МДВ относительно базовой глубинно скоростной модели в условиях юрских отложений Западной Сибири.

Метод

Чувствительность PSDM к скорости или разрешающая способность скоростного анализа зависит в основном от двух факторов: глубины отражающей границы и удаления источник-приемник. Чем меньше удаление источник-приемник L , тем импульсный отклик PSDM ближе к окружности и разрешающая способность скоростного анализа стремится к нулю. Такая же ситуация наблюдается при больших глубинах, где импульсный отклик приобретает форму близкую к окружности даже при ненулевых значениях L . Отсюда следует известный факт, что разрешающая способность скоростного анализа с глубиной уменьшается. Свойства МДВ существенно отличаются от указанных выше.

При МДВ, основанной на интеграле Кирхгофа, функция Грина, рассчитывается в соответствии с законом распространения ДВ. Импульсный отклик оператора МДВ можно рассматривать, как отклик PSDM, повернутый на 90° (Горняк и др., 2008). Из чего в частности следует, что разрешающая способность МДВ по латерали значительно выше таковой по вертикали, в то время как в PSDM наоборот. В отношении разрешающей способности скоростного анализа импульсный отклик МДВ следует рассматривать, как отклик PSDM, при котором для фиксированного приемника источник смещается в свое мнимое положение. Отсюда следует, что даже при $L=0$ отклик остается эллиптическим и эллиптичность тем больше, чем больше глубина. Таким образом, роль удаления источник-приемник здесь начинает играть глубина опорной границы, что и означает рост разрешающей способности скоростного анализа с глубиной. Роль глубины отражающей границы, которая при PSDM, как отмечалось, имеет важное значение, в МДВ играет расстояние между источником и проекцией субвертикальной границы на поверхность. Учитывая, что в реальной системе наблюдений такое расстояние может быть сведено к нулю, разрешающая способность скоростного анализа при МДВ стремится к бесконечности, т.е определять скорость можно с любой наперед заданной точностью. На практике это свойство скоростного анализа регулируется положением апертуры миграции относительно источника колебаний. Важнейшим свойством МДВ при изучении протяженных по латерали вертикальных границ является то, что целевой объект

освещается с двух сторон, как слева, так и справа (в обычной ситуации субгоризонтальная граница, как целевой объект освещается только сверху).

Учитывая общие свойства скоростного анализа, в соответствии с которыми при скорости ниже истинной границы смещаются к источнику и от него в случае, когда скорость выше истинной (Sattleger, 1975), наличие двух источников при неправильной скорости приведет к «раздвоению» границы. Это показано на рис. 1, где скорость МДВ последовательно изменяется от 2650 м/с до 3050 м/с.

Истинная скорость равна 2950 м/с. При скоростях 2850 м/с и 3050 м/с синфазно суммируются фазы, знак которых противоположен знаку максимальной фазы сигнала и поэтому на этих скоростях граница имеет знак противоположный синфазному суммированию, соответствующему правильной скорости. Таким образом, симметричная смена знака изображения является важным диагностическим признаком правильной скорости преобразования при МДВ.

Во многих случаях применения МДВ, в том числе и для уточнения скоростей распространения волн, задание базовой границы затруднительно. Другая возможность оценки скорости при помощи дуплексных волн состоит в использовании интерферометрической миграции двух полей (Marmalevskiy et al, 2008). В качестве двух полей используются продольные и обменные PS волны.

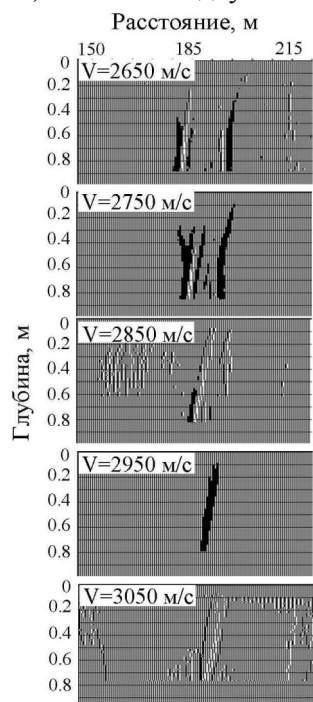


Рис. 1 Скоростной анализ на основе МДВ при освещении целевого объекта с двух сторон

Продолжим вниз волновое поле сейсмограммы общего пункта возбуждения (ОПВ), зарегистрированное на X-компоненте, используя глубинно-скоростную модель на поперечных волнах. Аналогично продолжим вниз волновое поле сейсмограммы (ОПВ), зарегистрированное на Z-компоненте, используя глубинно-скоростную модель на продольных волнах. Характерной особенностью этих продолженных полей является то, что на каждой неоднородности, где волна меняет моду время прихода продольной и обменной волны совпадают. Таким образом, если мы продолжим X- и Z-компоненты волнового поля сейсмограммы (ОПВ) и на каждом уровне Z_i выполним взаимную корреляцию продолженных полей в соответствии с формулой

$$F(X_i, Z_i) = \sum_{\omega} U_{x_i}(X_i, Z_i, \omega) \cdot U_{z_i}^*(X_i, Z_i, \omega),$$

где * означает комплексное сопряжение, ω - частота сейсмической записи, $U_{x_i}(X_i, Z_i, \omega)$ и $U_{z_i}(X_i, Z_i, \omega)$ - спектры продолженных волновых полей к точкам (X_i, Z_i) , то в соответствии с интерферометрическим принципом Клербуота (Claerbout, 1978) $F(X_i, Z_i)$ является сейсмическим изображением среды на соответствующем уровне.

Использование при миграции двух скоростей, позволяет оценить их значение в процессе послойного двухпараметрического перебора. Использование дуплексных волн повышает разрешающую способность скоростного анализа. На рис. 2 показана модель, содержащая как горизонтальные, так и вертикальные границы. Сейсмограммы ОПВ, полученные в результате полноволнового моделирования были использованы для получения сейсмического изображения, показанного на рис. 3.

Для интерферометрической миграции двух полей нам достаточно иметь скорости выше точек обмена и не нужно знать скорости и положение границы в точках первого отражения дуплексной волны. В случае миграции однократных волн, позволяющей получить изображение субгоризонтальных границ, не нужно знание скорости между источником колебаний и точкой отражения, а также положение источника и его статической поправки.

На рис. 4 показан результат перебора скоростей в слое 2. Вертикальная шкала относится к поперечным волнам, а горизонтальная - к продольным волнам. На рисунке наблюдаются несколько экстремумов, однако истинным всегда будет тот, что соответствует минимальным значениям скоростей. В данном случае, $V_p=2300$ м/с и $V_s=1150$ м/с практически точно совпадает с модельными значениями.

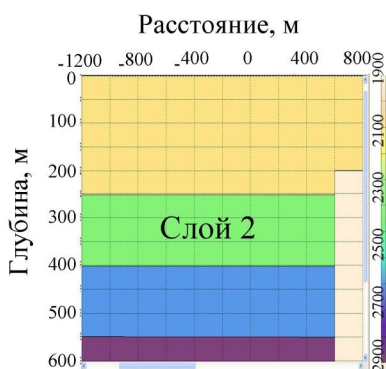


Рис. 2 Модель, содержащая горизонтальные и вертикальную границы

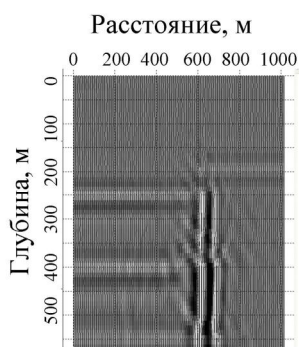


Рис. 3 Изображение, полученное с модельными скоростями

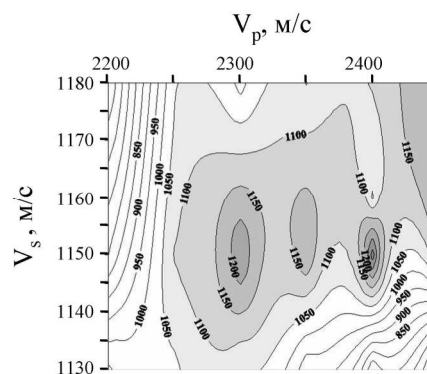


Рис. 4 Результат двух параметрического перебора скоростей продольных и поперечных волн

Пример уточнения скоростной модели на основе МДВ

На рис. 5 показан пример перебора скоростей МДВ на реальных материалах на одной из площадей Западной Сибири. Стратиграфические срезы, показанные на рис. 5 получены по кубам МДВ, при формировании которых скорость последовательно изменялась на 1% в интервале от поверхности наблюдений до базовой границы, т. е. по отношению к среднему рисунку скорость изменялась в диапазоне $\pm 1\%$.

Преобладающая фаза сигнала изображения субвертикальной (показана стрелками) на левом и правом рисунках является противоположной, наблюдаемой на центральном рисунке. Исходя из вышесказанного можно заключить, что скорость миграции примененная для получения куба МДВ, соответствующая центральному рисунку близка к действительной скорости распространения волны в среде.

Разрешающая способность скоростного анализа в 1% на глубине почти 2700 м при максимальном $L=2000$ м, является весьма высокой. Ранее отмечалась значительная эллиптичность импульсного отклика оператора МДВ, в данном случае она достигается расстоянием от приемника до мнимого источника близким к 5400 м. С другой стороны, как будет показано ниже, наибольшие коэффициенты отражения волны, отразившейся от вертикальной границы соответствуют большим углам падения на нее сейсмической волны, т.е. большая часть энергии дуплексной волны получается от источников, расположенных в непосредственной близости от проекции на поверхность субвертикальной границы.

По аналогии с AVO-анализом, выполняемым для субгоризонтальных границ, получаемые при МДВ кубы в различных диапазонах углов падения волн на вертикальную границу можно называть частичными кубами AVO-МДВ. Изменяя левую и правую границы апертуры преобразования МДВ, оставляя неизменным размер области построения изображения и диапазон удалений источник приемник можно получить изображения субвертикальной границы, отличающиеся углами падения волны на эту границу. Нами было получено 14 частичных кубов в диапазоне углов падения волны на вертикальную границу от 60° до 85° . Примеры стратиграфических срезов некоторых из этих кубов показаны на рис. 6. Из приведенных срезов видно, что следы субвертикальных границ, азимут простирания которых соответствует полному диапазону удалений (рис. 5), наблюдаются лишь для апертур меньших 500м, что соответствует приблизительно углу падения волны на вертикальную границу 80° . Этот факт, способствует увеличению разрешающей способности скоростного анализа и чувствительности МДВ к скорости, что было продемонстрировано выше.

Заключение

Более высокая чувствительность к скорости МДВ по отношению к обычной глубинной миграции предполагает коррекцию скоростной модели, полученной на основе PSDM. Эта коррекция учитывает, как изменение скоростей по латерали, так и влияние анизотропии скоростей. Чувствительность МДВ к скорости зависит от физических свойств на вертикальной границе. Так если основная энергия ДВ сосредоточена в области больших углов падения волны на субвертикальную границу, чувствительность к скоростям будет высокая. В случае более равномерного распределения энергии ДВ по углам падения, чувствительность к скоростям можно регулировать апертурой преобразования. Показан пример коррекции скоростей МДВ на полевых материалах, а также показана возможность совместного получения скоростей продольных и поперечных волн на основе интерферометрической миграции дуплексных волн.

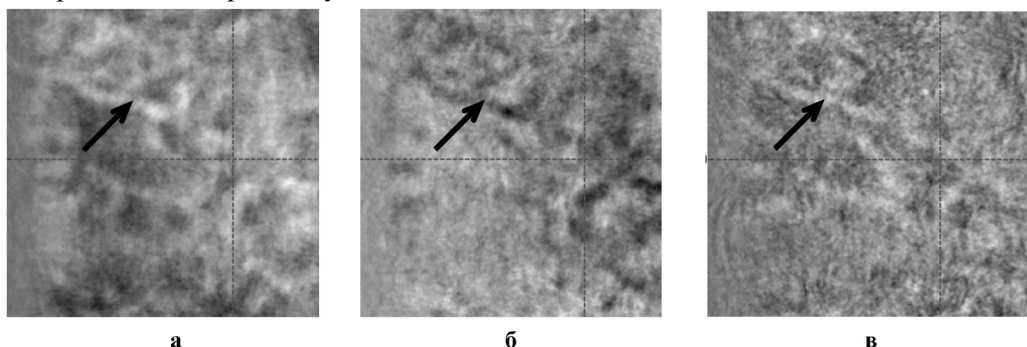


Рис. 5. Пример перебора скоростей МДВ. Скорости миграции на рисунках а и в отличаются от скоростей на рисунке б на -1% и 1% соответственно

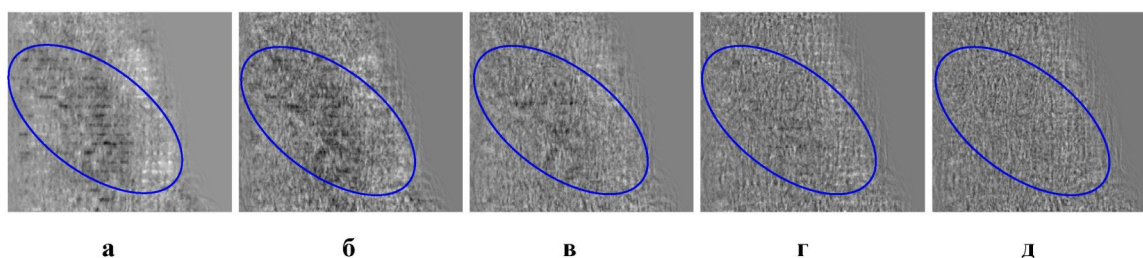


Рис. 6. Пример стратиграфических срезов частичных кубов МДВ. Кубы получены в диапазоне апертур преобразования: 100-200 м (а), 200-300 м (б), 300-400 м (в), 400-500 м (г), 500-600 м (д)

ЛИТЕРАТУРА

1. Горняк З.В., Костюкевич А.С., Линк Б., Мармалевский Н.Я., Мерший В.В., Роганов Ю.В., Хромова И.Ю. [2008]. Изучение вертикальных неоднородностей при помощи миграции дуплексных волн. - Технологии сейсморазведки. - №1, С.3-14.
2. Broto, K., Lailly, P., [2001]. Towards the tomographic inversion of prismatic reflections. *71th Ann. Internal Mtg., SEG. Expanded Abstract*, 726-729
3. Claerbout, J. F. [1976] Fundamentals of geophysical data processing (with applications to petroleum prospecting). *McGraw-Hill Inc.*
4. Farmer, P.A., Jones, IF., Zhou, H., Bloor, R.I., Goodwin, M.C., [2006]. Application of reverse time migration to complex imaging problems: *First Break*, 24, 65-73.
5. Khromova, I., Link, B. [2010]. Fracture Delineation Case History from Russia and implications for plays in North America. *80th Ann. Internat. Mtg., SEG. Expanded Abstract*, 297-301.
6. Link B., Marmalevskiy N., Roganov Y., Kostyukevych A., Gornyak Z., [2007]. Direct imaging of subtle, zero throw vertical faulting - a 3D real data example. *77th Ann. Internat. Mtg., SEG. Expanded Abstract*, 2359-2363.
7. Marmalyevskyy, N., Roganov, Y., Gornyak, Z., Kostyukevych, A., Mershchiy, V., [2005]. Migration of Duplex Waves, *75th Ann. Internat. Mtg., SEG. Expanded Abstract*, 2025-2028.
8. Marmalevskiy, N., Roganov, Y., Kostyukevych, A., Roganov V., [2008]. Duplex Wave Migration and Interferometry for Imaging Onshore Data without Angle Limitations. *70th EAGE Conference & Exhibition*, #P273.
9. Marmalevskiy, N. Roganov, Y., Gornyak, Z., Kostyukevych, A., Link, B., Tirkel, M., [2010]. Velocity analysis in VTI media by Duplex wave migration. *72th EAGE Conference & Exhibition*, #P275.
10. McMechan, G. A., [1983]. Migration by extrapolation of time-dependent boundary values: *Geophys. Prosp.*, 31, 412-420. Sattler, I. W., [1975]. Migration velocity determination: *Geophysics*, 40, 1-16

ИССЛЕДОВАНИЕ АЗИМУТАЛЬНОЙ НАПРАВЛЕННОСТИ ТРЕЩИН ПО ДАННЫМ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ

Поздняков В.А., Шиликов В.В., Мерзликина А.С.
(Сибирский федеральный университет, ООО «РН КрасноярскНИПИнефть»)*

Введение

Ведущую роль в приросте разведанных запасов нефти и газа играет сейсмическая разведка. В современной сейсморазведке существует значительное количество подходов, направленных на выделение разломов, однако основную информацию о нарушениях геологического разреза несут сейсмические волны, образованные в зонах, приуроченных к дизъюнктивным нарушениям – дифрагированные (рассеянные) волны. Используя метод фокусирующих преобразований, мы имеем возможность подчеркнуть на разрезе такие важные с геологической точки зрения объекты, как разломы, зоны повышенной трещиноватости и другие структурные неоднородности. Основная идея фокусирующих преобразований заключается в следующем: использование конфигураций со скользящими системами (базами) источников возбуждения и приемников колебаний позволяет формировать интерференционную систему с заданными характеристиками, а также настраивать (фокусировать) ее на изучение конкретного типа волн и построения изображений локальных геологических объектов [1,3,4].

Выделение зон деструкций

Выявление и картирование тектонических нарушений – одна из основных задач интерпретации данных сейсморазведки. Зоны разломов и связанные с ними области повышенной трещиноватости представляют самостоятельный интерес как возможные ловушки и пути миграции углеводородов [2].

В данной работе представлены результаты расчета энергии рассеянных волн, полученные с разными параметрами интерференционных фокусирующих систем, позволяющие с разных направлений «подсвечивать» разломную зону, выделяя и подчеркивая ее основные признаки. Исследования проводились на одной из площадей Восточной Сибири. На рис. 2 представлены горизонтальные срезы с различными параметрами и пространственной ориентацией фокусирующих интерференционных систем. Показано, что выбор параметров фокусирующих систем и синтезированных апертур может существенно влиять на форму, яркость и контрастность изображений, то есть, в конечном итоге, на поисковые признаки при изучении трещиноватых коллекторов и прогнозировании нефтегазоносности на локальных участках. Анализ взаимного расположения и формы интерференционных фокусирующих систем (на рис. 2, а-е выделены серым цветом) показал, что увеличение размера базы суммирования с 1200 до 1600 метров (рис. 2, а, 2, г) приводит к «размазыванию» изображения в зоне, контролируемой разломом. На рис. 2, а видно, что при меньшей базе формируется более четкое изображение в рассеянных волнах, отображая контур разлома. Очевидно, разлом играет роль большой вертикальной трещины и «генерирует» максимум рассеянной энергии. Использование базы большего размера (рис. 2, г) «затушевывает» локальные энергетические особенности в зоне разлома. Таким образом, изменение размеров баз суммирования фокусирующей систем приводит к дифференциации и локализации энергии рассеянных волн вдоль зоны разлома. На (рис. 2, б, д) видно, что направленность на объект интерференционной фокусирующей системы влияет на разрешающую способность и интенсивность энергии вдоль оси разлома.

Представленные на (рис. 2в, е) изображения сформированы с интерференционными базами приемников и источников равного размера - 1600 м. Исследуемый объект «подсвечивался» с использованием разно ориентированных апертур сейсмического сноса. Величина апертур варьировалась в пределах положительных и отрицательных значений (в диапазоне удалений 900-1100 м.). Обработка проводилась слева направо по направлению инлайн с использованием площадной фокусирующей системы. При положительных апертурах объект «подсвечивался» слева (рис. 2, в), а при отрицательных «подсвечивался» справа (рис. 2, е). При этом видно, что энергия вдоль разломной зоны во втором случае заметно ниже, чем в первом. Это можно объяснить дифференциацией пространственных сейсмоакустических свойств геологической среды в пределах разломной зоны. Очевидно, в первом случае «плоскость разлома» имеет большую отражающую способность, чем во

втором, где преобладает эффект рассеяния (то есть эффект незеркальности, шероховатости). Исходя из этих соображений, рассматривая отдельно изображения, полученные при положительных и отрицательных апертурах селективных разрезов, можно получать дополнительную геологическую информацию о строении среды, в частности прогнозировать пространственную структуру деструктивных зон. Кроме того, можно вычислить преимущественное направление трещин путем проведения специального сканирования с применением азимутального оператора в заданных временном и пространственном диапазонах волнового поля.

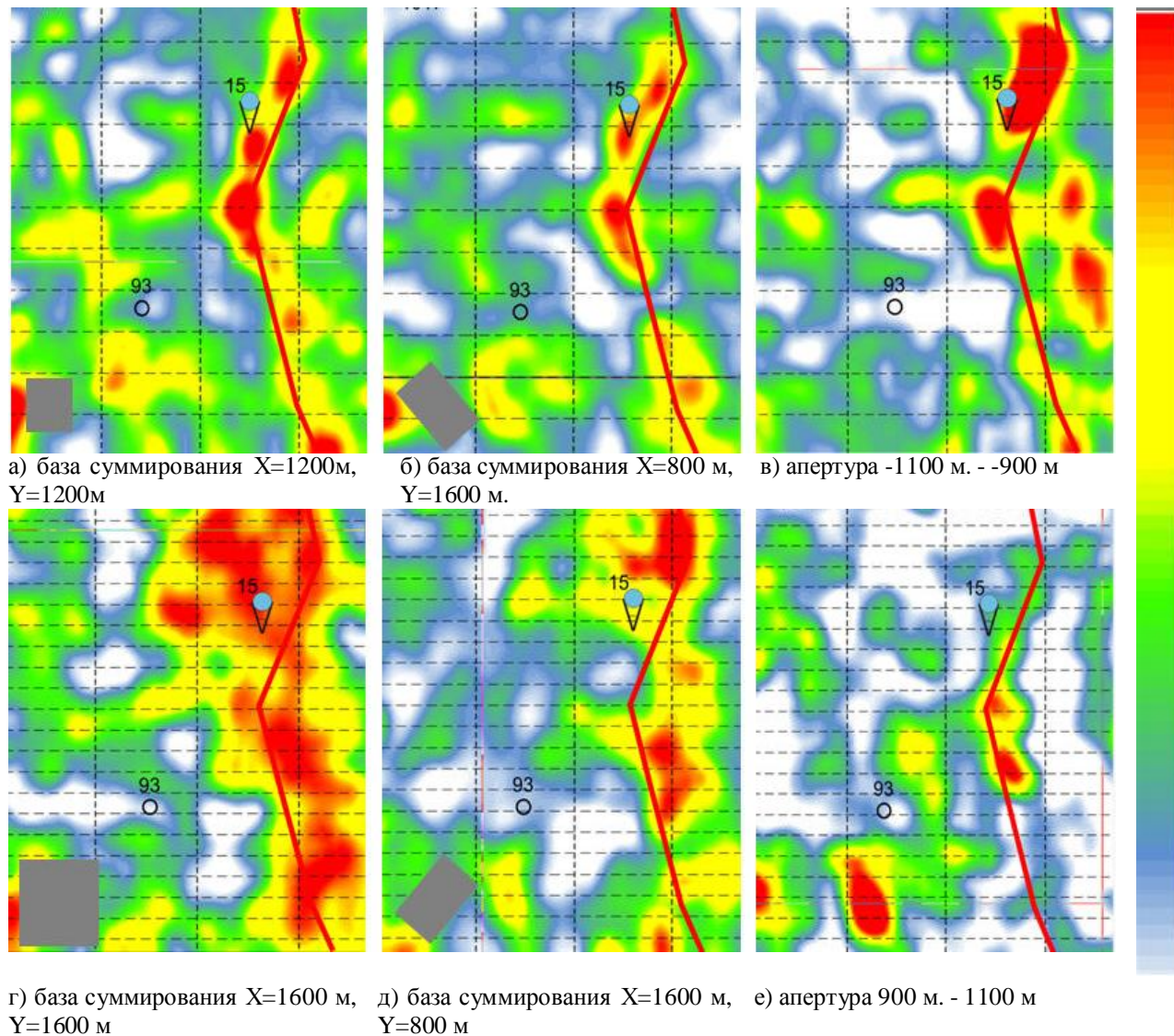


Рис. 1. Горизонтальные срезы с различными параметрами и пространственной ориентацией фокусирующих интерференционных систем.

Исследование азимута трещиноватости

Данные об азимутальной направленности трасс формируются при описании геометрии съемки 3D, однако в стандартных графах обработки эта информация никак не используется. Специалистами «РН-КрасноярскНИПИнефть» разработан и программно реализован в виде отдельно выполняемого модуля F-Energy Direction, алгоритм, позволяющий для каждой точки ОГТ съемки 3D рассчитать интенсивность энергии рассеянных волн в зависимости от азимутального направления (рис. 2).

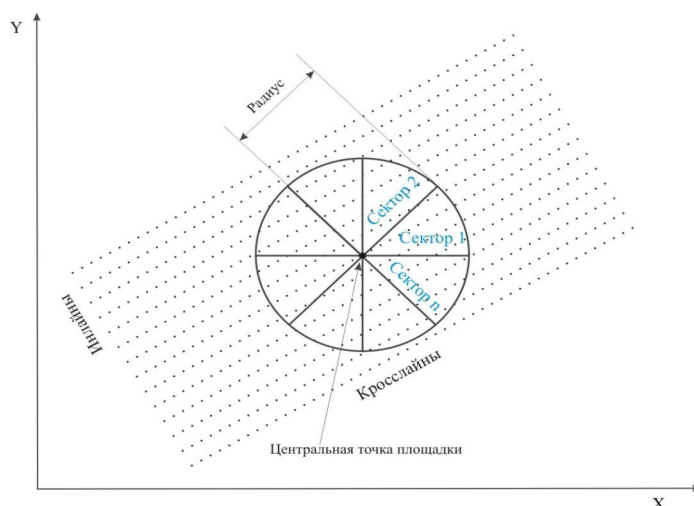
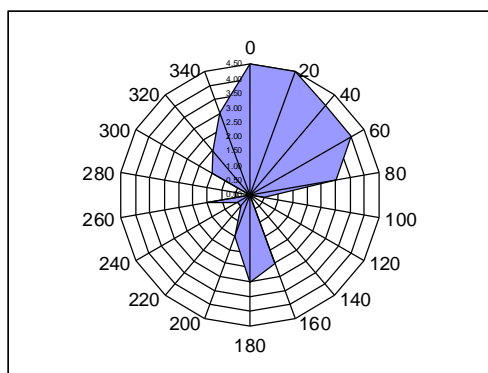
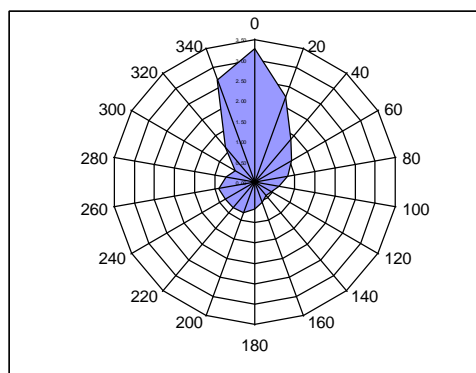


Рис. 2 Иллюстрация работы программы F-Energy Direction

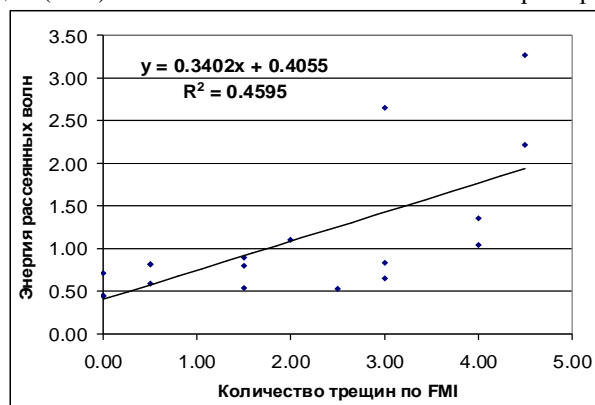
Расчет производится по суммарному кубу энергии рассеянных волн, при этом определяющими параметрами является временной интервал и радиус вокруг точки ОГТ, в котором будет производиться расчет, а также количество секторов, на которое будет разбит цилиндр вокруг скважины. В алгоритме заложен расчет главных компонент получаемого эллипсоида энергии рассеянных волн и в качестве результата работы программы мы можем видеть значение энергии рассеянной энергии в каждом секторе, а так же азимут главного направления. Для оценки достоверности полученных результатов азимутального распределения энергии рассеянных волн, были использованы данные, полученные по технологии FMI в глубоких скважинах (пластовый микросканер FMI). На рисунке 3 представлено сопоставление результатов по скважине на ЮТМ, Юр-1061. Из рисунка видно, что максимум энергии рассеянных волн ортогонален направлению максимального количества трещин, определенной по FMI.



а) азимутальное распределение количества трещин (FMI)



б) азимутальное распределение энергии рассеянных волн



Корреляция количества трещин по FMI и энергии рассеянных волн

Рис. 3 Исследование азимутальной направленности трещин

Заключение

Полученные результаты позволяют сделать следующие выводы. Форма, размеры и взаимное расположение фокусирующих интерференционных систем влияют на контрастность и яркость изображений в отраженных и рассеянных волнах. Методика обработки может послужить достаточно надежным инструментом геофизика-интерпретатора при формировании сейсмогеологических моделей сложнопостроенных сред.

Список источников

1. Гольдин С. В., Поздняков В. А., Смирнов М. Ю., Чеверда В. А. Построение сейсмических изображений в рассеянных волнах как средство детализации сейсмического разреза // Геофизика, №2, 2004, Спецвыпуск 40 лет ОАО «Тюменнефтегеофизика». С. 23 – 29.
2. Поздняков В.А., Сафонов Д.В., Шиликов В.В. Прогноз распространения зон трещиноватости по данным 3D сейсморазведки в пределах ЮТЗ // Технология сейсморазведки. 2009. №3. С. 83-86.
3. Шленкин С.И., Поздняков В.А., Бусыгин И.Н. Выделение незеркальных компонент волнового поля на основе ФПВ-преобразования. М.: ВИНТИ, 1992. №2834-В92д. 14с.
4. Pozdniakov V.A. Reliable Imaging of Subseismic Object by Means of Focusing of Seismic Scattering Energy // Abstracts 69'th EAGE Conference and Technical Exhibition. London: EAGE 2007., 273. 5pp.

ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАЗМЕЩЕНИЯ И ФОРМИРОВАНИЯ ОСНОВНЫХ ТИПОВ СТРУКТУРНЫХ ФОРМ, КОНТРОЛИРУЮЩИХ ЗОНЫ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ В ВОЛГО-УРАЛЬСКОМ БАССЕЙНЕ

Мкртчян О.М. (ВНИГНИ)

Волго-Уральская нефтегазоносная провинция расположена в юго-восточной части Русской плиты. Палеозойские среднедевонско-пермские нефтегазоносные отложения мощностью 1500-3000 м в западной части провинции залегают на докембрийском кристаллическом фундаменте, а в восточной, где его поверхность опущена до 5000-8000м, на мощной толще рифей-вендских образований.

Палеозойский плитный чехол представлен рядом структурно-вещественных комплексов, различающихся литолого-фациальными и структурно-морфологическими особенностями. В средневерхнедевонско-нижнекаменноугольных отложениях нами выделены комплексы провинциального, регионального и зонального рангов, вносящие основной, но различный вклад в современную геологическую модель провинции.

В периоды их накопления и тектогенеза были заложены главные структурно-морфологические черты осадочного чехла, основные морфо-генетические типы структурных форм и закономерности их размещения, контролирующие месторождения и зоны нефтенакпления.

Характерной особенностью строения провинции являются широко развитые элементы несоответствия структурных планов в разрезе зональных и локальных поднятий.

В плитном чехле провинции среди структурных форм II и III порядков выделяются тектонические сквозные, аккумулятивные навешенные и комбинированные (тектонические, осложненные аккумулятивными). Тектонические формы всех порядков, не затушеванные аккумулятивными, - своды, впадины, линейные флексурные валы и грабенообразные прогибы наиболее четко выделяются в структурном плане нижнего эйфельско-саргаевского комплекса провинциального ранга.

Обосновано отсутствие определенной подчиненности в размещении валов и линейных грабенообразных прогибов, контролирующих зоны нефтенакпления, региональным тектоническим формам – сводам и впадинам осадочного чехла, их условным границам.

Детальный структурно-геологический анализ позволил выявить строгую пространственно-генетическую подчиненность тектонических флексурных валов соизмеримым погребенным рифейским и (или) эйфельским палеограбеновым формам.

В целом, намечается группирование тектонических форм зонального класса в основные диагональные системы ЮЗ-СВ и СЗ-ЮВ и подчиненные – широтную и меридиональную. На это указывал Н.С. Шатский (1995г.) и затем другие исследователи.

Преимущественное отсутствие пространственно-генетической зависимости в размещении зональных тектонических структур II порядка и контролируемых ими зон нефтенакпления от сводов и впадин осадочного чехла, как правило, не характеризующихся резкостными геологическими границами (за исключением рифтогенных структур - авлакогенов), ставит вопрос о новых подходах в таких регионах к нефтегеологическому районированию.

Ярчайшей особенностью геологической модели провинции является верхнедевонско-нижнекарбонатовая региональная система Камско-Кинельских некомпенсированных депрессий, карбонатных шельфов и клиноформ, сопровождающихся развитием рифогенных форм от барьерных сооружений до одиночных шельфовых биогерм.

С ними связано появление в разрезе в дополнение к тектоническим дислокациям широко и закономерно развитых новых геологических форм и ловушек (аккумулятивных навешенных и комбинированных), также контролирующих залежи и зоны нефтегазонакопления.

Сравнительный анализ строения региональных карбонатных шельфов в отношении развития в их краевых зонах барьерно-рифовых сооружений и распространения внутришельфовых биогерм привел к необходимости выделения шельфов полного, неполного и нарушенного профиля.

На современном этапе развития поисково-разведочных работ значительное место в открываемых залежах принадлежит ловушкам облекания одиночных верхнедевонских биогерм, исследование закономерностей распространения которых, остается существенной задачей геологов и сейсмологов. Все указанные выше аккумуляционно-палеогеоморфологические элементы наряду с тектоническими формами подлежат обязательному отражению на схемах «тектонического» и нефтегеологического районирования Волго-Уральской провинции.

РАЦИОНАЛЬНЫЙ КОМПЛЕКС ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ТЕХНОЛОГИЙ ПРИ ПОИСКАХ И РАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Мятчин К.М., Овчаренко А.В. (ЗАО «Научно-производственный центр «Геонефтегаз»)

В связи с усложнением в последнее время геологических условий проведения геологоразведочных работ (сокращение фонда крупных антиклинальных структур, увеличение удельного веса малоамплитудных и различного рода неструктурных ловушек) эффективность сейсморазведки – основного метода подготовки структур существенно понизилась. Следствием этого явились значительный рост затрат на поиски и разведку месторождений нефти и газа, увеличение сроков их проведения и снижение успешности глубокого бурения во многих случаях до 40 – 60%.

НПЦ «Геонефтегаз», созданный 19 лет назад, выполняет большой объем геолого-геофизических исследований, ориентированных на поиски и разведку месторождений нефти и газа и оптимизацию их разработки, учитывая при этом современную геологическую ситуацию. Поэтому помимо проведения традиционных сейсморазведочных работ 2Д и 3Д, используемых большинством отечественных и зарубежных компаний, НПЦ «Геонефтегаз» значительное внимание уделяет разработке новых и совершенствованию известных геолого-геофизических технологий, необходимость использования которых обусловлена существенным усложнением морфологии геологических объектов и ограниченными из-за этого возможностями стандартной сейсморазведки.

Творческий коллектив НПЦ «Геонефтегаз» разработал и реализовал ряд оригинальных геофизических технологий, которые при проведении геолого-геофизических исследований в значительной мере повышают разрешающую способность геофизики по выявлению и разведке сложных и нестандартных геологических структур.

В первую очередь следует упомянуть разработку адаптированной к местности объемной сейсморазведки 3Д (АМОС), предусматривающей нерегулярную систему расположения пунктов возбуждения и приема сейсмических волн.

Особенности проектирования и выполнения полевых работ показывают, что эта технология позволяет использовать ее в условиях сильно пересеченного рельефа, залесенной местности, в промзонах, на сельхозугодьях для решения геологических задач по выявлению сложнопостроенных ловушек (литологически, тектонически экранированных, шнурковых и т.п.).

Данные сейсморазведки 3Д подвергаются кинематической и динамической интерпретации. Кинематическая интерпретация сейсморазведочных данных осуществляется с помощью пакета программ TIGRESS, который позволяет привлекать данные ГИС и результаты бурения. В итоге удается изучить структуру продуктивных горизонтов и выделять разрывные нарушения. Точность определения глубины отражающих горизонтов, как правило, составляет первые метры.

С целью определения емкостных параметров пластов используется динамическая интерпретация сейсморазведочных данных, конечным геологическим результатом которой является прогнозирование значений толщин, параметров пористости продуктивных пластов в межскважинном пространстве и в той части исследуемых площадей и месторождений, где отсутствуют пробуренные скважины.

Анализ подтверждаемости полученных таким путем емкостных свойств показывает на высокую сходимость прогнозируемых параметров с теми, что были определены в последующем после бурения глубоких скважин. Разница в их значениях не превышает, как правило, 5 – 7%.

Сотрудниками НПЦ «Геонефтегаз» разработана и успешно реализуется во многих районах высокоразрешающая электроразведка ВРЭ-ВП. Благодаря использованию двух физических параметров горных пород – удельной электропроводности и вызванной поляризации, величины которых непосредственно связаны с воздействием углеводородов на вмещающие породы, электроразведка позволяет прогнозировать положение контуров нефтегазоносности как вновь открытых, так и уточнять морфологию уже разрабатываемых залежей.

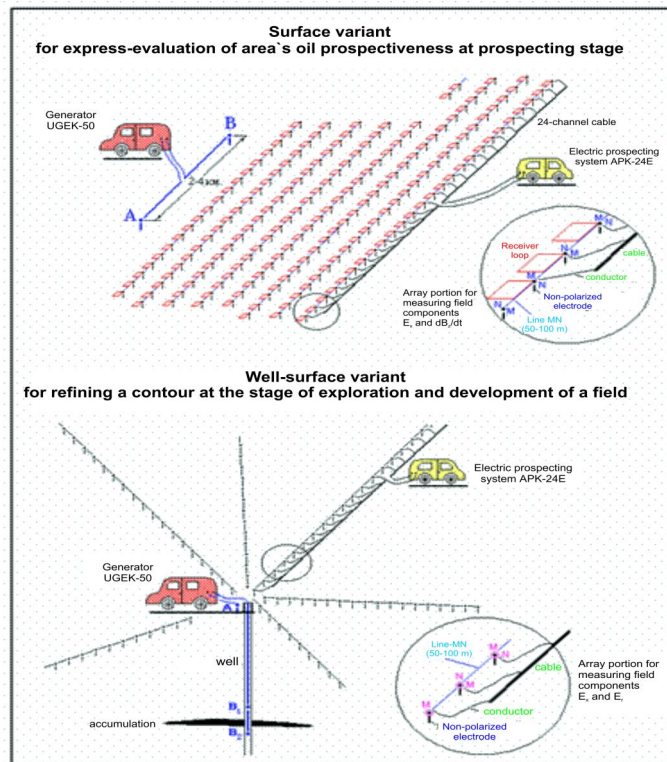


Рис. 1 Технология высокоразрешающей электроразведки с измерением параметра вызванной поляризации

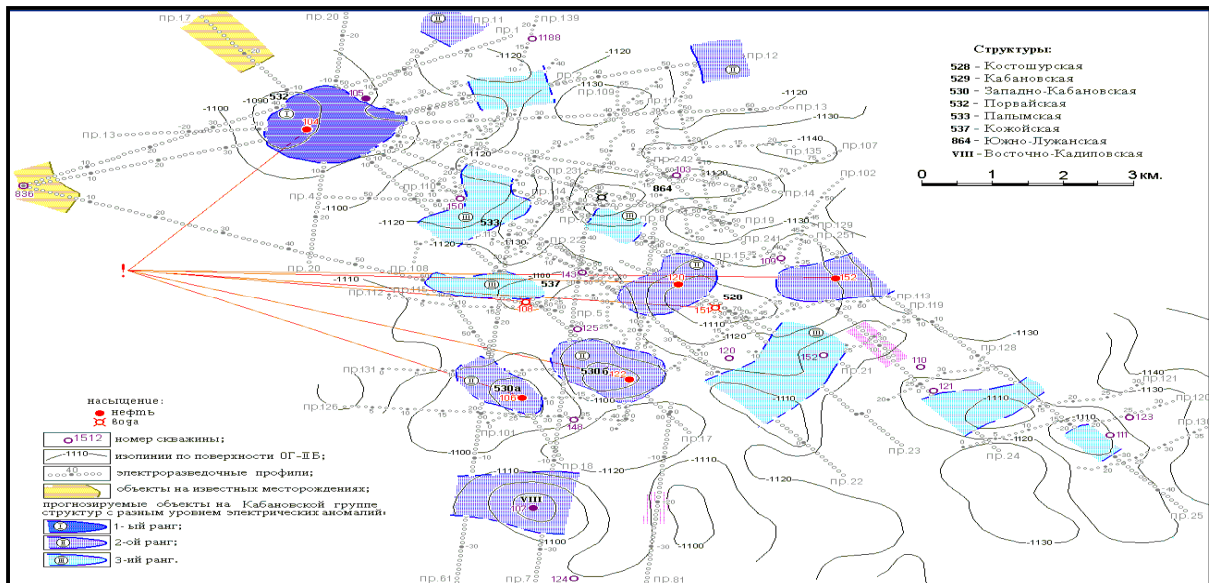


Рис. 2 Результаты Электроразведочных работ ВРЭ-ВП. Кабановская площадь

Высокоразрешающая электроразведка является одним из главных выполняемых НПЦ «Геонефтегаз» элементов современного комплекса геофизических исследований. Она более избирательна при решении задачи выделения и оконтуривания различного рода неструктурных залежей или тех скоплений УВ, которые приурочены к малоамплитудным ловушкам, т.е. там, где возможности стандартной сейсморазведки ограничены.

Большими возможностями по выявлению крупных зон нефтегазонасыщения и непосредственно залежей УВ обладают соответственно региональные гравитационные работы (масштабы съемок 1:200000 и более) и высокоточная гравитационная съемка (масштабы 1: 10000 – 1:50000). Характерной особенностью аномального гравитационного поля является отсутствие отрицательного воздействия на него глубин аномалиеобразующих объектов, литологии пластов-

коллекторов и морфологии ловушки. В связи с этим высокоточная гравirazведка подобно электроразведке способна выделять в разрезе залежи УВ различного генетического типа.

В процессе геологоразведочных работ была установлена тесная зависимость амплитуды локальной аномалии силы тяжести от суммарной емкости пластов-коллекторов, что дает возможность оперативно оценивать ресурсы прогнозируемых месторождений и оптимизировать размещение глубоких скважин различного назначения.

Анализ размещения крупных зон нефтегазонакопления и отдельных скоплений УВ в сопоставлении с гравиметрическими данными свидетельствует о том, что значительная часть их (особенно первых) приурочена к градиентным зонам или участкам минимумов регионального гравитационного поля (Уренгойское, Оренбургское газоконденсатные месторождения).

Более мелкие месторождения находят отражение в локальных аномалиях поля силы тяжести или приурочены к минимуму, а часто градиенту регионального гравитационного поля. С учетом этого критерия в Западной Сибири открыто Северо-Кечимовское месторождение нефти.

Все выше перечисленные геофизические исследования, а также ряд компьютерных пакетов и интерпретационных технологий обеспечиваются НПЦ «Геонефтегаз» собственными полевыми подразделениями и обрабатывающими центрами.

Описанный комплекс геофизических исследований первоначально был реализован в пределах северного борта Западно-Кубанского прогиба и позволил повысить успешность глубокого бурения по числу продуктивных скважин до 80%, существенно снизить затраты на разведку месторождений, ускорить их ввод в разработку и в итоге привел к открытию 14 нефтяных месторождений.

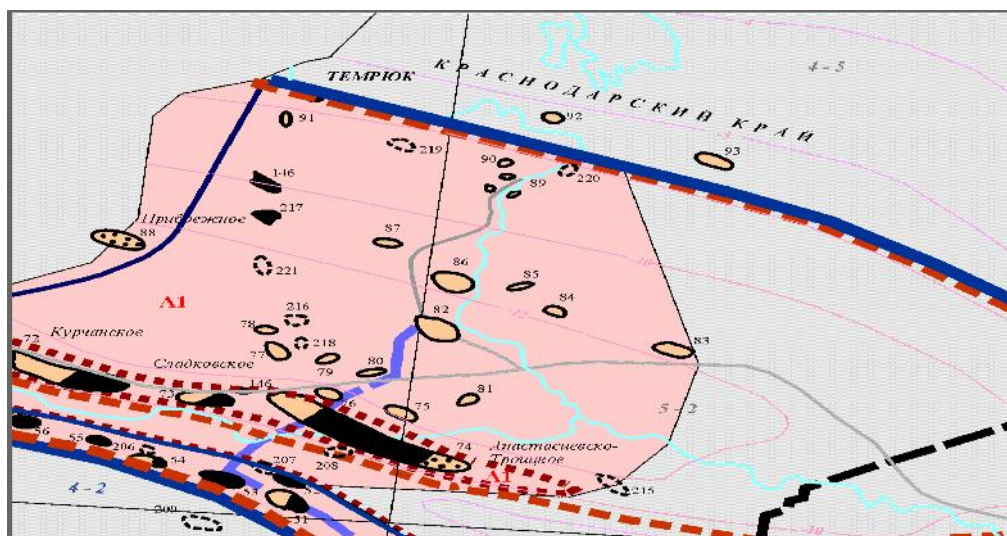


Рис. 3 Нефтяные и газовые месторождения Западно-Кубанского прогиба, открытые до начала работ ГНГ

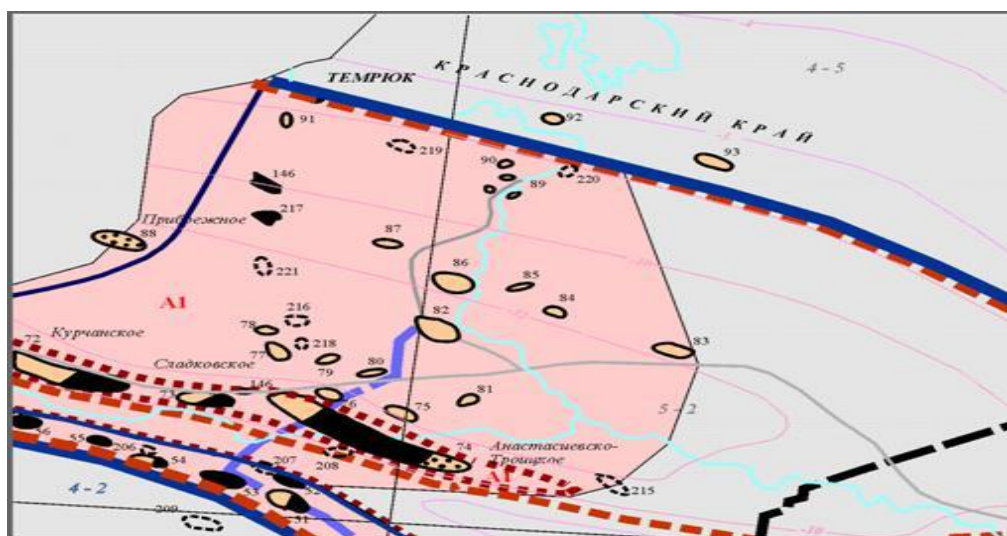


Рис. 4 Нефтяные и газовые месторождения Западно-Кубанского прогиба в результате работ ГНГ

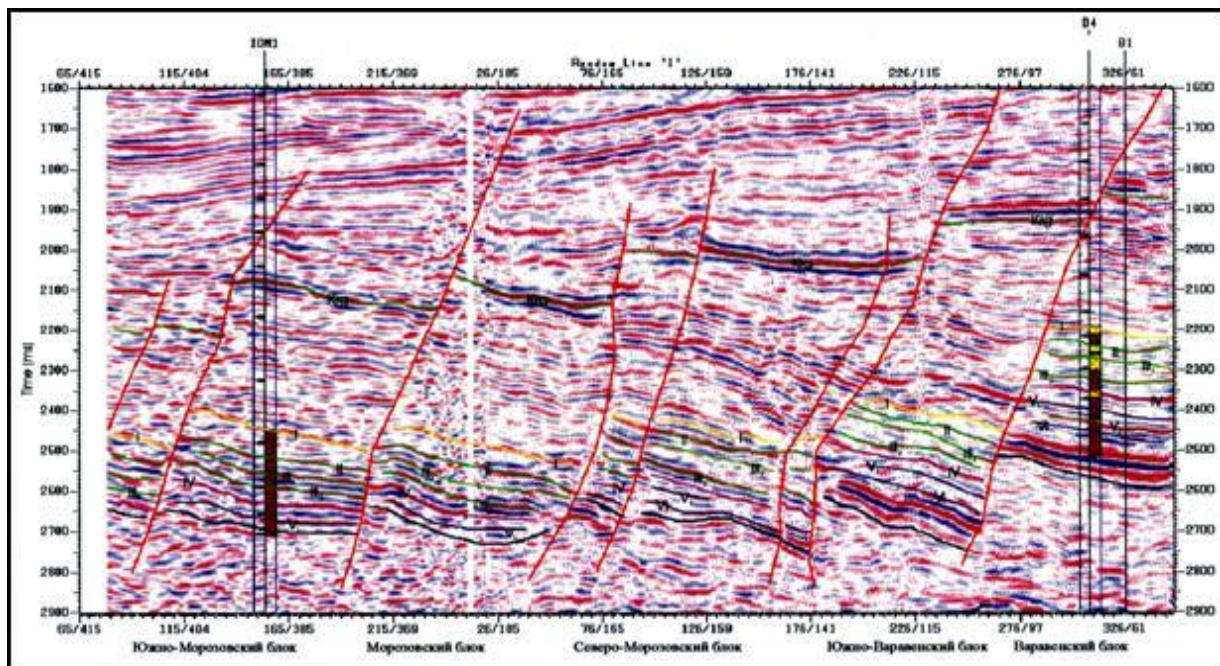


Рис. 5 Временной разрез, демонстрирующий сложное геологическое строение Сладковско-Морозовского участка

Аналогичные работы выполнялись в Тимано-Печорской, Волго-Уральской, Западно-Сибирской нефтегазоносных провинциях и за рубежом – в Казахстане, Индонезии, Иране и увенчались также открытием более 20 нефтяных и газовых месторождений.

Приведенная информация о большой роли новых геолого-геофизических технологий в деле повышения эффективности геологоразведочных работ и успешности глубокого бурения неоднократно докладывалась на разного рода семинарах, совещаниях. При этом подчеркивалось, что новые геофизические технологии не противоречат сейсморазведке, а ориентированы на проведение последней на ранее выявленных гравиразведкой региональных и локальных зонах нефтегазонакопления и позволяют с привлечением материалов электроразведки использовать сейсмическую информацию для более обоснованного заложения глубоких поисковых, разведочных, а в ряде случаев и эксплуатационных скважин, а также подсчета запасов.

Нам представляется, что необходимо, как и ранее в советское время законодательно был определен обязательный комплекс ГИС для поисковых и разведочных скважин, так и сейчас в лицензионных соглашениях на геологическое изучение и последующую разработку, следует указывать обязательный комплекс геофизических работ с учетом изученности перспективных площадей.

Только таким путем мы сможем существенно оптимизировать геологоразведочный процесс, ускорить открытие и ввод в разработку новых месторождений нефти и газа, в том числе сложного геологического строения.

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ РЕЗЕРВУАРОВ ПО СЕЙСМИЧЕСКИМ ДАННЫМ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГЕНЕТИЧЕСКОЙ ИНВЕРСИИ РЕАЛИЗОВАННОЙ В КОМПЛЕКСЕ PETREL

*П.Ф.Попова, С.В.Делия, Н.В.Булеева (ООО «ЛУКОЙЛ-ВолгоградНИПИморнефть»,
ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть», ООО «ЛУКОЙЛ-ВолгоградНИПИморнефть»)*

Введение

Широкомасштабные исследования акватории Каспийского моря, выполняемые ОАО «ЛУКОЙЛ», подтвердили высокую перспективность Каспийского шельфа, связанную, в основном, с юрскими и меловыми отложениями, которые характеризуются региональной нефтегазоносностью в Прикаспийском регионе.

Рассматриваемая структура Широкая находится в пределах северной части Российского сектора акватории Каспийского моря. В тектоническом отношении приурочена к Широко-Ракушечному валу, который является морским продолжением вала Карпинского.

Нефтегазовое месторождение им.Ю.Корчагина на структуре Широкая открыто поисковой скважиной 1 Широкая. Промышленные залежи нефти вскрыты в доломитах верхней юры, нефти, газоконденсата - в терригенных отложениях нижнего мела. Поисковыми скважинами 2, 3 был установлен контур ВНК для многопластовой залежи.

Целевым назначением исследований являлось построение геологической модели продуктивных верхнеюрских и нижнемеловых отложений с целью оптимизации размещения скважин при разработке месторождения. По мере ввода в бурение эксплуатационных горизонтальных скважин в итеративном режиме проводился мониторинг месторождения с обновлением как структурно – скоростной модели, так и обновлением петрофизических свойств продуктивного резервуара.

Геологическое моделирование месторождения проводилось с использованием технологии генетической инверсии, реализованной в программном комплексе Petrel, и сейсмической съемки 3D. Авторами этой методики являются И. Приезжев, Л. Шмарьян (Shlumberger).

Апробация данной технологии проведена в институте ООО «ЛУКОЙЛ-ВолгоградНИПИморнефть» как на суше в пределах Волгоградского Поволжья, так и на акватории Северного Каспия.

Описание генетической инверсии

Приоритетом данной технологии является выполнение сейсмической инверсии с использованием минимальной априорной информации.

На первом этапе выполняется построение многотрассового нелинейного оператора с обучением на скважинах с помощью генетических алгоритмов. При этом использовалась следующая информация: результаты интерпретации геофизических исследований скважин; сейсмические данные.

Вычислительная процедура состоит из обучения нейронной сети на основе данных по скважинам. На вход нейронных сетей подаются сейсмические трассы вдоль ствола скважин участвующих в обучении. Обученные нейронные сети применяются к сейсмическим материалам, и при этом вычисляется куб свойств, которые использовались при обучении. Контроль качества инверсии определяется по сходимости скважинных и сейсмических данных.

На втором этапе проводится собственно моделирование резервуара, с использованием результатов сейсмической инверсии в качестве объемного тренда, полученных на первом этапе.

Моделирование включает следующие процедуры.

1. Создание грида куба (Make simple grid).
2. Процесс разбивки на слои (Layering).
3. Апскейлинг исходной кривой - перевод ее в дискретный вид (Scale up well logs).
4. Геометрическое моделирование (Geometrical modeling).
5. Петрофизическое моделирование (Petrophysycal modeling).

Petrel предлагает несколько алгоритмов для моделирования распределения петрофизических свойств в модели пласта. На вход данной процедуры подаются в дискретном виде исходная кривая и куб свойств, полученный после инверсии. На выходе получаем модель прогнозируемого разреза.

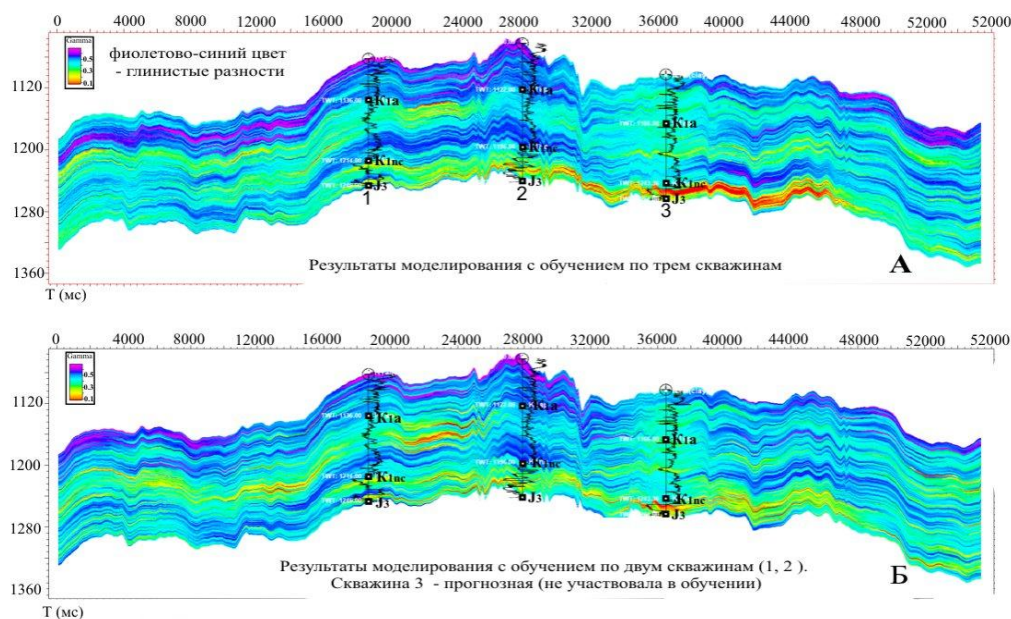


Рис. 1 Проверка интегральной точности генетической инверсии

Для прогнозирования разреза терригенных отложений использован гамма-каротаж (ГК), который, как известно, позволяет максимально дифференцировать разрез по петрофизическим свойствам, оценить глинистость и песчаность. При прогнозировании зон разуплотнения разреза карбонатных отложений использовались данные плотностного каротажа (ГТК).

В результате были получены геологические модели месторождения по распределению значений плотности в отложениях волжского региона и по распределению значений гамма-каротажа (песчаности, глинистости) в терригенных отложениях нижнемелового возраста.

Для пересчета значений эффективной пористости на вход подавалась кривая эффективной пористости, полученная в лабораторных условиях института при детальном исследовании керна и ГИС. Трендом ставили полученные в результате моделирования кубы свойств распределения значений плотности для карбонатных отложений и кубы свойств глинистости (песчаности) для терригенных пород.

Распространение свойств со скважин на межскважинное пространство проводилось с использованием алгоритма sequential gaussian simulation. При таком распределении, наряду со значениями пористости, в скважинах, подлежащих интерполяции, учитывались величины в межскважинном пространстве, связанные с пористостью регрессионной зависимостью с коэффициентами более 0,87 (рисунок 2).

В дальнейшем, кубы эффективной пористости использовались для расчета литотипов «коллектор – не коллектор», эффективных толщин, флюидонасыщенности, нефтенасыщенности.

На рисунке 2 приведены этапы моделирования на месторождении им. Ю. Корчагина карбонатного разреза продуктивных волжских отложений.

По такому же сценарию проводилось моделирование терригенных нижнемеловых отложений с использованием гамма-каротажа.

На первом этапе разработки месторождения проводилось эксплуатационное бурение горизонтальными скважинами в карбонатных отложениях волжского региона.

Первая геологическая модель месторождения рассчитывалась по трем поисковым скважинам. По результатам моделирования появилась возможность в плоскости различных сечений месторождения им. Ю. Корчагина спрогнозировать соотношение коллекторов в пределах разрезов, вскрытых бурением скважин 1, 2, 3 Широкие, и в рекомендуемых эксплуатационных скважинах. Корректность проведения прогнозирования подтвердилась бурением «кустовой» скважины, где коэффициент корреляции по прогнозу с результатами бурения в районе скважины составляет 0,74. Проводимый мониторинг горизонтальных скважин также показал высокую эффективность геологической модели волжских отложений (рисунок 3).

Кроме основных особенностей карбонатных коллекторов, таких как многообразие по генетическим признакам, минеральному составу, текстурным и структурным характеристикам, типу пустотного пространства, большую роль в фильтрации флюидов в карбонатных пластах играют макро- микротрещиноватость коллектора и наличие каверн.

При изучении карбонатных отложений большое внимание уделено выделению так называемым «трещиновато-кавернозным коридорам». В зарубежной практике эти зоны называются fracture corridors.

Для определения напряженности в пласте и вероятностного определения благоприятных к возникновению разломных и трещиноватых зон в карбонатных отложениях, использовались возможности комплекса Petrel. В частности, был апробирован модуль Rock Stress (автор И.И.Приезжев, Шлюмберже) давший положительные результаты.

Проведенный мониторинг разработки продуктивных верхнеюрских карбонатных отложений волжского яруса позволил сделать следующие выводы:

- применение технологии моделирования коллекторских свойств пород по сейсмическим данным с использованием генетической инверсии значительно повышает эффективность прогнозирования геологической модели разреза и позволяет минимизировать геологические риски при разработке месторождений;

- в объеме отложений волжского яруса, по результатам геологического моделирования, получили возможность прогнозировать особенности морфологии и распределение зон разуплотнения (коллекторов) как по разрезам в любом направлении, так и в плане исследуемой площади;

- по мере ввода в бурение эксплуатационных скважин, в итеративном режиме, проводилось уточнение траектории скважины, структурно – скоростной модели месторождения и обновление петрофизических свойств продуктивного резервуара;

- выделение «трещиноватых коридоров» в карбонатных отложениях является крайне необходимой информацией для проектирования разработки месторождения и, в частности, для выбора типа скважин и размещения их на площади залежи, определения вида воздействия на пласт, подбора оптимальных технологических режимов эксплуатации скважин;

- неопределенности модели месторождения, которые связаны в основном с невязками в структурных построениях, что приводит к обновлению структурных поверхностей в режиме реального времени и корректировке проектного положения эксплуатационных стволов.

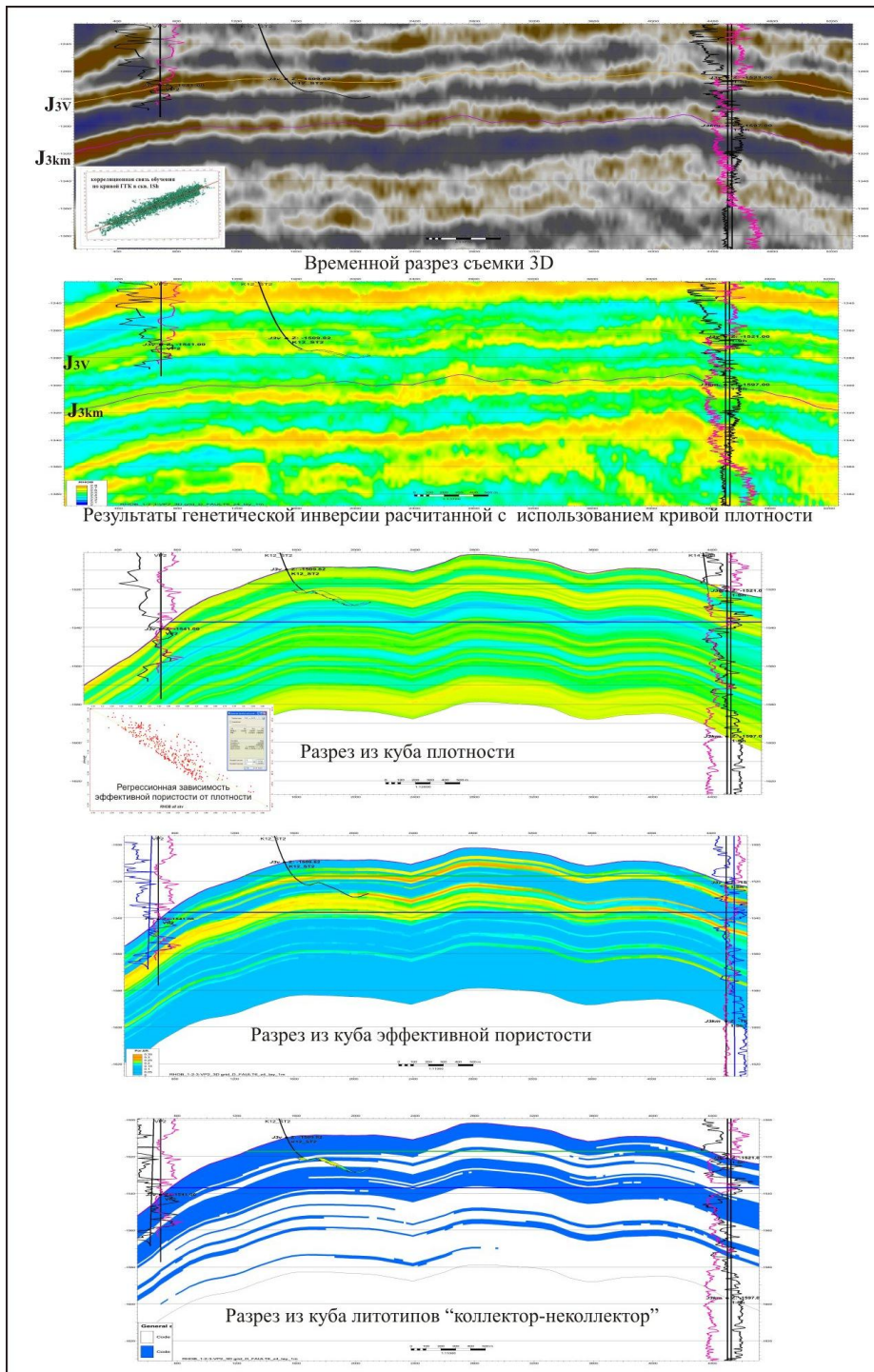


Рис. 2 Этапы моделирования карбонатного разреза волжских отложений с использованием генетической инверсии

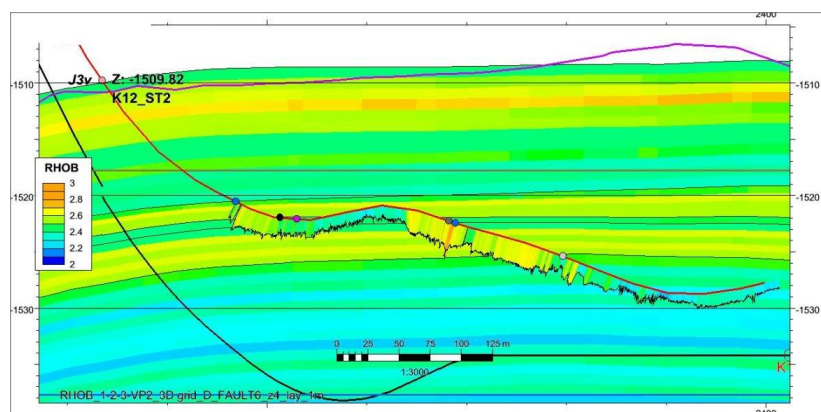


Рис. 3 Сходимость прогноза в районе горизонтальной скважины по плотности

Решение прямой и обратной задачи для гравитационных и магнитных полей в волночисловой области

И.И. Приезжев, Schlumberger

В докладе описываются теоретические и практические аспекты решения прямой и обратной задачи для гравитационных и магнитных полей для структурных моделей на основе выражений в волночисловой области и теории критериальных методов решения обратных задач [1,2,3]. Также описывается стохастический подход к решению обратных задач на основе имитационного аннилинга и генетического алгоритма.

Высокая степень неоднозначности для решения обратной задачи данных гравиразведки и еще большая степень неоднозначности для решения обратной задачи данных магниторазведки не позволяют этим двум методам широко применяться на практике. В настоящее время методы гравиразведки и магниторазведки обычно используются при мелкомасштабных региональных поисково-разведочных работах. Как правило, при этом решаются задачи определения регионального тектонического строения и используются визуальные методы интерпретации карт силы тяжести или карт напряженности магнитного поля в терминах «аномалия», «линейная аномалия», «отрицательная аномалия» и т.д. Наиболее часто применяющиеся методы автоматизации ограничиваются простейшими трансформациями типа осреднения, расчета разного рода остаточных аномалий, пересчета вверх и пересчета магнитного поля к полюсу.

По Кобрунову А.И., максимальный учет геологической специфики может быть выполнен за счет «Критериального подхода к выражению априорной информации при решении обратных задач геофизики и задачи комплексной интерпретации геолого-геофизических данных» (1997-2008). Реализация такого подхода заключается в максимальном использовании имеющейся априорной информации при решении обратных задач. Этот подход обеспечивается очень глубокой теоретической, математической и алгоритмической проработкой и открывает широкие возможности для комплексного использования всей имеющейся разномасштабной и разноточной информации о недрах при геологическом моделировании.

Выражение для волночислового спектра физического параметра на глубине z :

$$G(\omega_1, \omega_2, z) = \frac{1}{M(\omega_1, \omega_2)} F(\omega_1, \omega_2, 0) \frac{Z(\omega_1, \omega_2, z)}{\int_{z=0}^{\infty} Z(\omega_1, \omega_2, z) e^{-wz} dz}, \quad (1)$$

где ω_1 ω_2 имеют смысл волновых чисел (пространственных или волночисловых частот) и, именуемых ниже, как частота,

$M(\omega_1, \omega_2)$ - в общем случае комплексная функция частоты, определяющая тип ядра,

$F(\omega_1, \omega_2, 0)$ спектр наблюдаемого физического спектра,

$G(\omega_1, \omega_2, z)$ спектр физического параметра,

$Z(\omega_1, \omega_2, z)$ произвольная функция спектральной зависимости физического параметра от глубины.

Формула (1) впервые получена Кобруновым А.Н. (1987) для гравитационных полей, и мы считаем её фундаментальной для понимания многозначности решения обратных задач потенциальных полей. Задавая произвольно функцию $Z(\omega_1, \omega_2, z)$, можно получить бесконечное множество решений для распределения физического параметра $G(\omega_1, \omega_2, z)$, строго удовлетворяющих измеренному полю $\Phi(\omega_1, \omega_2, 0)$. Существенным и единственным теоретическим ограничением является существование обратного преобразования Фурье для $G(\omega_1, \omega_2, z)$.

Выражение (1) можно использовать для разработки алгоритмов решения обратной задачи.

Например, можно построить полосовой фильтр с максимумом в точке $w_{\max} = \frac{1}{z}$ для фильтрации поля от источников на глубине z (Приезжев И.И., 1989, 2005):

$$H(\omega_1, \omega_2, z, n) = \frac{1}{M(\omega_1, \omega_2)} \frac{(n+1)^{n+1}}{n!} z^n w^{n+1} e^{-nwz}, \quad (2)$$

где $n > 0$ имеет смысл регулятора крутизны фильтра.

На рисунке 1 приведен пример распределения избыточной плотности по гравитационному полю, построенному на основе применения полосовой фильтрации с помощью выражения (2).

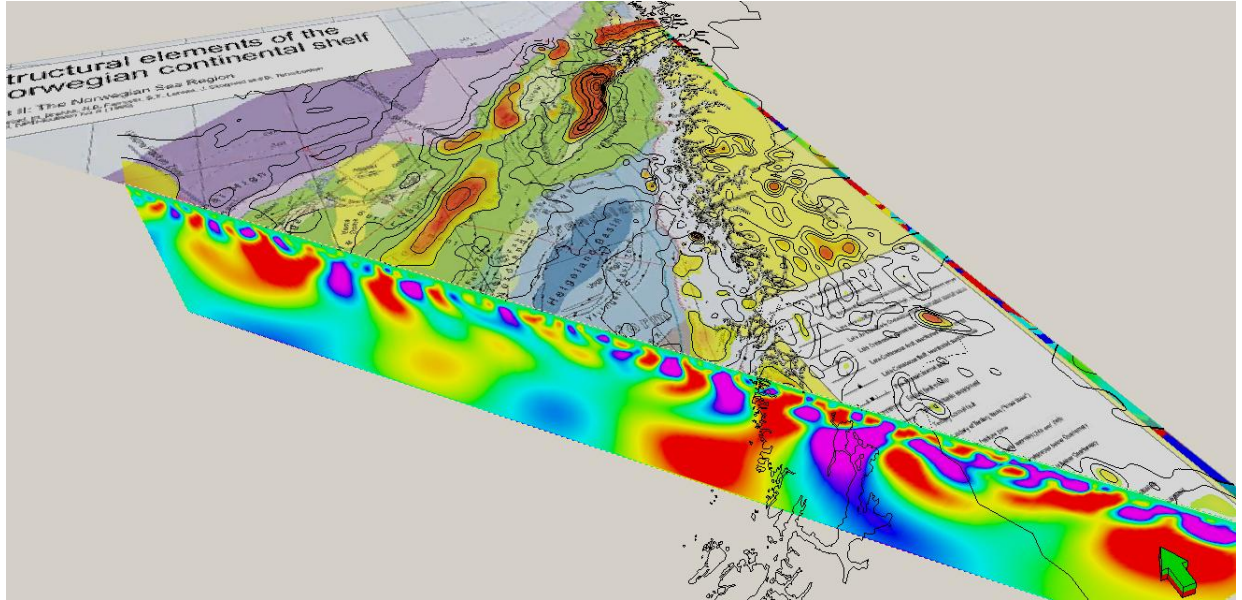


Рис. 1. Разрез по кубу избыточной плотности и карта геологических структур по побережью Норвегии Северного моря (вертикальный масштаб больше горизонтального в 3 раза).

Другой подход к решению обратной задачи гравимагнитных данных максимально использует априорную информацию и основывается на «Критериальном подходе к выражению априорной информации при решении обратных задач геофизики и задачи комплексной интерпретации геолого-геофизических данных» (Кобрунов А.И., 1987-2008).

Предлагаемые решения основываются на итерационном уточнении первоначальной модели и минимизации разницы прямого эффекта от текущего состояния модели и наблюдаемого поля. Также используются специальные критерии для нахождения решения.

Выражение для спектра гравитационного поля на плоскости $z=0$ от структурной поверхности $h(x, y)$ со средней глубиной Z_0 с постоянным скачком плотности ρ приводится R. L. Parker (1973) и Кобруновым А.И. (1981):

$$F[\Delta g(x, y)] = 2\pi G \rho \exp(-|w|z_0) \sum_{n=1}^{\infty} \frac{|w|^{n-1}}{n!} F[h^n(x, y)], \quad (3)$$

где $F[]$ - оператор для преобразования Фурье,

G – гравитационная постоянная,

$|w|$ - радиальная волночисловая частота $|w| = \sqrt{w_1^2 + w_2^2}$,

w_1, w_2 - волночисловые частоты, соответствующие координатам x, y .

Для слоя с поверхностью кровли $h(x, y)$, подошвы $b(x, y)$ и переменной плотности $\rho(x, y)$ выражение спектра (R. L. Parker, 1973) имеет следующий вид:

$$F[\Delta g(x, y)] = 2\pi G \exp(-|w|z_0) \sum_{n=1}^{\infty} \frac{|-w|^{n-1}}{n!} F[\rho(x, y)(h^n(x, y) - b^n(x, y))], \quad (4)$$

Для слоя с поверхностью кровли $h(x, y)$, подошвы $b(x, y)$ и переменной намагниченности $M(x, y)$ выражение спектра магнитного поля (R. L. Parker, 1973) имеет следующий вид:

$$F[\Delta | B] = \frac{1}{2} \mu_0 \exp(-|w|z_0) (\vec{i}\vec{k}, |w|) \vec{B}_0 (\vec{i}\vec{k}, |w|) \vec{M}_0 \sum_{n=1}^{\infty} \frac{|-w|^{n-2}}{n!} F[M(x, y)(h^n(x, y) - b^n(x, y))], \quad (5)$$

где $(\vec{i}\vec{k}, |w|) \vec{B}_0$ - скалярное произведение единичного вектора направления внешнего магнитного поля \vec{B}_0 и комплексного вектора волночисловых координат, $(\vec{i}\vec{k}, |w|) \vec{M}_0$ - скалярное произведение единичного вектора общего для всего слоя направления намагниченности и комплексного вектора волночисловых координат. Если задать единичный вектор в виде угла азимута (Az) и угла наклона (Dip), то это скалярное произведение можно выразить как $\sin(Dip)|w| + i(\cos(Az)\cos(Dip)w_1 + \sin(Az)\cos(Dip)w_2)$, где i - мнимая единица. Обычно принимают, что направление внешнего магнитного поля совпадает с направлением намагниченности, то есть присутствует только индуктивная часть намагниченности и отсутствует остаточная намагниченность. Также отсутствует эффект размагничения (Блох Ю.И., 1987). Это справедливо для слабых магнитных полей и применимо для структурного моделирования в нефтяных районах.

Выражения (3), (4), (5) являются основой для вычислительного процесса при решении прямой и обратной задачи для многослойной среды с постоянными или переменными свойствами каждого слоя. Применение алгоритма быстрого преобразования Фурье дает большое преимущество в скорости вычислений по отношению к вычислениям в пространственной области. Кроме этого, увеличение размера выборки в два, четыре или больше по степени двойки незначительно увеличивает время вычислений, так как добавляет только один дополнительный цикл на каждое удвоение размера выборки. Это очень важный момент для обработки краевых эффектов.

Для решения обратной задачи был опробован стохастический подход к решению обратных задач (Boschetti F., 1997, Roy L., 2002) на основе имитационного аннилинга (Simulated annealing) и генетического алгоритма (Genetic algorithm).

Другой подход к решению обратной задачи базируется на основе теории критериальных методов решения обратных задач Кобрунова А.И. (1987-2008) и выполняется с помощью итерационного уточнения положения слоев или уточнения переменных свойств в этих слоях. В качестве критерия оптимальности выбрана функция минимизации квадратичного отклонения модели от первоначального приближения.

Практическое сравнение описанных выше подходов к решению обратной задачи показало, что сходимость итерационного процесса на основе критериального метода решения обратной задачи по Кобрунову А.И. значительно (на порядок) выше скорости сходимости при стохастическом подходе. Кроме этого, недостатком стохастического подхода является недостаточно гладкий результат, и это требует дополнительных вычислительных затрат на сглаживание при каждой итерации. Использование алгоритма БПФ (быстрое преобразование Фурье) позволяет оперировать реальными многомиллионными плотностными моделями для решения задач моделирования и инверсии.

Модельный пример решения обратной задачи (инверсии) с использованием первоначальной модели и функции доверия к этой модели представлен на рисунках 3. На рисунке 3 (а) показана синтетическая модель и рассчитанное гравитационное поле от этой модели. На следующем рисунке 3 (б) приведена первоначальная модель, использованная для инверсии, из которой исключена характерная особенность модели. Функция ошибки для этой модели приведена на рисунке 3 (в). Эта ошибка рассчитывалась на основе функции расстояний

от скважин, которые служили для построения модели. Результат инверсии демонстрируется на рисунке 3 (г). На этом рисунке отчетливо проявляется скрытая в первоначальной модели, и присутствующая в исходном модельном поле, особенность.

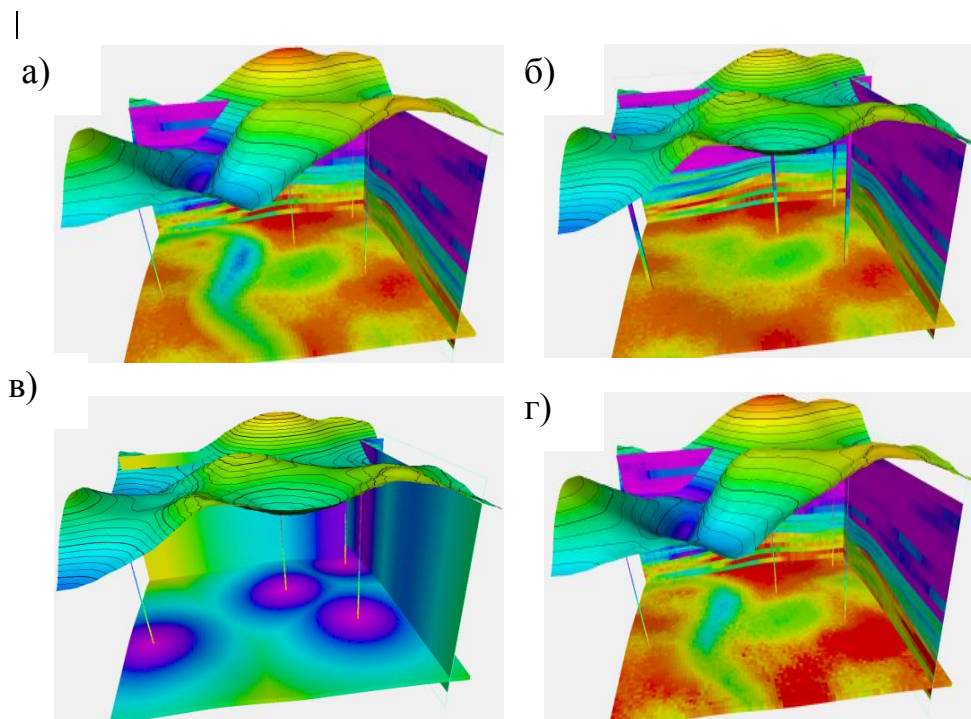


Рис. 3. (а) - синтетическая модель и рассчитанное гравитационное поле от этой модели, (б) - первоначальная модель и гравитационное поле от этой модели, (в) - функция ошибки, принятая для построенной первоначальной модели, (г) - результат инверсии.

ЛИТЕРАТУРА

1. Кобрунов А.И., Войнова О.В. Оптимальность в задачах структурной гравиметрии в равномерной метрике // УкрНИИИТИ. - 24 с. - Деп. в УкрНИИИТИ 17.11.86, № 2657-Ук 86.
2. Кобрунов А.И., Денисюк Р.П. О выборе параметра релаксаций при решении обратной задачи гравиразведки в классе плотностных границ итерационным методом // Геофизический журнал 1983 N 2 т. с. 63-68 17.
3. Кобрунов А.И. Математические основы теории интерпретации геофизических данных - Ухта: УГТУ, 2007. - 286 с.
4. Блох Ю.И. Решение прямой задачи магниторазведки для трехмерных анизотропных геологических объектов с учетом размагничивания. Физика Земли, 1987, № 12, с. 49-55.
5. Приезжев И.И. Построение распределений физических параметров среды по данным гравиразведки, магнитометрии: Геофизика, 2005, 3, 46-51.
6. Страхов В.Н. Основные направления развития теории интерпретации гравиметрических данных в начале XXI века // Геофизический журнал -2003.- 25, №3.- С. 3-8
7. Parker R.L. The rapid calculation of potential anomalies // Geophys. J. Roy. Astron. Soc. 1973. V 31. P. 447-455.
8. Lopamudra Roy, R.K. Shaw and B. N. P. Agarwal, Indian School of Mines, Dhanbad, India.// Inversion of gravity anomalies over sedimentary basins: Applications of genetic algorithm and simulated annealing // SEG Int'l Exposition and 72nd Annual Meeting * Salt Lake City, Utah * October 6-11, 2002
9. Boschetti, F., Dentith, M. & List, R. D., 1997, Inversion of potential field data by genetic algorithm: Geophys. Pros., 45, 461-478.

ПОСТРОЕНИЕ СЕЙСМИЧЕСКИХ ИЗОБРАЖЕНИЙ ПО МНОГОКОМПОНЕНТНЫМ ДАННЫМ ВСП

М.И. Протасов, В.А. Чеверда (Институт Нефтегазовой Геологии и Геофизики СО РАН)*

Введение

В данной работе представлен подход, позволяющий получать изображения в истинных амплитудах по многокомпонентным данным ВСП в рамках упругой модели среды. И проиллюстрировано на численных примерах, как из результата линейризованного упругого обращения можно получить упругие параметры среды. Наши результаты являются обобщением подхода в акустической среде (Протасов и Чеверда, 2006).

Данная миграционная процедура основана на взвешенном суммировании данных ВСП. Весами являются нормальные производные от Гауссовых пучков, которые зависят от двух углов: угла наклона (угол структурного падения) и угла раствора (угол между начальными направлениями). Пучки трассируются из точек изображения в сторону системы наблюдения, что позволяет избежать проблем с многолучевостью в сложных моделях. Сохраняя угол раствора постоянным, при проведении суммирования по структурному углу, получаются так называемые селективные изображения, которые используются в линейризованной (AVO) инверсии относительно упругих параметров.

Возможность трассировать Р и S Гауссовы пучки дает возможность проводить AVO-анализ PS селективных изображений. Еще одна особенность упругого алгоритма заключается в его многокомпонентной природе. Упругий алгоритм устраняет артефакты, связанные с обменом волн, поэтому не требуется предварительного разделения данных на Р и S волны. Наш подход к построению изображений и обращению проиллюстрирован на примерах из 2D упругого набора синтетических данных.

Теория и метод

Рассматривается полуплоскость $R^+ = \{x, z : z > 0\}$, заполненная неоднородной упругой средой с параметрами Ламе и плотностью: $\lambda = \lambda_0 + \lambda_1$, $\mu = \mu_0 + \mu_1$, и $\rho = \rho_0 + \rho_1$. Параметры $\lambda_0(x, z)$, $\mu_0(x, z)$, и $\rho_0(x, z)$ априорно известны и являются макромоделью (описывает корректно времена пробега волн), тогда как $\lambda_1(x, z)$, $\mu_1(x, z)$, и $\rho_1(x, z)$ представляют быстрые вариации среды и называются отражательной способностью среды. Предполагается, что вдоль кривой Γ_b (скважина), зарегистрировано рассеянное/отраженное волновое поле (вектор смещений) для набора источников. В Борновском приближении (для известной макромодели), эти данные представляются в следующем виде:

$$\vec{\varphi}(\bar{x}_r; x_s; \omega) \equiv (u_{1x}, u_{1z}) \Big|_{\Gamma_b} = \int \Gamma \circ L_1 \langle \vec{u}_0 \rangle d\zeta d\eta, \quad X_1 \leq x_r \leq X_2; \quad (1)$$

здесь,

$$L_1 \langle \vec{u}_0 \rangle_x = \frac{\partial}{\partial x} (\lambda_1 \cdot \text{div} \vec{u}_0 + 2\mu_1 \frac{\partial u_{0x}}{\partial x}) + \frac{\partial}{\partial z} (\mu_1 \cdot (\frac{\partial u_{0x}}{\partial z} + \frac{\partial u_{0z}}{\partial x})) + \rho_1 \omega^2 u_{0x};$$

$$L_1 \langle \vec{u}_0 \rangle_z = \frac{\partial}{\partial z} (\lambda_1 \cdot \text{div} \vec{u}_0 + 2\mu_1 \frac{\partial u_{0z}}{\partial z}) + \frac{\partial}{\partial x} (\mu_1 \cdot (\frac{\partial u_{0x}}{\partial z} + \frac{\partial u_{0z}}{\partial x})) + \rho_1 \omega^2 u_{0z}.$$

где $\vec{u}_0(\xi, \eta; x_s, 0; \omega)$ - падающее волновое поле, $\Gamma(0, z_r; \xi, \eta; \omega)$ - матрица Грина в априорно известной макромодели, \vec{n}_{Γ_b} - вектор нормали к поверхности Γ_b . Задача, с которой мы имеем дело, заключается в отыскании функции λ_1 , μ_1 , и ρ_1 (или их комбинации) по данным ВСП:

$$\vec{d}(\bar{x}_r; x_s; \omega) = \vec{\varphi}(\bar{x}_r; x_s; \omega). \quad (2)$$

Чтобы построить РР изображение в точке $\bar{x} = (x_i, z_i)$, трассируем два Р-луча в направлении системы наблюдения и строим вдоль них два Р-Гауссовых пучка (Рисунок 1). Затем вычисляем производную от потенциала Р-Гауссова пучка в точках расположения источников и нормальную производную другого Р-Гауссова пучка в точках расположения приёмников:

$$\bar{T}_{gb1}^p(\bar{x}_r; \alpha, \beta; \omega) = 4\rho_0 v_0^{p^2} \frac{\partial \bar{u}_{gb1}^p(x, z; \bar{x}; \alpha, \beta; \omega)}{\partial \bar{n}_{\Gamma_b}} \Big|_{\Gamma_b}; T_{gb2}^p(x_s; \alpha, \beta; \omega) = \frac{4\rho_0 v_0^{p^3}}{i\omega^2} \frac{\partial \phi_{gb2}^p(x_s, z; \bar{x}; \alpha, \beta; \omega)}{\partial z} \Big|_{z=0}.$$

Используя метод стационарной фазы, с последующим применением асимптотического анализа, получаем следующую формулу преобразования данных:

$$\int T_{gb2}^p(x_s; \omega; \alpha, \beta) \cdot \bar{T}_{gb1}^p(\bar{x}_r; \omega; \alpha, \beta) \cdot \bar{d}(\bar{x}_r; x_s; \omega) d\bar{x}_r dx_s d\alpha d\omega = \iint_{X_{par}(\bar{x})} d\bar{p} \iint_{V(\bar{x})} f_{pp}(\bar{y}) \cdot \exp(i \cdot \bar{p} \cdot (\bar{x} - \bar{y})) d\bar{y}, \quad (3)$$

с функцией,

$$f_{pp} = \frac{\lambda_1 + 2\mu_1 \cos^2(2\beta) + v_0^{p^2} \rho_1 \cos(2\beta)}{\cos^2(\beta)}. \quad (4)$$

Как можно видеть, правая часть формулы (3) является суперпозицией 2D пространственного преобразования Фурье, применённого к искомой функции f_{pp} , и его обратного. Но это не точное обратное преобразование Фурье, потому что оно представлено только по области частичного восстановления X_{par} . Эта область является круговым сектором, который определяется частотным диапазоном (ω_1, ω_2) и доступным набором углов наклона (α_1, α_2) (Рисунок 2):

$$X_{par}(\bar{x}) = \left\{ (p_x, p_z) : \omega_1 \leq \frac{v_0^p(\bar{x}) \sqrt{p_x^2 + p_z^2}}{2 \cos \beta} \leq \omega_2; \alpha_1 \leq -\arctg \frac{p_x}{p_z} \leq \alpha_2 \right\}. \quad (5)$$

В частности, этот оператор не меняет функции, если носитель её спектра целиком лежит в области X_{par} . И наоборот, если носитель спектра целиком лежит вне X_{par} , тогда он принадлежит ядру оператора, и объект не будет проявляться на изображении.

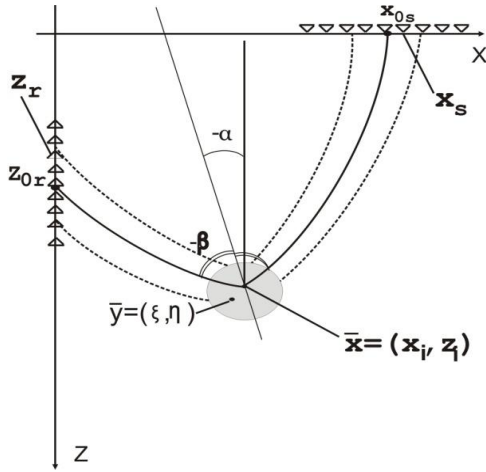


Рисунок 1 Геометрия метода: случай (PP)

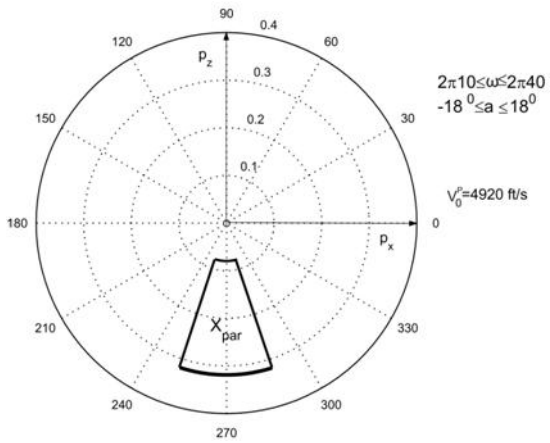


Рисунок 2 Область частичного восстановления X_{par} .

Численные примеры

Для численных экспериментов мы насчитали синтетические данные для изотропной 2D модели из Северного моря (Thompson et al., 2003) с упругими параметрами, заданными на равномерной сетке с шагом 2.5 метра. Размер модели 4 км x 3 км (Рисунок 3). Данные посчитаны для 81 положений источника с шагом 50 метров, где для каждого источника записана двухкомпонентная сейсмограмма для 100 положений приёмников с шагом 10 метров (Рисунок 4). Вычисления сделаны по конечно-разностной схеме Вирьё. Функция в источнике это импульс Риккера с доминирующей частотой 40 Герц. Поглощающие граничные условия поставлены на всех четырёх сторонах модели. Никакой предобработки данных не было перед применением процедуры построения изображений.

Для вычисления PP изображения использован следующий диапазон углов $[\alpha_1, \alpha_2] = [-25^{\circ}; 5^{\circ}; 25^{\circ}]$. На Рисунке 5 (вверху) представлены результаты упругой алгоритма, описанного выше, для $\beta=35^{\circ}$, $\beta=40^{\circ}$ в сравнении с истинной моделью (внизу). Можно видеть, что целевые структуры восстановлены с высоким качеством, особенно слоистость резервуара. Также не наблюдается ложных изображений, связанных с обменными PS-волнами. Но освещение различно для различных углов раствора.

Затем мы пробовали восстановить упругие параметры, обращая уравнение (4) для набора углов раствора β . Мы проделали обращение для двух различных параметризаций: AVO параметры R_0 , G , и C (Aki and Richards, 1980); и P- и S-импедансы и плотность. На Рисунке 6а можно сравнить восстановленные (красным) и истинные (синим) функции $f_{pp}(\beta)$. Видно, что совпадение почти идеальное для набора углов раствора $[\beta_1, \beta_2] = [30^{\circ}, 60^{\circ}]$. Результаты обращения показаны на Рисунке 6б и 6с. Восстановление параметра R_0 почти идеально, тогда как G и C восстановлены плохо (Рисунок 6б). Следует подчеркнуть, что только P-импеданс восстановлен с приемлемым качеством, тогда как S-импеданс и плотность не определены с разумной точностью.

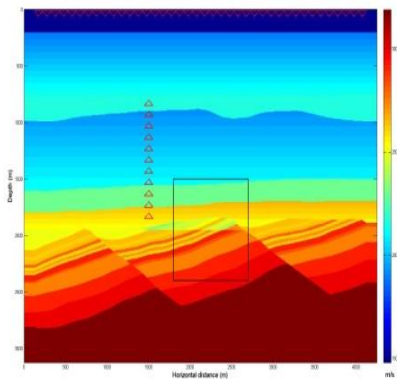


Рисунок 3 Скоростная модель (V_p в м/с) и целевая область для построения изображений

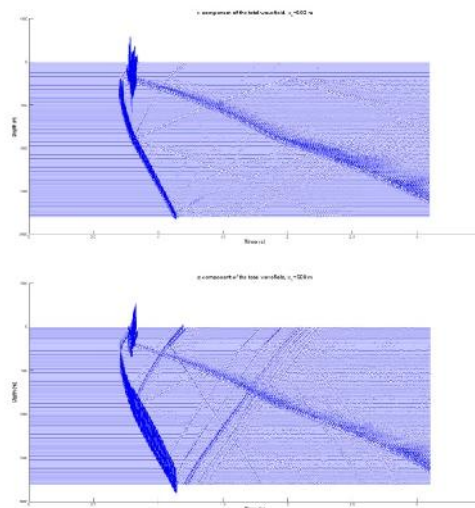


Рисунок 4 Две компоненты (вектор смещения), (U_x, U_z), записанные в скважине

Заключение

Представлена теория и начальные численные результаты построения изображений в рамках упругой модели и обращения упругих параметров по многокомпонентным данным ВСП, что является обобщением предыдущих работ по построению изображений в акустической среде с использованием Гауссовых пучков. Наш подход основан на Борновском приближении и предполагает наличие достаточно точной макромоделю.

Селективные изображения f_{pp} являются в точности линеаризованным коэффициентом отражения. Когда селективные изображения доступны для набора углов раствора, можно восстановить упругие параметры среды посредством обращения, схожего со стандартным AVO-анализом. Следует упомянуть, что результаты нашего обращения могут быть получены с минимальной предварительной обработкой, в частности, без разделения P- и S-волн.

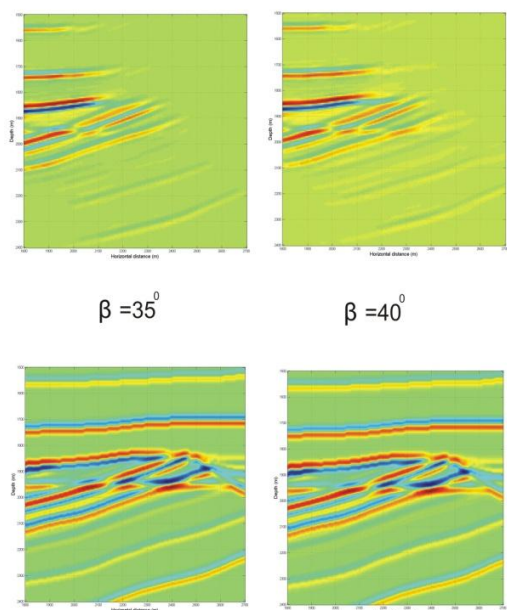


Рисунок 5 Посчитанные изображения (вверху) и истинная модель (внизу) для различных углов раствора

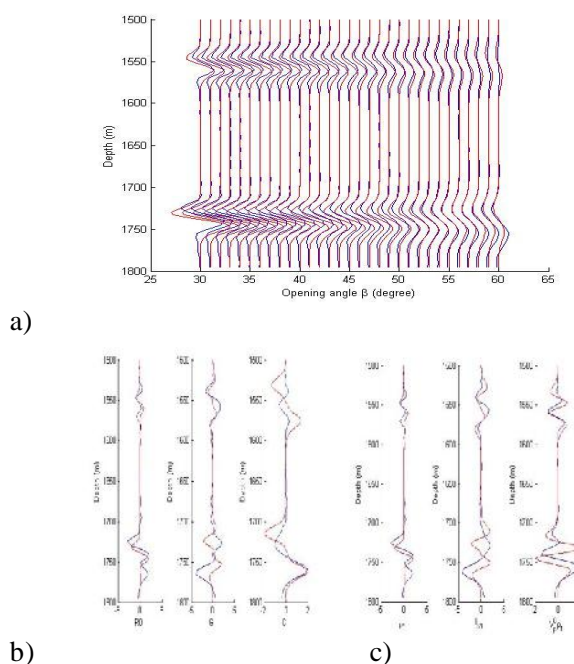


Рисунок 6 (a) Входные данные для обращения ($f_{pp}(\beta)$) и соответствующие им результаты обращения. (b) результат обращения для R0, C, и G параметров. (c) результат обращения для импедансов и плотности

Благодарности

Исследование, описанное в данной работе, сделано совместно с Московским исследовательским центром Шлюмберже и частично поддержано грантами РФФИ 10-05-00233, 11-05-00238 и 11-05-00947. Также мы благодарим Statoil за предоставленную скоростную модель.

ЛИТЕРАТУРА

1. Aki, K., and Richards, P.G. [1980] Quantitative Seismology. *University Science Books*, CA, pp.656.
2. Beylkin, G. [1985] Imaging of discontinuities in the inverse scattering problem by inversion of a causal generalized Radon transform. *Journal of Mathematical Physics*, **26**, 99–108.
3. Hill, N.R. [2001] Prestack Gaussian beam depth migration. *Geophysics*, **66** (4), 1240 – 1250.
4. Protasov, M.I., and Tcheverda, V.A. [2006] True/preserving amplitude seismic imaging based on Gaussian beams application. *76th Annual International Meeting, SEG, Expanded Abstracts*, 2126-2130.
5. Thompson, M., Arntsen, B., and Amundsen, L. [2003] Acquisition geometry versus 4C image quality. A study from Gullfaks South. *73rd Annual International Meeting, SEG, Expanded Abstracts*, 22 (1) 793-796.

ГЕОФИЗИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ТРЕЩИНОВАТОСТИ ПО ДАННЫМ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ ЗД, ГИС, ГДИ И КЕРНА

С.Н. Птецов, Э.В. Чайковская (ООО «Геофизические технологии»)

Методики создания геологических моделей резервуаров, использующие только скважинные данные, дают недостоверные результаты прогнозирования свойств пластов, если на площади имеются только редкие разведочные скважины. В этом случае для объемного описания свойств резервуаров в пространстве между скважинами необходимо использование данных сейсморазведки ЗД. Еще более сложная ситуация складывается с моделированием трещиноватости природных резервуаров, которое требует не только более детального описания в объеме, но и более тщательного геофизического обоснования. Под трещиноватостью обычно имеют в виду нарушение структуры жесткого каркаса пород, чаще карбонатных осадочных пород, из которых сложены резервуары нефти и газа. При постановке задач прогнозирования трещиноватости ключевой вопрос состоит в том, какой вид трещиноватости мы пытаемся оценить, каковы размеры самих трещин и зон проявления трещиноватости, каковы причины их образования? От ответов на эти вопросы зависит не только выбор методик их измерений с учетом их размеров и ориентировки, но и выбор подхода к моделированию тектоно-физических процессов, вызвавших такое нарушение жесткости пород. Если к этому добавить анализ развития трещиноватости во времени в процессе осадконакопления и геохимические и геотермальные преобразования трещин, то становится понятным, что здесь уместно говорить о философии, глобально описывающей воздействие природных процессов на породы и которые выходят за рамки геологической и геофизической науки. Мы ставим задачу в практической плоскости, исходя из современных возможностей экспериментального изучения трещиноватости пород для целей разведки нефтегазовых резервуаров с помощью наиболее информативных геофизических и геологических методов. Опыт показал, что какой либо один подход не в состоянии дать однозначного решения, поэтому мы ориентируемся на сочетание анализа данных трехмерной сейсморазведки, современных акустических методов исследований скважин, анализа керна и гидродинамических исследований и их комплексную интерпретацию.

Важно уточнить, что система трещин может быть контрастной проводящей зоной внутри однородной среды, которая проявляется как в продуктивной характеристике скважины (динамике работы, среднем дебите, накопленной добыче, динамике обводнённости, продуктивности и т.д.), так и в форме отраженных волн. Если такие зависимости установлены и взаимосвязаны, то мы получим вероятностный прогноз положения трещиноватых зон. Ниже будут представлены данные, полученные на основе опыта прогноза трещиноватости на реальных месторождениях. С учетом опыта наших предыдущих работ мы использовали несколько информативных сейсмических атрибутов (1,2,3). В нашем последнем примере целевым интервалом исследований являются карбонатные пласты толщи облегания нижележащих рифогенных построек. Их рельеф четко выражен (отмечается красными полутонами) в структурных картах. Для определения положения изломов поверхности изохрон использован эффективный атрибут, который известен под названием шероховатости (*rugosity*). Выше целевого горизонта в интервале пермских отложений присутствуют рифогенные образования с отчетливо выраженными морфологическими и скоростными неоднородностями, которые влияют на нижележащие отражающие горизонты. Как показало сейсмическое моделирование и проведенный анализ влияния искажений амплитуд на отражения в целевом интервале, помимо явного искажения времен целевого отражающего горизонта (уменьшение значений времени под неоднородностью), присутствуют искажения амплитуд. Наиболее опасно это сказывается на структурных планах и на картах интервальных скоростей. Поэтому были предприняты попытки компенсации этих искажений на всех этапах – от обработки до прогноза пористости и толщин. Естественно, влияние искажений от наиболее крупных неоднородностей сказывается в той или иной мере и на атрибутах трещиноватости. Исключить это влияние сложно или практически невозможно, но определять их положение в плане можно.

Связь формы аномалий атрибута фильтрованной когерентности с траекториями тектонических нарушений показаны в докладе на сечениях куба униполярных фаз через скважины, которые совмещены с цветочкообразованными сечениями фильтрованной когерентности.

Более наглядно связь положения в плане и ориентации тектонических разломов с плотностью аномалий фильтрованной когерентности видна на геологической модели, где

вертикальные сечения пористости и плоскости нарушений совмещены с картами атрибута фильтрованной когерентности. На сечении куба фильтрованной когерентности выделяются вертикальные следы аномалии. Гораздо более информативно отображение зон трещиноватости видно на погоризонтных картах этого атрибута (Рис. 1). Траектории трещинных зон ориентированы по вполне конкретным азимутам, которые могут совпадать с данными измерений азимутов трещин по материалам имиджеров в скважинах в тех же интервалах. Можно отметить, что азимуты крупных и интенсивных по фильтрованной когерентности трещинных зон почти всегда совпадают с тектоническими нарушениями, которые выделены по форме отражений, но мелкие зоны могут иметь и другие азимуты. Их анализ вряд ли будет полезен, если не будет ориентирован на задачи разработки, в том числе прогноз условий гидроразрыва пласта и оценку направлений перемещения флюидов для прогнозирования обводненности добывающих скважин. Такой анализ в будущем может быть выполнен средствами гидродинамического моделирования и специальными методами исследования скважин.

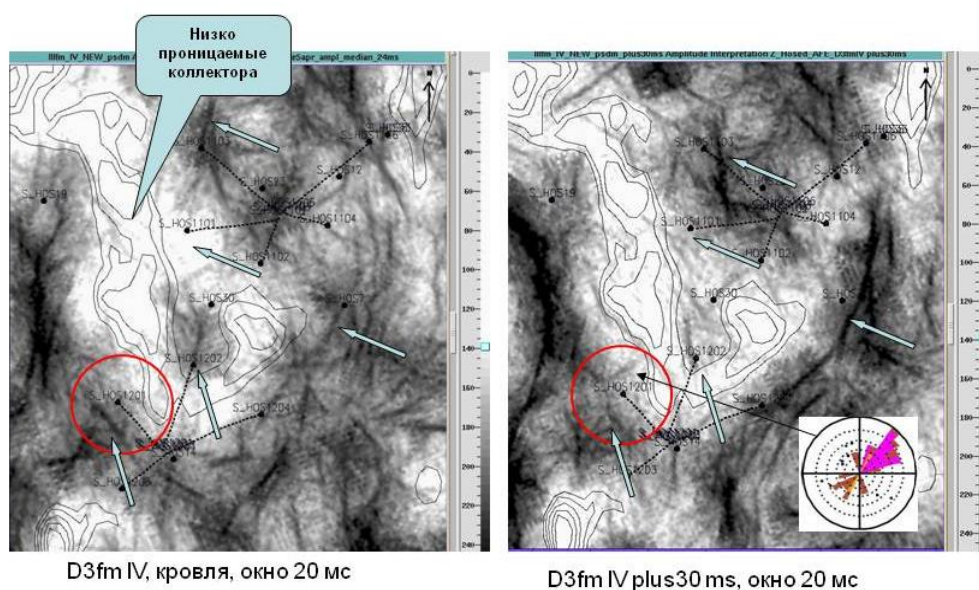


Рис. 1 Сравнение карт фильтрованной когерентности на кровле и подошве пачки пластов D₃fmIII-IV

В данном случае на рисунке 1 показано сравнение двух погоризонтных сечений, которые соответствуют поведению сейсмического атрибута на картах в области кровли и подошвы резервуара, которые разделены интервалом 20 мсек. В красном круге показано, что в подошве присутствует зона трещин, которая видна на азимутальной гистограмме, полученная по данным акустических имиджеров в скважине. Стрелками показаны зоны, которые достаточно отчетливо различаются по интенсивности аномалий фильтрованной когерентности. Изолиниями показаны области, где трещиноватость минимальна и которые соответствуют низко проницаемым коллекторам. Такое сопоставление наиболее информативно, если рассматривать данные не только в различных масштабах для разных методов исследований, но и имеют одинаковое поведение акустических свойств пород. Если пористость определяется скоростью и плотностью продольных волн, то отображение трещинных зон в волновых полях акустического каротажа вполне может быть сопоставлено с трещиноватостью по данным АК.

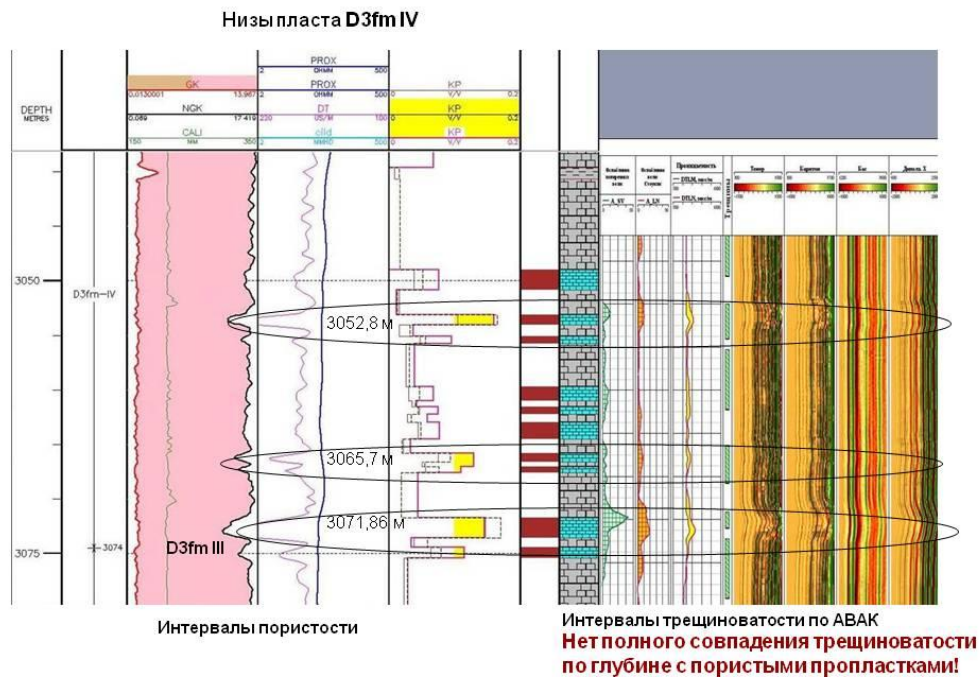


Рис. 2 Сопоставление интервалов трещиноватости по АВАК с пористостью, интервал D_{3fm}IV

На планшетах сопоставления акустических методов скважин видно, что глубинные интервалы пористости совпадают с интервалами искажений акустических волновых полей, причем не только по продольным волнам, но и по поперечным. Тем не менее, размеры и положение области волновых аномалий далеко не всегда совпадают с интервалами трещиноватости (рис. 2). В любом случае, изучение скоростей по данным инверсии, которое основано на калибровке импеданса по данным АК, может дать представление о пористости вдоль пласта между скважинами, но трещиноватость может быть обнаружена и измерена по деформации акустических свойств пластов в зонах изломов и тектонических нарушений на основе атрибутов фильтрованной когерентности по материалам сейсморазведки 3Д.

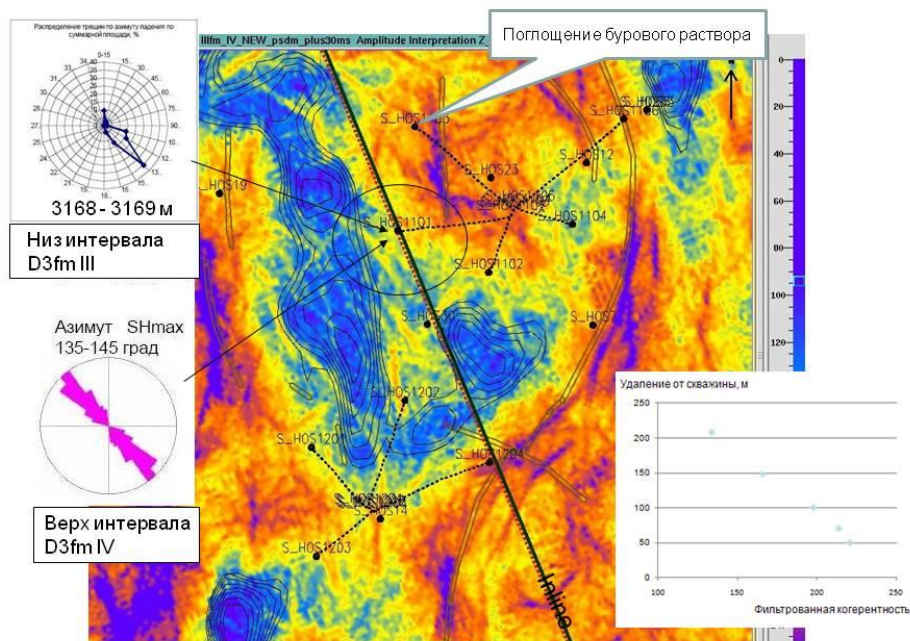


Рис. 3 Зависимость параметра фильтрованной когерентности от удаления зоны трещин от ствола скважины

Наличие связи между трещиноватостью и фильтрованной когерентностью наиболее убедительно для скважин, в которых наблюдается повышенное поглощение бурового раствора. Такая зона показана в правой верхней части рисунка 3 в окрестности близко расположенного тектонического нарушения и зоной трещиноватости. Не менее важным является обратная зависимость атрибута фильтрованной когерентности, характеризующей зоны трещин, в связи с удалением от ствола скважин (кроссплот внизу справа на рис. 3).

Данные о продуктивности получают по данным гидродинамических исследований, поскольку дебиты скважин существенно зависят от факторов давлений, температуры и вязкости нефти, их обводненности и т.д. В докладе представлена представительная зависимость по 21 скважине для коэффициента продуктивности по данным ГДИ и сейсмическим атрибутам фильтрованной когерентности, описывающим трещиноватость.

В заключение можно отметить, что в данной работе мы представили материалы об информативности сейсмических атрибутов трещиноватости и их связь с данными специальных методов исследования скважин. Отмечено, что в ряде случаев достоверность таких связей может быть достаточно высокой. Тем не менее, поведение трещин в зависимости от напряженного состояния и направления потока флюидов с использованием гидродинамического моделирования требует дальнейших исследований.

Полученные данные продолжают серию публикаций по теме прогнозирования трещиноватости, полученные нами на реальных примерах, но важно уточнить, что наши подходы не являются единственными и требуется их дальнейшая апробация на основе экспериментальных данных. Мы выражаем благодарность нашим коллегам из компаний ПоморГЕРС, Бэйкер Хьюз и Русьветпетро за продуктивное сотрудничество.

ЛИТЕРАТУРА

1. Использование сейсмических данных при геологическом моделировании пласта, Птецов С.Н., Спунгина Е.В., ООО «Парадайм Геофизикал» Тезисы докладов на 3-ей международной конференции, Санкт Петербург - 2008
2. Результаты геологического моделирования пермских резервуаров с учетом данных 3Д сейсморазведки, Птецов С.Н., Персидская Л.А., Спунгина Е.В., ООО «Парадайм Геофизикал», Русалин А.М., ОАО «Нарьянмарнефтегаз», Тезисы докладов на X конференции Геомодель 2008, г. Геленджик
3. Сейсмогеологическое моделирование резервуаров нефти и газа. Достижения и проблемы. Птецов С.Н., Чайковская Э.В., Алексахин Ю.Г. ООО «Парадайм Геофизикал», Тезисы докладов на 2-ой международной научно-практической конференции Тюмень-2009
4. Модели среды в разведочной сейсмологии, Козлов Е.А., Издательство ГЕРС, Тверь, 2006 г.

РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ АКУСТИЧЕСКОГО И ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ИМИДЖЕРОВ В ООО «ТНГ-ГРУПП»

А.Р.Рахматуллина (ООО «ТНГ-Групп»)

Применение скважинных имиджеров для построения изображения позволяет по-новому взглянуть на характеристики трещин и структурные особенности пород.

Посредством комплексного анализа структурных углов, изменяющихся с глубиной, вместе с информацией, полученной при использовании всех доступных данных (изображения сопротивления, анализа волновых картин, анализа формы ствола, керна, поглощения бурового раствора и т.д. вместе с данными сейсморазведки), можно определить геометрию и структуру резервуара. Эта интеграция сделает возможным выявление сейсмических и субсейсмических разломов, которые могут быть как проницаемыми, так и барьером, образуя тектонически экранированную залежь.

В связи с развитием современной нефтепромысловой геофизики сканеры активно используются за рубежом и у нас. Существует несколько видов приборов для получения изображений скважины (имиджей) – электрические микросканеры, которые дают кернаподобное изображение ствола скважины по данным электрического сопротивления с высоким разрешением; и акустические имиджеры.

Попытки разработки акустических отечественных сканеров были реализованы в аппаратуре САТ-1, САТ-2, САТ-4. Недостатком акустического телевизора является то, что он не имеет блока ориентации. В ОАО НПФ «Геофизика», филиале ВНИИНПГ был разработан и изготовлен один комплект аппаратуры сканера акустического скважинного САС-90 с привязкой получаемой информации к апсидальной плоскости, скважине или к северному меридиану для проведения работ в вертикальных и наклонных скважинах. Проведение исследований с помощью САС требует, чтобы скважина была заполнена однородной жидкостью, не содержащей свободного газа. Такой жидкостью могут быть пресная вода, рассол, сырая нефть или буровой раствор без использования в качестве утяжелителей твердофазных элементов.

Акустический сканер позволяет получить геологические и петрофизические данные, которые невозможно или не просто получить из других источников. Данные акустического сканера позволяют частично заменить обычный керн и имеют лучшую привязку по глубине и представительность (большие интервалы измерения). Прибор САС-90 должен решать задачи по выявлению трещин и определению их раскрытости, а также определение угла и азимута падения пластов, трещин в различных геологических отложениях.

Для обработки скважинных данных был приобретен пакет программного обеспечения интерпретации материалов скважинного акустического сканера – WellCAD компании ALT (Advanced Logic Technology, Luxemburg).

Программный пакет WellCAD позволяет производить отображение, редактирование, анализ скважинных данных.

Замеры, выполненные в скважине № 114 Енапаевской площади, оказались самыми удачными для анализа (рис. 1). Все три замера, выполненные в данной скважине, хорошего качества и поддаются интерпретации. В интервале исследований выделено 78 трещин и каверн, имеющих средний угол падения 63.67 град. и преимущественную направленность на северо-восток (азимут 43.43 град.) Так же выделено 267 пластов, средний угол падения которых 4.01 град и преимущественная направленность на северо-запад (азимут 341.02 град.).

Скважинные опробования показали, что аппаратура чувствительна к углу наклона скважины и не обеспечивает центрирование прибора при углах свыше 18 град, что сказывается на качестве замера.

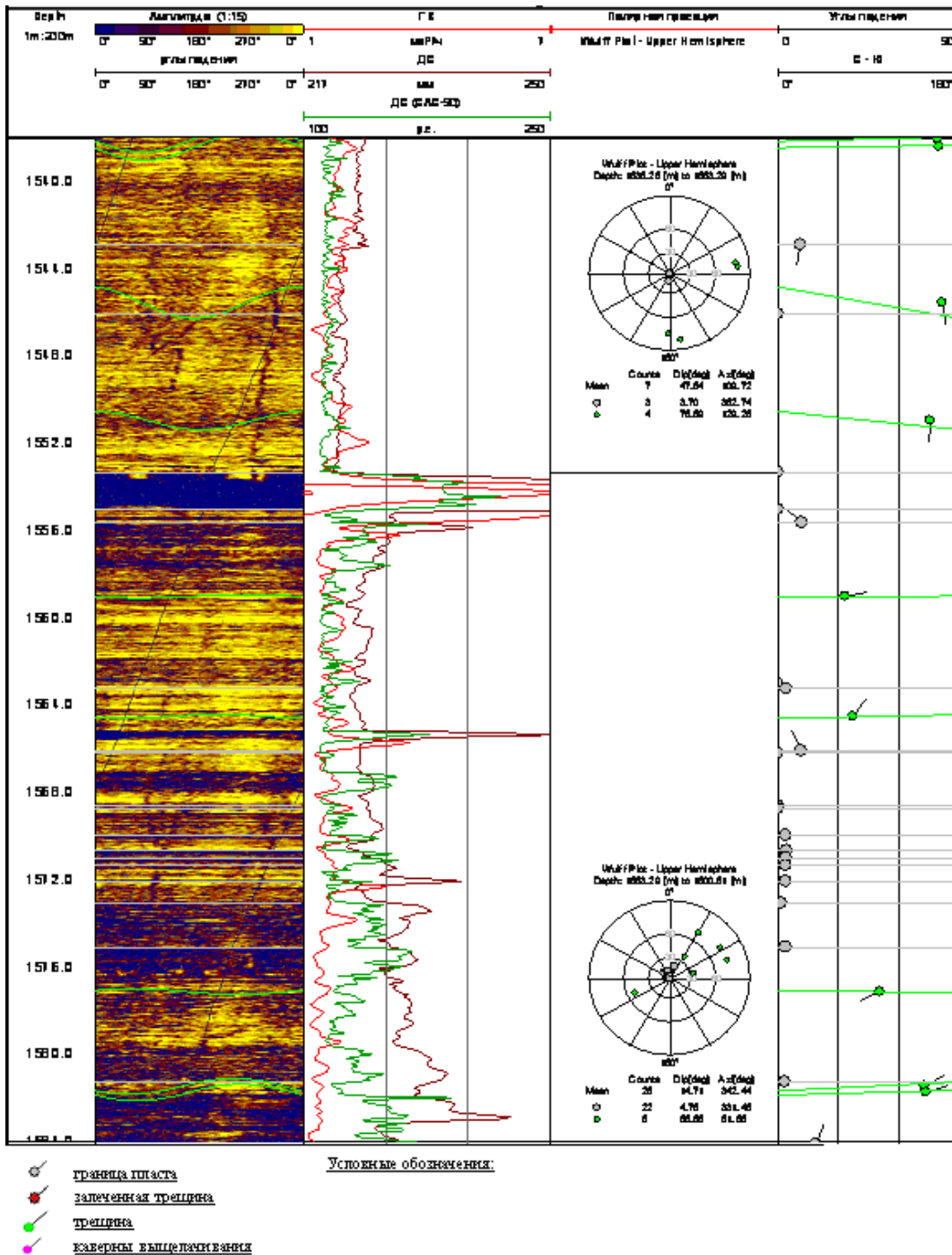


Рис.1 Результаты обработки скв. №114

С прошлого года в ООО «ТНГ-Групп» начал применяться электрический микросканер MCI, производимый в компании CPL (China Petroleum Logging CO., LTD). Исследования аппаратурой проведено в трех скважинах и контрольно-поверочной скважине.

Шестирычажный электрический микро-имиджер (MCI) – это каротажный прибор на кабеле, который одновременно измеряет проводимость 144 кнопочными электродами. На каждой пластине рычага 24 кнопочных электрода образуют 2 ряда, по 12 электродов в каждом ряду. Для скважин диаметром 200 мм площадь исследования покрывающей поверхности стенки скважины составляет 59%. Продольное разрешение прибора около 5 мм. Глубинность исследования зависит от удельного электрического сопротивления бурового раствора, удельного электрического сопротивления пласта и удельного сопротивления зоны проникновения фильтрата. Глубинность исследования в пластах бесконечной мощности составляет 130 мм. Динамический диапазон измерения удельного

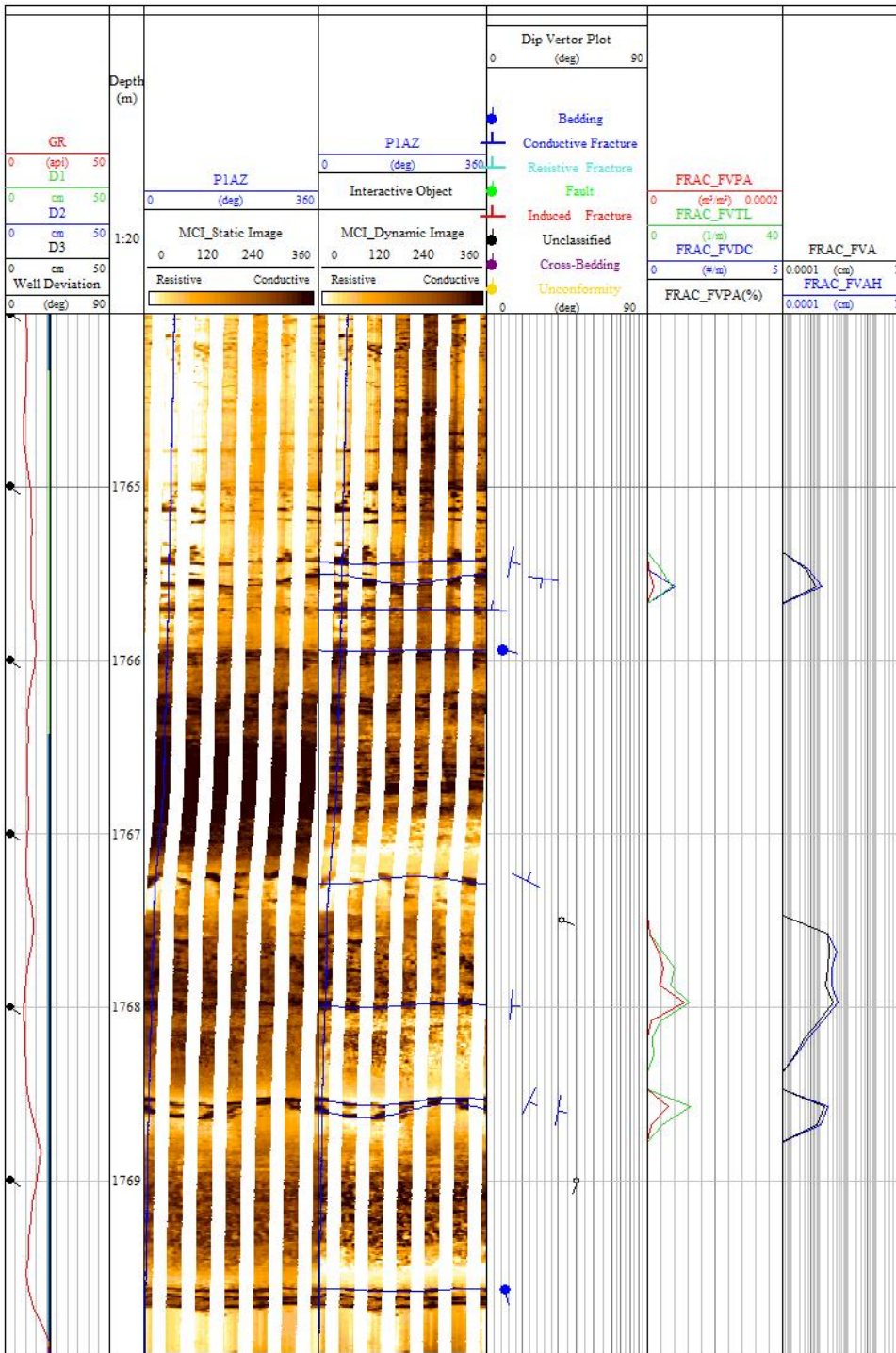


Рис.3 Результаты количественной обработки параметров трещин (fracture analysis)

ВЫСОКОЧАСТОТНОЕ АКУСТИЧЕСКОЕ ПРОФИЛИРОВАНИЕ И ГИДРОЛОКАЦИЯ БОКОВОГО ОБЗОРА ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ; ОПЫТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ МОНИТОРИНГА ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЫ ШЕЛЬФА

Рыбалко А.Е., Свечников А.В., Корнеев О.Ю., Никитин М.А.(ФГУНПП «Севморгео»)

Использование легких геофизических методов, к которым относятся высокочастотное сейсмоакустическое профилирование и локация бокового обзора, заняло в проведении инженерно-геологических работ на акваториях устойчивое место. Менее развито использование этих методов при геоэкологических исследованиях, в которых до настоящего времени преобладают методы точечного пробоотбора и геохимические методы. Между тем, задачи геоэкологического картирования и мониторинга геологической среды предусматривают наблюдения над современными геодинамическими движениями, включая как эндогенную их составляющую в виде неотектонических и современных движений, так и экзогенную – изучение современных гравитационных процессов, выявление зон субмариной нагрузки подземных вод и пр. Да и классические методы геоэкологического мониторинга, когда станции наблюдения должны быть приурочены к зонам наиболее интенсивного накопления глинистых осадков, также решаются успешнее при использовании сейсмоакустических методов.

В практике проведения государственного мониторинга геологической среды шельфа, который на северо-западных морях России с 1999 года выполняется ФГУНПП «Севморгео», геофизические методы занимают значительное место в комплексе ежегодных наблюдений. С этой целью используются преимущественно легкие средства, обеспечивающие зондирование наиболее верхних слоев верхней части четвертичного разреза (ВЧР) и поверхности морского дна. Задачами геофизических методов при проведении мониторинга являются:

1. Выявление зон наиболее интенсивной седиментации (аккумуляции) голоценовых отложений, а также площадей, где подобная аккумуляция отсутствует с целью коррекции и правильного размещения станций федерального мониторинга.

2. Выявление зон проявления современной геодинамики эндогенной и экзогенной природы. К первым относятся проявления современной тектонической активизации, приуроченные как правило в границам тектонических блоков с различным знаком движений, а также к берегам, многие из которых в зоне деятельности ФГУНПП «Севморгео» связаны с разрывными нарушениями. Ко вторым – зоны проявления опасных экзогенных процессов. В пределах акваторий – это участки проявления гравитационных процессов (прежде всего, в Белом море), инфильтрации подземных вод в морских бассейнах. Наиболее ярко эти процессы проявлены в береговых зонах, где абразионные (а в северных морях – термоабразионные) реально приводят к отступлению береговых линий и разрушению гражданских и хозяйственных объектов, приуроченных к этим линиям.

3. Оценка последствий гидротехнической деятельности в прибрежных акваториях, связанной с изменением рельефа донной поверхности, выявлением и оконтуриванием зон техногенной седиментации.

4. Характеристика динамики донных отложений – выявление и оценка направления миграции донных наносов, в том числе и районах подводных инженерных сооружений, изменение литологических полей донных отложений, уточнение контуров новых аккумулятивных тел техногенного происхождения.

5. Выявление зон распространения макрозагрязнителей морского дна и приповерхностных слоев ВЧР – кабелей, затопленных судов, крупных техногенных объектов, а также затопленного оружия времен Второй Мировой войны, наибольшее количество которых приходится на Балтийское море, где в это время были установлены наиболее плотные минные заграждения.

При проведении Государственного мониторинга геологической среды шельфа использовались следующая аппаратура:

- высокочастотный ЛЧМ-профилограф ПГ-1000, позволяющий получать детальную информацию о глинистых грунтах на глубину до 30м с разрешающей способностью 30-40см. Использование линейной частотной модуляции (ЛЧМ-модуляции) в качестве внутриимпульсной позволяет при сохранении необходимого уровня излучаемой акустической энергии значительно повысить разрешение по разрезу донных отложений, что является решающим при выделении в разрезе мелких объектов различной природы.

- гидролокатор бокового обзора. (ГЛБО) СМ 800 фирмы С-Мах. Максимальное отстояние антенных систем ГБО от донной поверхности в режиме LF 60 м, в режиме HF 40 м. Полоса обзора на

каждый борт 75, 100, 150, 200 м. Для режима HF минимальный диапазон обследования 100 м, для режима LF минимальный диапазон обследования 30 м. Позволяет получать площадную информацию о распределении крупных природных (валуны, резкие уступы, ложбины и пр.) и техногенных объектов на поверхности морского дна размером до 3-5 м;

- Для обнаружения магнитных объектов в толще осадков использовался буксируемый морской протонный магнитометр МБГ-0.

Ниже приводятся некоторые конкретные результаты использования геофизических методов в практике геоэкологического мониторинга.

Одной из важнейших задач мониторинга является организовать сеть наблюдений для отбора геоэкологических станций в зонах наиболее интенсивного пелитового (нефелоидного) осадконакопления, так как именно эти места одновременно являются и зонами наибольшего накопления токсичных веществ. Выполненные высокочастотные сейсмоакустические исследования показали, что в пределах шельфа северо-западных морей России, особенно в зоне так называемых «гляциальных шельфов», строение верхней части четвертичного разреза характеризуется высокой фациальной изменчивостью, а накопление голоценовых нефелоидных илов, которые и представляют основной интерес с точки зрения геоэкологии, носит достаточно фрагментарный характер, обычно охватывая не более 50% современной поверхности морского дна (рис.1,2).

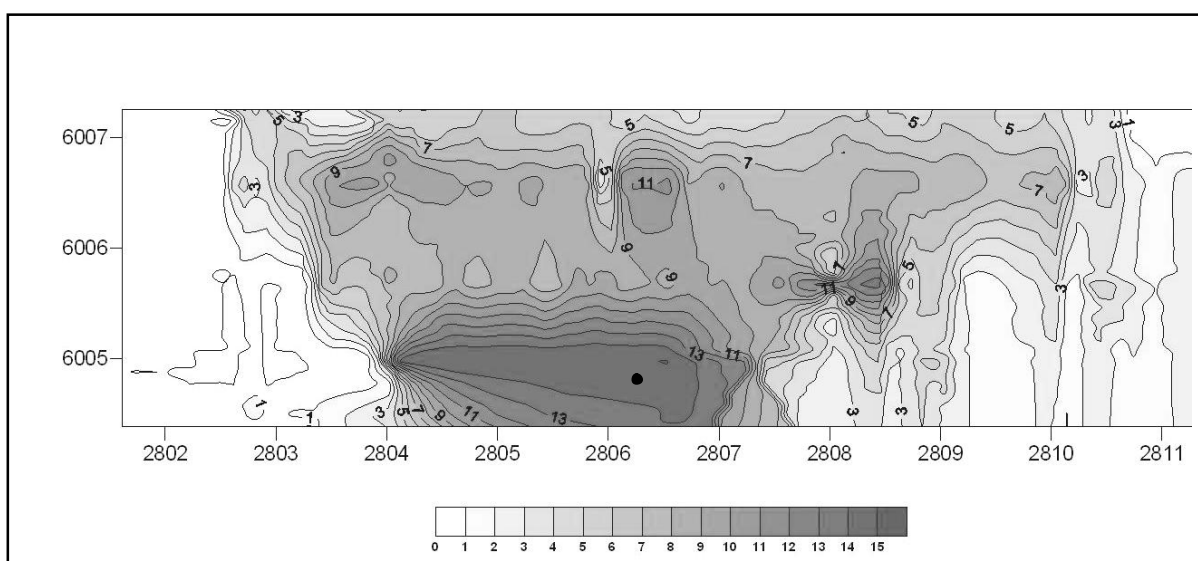


Рисунок 1. Схема распределения мощностей голоценовых осадков в районе острова Мощный (восточная часть Финского залива). Внизу шкала мощностей в метрах. Кругом обозначено местоположение станции государственного мониторинга. Оцифровка координат в градусах и минутах

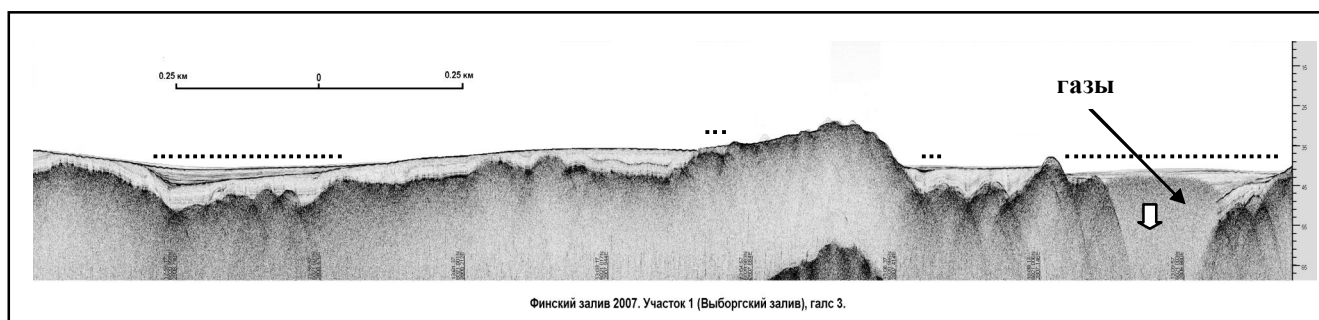


Рисунок 2. Сейсмограмма в южной части Выборгского залива (восточная часть Финского залива). Пунктиром показаны зоны накопления голоценовых нефелоидных осадков, стрелкой – предполагаемое место станции Государственного мониторинга

На представленных выше рисунках показаны зоны и участки максимальной мощности (и максимальной скорости седиментации) голоценовых нефелоидных осадков. Отобранные здесь колонковые пробы длиной до 1 м показали наличие устойчивых пиков ^{137}Cs , измеренного по пробам с дискретностью 1 см, на глубине 18-21 см, что, учитывая 21 летний срок со времени Чернобыльской катастрофы, дает скорость осадконакопления в 7-10 мм/год.

Особо следует остановиться на роли высокочастотного сейсмоакустического профилирования в проблеме определения современных геодинамических движений. Выявление разломов всегда было одной из задач непрерывного сейсмоакустического профилирования (НСП), но при этом очень редко удавалось проследить следы геодинамических движений в четвертичном покрове, тем более в пластичных и водонасыщенных осадках ВЧР. Данные высокочастотной сейсмоакустики показали, что и в самых верхних слоях можно определить следы современных движений, которые оказывают непосредственное воздействие на распределение голоценовых осадков, изменение их мощностей, резкую смену характера разреза четвертичных образований (рис. 3). При этом удалось установить сопутствующие явления в качестве «факелов» газофлюидов (поп-маков), маркирующих положение разломов. Также были установлены зоны конседиментационных поднятий, скорости которых сопоставимы со скоростями седиментации и выделяются по отсутствию современных осадков при сохранении плоского ровного рельефа дна.

Прямой мониторинг по отдельным, даже очень информативным профилям, практически не эффективен, так как скорости изменения донного рельефа или аккумуляции осадков обычно много ниже разрешающей способности практически всех геофизических методов. Исключение составляют зоны проявления гравитационных процессов, где скорости изменения параметров природной среды могут измеряться часами, а также в зонах гидротехнического строительства. Здесь даже годовой цикл наблюдений часто бывает недостаточен, чтобы оценить динамику литоморфогенетических процессов, что требует проведения наблюдений с более высокой дискретностью. Так, мониторинг восточной части Невской губы, где в 2006-2008 г.г. осуществлялось несколько гидротехнических проектов: создание новой пассажирской гавани на Васильевском острове, формирование новой системы подходных морских каналов к этой гавани и к Морскому Торговому порту, сооружение нового футбольного стадиона и завершение строительства комплекса защитных сооружений, позволил проследить динамику формирования новых искусственных депрессий и степень их заносимости, заполнения старых карьеров для добычи песка осадками, полученными при дноуглублении новой пассажирской гавани и пр. Чрезвычайно важным оказалась проблема оконтуривания зон современной техногенной седиментации, которые ранее устанавливались исключительно на основе дискретного пробоотбора и химических анализов донных отложений. С этой проблемой связана и еще одна задача, которая выполнялась с помощью локаторов бокового обзора – определение характера заносимости и динамика формирования промоин у новых инженерных объектов на шельфе: трубопроводов, кабелей. Данные этого мониторинга помогают оперативно принимать меры по сохранению целостности указанных объектов с помощью превентивных мер.

Не менее важным оказалось использование геофизического мониторинга при проведении объектовых работ на шельфе: подводной добычи рыхлых стройматериалов (песков и песчано-гравийных смесей) и шельфовых железо-марганцевых конкреций. Здесь геофизические методы применялись, по крайней мере, для решения 2-х задач: оценке заносимости новых карьеров осадками различного гранулометрического состава (песками или илами), что существенно определяло технологии как проведения дальнейших добычных работ, так и организации и реконструирования сетей наблюдения в связи с новыми потенциальными источниками загрязнения. Необходимо отметить и еще один аспект использования геофизических методов при проведении мониторинга недр- и водопользователей на лицензионных участках (в меньшей мере, это характерно для Государственного мониторинга, сеть которого несравненно реже). Это связано с непосредственными наблюдениями над техногенными объектами, которые ранее появились на поверхности морского дна, были частично занесены донными наносами и вскрываются в результате проведения работ. К таким объектам относятся в том числе бомбы, снаряды времен Второй Мировой войны, а также многочисленные обрывки кабелей, технических конструкций, попавших на дно уже в современное время. Так как большинство из этих объектов построено из металла, то в равной мере для этого применяются сейсмоакустические, гидролокационные и магнитометрические методы.

Таким образом, использование геофизических методов при проведении геоэкологического мониторинга позволяет не только повысить эффективность выполнения задач, которые обычно решаются с помощью дискретного пробоотбора, но и получить принципиально новую информацию о роли геологических опасных процессов в формировании природной среды и характере и степени нарушения ее устойчивости различными техногенными процессами.

Сейсмограммы. Финский залив, 2009 год.

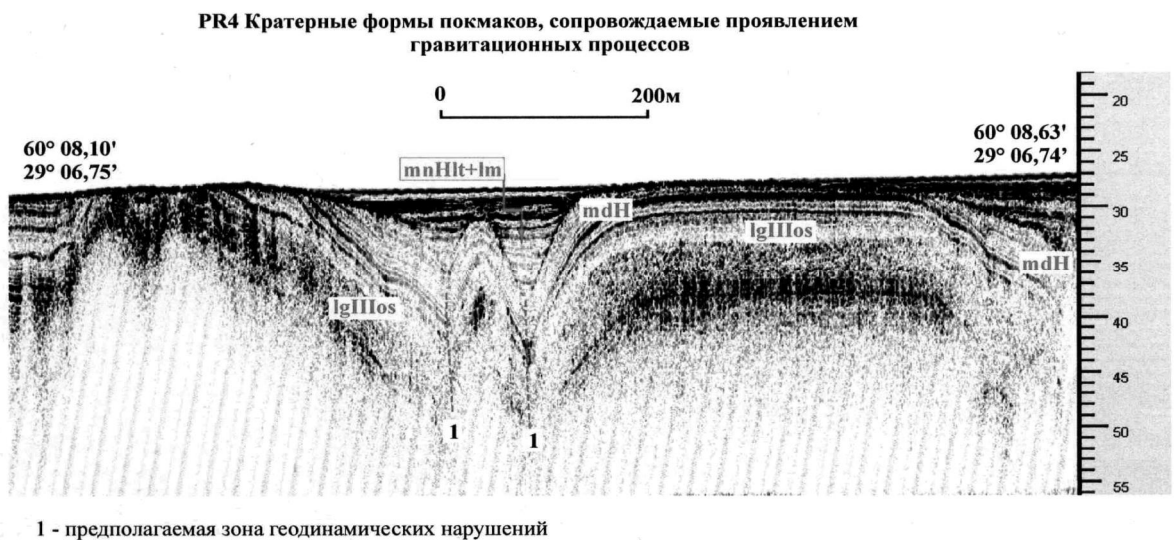
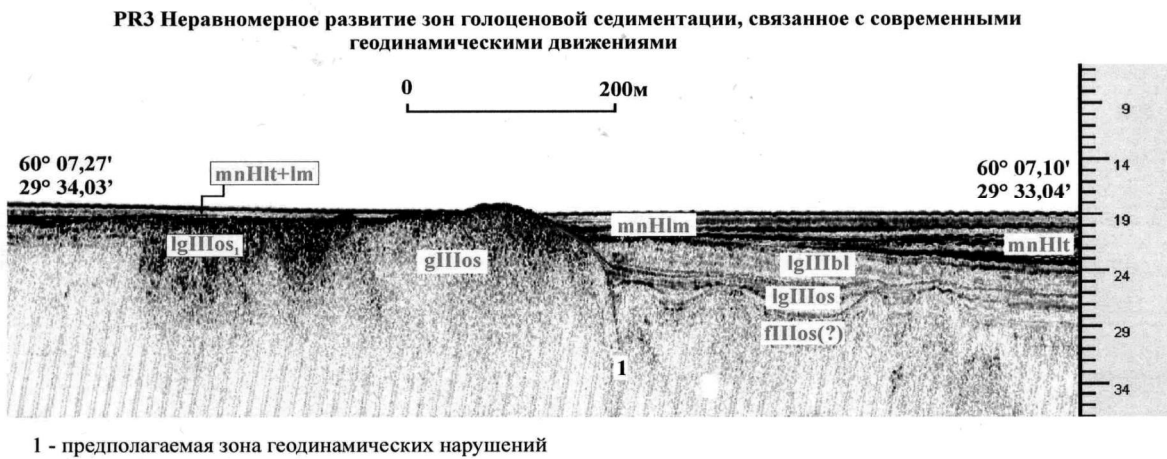
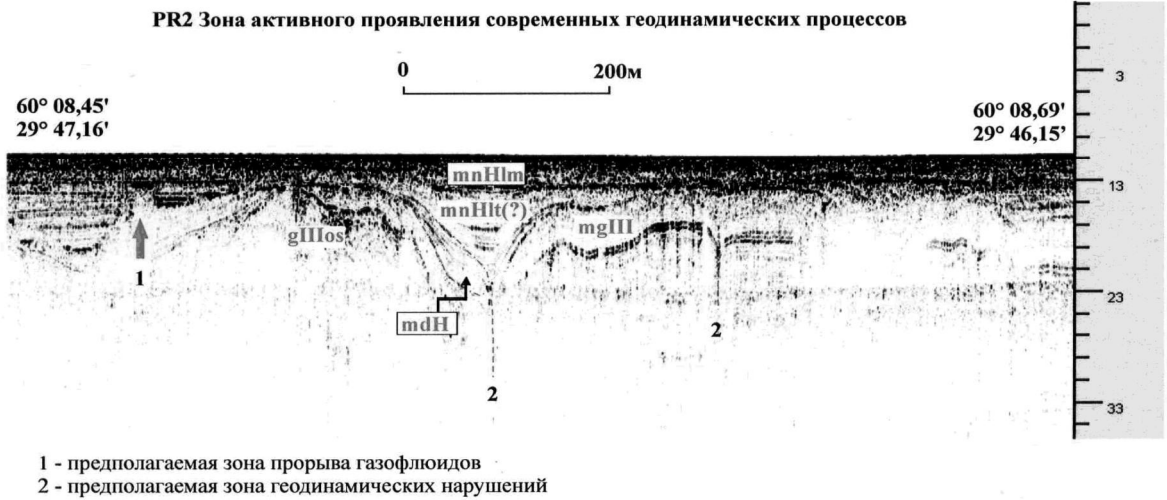


Рисунок 3. Отображение геодинамических современных процессов на высокочастотных сейсмограммах

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВЫСОКОЧАСТОТНЫХ СЕЙСМОАКУСТИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ГАЗОГЕОХИМИЧЕСКИХ ПОИСКОВЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ В ГЫДАНСКОЙ ГУБЕ В 2009 ГОДУ

Рыбалко А.Е., Иванов Г.И., Свечников А.И., Никитин М.А.(ФГУНПП «Севморгео»)

Сейсмоакустические методы являются одним из основных поисковых методов на акваториях при поисках месторождений нефти и газа и при обустройстве буровых платформ. Они позволяют зондировать как весь четвертичный покров, так и верхние горизонты осадочных дочетвертичных образований. Однако разрешающая способность этих методов не всегда позволяет сопоставлять полученные сейсмограммы с данными малоуглубинного прободоотбора, да и эти методы, вообще, относительно малоинформативны при интерпретации самой верхней части четвертичного отложения. Между тем при проведении определенных видов геологического прободоотбора или работ, связанных с картированием донных отложений, залегающих на поверхности морского дна, появляется необходимость в использовании других модификаций сейсмоакустического профилирования, которые за счет уменьшения глубинности зондирования дают возможность существенно увеличить разрешающую способность метода.

При проведении поисковых газогеохимических работ на нефть и газ в Гыданском заливе, которые выполнялись ФГУНПП «Севморгео» в 2008-2009 г.г. по заданию «Роснедра» для получения информации о строении верхней части четвертичного разреза (ВЧР) был использован разработанный на предприятии [Рыбалко и др.,2005] высокочастотный ЛЧМ-профилограф ПГ-1000, позволяющий получать детальную информацию о глинистых грунтах на глубину до 30м с разрешающей способностью 30-40см. В задачи профилирования входили:

- Охарактеризовать особенности слоистой структуры донных отложений до глубин 10-20м;
- Выявить возможные зоны растяжений и участки возможного выделения газов»
- Уточнить в связи с указанными выше задачами положение точек отбора на газы
- Составить сейсмостратиграфический разрез ВЧР

Использование профилографа ПГ-1000 позволяет на основании измеренных акустических характеристик, получать следующие характеристики:

- послойное определение коэффициента отражения и других акустических характеристик донных осадков;
- автоматическую классификацию грунта на четыре гранулометрических класса – илы, глины, пески, грубообломочные отложения (скальный грунт);
- автоматическое измерение текущей глубины места;
- формирование массивов измеренных глубин слоев с указанием типа грунта и привязкой к текущим координатам, поступающим от приемодинактора GPS, необходимых для составления грунтовых карт и разрезов донного грунта.

Реальная глубина зондирования в Гыданском заливе оказалась в большинстве случаев ограничена 8-10м, так как ниже обычно находилась кровля мерзлых пород, которая в данном случае играла роль «акустического фундамента. Только в таликах она возрастала до 15-20м, но фрагментарный характер записи при этом не позволял провести корреляцию отражающих границ.

Полученные результаты

Наиболее полные разрезы были установлены в осевой части Гыданского залива, где глубины моря превышают 15м, а следы мерзлоты практически отсутствуют. Так, в центральной части профиля, пересекающего губу в северной ее части в сейсмоакустическом разрезе можно выделить 4 сейсмических горизонта (рис.1). В основании лежит горизонт, сложенный плотными отложениями с четко выраженной кровлей, которая погружается в юго-восточном направлении. Данный горизонт (1) предположительно связывается нами с плиоцен-неоплейстоценовыми осадочными образованиями, постдиагенетические изменения которых существенно увеличивают плотность этого горизонта, который может рассматриваться нами как «акустический фундамент». В правой части профиля плиоцен-неоплейстоценовые отложения перекрываются песчано-глинистая микрослоистой толщей (2) с четко отражающей кровлей, интенсивность отражающего сигнала от которой сопоставима с отражением от дна. Данная толща фиксируется в депрессиях и переуглубленных ложбинах и,

возможно, относится к нижним слоям аллювиально-морских отложений неоплейстоцена. Еще выше залегает скрытослоистая толща существенно глинистого (пелитового) состава (3). Слоистость тонкая субгоризонтальная. По внешнему облику толща сходна с предыдущей, однако более прозрачна (более глинистая). Видимая мощность 2-4м. Завершает разрез неоднородная по составу толща неоднородных, вероятно, песчано-глинистых осадков нефелоидного генезиса (4), в которой фиксируются карманообразные скопления газов (5) биогенного происхождения. Существенным элементом разреза является периодическая потеря корреляции границы между третьим и вторым горизонтом, что связано, вероятно, с прорывом сквозь нее газифлюидов (6). Происхождение газов неясное, но, учитывая, отсутствие четких подводящих каналов, происхождение их, скорее всего, связано с таянием мерзлоты.

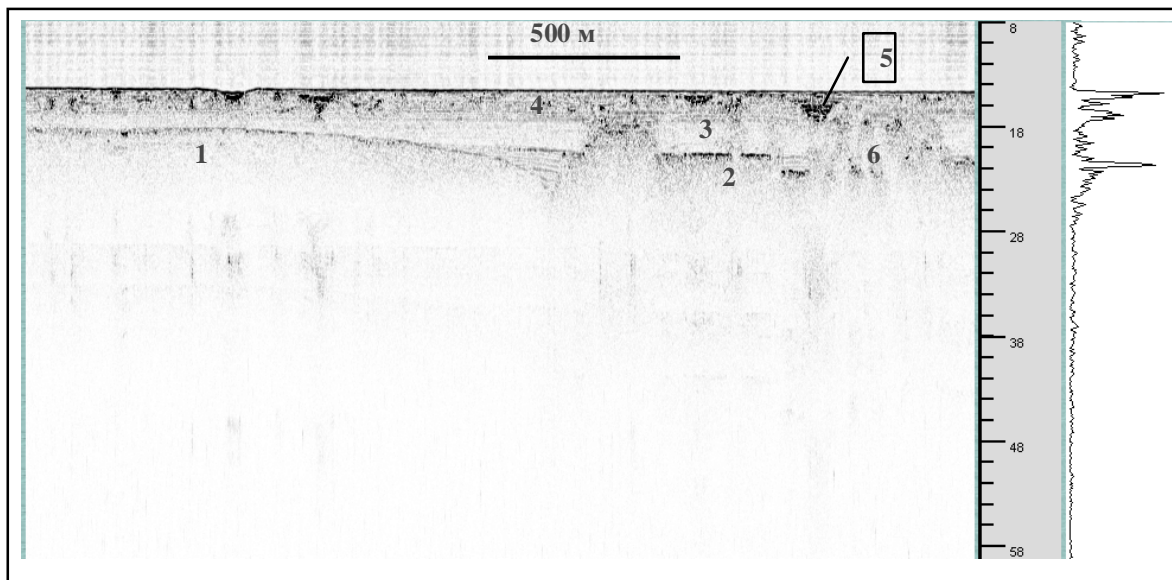


Рисунок 1. Сейсмоакустический разрез через осевую часть Гыданской губы. Объяснение цифр в тексте. Столбик справа – графическое отображение интенсивности отраженного сигнала

Верхний горизонт характеризуется неоднородной текстурой, местами просматриваются реликты слоистости, которые прослеживаются с подстилающей пачки пород. Это может свидетельствовать о едином происхождении этих двух слоев, но верхняя часть разреза достаточно серьезно нарушена последующими процессами, возможно связанным с сезонным промерзанием и оттаиванием осадков, а также частичном размыве верхних слоев осадков. Отметим, что все эти наблюдения сделаны в верхних 2-3 метрах ВЧР, которые при использовании стандартного сейсмоакустического профилирования в режиме «спаркер» обычно уходят в зону сигнала отражения, а полученные результаты представляют большую ценность при интерпретации данных газогеохимических наблюдений. При этом вывод о неоднородности верхнего горизонта осадочных образований находит свое подтверждение и по данным гранулометрического анализа.

Как уже отмечалось, одной из задач, поставленных перед высокочастотным профилированием, являлось выделение зон растяжения или повышенной проницаемости верхних слоев, что имеет принципиальное значение для интерпретации данных газогеохимии. Нарушение сплошности отложений может происходить в результате современных геодинамических процессов, прорывов глубинных газифлюидов, а также как следствие процессов протаивания мерзлых пород под водой. Собственно, любое нарушение залегания отложений верхней части разреза четвертичных отложений, является благоприятным фактором для проникновения газов из донных и подстилающих их отложений в придонный слой воды. По данным ЛЧМ-профилирования можно выделить несколько морфологических типов нарушения донных отложений. Первый из них связан с современными геодинамическими процессами. Эти нарушения представляют собой блоковые поднятия или опускания реперных поверхностей в результате разнонаправленных неотектонических движений. В результате плоскости скольжения, по которым и происходит смещение, становятся зонами, благоприятными для проникновения газифлюидов. Так на рис. 2 показано резкое изменение положения плоскости отражения, которое фиксирует ложбину шириной 300-500м с вертикальной амплитудой погружения до 5м. По плоскости скольжения идет, вероятно, миграция метансодержащих газов, которые образуют

скопление у поверхности морского дна (микроворонка черного цвета). Газы выделяются и в средней части депрессии и образуют скопления типа «яркого» пятна (стрелка).

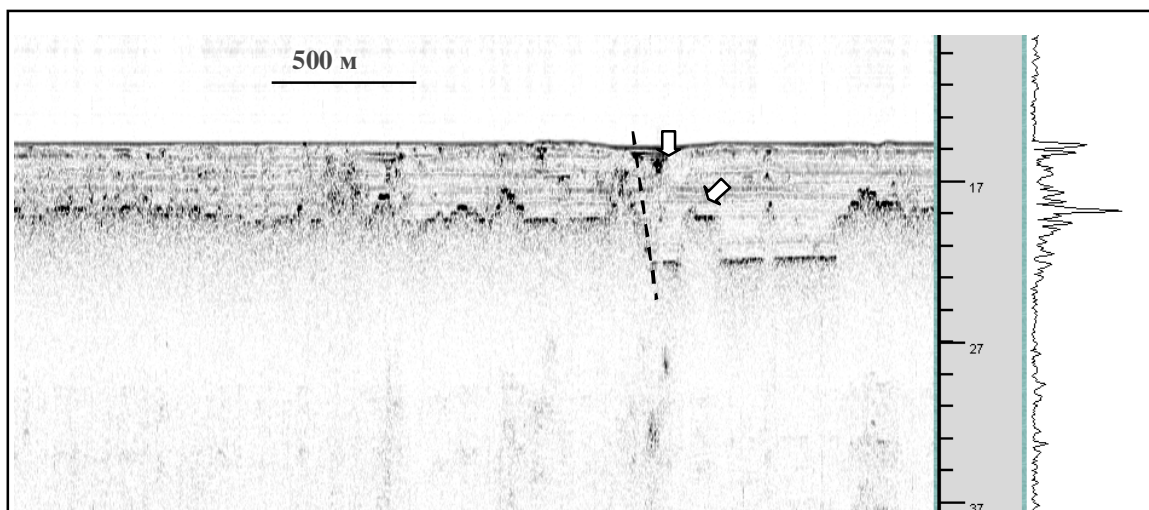


Рисунок 2 Резкое опускание маркирующего горизонта (предположительно кровля мерзлых пород) в зоне разлома. Амплитуда опускания – 4 – 5 м

Более распространены нарушения, связанные с протаиванием кровли мерзлотных пород. Можно выделить несколько из типов. Часть из них связана с нарушением сплошности этой границы, что приводит к «пунктирности» отражающей границы. При этом никаких видимых признаков выделений газифлюидов нет. Более интенсивное разрушение поверхности мерзлых пород приводит к активному выделению газифлюидов через «протайки» с образованием четких факелов (рис. 1). Прорыв газов через них сопровождается образованием «облака», в котором полностью исчезают элементы первичной структуры отложений, а в случае достижения этого факела поверхности морского дна, в нем возникают воронкообразные углубления. Нередко они подчеркиваются на сейсмограммах черным цветом, что связано с постоянным присутствием здесь газов. Нередко возникают сплошные зоны деструкции поверхности мерзлых пород в результате прорыва газифлюидов. Большинство зон растяжения и повышенной проницаемости приурочено к центральной глубоководной части Гыданского залива или к подножию склонов. Как правило, деграция поверхности мерзлых пород начинается с 10м и глубже, что связано, вероятно, с гидрологическими условиями. Но в тоже время встречаются зоны растяжения и не связанные непосредственно с «протайками» мерзлых пород.

Подобные участки часто находятся на мелководьях, для них характерно наличие четких сейсмостратиграфических границ на глубине 1-1,5 м от границы дна при отсутствии здесь признаков мерзлоты. Этот факт доказывается характерной морфологией границ, в частности, их ровным погружением или подъемом, что части позволяет фиксировать палеоврезы. Именно в этих палеоврезах на глубине 4-5 м фиксируется еще одна граница, которая практически является «акустическим» фундаментом. Именно эти нижние сейсмостратиграфические границы и бывают нарушены «факелами» газифлюидов. В частности на рис. 3 можно выделить как минимум 3 четких «факела» высотой 2-3 м, которые не доходят до поверхности.

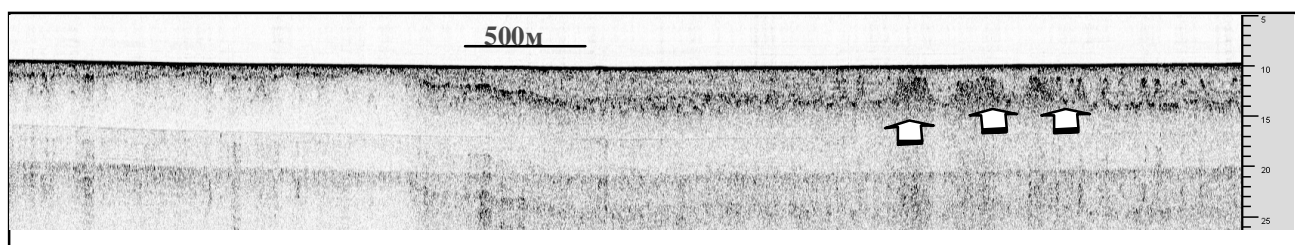


Рисунок 3. Возникновение зон растяжения, сопровождаемое формированием «факелов» газифлюидов, формирование которых связано с современными геодинамическими движениями (стрелки).

Именно с этим районом связано наличие валообразных поднятий, сложенных с поверхности песком, абразионных поверхностей, ниже которых местами выделяются дислоцированные

подстилающие отложения, косые плоскости отражений, которые могут быть сопоставлены с зонами разломов и пр. Все эти факты, а также пространственная приуроченность этих зон растяжения к району сочленения Юрацкой и Гыданской бухт позволяет отнести рассматриваемые зоны повышенной проницаемости к тектогенным образованиям. Следовательно, и газы, обнаруженные в осадках на этих профилях будут иметь, скорее всего, глубинное происхождение.

Выявленные зоны растяжения, прослеживание их по простиранию позволило, во-первых, наметить элементы современной дизъюнктивной тектоники, а, во-вторых, увязать сгущение зон растяжения с составом газов и химическим составом донных отложений. В частности, было установлено, что в глубоководных участках отмечалась корреляция зон растяжения с повышенными концентрациями ртути, за которые были приняты содержания Hg более 15мкг/г и которые составляли несколько больше 20% от всех проанализированных проб (табл.)

Таблица

Распределение ртути по частотам встречаемости

Содержание ртути, мкг/г	количество проб	проценты %
3-5	7	7
5-7	14	15
7-9	14	15
9-11	9	9
11-13	19	20
13-15	11	11
15-17	15	16
17-19	7	7

При этом наиболее высокие концентрации ртути (17-19 мкг/г) сконцентрировались не только вдоль профилей с повышенным количеством зон растяжений и проявлений газифлюидов, но и пространственно совпали с купольными участками перспективных на нефть и газ структур, выявленных по данным сейсмических исследований ФГУНПП «Севморгео», Это позволяет считать, что повышенные концентрации ртути связаны с залежами нефти, откуда они экстрагируются горячими восходящими флюидами, которые по трещинам их доставляют в верхние слои четвертичных отложений. Возможно, с миграцией флюидов по трещинам связаны и аномалии радона в придонном слое воды, установленные в процессе работ.

Таким образом, использование высокочастотного акустического профилографа при газогеохимических поисковых работах позволило составить сейсмостратиграфический разрез верхней части четвертичного разреза, уточнить площади распространения различных литологических разностей донных осадков, что в свою очередь, помогло целенаправленно провести уточняющий отбор поисковых проб на газы, выделить элементы дизъюнктивной тектоники и уточнить локализацию зон растяжения. Последнее обстоятельство позволило увязать аномалии газов с зонами современных геодинамических процессов и существенно уточнить локальный прогноз выделенных по сейсмическим данным прогноз.

ЛИТЕРАТУРА

1. Рыбалко А.Е., Свечников А.И., Локшин Б.С. Рациональный комплекс геофизических методов при инженерно-геологических изысканиях и проведении мониторинга геологической среды /Тезисы межд. научно-практической конф. «Инженерная геофизика – 2005», Геленджик,: 2005 г.с.59-61.

**ТЕХНОЛОГИЯ ПРОГНОЗА ФЕС В УСЛОВИЯХ ЧАСТИЧНОЙ ИЗУЧЕННОСТИ
МЕСТОРОЖДЕНИЯ СЕЙСМОРАЗВЕДКОЙ В ПРОГРАММНОМ КОМПЛЕКСЕ DV-GEO
(на примере одного из месторождений Тимано-Печорского НГБ)**

Сафронов М.А., Матросов Д.И. (ОАО «ЦГЭ»)

В данной работе описано решение задачи геологического моделирования залежей газа для случаев, когда сейсмическая съемка МОГТ-3D не покрывает всю площадь района работ. Для этого рассмотрены три методики моделирования свойств геологической среды (фильтрационно-емкостных свойств), которые базируются на инструментах, входящих в состав программного комплекса DV-Geo: использование весовой интерполяции, сплайновой интерполяции и метода стохастических реализаций стационарной модели. Показаны некоторые достоинства и недостатки методов применительно к той или иной ситуации. При построении геологических моделей использованы карты сейсмических атрибутов, ограниченные по площади куба сейсмической съемки и значения параметров, определенные в результате интерпретации данных ГИС (рис. 1, 2а). Для сравнения результатов разработан метод оценки, который так же поможет выбрать одну модель для дальнейшей работы.

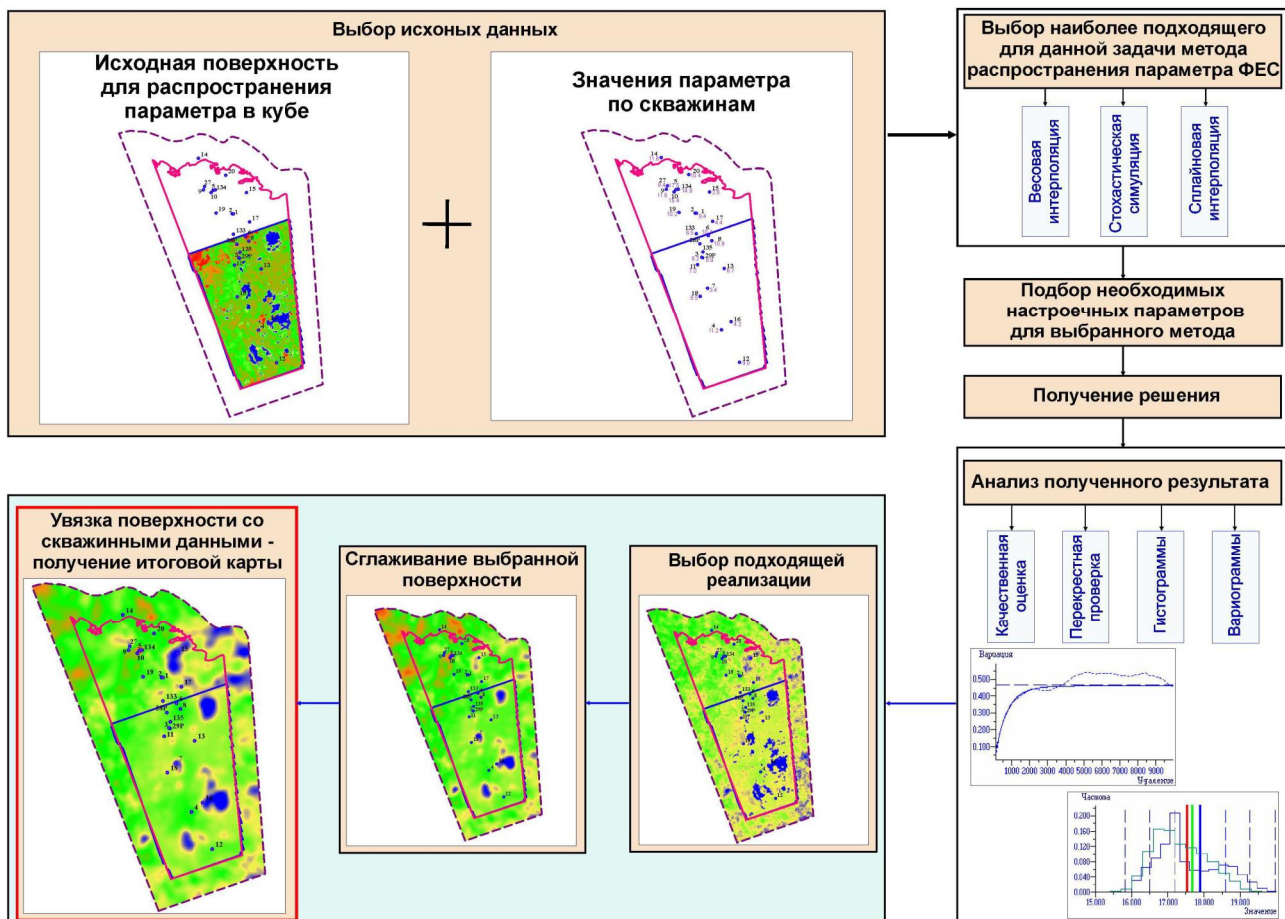


Рис. 1. Технология прогнозирования параметров ФЕС в условиях частичной изученности месторождения

При построении цифровых геологических моделей месторождений по комплексу геофизических исследований скважин (ГИС) и сейсмических данных (МОГТ-3D) очень часто бывает, что область сейсмической съемки в два и более раз меньше изучаемого объекта работ (рис 1). В условиях отсутствия сейсмической съемки на остальных участках месторождения, очень остро встает вопрос о прогнозировании коллекторских свойств в межскважинном пространстве. В таких условиях количество пробуренных скважин недостаточно для достоверного определения закономерности изменения емкостных параметров коллекторов и учета их неоднородности.

Как известно любые работы по геологическому моделированию залежей углеводородов начинаются с изучения бассейновой модели района работ и условий осадконакопления. Эти знания

позволяют исключить ряд ошибок в построении ФЕС, преимущественно на макроуровне, т.е. общем характере распределения аномалий. Тогда как в пределах самого месторождения, т.е. на мезоуровне, они могут возникнуть, т.к. требуется определить детальное распространение пород-коллекторов и зон фациального выклинивания или замещения в пределах лицензионного участка, для которого характерными линейными размерами являются первые десятки километров. Как было установлено, в зависимости от исследуемых пластов и сложности их строения целесообразно использовать различные методы моделирования.

Метод весовой интерполяции позволяет достаточно быстро распространить свойства по скважинным и исходным сейсмическим данным там, где они есть. С одной стороны используются только проверенные данные по скважинам, но этот метод не позволяет учесть такой важный параметр как неоднородность. В результате построенная модель в пределах сейсмической съемки 3Д выглядит очень дифференцированной, а там, где ее нет - гладкой. Поэтому для придания большей геологичности зачастую необходимо очень сильно сгладить сейсмическую прогнозную карту, а только потом интерполировать. Еще одна проблема данного метода вытекает из разрешающей способности сеймики по вертикали. Когда сейсмический атрибут увязывается со скважинными данными, то в местах их отсутствия, на краях месторождения, значения параметра могут завышаться или занижаться, либо будут стремиться к среднему значению (в зависимости от настроек). Данный метод можно использовать, когда месторождение имеет плотную сеть скважин и достаточно простое геологическое строение (малая изменчивость ФЕС).

В **Методe сплайновой интерполяции** сначала производится выявление тренда, а затем, он используется для более точной увязки со скважинными данными и сейсмической поверхностью. Параметры интерполяции подбираются с использованием геостатистического анализа полученных стационарных невязок, таким образом, чтобы они имели ярко выраженное гауссово распределение и стационарную пространственную вариограмму.

Одним из преимуществ сплайновой интерполяции является то, что в результате построения, модель получается очень гладкой и основной тренд так же сохраняется в некоторых пределах экстраполяции. Сплайновая интерполяция может успешно использоваться как быстрый эффективный метод нахождения тренда в комбинации с различными алгоритмами анализа.

Недостатком метода является очень сильная зависимость поведения сплайна в районе экстраполяции от задаваемых параметров, и решение в таком случае может быть сильно отлочно от реальной геологической поверхности. Модуль предоставляет минимизацию кривизны аналогичной модели эластичной тонкой металлической пластины, но такая аналогия не всегда может быть применима в геологическом моделировании.

Кроме того, недостатки, приведенные в описании метода весовой интерполяции, так же могут проявиться и в данном случае.

Метод стохастической реализации основан на отделении нестационарной части (тренда) от стационарной и дальнейшем стохастическом построении одной или некоторого числа реализаций фильтрационно-емкостных свойств по схеме «Тренд + реализация стационарной модели». Сейсмическая поверхность в этом случае используется в качестве вспомогательной переменной как внешний дрейф (регрессивная зависимость) или как переменная кокригинга/косимуляции (корреляционная зависимость).

Критерии оценки параметров модели аналогичны геостатистическому анализу в методе сплайновой интерполяции с учетом того, что приведение данных к стационарному виду может происходить независимо от финального построения. Основное преимущество метода то, что после приведения модели к стационарному виду остаточная изменчивость будет оставаться постоянной на всей области моделирования, кроме некоторых отдельно заданных детерминированных частей, таких как зоны замещения и скважинные данные. Таким образом, зоны с хорошими/плохими фильтрационно-емкостными свойствами могут сместиться в пространстве по отношению к действительным (которые находятся в неразведанной области), однако их конфигурация в целом должна быть сохранена. В итоге, в областях, где присутствует много детерминированных данных, между отдельными реализациями различие будет минимальным, а за их пределами сохранится статистическая изменчивость свойств.

К недостаткам данного метода можно отнести некоторую сложность технологического процесса и неоднозначность выбора параметров, которая может привести к множеству пересчетов модели, прежде чем получить желаемый результат. В итоге, данная методика предоставляет сложную аналитическую систему, которая при правильном подборе параметров специалистом должна дать правильную статистическую оценку.

Для выполнения поставленной задачи был выбран пакет геологического моделирования DV-Geo (ОАО «Центральная геофизическая экспедиция», г. Москва), поскольку его программные средства позволяют настроить процесс моделирования на решение всех поставленных задач, описанных выше (рис. 1).

Опробование описанных методик проведено на продуктивном пласте R_{VII} позднепермского возраста для газоконденсатного месторождения, расположенного в северо-западной части Тимано-Печорской провинции. Исследуемая структура представляет собой крупную асимметричную сложно построенную брахиантиклинальную складку северо-западного простирания. Складка является унаследованной, выраженной по всему осадочному чехлу.

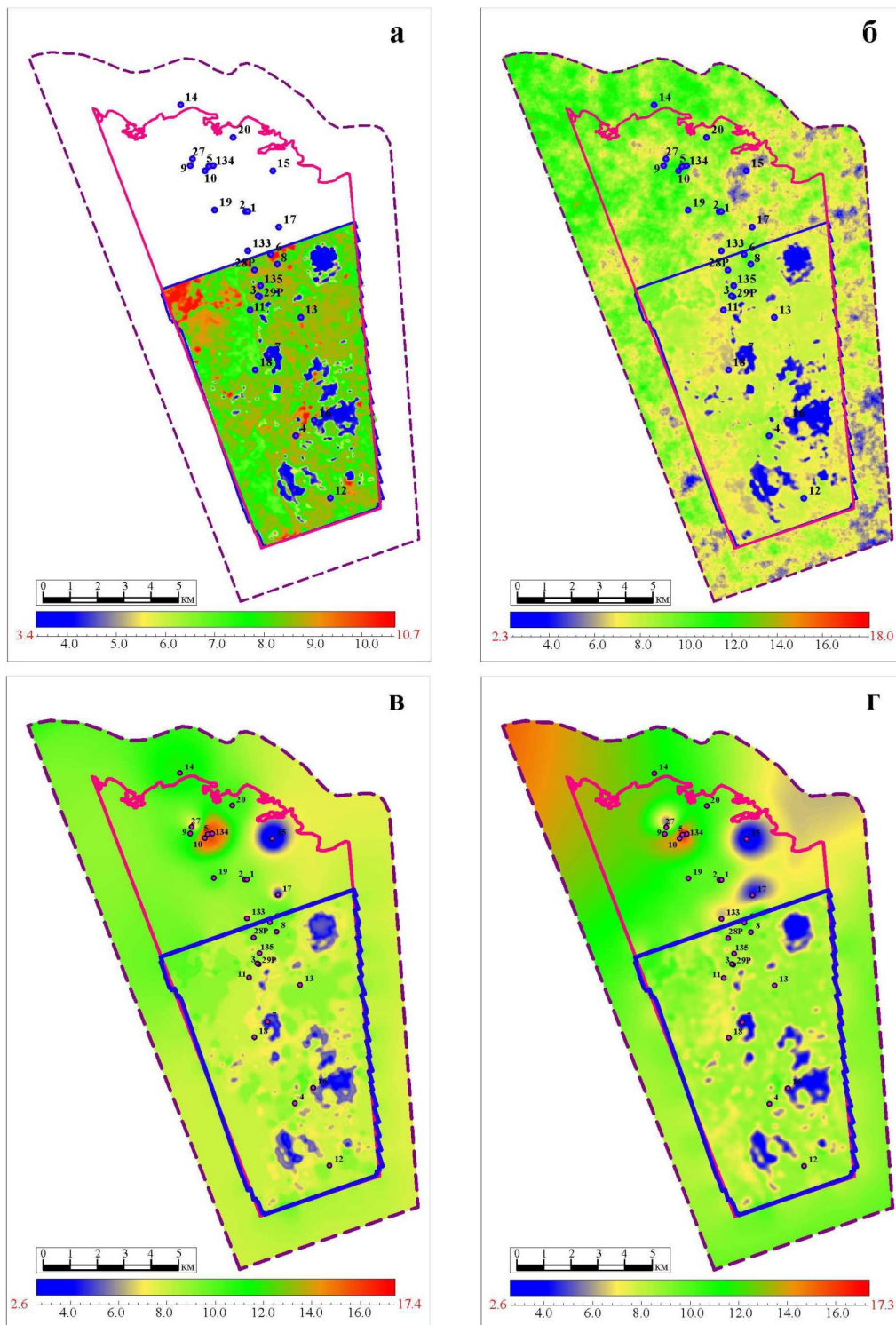


Рис. 2 Входная прогнозная $N_{эф}$ карта по сейсмическим атрибутам (а) и результаты прогнозирования параметра ФЕС ($N_{эф}$) различными методами -стохастической реализации (б), весовой интерполяции (в) и сплайновой интерполяции (г)

Исходными данными для моделирования являлись значения параметров по скважинным данным, определенные в результате интерпретации данных ГИС, и карты сейсмических атрибутов, полученные в результате динамического анализа куба сейсмической записи (рис. 2а). Общие мощности исследуемого пласта позднепермского возраста (P_{VII}) варьируются в пределах от 6.5 до 22.5 метров, а эффективные от 0.6 до 17.5 метров. Значения коэффициента пористости изменяются от 13 до 22 %.

Для получения карт прогнозных параметров использовалась методика нейросетевого моделирования. Для анализа были отобраны сейсмические атрибуты с наиболее высокими значениями коэффициентов корреляции (0.87) и значимости. Для исследуемого пласта наиболее значимыми были амплитуда, частота и фаза. Эти данные также использовались для анализа и оценки достоверности полученного результата (рис. 2) в пределах съемки МОГТ 3-D.

В результате построений, выполненных методами весовой и сплайновой интерполяции (Рис. 2 в, г), видно, что характер аномалий в кубе 3-D съемки сохраняется, тогда, как за его пределами поверхность выглядит гладкой.

Сравнивая карты, построенные методом стохастической реализации (рис. 2б) с исходными прогнозными в зоне съемки МОГТ 3-D на качественном уровне, можно сказать, что характер аномалий сохраняется и на остальных участках месторождения. Аномалии в кубе и за его пределами имеют сопоставимые размеры (≈ 2 км), что свидетельствует о сохранении изменчивости по всему участку работ. Так же отмечается отсутствие зон со значениями ФЕС значительно отличающихся в большую или меньшую сторону от установленных по скважинным данным. В результате моделирования карта эффективных толщин хорошо согласуется с общей толщиной коллектора. В данном случае результаты моделирования так же были проверены с применением вариограммного и гистограммного анализа. Методы гладкой интерполяции (без учета тренда), гарантированно выдают средний результат перекрестной проверки. При проведении более точной настройки и использовании части доступных сейсмических данных, метод стохастической реализации показывает результаты не хуже среднего, в зависимости от метода и объективности перекрестной проверки, с учетом того, что геологическая среда одинаково статистически неоднородна на всей рассмотренной области.

В результате проведенного исследования метод стохастических реализаций показал наилучший результат по результатам тестирования. Как уже сказано ранее, этот способ моделирования позволяет получить наиболее качественный результат, но требует более тонкой настройки.

Выводы:

Таким образом, в рамках работы были решены задачи по прогнозированию параметров ФЕС $H_{эфф}$ и K_p на всю площадь месторождения применением различных математических методов и выбран наилучший из них метод стохастической реализации (Рис. 2б), в результате чего были построены окончательные карты эффективных толщин.

Следует отметить необходимость сглаживания и увязки со скважинными данными полученных итоговых карт в пределах всего месторождения. Это связано с тем, что при использовании прогнозных данных «как есть» результаты получаются не совсем «геологичными». Так получается потому, что сами по себе данные прогнозирования не совсем однозначно отражают истинную картину строения среды и не имеют четкой прямой зависимости с геологическими параметрами.

РАДИОФИЦИРОВАННАЯ СИСТЕМА СБОРА ИНФОРМАЦИИ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

Шерстюков О.Н., Рябченко Е.Ю., Данилов Е.В., Иванов А.А., Мухамадиев Р.С., Дубровский В.С., Саитгалин Т.Н. (Казанский (Приволжский) федеральный университет, ООО «ТНГ-Групп»)

Введение

В работе описывается автоматизированная интеллектуальная система сбора, хранения и передачи геолого-технологических и геофизических данных (далее АИС), основанная на беспроводной технологии передачи данных. Предложенная система по своим техническим характеристикам и времени развертывания не уступает существующим российским аналогам.

Описываемая система представляет собой аппаратно-программный комплекс (АПК), решающий большой спектр задач по автоматизации геолого-технологических исследований (ГТИ) в процессе строительства скважины, включая измерения и регистрацию первичных физических параметров, комплексную обработку результатов измерения, оперативной мониторинга бурения скважины, расчет технологических и экономических параметров, генерацию отчетов и построение геологических разрезов. В состав системы также входят газокаротажный комплекс, забойная инклинометрическая система, инфракрасный Фурье-спектрограф.

В отличие от существующих аналогичных системам ГТИ, таких как ГТИ «Геотест-5», «Геотек», «Геосфера», АМТ 121, «Сириус», рассматриваемая система имеет следующие преимущества:

- 1) беспроводная система сбора данных с датчиков (отсутствие сигнальных кабелей);
- 2) автономное электропитания большинства датчиков ГТИ (отсутствие питающих кабелей);
- 3) быстрое время развертывания (не надо прокладывать кабель);
- 4) высокая степень интегрированности и легкость подключения дополнительной измерительной аппаратуры;
- 5) применение гибкой сетевой технологии и модели «клиент-сервер»;
- 6) низкая стоимость требуемого системного программного обеспечения (операционная система и сервер хранения данных).

Описание системы

Рассматриваемая система АИС решает следующие основные задачи:

- ▲ получение данных с датчиков ГТИ посредством радиоканала,
- ▲ первичная и вторичная обработка данных,
- ▲ расчет и визуальное наблюдение основных параметров ГТИ,
- ▲ регистрация значений всех параметров в единой базе данных как функции от времени и от глубины,
- ▲ определение минерального состава и нефтенасыщенности образцов горных пород методом ИК-спектрометрии,
- ▲ прием и регистрация данных с других источников: хроматографа, модуль забойной телеметрической системы,
- ▲ возможность подключения программных модулей для сопряжения с другими источниками данных,
- ▲ построение ствола скважины в режиме реального времени по данным забойной телеметрической системы,
- ▲ поддержка беспроводных информационных табло бурильщика,
- ▲ создание графических отчетов для временных и глубинных зависимостей,
- ▲ создание табличных отчетов,
- ▲ удаленный мониторинг ГТИ отдельной скважины или группы скважин через сеть Интернет в режиме реального времени.

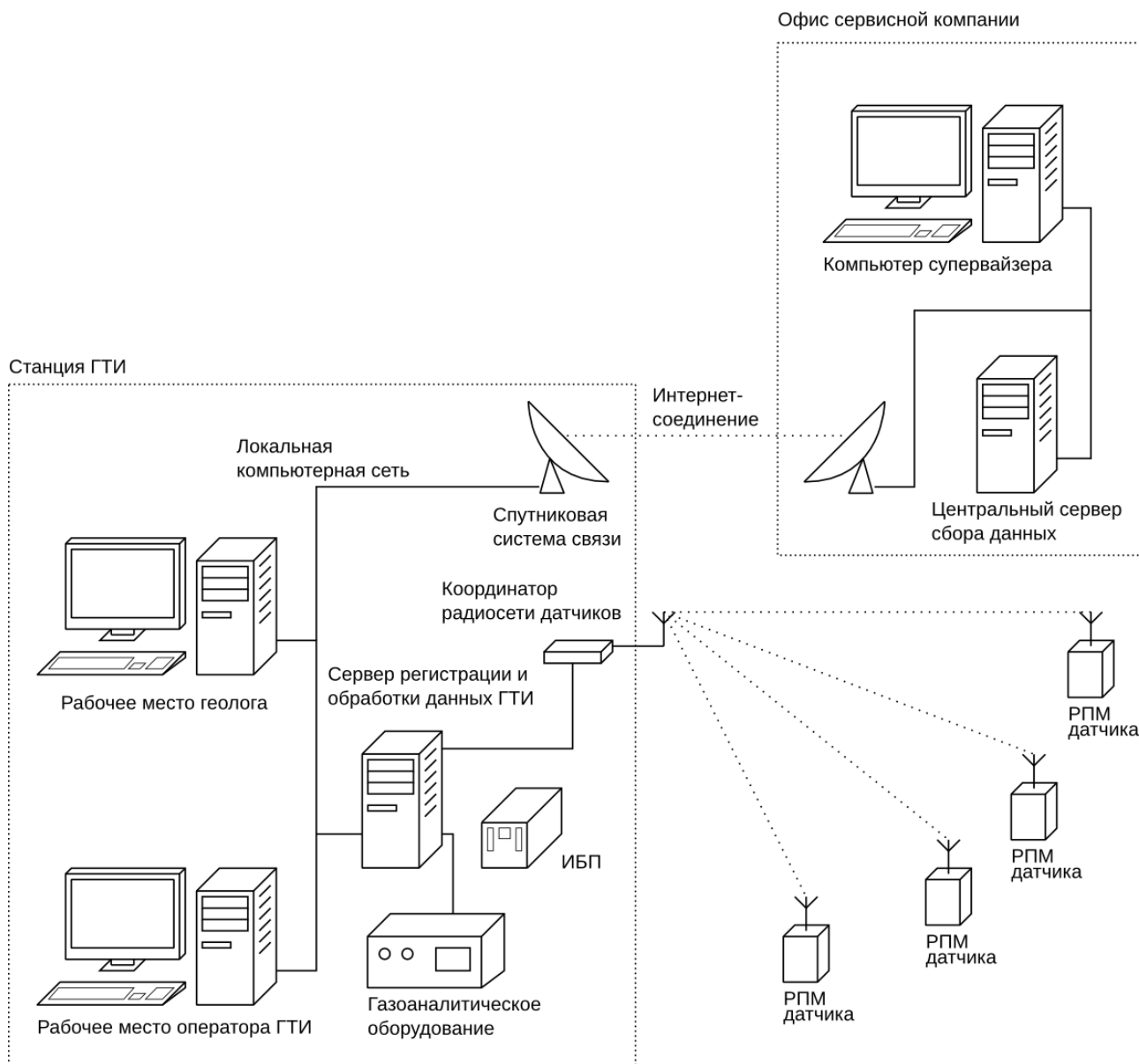


Рис. 1. Общая структура системы. Сокращения: ИБП- источник бесперебойного питания, РПМ — радиопередающий модуль

На рисунке 1 представлена общая структура АИС. Основная часть системы располагается на станции ГТИ, а датчики — на территории буровой установки. В офисе сервисной компании устанавливается центральный сервер сбора данных (ЦССД) с серверным ПО, а на компьютер заказчика, подключаемый к сети Интернет, устанавливается клиентское ПО.

Станция ГТИ включает следующее оборудование:

- ▲ систему бесперебойного питания, включающую один или несколько источников бесперебойного питания (ИБП);
- ▲ сервер регистрации и обработки данных ГТИ (СРД);
- ▲ координатор радиосети датчиков, образующий и контролирующей сеть датчиков, передающий принимаемые данные на СРД;
- ▲ газоаналитическое оборудование, в том числе хроматограф;
- ▲ рабочее место оператора ГТИ;
- ▲ рабочее место геолога;
- ▲ систему спутниковой или сотовой связи для доступа в глобальную сеть.

На буровой установке, насосных агрегатах, накопительных емкостях и других вспомогательных объектах устанавливаются датчики ГТИ. В системе предполагается использовать существующий

ассортимент промышленных датчиков различных производителей. Для автономного питания датчика и передачи с него данных на станцию ГТИ к датчику подключается радиопередающий модуль (РПМ). В корпус РПМ устанавливается батарея автономного электропитания самого модуля и датчика.

Если конкретный датчик в силу специфики метода измерения физической величины невозможно запитывать от внутренних батарей из-за большой потребляемой мощности, в РПМ предусматривается установка блока питания (БП), работающего от сети переменного тока напряжением 100...240 В и выдающего постоянный ток.

Сбор данных с датчиков происходит по радиоканалу посредством асинхронной передачи пакетов с данными. Каждый РПМ имеет свой уникальный адрес, который оператором привязывается к определенному датчику ГТИ, в результате имеется возможность связывания первичных измеряемых физических параметров с адресом РПМ — источника данных. Период опроса и передачи данных с датчика устанавливается в каждом РПМ независимо. В системе также предусматривается дистанционная диагностика и мониторинг напряжения на батареях РПМ по радиоканалу.

Благодаря беспроводной технологии построения сети датчиков (точнее РПМ) возникает возможность быстрого подключения новых датчиков без какого-либо вмешательства в конфигурацию уже существующей сети. Новые РПМ определяются автоматически и оператору остается только связать новый датчик с физическим параметром.

Приходящие с радиосети данные поступают на сервер регистрации и обработки данных ГТИ, играющий ключевую роль во всей системе. СРД производит привязку значения параметра ко времени, его регистрацию в локальной базе данных (БД) и обработку, формируя вторичные геологические и технологические параметры, которые также регистрируются в БД.

Сервер также имеет модули сопряжения с другим измерительным оборудованием станции ГТИ или буровой, в частности с хроматографом и забойной телеметрической системой (ЗТС). Поступающие с них данные аналогичным образом обрабатываются сервером и регистрируются в БД. Таким образом, сконфигурированный сервер полностью отвечает за обработку данных и мониторинг бурения.

Для управления сервером, мониторингом процесса бурения, мониторингом построения скважины по данным инклинометрии, к СРД подключается клиентское ПО «Оператор ГТИ», устанавливаемое на рабочем месте оператора. Программа «Оператор ГТИ» необходима для привязки РПМ к параметрам, задания калибровок, задания схемы обработки и другой информации, необходимый для правильной обработки данных. Сама программа не участвует в процессе обработки и регистрации данных, а только производит управление и визуализацию зарегистрированных данных, поэтому она может подключаться к СРД по мере необходимости.

На рабочем месте геолога устанавливается программное обеспечение анализа и геологической интерпретации регистрируемых данных. ПО геолога также является «клиентским» и подключается к СРД по мере необходимости.

АИС строится по модульному принципу как с точки зрения аппаратного обеспечения, так и с точки зрения ПО. Особенностью системы является гибкая возможность ее масштабирования, модификации и адаптации к новому оборудованию и новым вычислительным задачам. Благодаря унифицированным протоколам взаимодействия программных компонентов системы возникает возможность быстрого создания дополнительных вычислительных модулей для проведения специализированных расчетов в режиме реального времени.

Программное обеспечение

Программное обеспечение АИС строится по модульному принципу. Каждый модуль представляет собой отдельную запускаемую программу. Модули обмениваются между собой информацией посредством стандартного механизма сокетов, основанного на сетевом стеке протоколов ТСР/ІР.

В АИС активно используется модель взаимодействия «клиент-сервер», где в роли сервера выступает координирующая работу всей системы программа — сервер регистрации и обработки данных (СРД). Все остальные программы по отношению к нему являются «клиентами» и инициируют соединения с сервером СРД. В такой схеме взаимодействия фактически обязательным является только сервер, следовательно, при отключении одного или нескольких модулей, что может

произойти в результате программного сбоя, система не перестает работать и регистрировать данные.

Такая концепция позволяет проектировать отказоустойчивые системы с возможностью легкой интеграции нового ПО — модулей сервера, которые можно подключать или отключать, не останавливая сервер и не прерывая процесс регистрации и обработки данных. Это выгодно отличает АИС от аналогичных систем. Однако в этом случае особое внимание следует уделить программному коду, стабильности работы и тестированию СРД, а также наиболее важных модулей, выполняющих вычисления важнейших технологических или геологических параметров.

Приведем перечень основных программных компонентов АИС:

- ▲ сервер регистрации и обработки данных (СРД), выполняющий функции: прием данных с модулей, например, с модуля радиосети датчиков, управление схемой обработки параметров, первичная обработка и регистрация параметров на сервере SQL;
- ▲ сервер управления базой данных, выполняющий функции хранения данных в виде временных рядов, глубинных зависимостей, а также строковых и иных числовых значений;
- ▲ модуль обработки данных ГТИ, выполняющий функции расчета технологических параметров бурения, определения типа операций и формирования глубинных зависимостей для задержанных параметров;
- ▲ модуль сопряжения с координатором радиосети датчиков, выполняющий все функции по мониторингу сети РПМ и передаче данных с датчиков на сервер;
- ▲ модуль сопряжения с хроматографом, выполняет функции приема данных по газовым компонентам, передаваемых программой обслуживания хроматографов ХГ-1Г или Рубин;
- ▲ модуль сопряжения с забойной телеметрической системой (ЗТС), выполняет функции приема данных по вибрациям, гамма-каротажу, инклинометрии, передаваемых программой обслуживания ЗТС;
- ▲ модуль расчета параметров инклинометрии, выполняющий расчет траектории скважины в режиме реального времени в декартовых координатах на основе угловых координат и глубины;
- ▲ программа-монитор пульта бурильщика, выполняется на специализированном компьютерно-информационной панели и отображает основные параметры бурения;
- ▲ программа оператора ГТИ — основная программа мониторинга и управления системой на станции ГТИ, функционирует только совместно с сервером, выполняет визуальное наблюдение за операциями буровой, конфигурирование схемы обработки параметров, мониторинг радиосети датчиков ГТИ, отображение ствола скважины, настройку пульта бурильщика;
- ▲ программа генерации отчетов, позволяет создавать графические и текстовые отчеты на основе зарегистрированных данных, импорт и экспорт данных в различных форматах.

Разрабатываемое программное обеспечение может функционировать в операционных системах семейства UNIX (например, Linux) или Microsoft Windows, поскольку при разработке используются кросс-платформенные средства программирования.

Заключение

Разрабатываемая Система позволяет осуществить качественный скачок в области систем мониторинга строительства скважин и геолого-технологических исследований благодаря применению современных радиотелекоммуникационных и информационных технологий. Беспроводная связь с датчиками регистрации параметров ГТИ позволяет сервисной компании существенно сократить время установки станции ГТИ и развертывания системы, существенно сократить затраты на кабельную инфраструктуру сети сбора данных. Кроме того, сокращаются затраты на дальнейшее расширение системы как в количественном направлении (наращивание сети датчиков), так и в качественном направлении (добавления новых физических параметров и интеграция с новой аппаратурой).

Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства образования и науки РФ (проект № 2010-218-01-192).

oleg.sherstyukov@ksu.ru

РЕГИОНАЛЬНАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ МЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ БАРЕНЦЕВА МОРЯ КАК ФАКТОР РИСКА ПРИ РАЗВЕДОЧНОМ И ЭКСПЛУАТАЦИОННОМ БУРЕНИИ

**Павлов С.П., *Шлыкова В.В., *Черников С.Ф., **Чумаченко С.А.
(*ОАО «МАГЭ», **ООО «Газпром Добыча Шельф»)*

Введение. Меловые отложения имеют очень широкое распространение на Арктическом шельфе. В Карском море с ними связаны крупные газовые месторождения - Русановское и Ленинградское. Промышленная нефтегазоносность меловых отложений Баренцева моря до настоящего времени не установлена. В море Лаптевых и Восточно-Сибирском море присутствие скоплений УВ в разрезе отложений мелового возраста предполагается по сейсмическим данным при экстраполяции геологического разреза с прилегающей суши.

Нефтегазоносность меловых отложений Баренцева моря. Крупные газовые и газоконденсатные месторождения Баренцева моря, такие как Штокмановское, Ледовое и Лудловское, приурочены к юрским отложениям. Промышленные скопления газа выявлены также в триасовом комплексе. В меловом комплексе, имеющем достаточную мощность (более 2-х км), месторождений до настоящего времени не обнаружено. В тоже время, данные разведочного бурения на Баренцевоморском шельфе показывают, что песчано-глинистые отложения апта - раннего альба обладают высокими коллекторскими свойствами, а мощная глинистая покрывка позднеальбско-сеноманского возраста имеет региональное распространение, что создает достаточно благоприятные условия для формирования потенциальных залежей.

Единственным проявлением нефтегазоносности меловых отложений Баренцева моря можно считать выброс воды с газом при бурении Лунинской разведочной скважины. Выброс произошел с глубины 612 м из-под верхнеальбских глин [1]. В волновом сейсмическом поле этому стратиграфическому интервалу соответствуют волновые аномалии типа «яркое пятно», которые прослеживаются от профиля к профилю. Южнее Лунинской структуры работами ОАО МАГЭ (2005 г.) в меловых отложениях была выявлена Южно-Лунинская структура размерами 587 км² (Рис. 1, 2а). Аналогичные волновые аномалии обнаружены северо-восточнее Ледовой структуры, где по меловым отложениям оконтурена Восточно-Ледовая структура размерами 717 км² с амплитудой 50 м (Рис. 1, 2б) [2].

Сопоставление волновых сейсмических полей Южно-Лунинской и Восточно-Ледовой структур с волновыми картинками продуктивных интервалов Русановского и Ленинградского месторождений позволяет предполагать наличие газовых залежей в этих структурах. Следует акцентировать внимание, во-первых, на том, что волновые аномалии типа «яркое пятно» и «ГВК», наблюдаемые на меловых структурах Баренцева моря, проявляются в сейсмическом поле обычной сейсморазведки МОВ ОГТ 2D. Во-вторых, размеры Южно-Лунинской и Восточно-Ледовых антиклинальных структур по меловым отложениям значительно превышают их размеры по юрским отложениям.

В 2010 году ОАО МАГЭ по заказу «Гипроспецгаза» провела высокоразрешающие исследования МОВ ОГТ на Штокмановском ГКМ с целью выявления мелкозалегающих газовых линз и карманов, которые могут представлять опасность при эксплуатационном бурении. В настоящее время на месторождении пробурено семь разведочных скважин и ни в одной из них не было зафиксировано признаков газоносности меловой части разреза.

Площадь участка исследований составляет 172,09 км². Объем высокоразрешающей сейсморазведки МОВ ОГТ, сопровождаемой эхолотным промером и навигационно-гидрографическими работами, составил 1764,6 п. км. Полученные материалы послужили основой для построения цифровой трехмерной модели строения верхней части разреза осадочного чехла Штокмановского газоконденсатного месторождения и позволили закартировать 24 объекта, которые по совокупности признаков могут быть газовыми линзами.

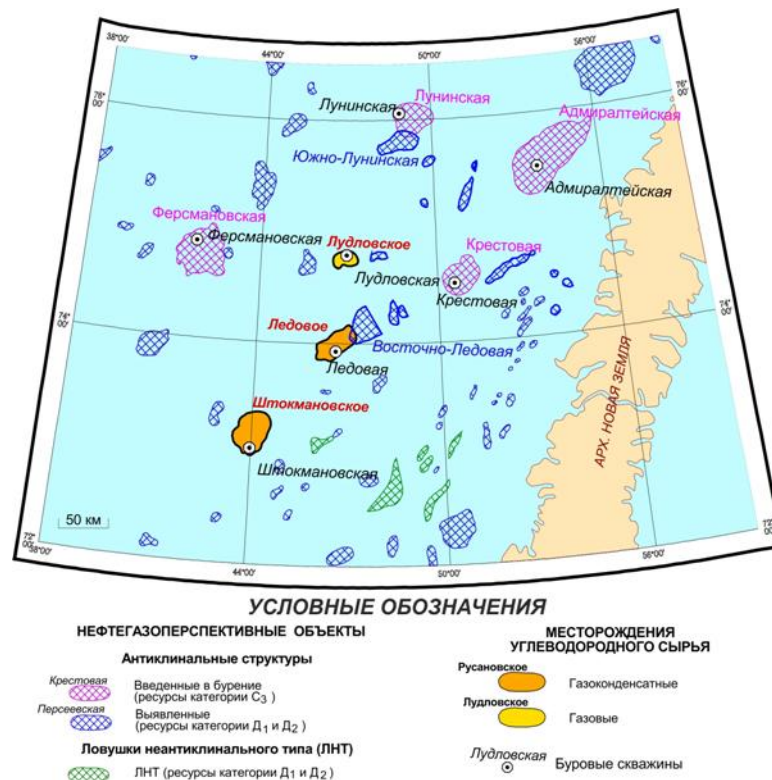


Рис. 1. Обзорная схема

Корректное выделение потенциальных газовых линз и карманов возможно при наличии как структурных, так и волновых факторов, которые в совокупности повышают достоверность интерпретации. К структурным факторам относятся наличие сопряженной антиклинальной структуры или экранирующего тектонического нарушения. Волновыми признаками залежи являются собственно «яркие пятна», сопутствующие горизонтальные отражающие площадки, связанные с газодляным контактом («ГВК»), «временные ямы», которые регистрируются ниже газовой залежи и обуславливаются низкими пластовыми скоростями в интервале залежи (Рис. 3).

Закартированные газовые линзы располагаются на глубинах 500-700 м ниже уровня моря и имеют размеры от 150 м² до 6200 м². Сопоставление с данными ВСП и стратиграфической разбивкой ближайших скважин Штокмановская-2 и 4 показывает, что указанный интервал относится к алевролито-песчаниковой толще нижнего альба - верхнего апта, которая перекрыта глинисто-алевролитовыми образованиями средне-позднеальб-сеноманского возраста.

Литологическая дифференциация стратиграфических подразделений находит четкое отражение в волновом сейсмическом поле. Средне-верхнеальбские - сеноманские отложения характеризуются протяженными отражающими горизонтами, которые формируют узнаваемый пакет временной мощностью порядка 100 мс.

Разрез средне-верхнеальбско-сеноманской части (ОГ Г(K₁al₁-K₁al₂)-Г₂(K₁al₂)) разделяется на три подтолщи: нижнюю – глинистую, среднюю – глинисто-алевролитовую, глауконитовую и верхнюю – алевролито-глинистую подтолщю. Мощность средне-верхнеальбско-сеноманской толщи в скважине Штокмановская-2 составляет 153 м, а в Штокмановская-4 - 178 м.

Волновая картина, соответствующая нижнеальбским отложениям, отличается более низкой регулярностью. В волновом поле интервала выделяются сеймофации, связанные с палеоруслими, конусами выносов и другими седиментационными процессами, характеризующими нестабильное осадконакопление. Именно в этом интервале сосредоточены на разных уровнях газовые линзы (LP), некоторые из которых, например, LP 1,2,5,6,7, по существу являются мелкими месторождениями.

Нижнеальбская толща (ОГ Г₁(K₁a)-Г(K₁al₁-K₁al₂)) представлена алевролито-песчаниковой подтолщью, в которой отложения характеризуются наиболее песчаным составом. Песчаники образуют мощные пачки. Песчаники мелкозернистые, кварцевые, глауконитовые, серые и зеленовато-серые, глинистые и карбонатно-глинистые. Глины алевролитовые. В породах присутствуют растительные остатки, фауна моллюсков, единичные фораминиферы. Мощность толщи в скважине Штокмановская-2 составляет 290 м, а в Штокмановская-4 - 230 м.

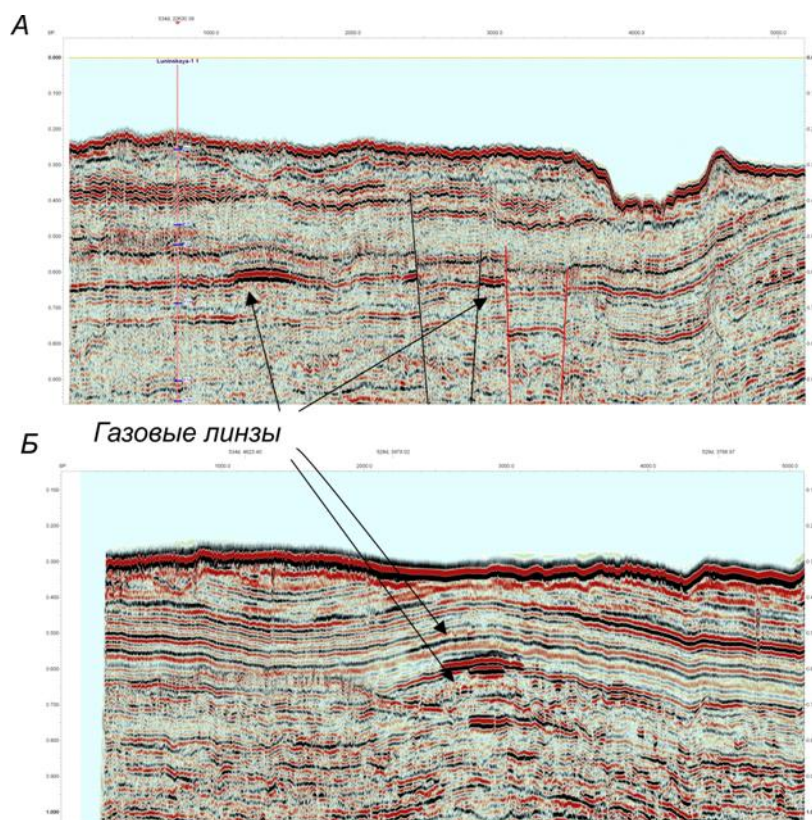


Рис. 2. Газовые линзы в альбских отложениях А) в разрезе Лунинской скважины, Б) Восточно-Ледовой структуры

Непосредственно в пределах Штокмановского ГКМ расположение газовых линз определяется в первую очередь структурными факторами. Большинство газовых линз приурочено к локальным антиклинальным зонам, выделяемым на структурных планах отражающих горизонтов $\Gamma_2(K_1a_2)$ и $\Gamma(K_1a_1-K_1a_2)$. Некоторые линзы локализируются в зоне протяженного и амплитудного тектонического нарушения, пересекающего в субмеридиональном направлении северную часть участка работ. Тектоническое нарушение представляет собой прямой сброс с приподнятым западным крылом. Максимальная вертикальная амплитуда смещения на юге оценивается более, чем 40 м, а на севере - менее 10 м.

Важно отметить, что выделенные газонасыщенные объекты в волновом поле обычной сейсморазведки МОВ ОГТ практически не проявляются, поэтому их уверенное картирование представляется весьма затруднительным.

Выводы. Таким образом, можно предполагать, что нефтегазоносность мелового комплекса Баренцева моря имеет свои специфические черты, обусловленные, с одной стороны, газоносностью нижележащих юрских и триасовых отложений, а с другой стороны - неотектоническими движениями, способствующими перераспределению УВ потенциала осадочной толщи. По-видимому, можно говорить о региональной нефтегазоносности меловых отложений, имея в виду тот факт, что размеры потенциальных залежей колеблются в очень широких пределах. С одной стороны, это потенциально газоносные Южно-Лунинская и Восточно-Ледовая структуры размерами в сотни квадратных километров, а с другой стороны газовые линзы с размерами сотни квадратных метров, выявленные в меловых отложениях Штокмановского ГКМ высокоразрешающей сейсморазведкой МОВ ОГТ.

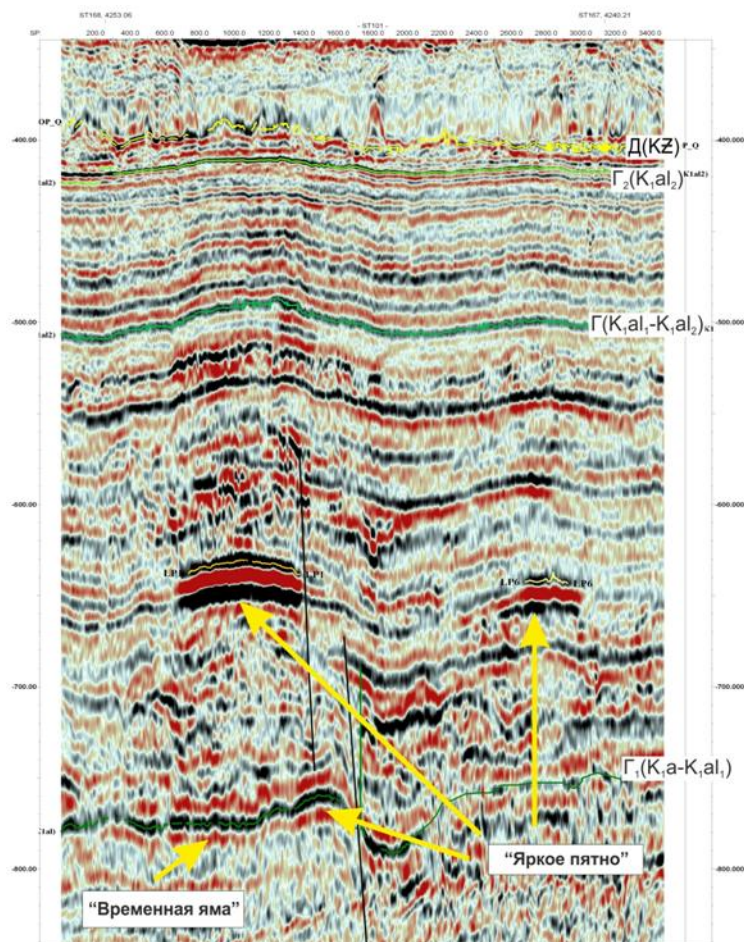


Рис. 3. Проявление газовых залежей в альбских отложениях Штокмановского ГКМ

Разработка потенциальных залежей крупных структур, таких как Южно-Лунинская и Восточно-Ледовая, проблематична. В то же самое время выявление мелкозалегающих газовых линз методом высокоразрешающей сейсморазведки МОВ ОГТ имеет большой практический интерес, так как существенно снижает риски как при разведочном, так и эксплуатационном бурении.

ЛИТЕРАТУРА

1. Борисов А.В., Таныгин И.А., Винниковский В.С. (ГПК «АМНГР»), Борисов И.А. (ГАНГ им. И.М. Губкина) – Штокмановско-Лунинский структурный порог Баренцевоморского шельфа – новый крупный нефтегазоносный район России. - Геология нефти и газа, № 7, 1995, С. 10–15.
2. Павлов С.П. Нефтегазоносный потенциал триасовых и верхнемеловых отложений южной периклинали Адмиралтейского вала. – Разведка и охрана недр, №9, 2007, с. 52-55.

ЗАКОНОМЕРНОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ ЗОНЫ ПРОНИКНОВЕНИЯ В МОЩНЫХ ВЫСОКОПОРИСТЫХ КОЛЛЕКТОРАХ НА ПРИМЕРЕ IV МЕОТИЧЕСКОГО ГОРИЗОНТА АНАСТАСИЕВСКО-ТРОИЦКОЙ ПЛОЩАДИ

Шнурман И.Г. (ООО «НК Приазовнефть»)

Открытое в 1952 году уникальное Анастасиевско-Троицкое месторождение расположено в пределах Анастасиевско-Краснодарской антиклинальной зоны Западно-Кубанского прогиба.

Мощный пластовый резервуар IV меотического горизонта подразделяется на верхнюю песчано-глинистую часть (ВПЧГ) и нижнюю основную песчаную часть (ОПЧ). Общая эффективная толщина горизонта значительна и в полосе ее максимальных значений превышает 100 м. Основная песчаная часть горизонта сложена достаточно однородными песчано-алевритовыми породами и обладает высокими коллекторскими свойствами. Пористость и проницаемость коллекторов изменяются, соответственно от 22 до 35% ($K_{пр} \approx 30-32\%$) и от 15 до 2600 мД ($K_{прср} \approx 750$ мД). Особенностью строения залежи IV горизонта является наличие газовой шапки этажом около 150 м при сравнительно небольшом нефтяном слое (около 22 м), подпираемом подошвенной водой. В настоящее время залежь находится в завершающей стадии разработки нефтяного слоя.

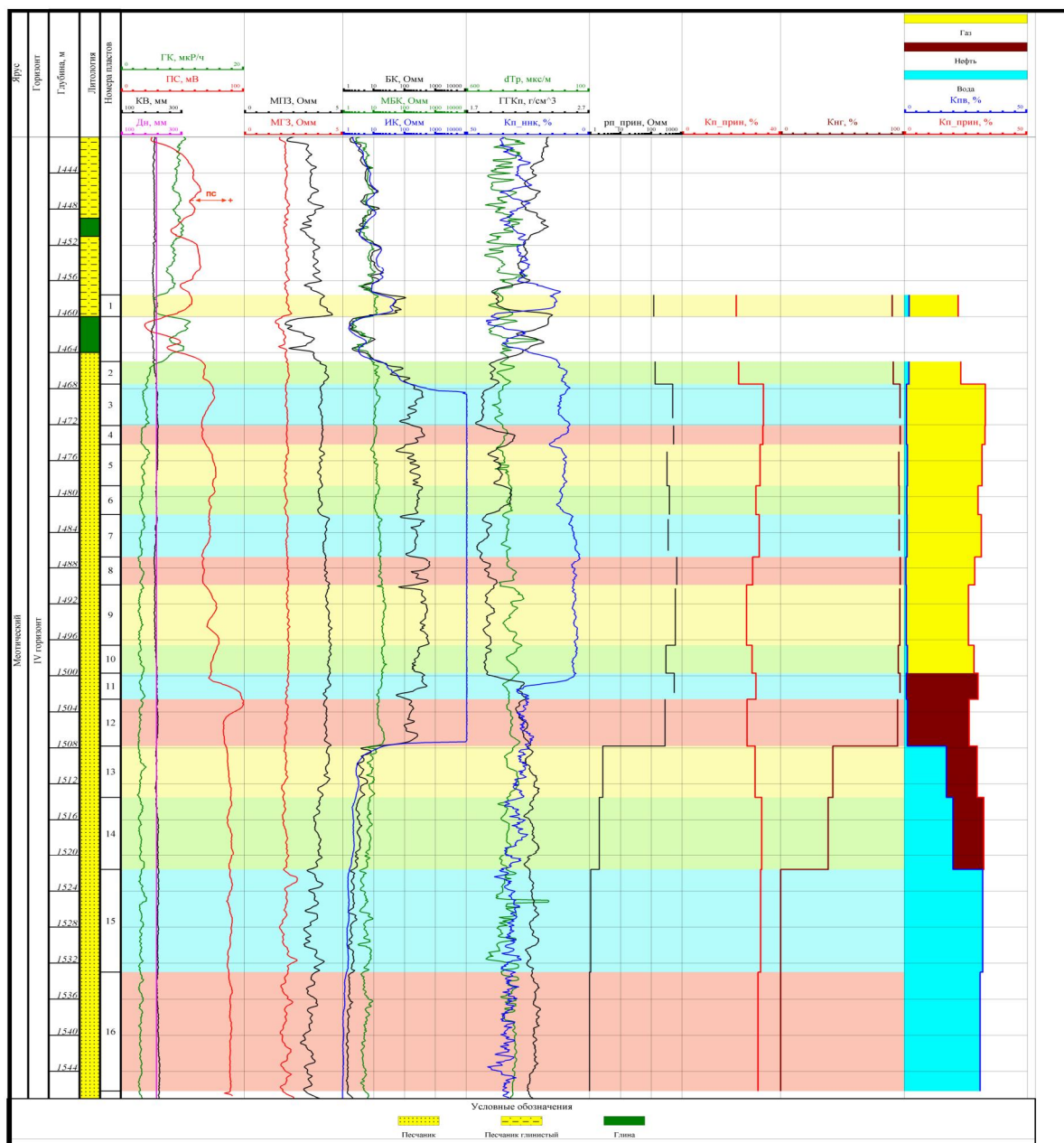


Рис. 1 Результаты обработки материалов геофизических исследований по скважине № 2057

В начальный период разведки и разработки залежи в бурящихся скважинах выполнялся ограниченный комплекс геофизических исследований (БКЗ, ПС, КВ, ГК, НГК). Однако в 2001 году был пробурен ряд скважин, в которых выполнен современный комплекс ГИС (скважины №2055, 2057, 2059 и др.), что открывает новые возможности в изучении IV горизонта.

Закономерности формирования зоны проникновения в основной песчаной части IV мейотического горизонта рассмотрим на примере скважины № 2057, хотя близкие результаты были получены и в других скважинах с современным комплексом ГИС.

В скважине №2057 комплекс ГИС включает БКЗ пятью подошвенными, одним кровельным градиент-зондами и одним потенциал-зондом (A0.4M0.1N, A1.0M0.1N, A2.5M0.25N, A4.0M0.5N, A8.0M1.0N, N 0.25M2.0A, N11.0M0.5A), метод ПС, боковой, индукционный, боковой микрокаротаж, микрозонды, гамма-каротаж, нейтронный, плотностной гамма-гамма и акустический каротажи, кавернометрию (Рис. 1).

В результате анализа комплекса ГИС установлено, что основная песчаная часть (ОПЧ) IV горизонта сложена достаточно однородными слабо глинистыми песчано-алевролитовыми породами с низкой естественной гамма-активностью (3-4 мкР/ч) и максимальными отрицательными аномалиями ПС (до -70 мВ). На кривой ПС отсутствуют характерные для глинистых прослоев скачки аномалий в сторону положительного потенциала [5], что свидетельствует о хорошей вертикальной и латеральной проницаемости пород в пределах ОПЧ.

Нефтегазонасыщенный слой ОПЧ (интервал 1465-1507.8 м) характеризуется высокими удельными сопротивлениями (более 100-200 Омм), что указывает на его высокое углеводородонасыщение.

Удельное сопротивление обводненного слоя составляет 2.7-2.1 Омм (интервал 1507.8-1524.6 м) примерно в два раза превышает сопротивление водонасыщенных пород (интервал 1521.6-1546.2 м), которое составляет в среднем 1 Омм.

Газонефтяной контакт четко выделяется на кривых гамма-гамма, нейтронного каротажей и ПС на глубине 1505.5 м. За счет низкого водородосодержания газа и плотностного эффекта на ГНК происходит снижение нейтронной пористости от 28-30 до 6%, а вследствие низкой плотности газа объемная плотность уменьшается с 2.15 до 1.7 г/см³.

Таким образом, газонасыщенный слой ОПЧ залегает в интервале 1465-1499.7 м, а нефтенасыщенный – в интервале 1499.7-1507.8 м.

В целом значительное снижение нейтронной пористости и плотности в газонасыщенном слое свидетельствует о высокой газонасыщенности коллекторов в зоне исследования этими методами. Для подтверждения этого вывода проведена количественная интерпретация материалов ГИС. С этой целью обоснованы интерпретационные уравнения геофизических методов.

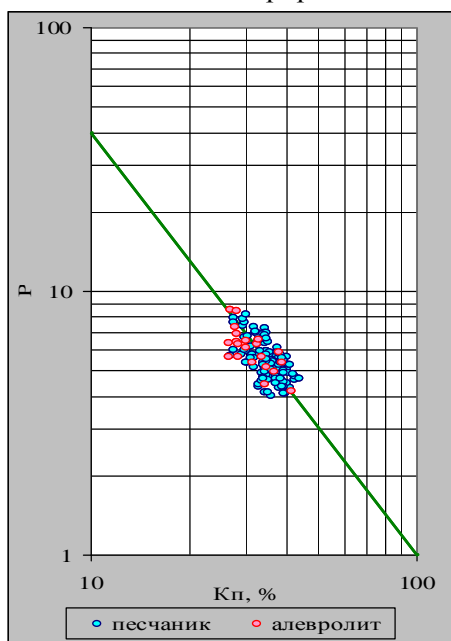


Рис. 2 Зависимость параметра пористости от пористости

По данным петрофизических исследований керна установлены зависимости параметра пористости от пористости и параметра насыщения от водонасыщенности, которые представлены на рис. 2, 3 и имеют следующий аналитический вид:

$$P = \frac{\rho_{вп}}{\rho_{в}} = \frac{1}{K_{п}^{1.6}} \quad (1)$$

$$P_{н} = \frac{\rho_{нп}}{\rho_{вп}} = \frac{1}{K_{в}^{1.85} (1-K_{н})^{1.85}} \quad (2)$$

Указанные зависимости использованы для определения нефтегазонасыщенности $K_{н}$ по удельному сопротивлению $\rho_{нп}$ и пористости $K_{п}$ с использованием выражения

$$K_{н} = 1 - [(\rho_{в}/\rho_{нп}) \cdot 1/K_{п}^{1.6}]^{0.54} \quad (3)$$

Интерпретационное уравнение объемной плотности, измеряемой при плотностном гамма-гамма каротаже для

чистых, лишенных глинистого материала, кварцевых коллекторов ОПЧ может быть представлено в виде:

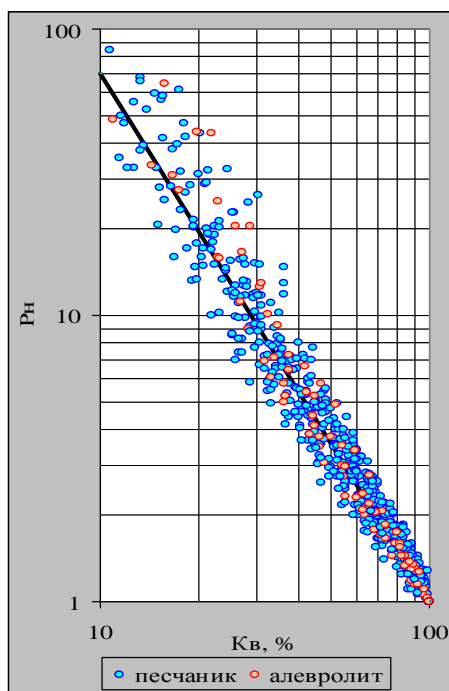


Рис. 3 Зависимость параметра насыщения от водонасыщенности

найденная по преобразованной формуле (5):

$$\delta_{\text{п}} = 2.65 \cdot (1 - K_{\text{п}}) + K_{\text{п}} \cdot (1 - K_{\text{г}}) \cdot \delta_{\text{в}} + K_{\text{п}} \cdot K_{\text{г}} \cdot \delta_{\text{г}} \quad (4)$$

где $K_{\text{г}}$ - газонасыщенность промытой зоны;
 $\delta_{\text{г}}$ - плотность углеводородов.

Для газонасыщенного слоя при средней плотности газа по воздуху 0.64, пластовом давлении 15-16 МПа и температуре 50-65°C в соответствии с [3, рис III.3] плотность газа в пластовых условиях составляет 0.12-0.13 г/см³.

Для нефтегазонасыщенных и водонасыщенных пород плотность флюида может быть принята 1 г/см³.

Таким образом, окончательные интерпретационные уравнения объемной плотности пород имеют следующий вид

$$\delta_{\text{пг}} = 2.65 \cdot (1 - K_{\text{п}}) + K_{\text{п}} \cdot (1 - K_{\text{г}}) \cdot \delta_{\text{в}} + K_{\text{п}} \cdot K_{\text{г}} \cdot 0.12 \quad (5)$$

$$\delta_{\text{пвв}} = 2.65 \cdot (1 - K_{\text{п}}) + K_{\text{п}} \quad (6)$$

При средней пористости и плотности газонасыщенных песчаников равных 32% и 1.85 г/см³ газонасыщенность,

$$K_{\text{г}} = \frac{2.65 \cdot (1 - K_{\text{п}}) + K_{\text{п}} - \delta_{\text{п}}}{0.88 \cdot K_{\text{п}}} = \frac{2.65 \cdot 0.68 + 0.32 - 1.85}{0.88 \cdot 0.32} = 0.965 \text{ или } 96.5\%$$

Это свидетельствует о высокой газонасыщенности пород в зоне исследования гамма-гамма каротажем.

Аппаратурой двухзондового каротажа по тепловым нейтронам измеряется нейтронная пористость $K_{\text{пнк}}$, которая в условиях чистых неглинистых пород определяется выражением:

$$K_{\text{пнк}} = K_{\text{п}} \cdot (1 - K_{\text{но}}) + K_{\text{п}} \cdot K_{\text{но}} \cdot \omega_{\text{н}} + \Sigma(K_{\text{пнклит}} \cdot K_{\text{лит}}) + \Delta K_{\text{пнкпл}} \quad (7)$$

где $K_{\text{но}}$ - нефтегазонасыщенность зоны проникновения;

$\omega_{\text{н}}$ - водородосодержание углеводородов;

$K_{\text{пнклит}}$ и $K_{\text{лит}}$ - нейтронная пористость и объемное содержание литологических компонентов скелета породы (для преимущественно кварцевых терригенных пород $\Sigma(K_{\text{пнклит}} \cdot K_{\text{лит}}) = -0.04$);

$\Delta K_{\text{пнкпл}}$ - поправка за плотностной эффект - различие при одинаковом водородосодержании плотности нефтегазонасыщенной и газонасыщенной породы.

Поправка за плотностной эффект определяется выражениями [1, 2, 4]:

$$\Delta K_{\text{пнкпл}} = 0.75 \cdot K_{\text{пнк}} \cdot \Delta \delta \quad (8)$$

$$\Delta \delta = -K_{\text{п}} \cdot K_{\text{но}} \cdot \Delta H \quad (9)$$

$$\Delta H = \delta_{\text{мин}} - \omega_{\text{г}} \cdot (\delta_{\text{мин}} - \delta_{\text{в}}) - \delta_{\text{н}} \quad (10)$$

Водородосодержание газа $\omega_{\text{г}}$ вычисляется по плотности и в соответствии с [4] при $\delta_{\text{г}} = 0.12$ г/см³ $\omega_{\text{г}} = 0.25$.

В результате

$$\Delta H = 2.65 - 0.25 \cdot 1.65 - 0.12 = 2.12$$

и поправка

$$\Delta K_{пнкпл} = -0.75 \cdot K_{пнк} \cdot K_{п} \cdot K_{но} \cdot 2.12 \quad (11)$$

Окончательно, выражение (7) для газонасыщенных пород может быть представлено в виде:

$$K_{пнк} = K_{п} \cdot (1 - K_{но}) + K_{п} \cdot K_{но} \cdot \omega_{н} - 0.04 - 0.75 \cdot K_{пнк} \cdot K_{п} \cdot K_{он} \cdot 2.12 \quad (12)$$

Определим значение газонасыщенности $K_{но}$ в зоне исследования нейтронным каротажем для средней нейтронной пористости 5.8% и средней пористости 32%. Из выражения (12)

$$K_{но} = \frac{K_{п} - K_{пнк} - 0.04}{K_{п} \cdot (1 + 1.59 \cdot K_{пнк} - \omega_{но})} = \frac{0.32 - 0.058 - 0.04}{0.32 \cdot (1.092 - 0.25)} = \frac{0.222}{0.269} = 0.82 \text{ или } 82\%$$

Таким образом, и материалы нейтронного каротажа подтверждают высокую газонасыщенность прискважинной зоны.

Газонасыщенность неизменной части пласта рассчитана по удельному сопротивлению и пористости с использованием формулы (3) и составляет в среднем более 90%, что хорошо согласуется с газонасыщенностью прискважинной зоны определенной по ГГК и ННК.

Кроме того, при обработке материалов бокового каротажного зондирования для продуктивных пластов характерны двухслойные кривые БКЗ. Полученные результаты свидетельствуют об отсутствии зоны проникновения в газонасыщенных интервалах, что в какой-то мере противоречит существующим классическим представлениям о закономерностях проникновения промывочной жидкости при вскрытии пластов-коллекторов.

На наш взгляд, процесс формирования зоны проникновения в мощных, высокопористых пластах с хорошей вертикальной проницаемостью определяется не только гидравлическими, но и гравитационными силами. В результате проникновения более тяжелый по сравнению с газом фильтрат промывочной жидкости под воздействием гравитационных сил перемещается к подошве пласта и в его верхней, газонасыщенной части зона проникновения не образуется [5]. Этим объясняется и снижение аномалии ПС в газонасыщенной части, поскольку контакт фильтрата промывочной жидкости и пластовой воды происходит через глинистую корку, которая является адсорбционной мембраной [5].

Таким образом, установлено и доказано отсутствие зоны проникновения в газонасыщенной части IV горизонта. Полученные результаты могут быть использованы для обоснования технологии количественной интерпретации комплекса ГИС.

ЛИТЕРАТУРА

1. Вендельштейн Б.Ю., Золоева Г.М., Царева Н.В. и др. Геофизические методы изучения подсчетных параметров при определении запасов нефти и газа. М., «Недра», 1985 г. 246 с.
2. Вендельштейн Б.Ю., Резванов Р.А. Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов. М.: Недра, 1978, 318 с. с ил.
3. Гиматудинов Ш.К., Ширковский А.И. Физика нефтяного и газового пласта. М. Недра, 1982 г. 310 с.
4. Элланский М.М. Петрофизические основы комплексной интерпретации данных геофизических исследований скважин (метод. пос.) – Изд-во ГЕРС. 2001, 229 с.
5. Schlumberger, Log interpretation // Principles – 1972. – Vol.1.

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЛОКАЛЬНЫХ ОБЪЕКТОВ В ОБРАЗОВАНИЯХ ФУНДАМЕНТА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

В.Л. Шустер, С.А. Пунанова (Институт проблем нефти газа РАН, Москва, РФ)

На основании анализа зарубежного и отечественного опыта освоения залежей нефти и газа в образованиях фундамента разработаны геологические критерии для прогноза и оценки перспектив нефтегазоносности в массивных трещинно-кавернозных породах фундамента. Оценка основывается на анализе следующих факторов:

- ✓ ловушки (ее сейсмическом «образе»);
- ✓ пород-коллекторов (картирование участков разуплотненных трещинно-кавернозных пород, основываясь на спецобработке сейсмических данных и материалов ГИС);
- ✓ флюидоупоров (как региональных, так и зональных);
- ✓ нефтегазогенерационного потенциала материнских осадочных толщ, облегающих фундамент.

1. Проведена типизация ловушек в доюрских отложениях центральных районов Ханты-Мансийского автономного округа, установлены их сейсмические «образы», выявлены устойчивые признаки сейсмической записи. Большинство ловушек относится к стратиграфически-экранированному типу, меньшая часть – к комбинированному (тектонически и литологически экранированному) [7].

2. В верхней части доюрского комплекса выделено четыре объекта прогноза в доюрских - триасово-протерозойских (Т-PR) отложениях: два связаны с корами выветривания триаса и палеозоя, два с отложениями складчатого палеозоя (PZ) и консолидированного палеозойско-протерозойского (PR-PZ) фундамента.

Вещественный состав пород, по которым развиты коры выветривания, сложный и разнообразный. Широко развиты магматические породы основного и кислого состава (базальты, риолиты, порфирит-андезиты, дациты, игнимбриты). На ряде площадей – это метаморфические сланцы, роговики, чарнокиты. В центральной части Шаимского вала – это интрузивы (граниты, плагиограниты, а так же серпентиниты в форме даек, силов и малых интрузий), а на западной и восточной частях вала – это эффузивы и породы терригенно-сланцевой формации триас-верхнепалеозойского возраста. Преобладающий тип пустотности в доюрском комплексе порово-каверновый в верхней части разреза и трещинно-кавернозный в нижней части вскрытого разреза (рис. 1, 2). По составу отложений на границе мезозоя-палеозоя выделены следующие типы коллекторов: вулканогенно-терригенные породы триаса (туринская серия), трещинно-кавернозные известняки и доломиты, метаморфические породы, с серпентинитами, порфиритами и дацитами, эффузивные и интрузивные породы.

Региональными флюидоупорами для залежей нефти в породах юрско-доюрского комплекса (нижне-, средне-верхнеюрские отложения), причем различными для Шаимского, Красноленинского, Березовского и других НГР, являются глинистые толщи юры и мела (отложения даниловской, абалакской и баженовской свит). Кроме того, для залежей нефти только в фундаменте (такие залежи также открыты) роль зональных флюидоупоров могут играть плохо проницаемые породы, залегающие в кровле эрозионно-тектонических выступов (это гранитоиды, сланцы или эффузивные породы, как, например, триасовые базальты в Красноленинском НГР) [1, 3, 6].

3. Оценка нефтегазогенерационного потенциала материнских осадочных отложений, облегающих выступы фундамента, указывает на существование двух источников нефтей, выявленных в выступах кристаллического фундамента на территории Западной Сибири. Один источник связан с органическим веществом нефтепроизводящих отложений палеозоя, другой – с органическим веществом юрских отложений. Проведенное нами сопоставление содержаний и соотношений биофильных элементов V, Ni, Fe, Mo, Cu, Zn в нефтях и битумоидах Шаимского и прилегающих регионов с привлечением данных по редкоземельным элементам (РЗЭ) [5] по месторождениям Ханты-Мансийское, Даниловское, Ловинское, Мартымя-Тетеревское и другим свидетельствует о существенном отличии нафтидов палеозоя и коры выветривания от юрских. В нефтях палеозойского возраста Ханты-Мансийской площади содержание всех изученных МЭ существенно ниже. Особенно это относится к ванадию, содержание которого здесь уменьшается почти на порядок. Металлопорфириновые комплексы как никелевые, так и ванадиевые здесь не обнаружены. Изменяется и соотношение V к Ni: если в нефтях палеозоя Ханты-Мансийской площади оно ниже 1 и составляет 0,2, то в нефтях из юрских залежей других площадей это

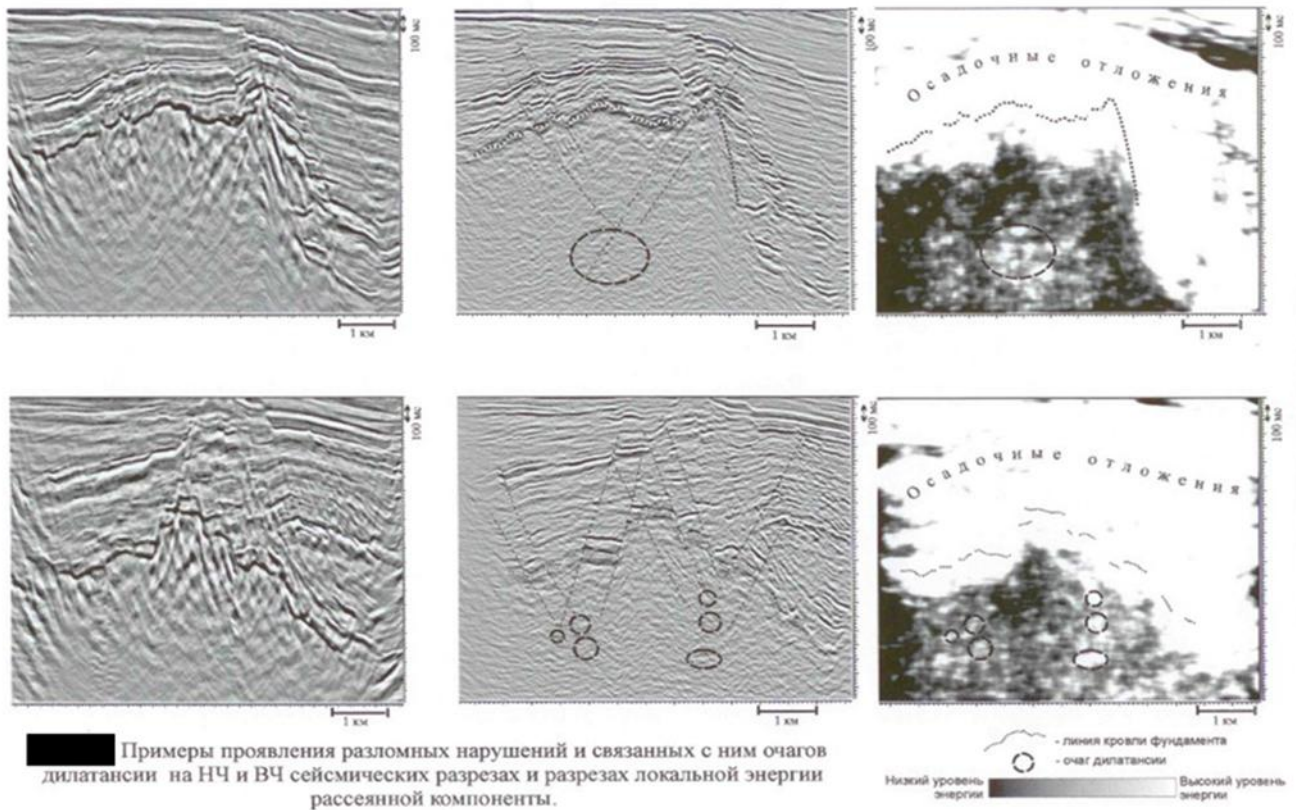


Рис. 1. Из работы В.Б. Левянта и В.Л. Шустера, 2003

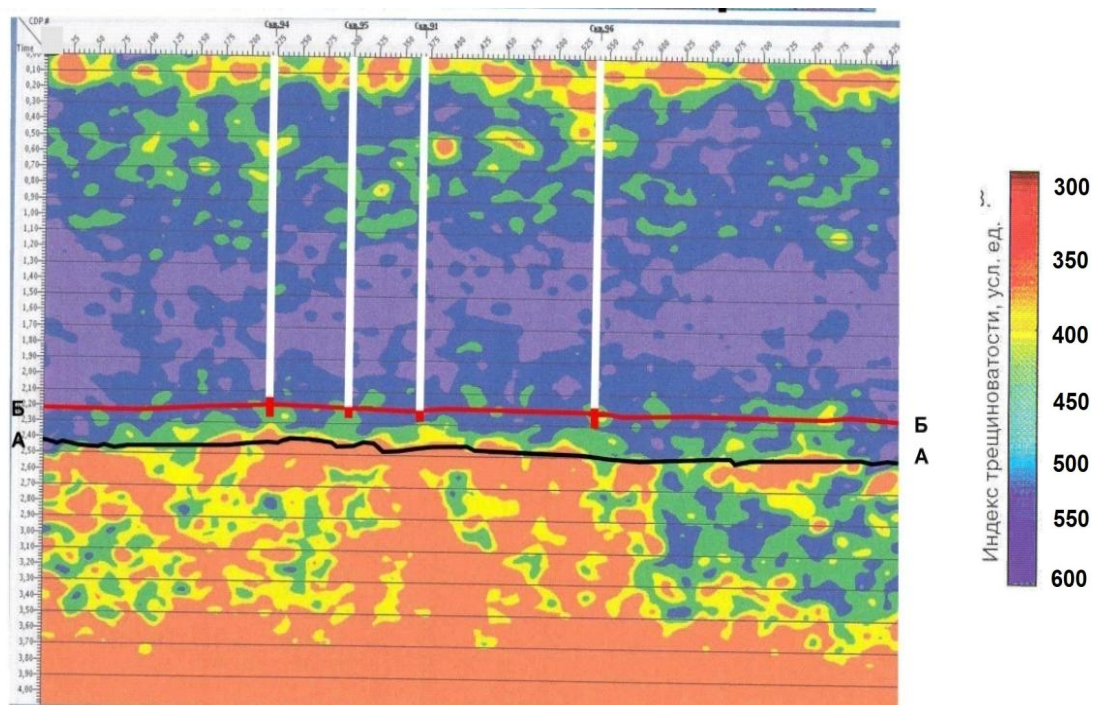


Рис. 2 Картирование неоднородностей фундамента (технология рассеянных волн сейсморазведки) на Усть-Балыкском месторождении.
Условные обозначения: разрез энергии рассеянных волн, полученный методом волнового ОГТ (В.Н. Кремлев и др., 2008).

отношение выше 1 и составляет 1,8 - 2,0. Различаются изученные нефти и по содержанию Fe, а также по отношению V к Fe. В нефтях Ханты-Мансийской площади оно ниже 1. Различны и

концентрационные ряды. Значимые отличия проявляются и по содержанию МЭ в битумоидах. Это связано, вероятно, с наличием локальных очагов нефтеобразования в собственно палеозойских отложениях, высокими стадиями катагенетической преобразованности палеозойской нефти. Данные УВ состава, представленные в виде графика Конана-Кассоу (рис. 3), подтверждают различную

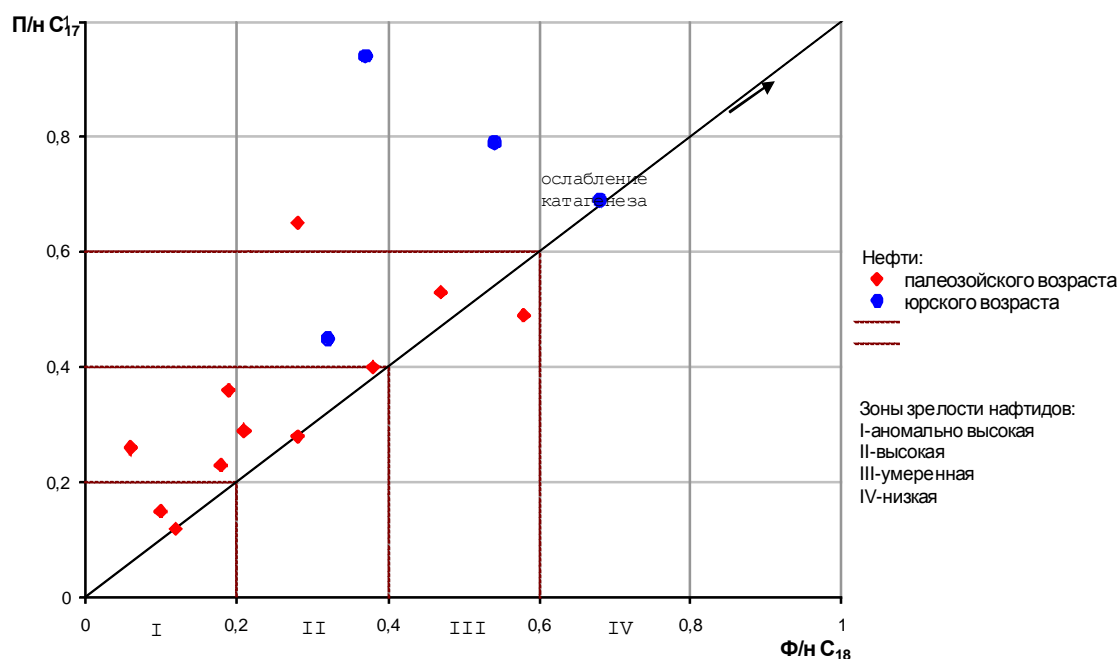


Рис. 3 Отношение изопреноидов и нормальных алканов как показатель степени зрелости нефтей (Пунанова С.А., 2002 по материалам Вышемирского и др.1984)

катагенетическую преобразованность юрских и палеозойских нефтей. Обращает на себя внимание несогласованное поведение кривых концентраций биогенных и РЗЭ элементов в нефтях (рис. 4), что можно объяснить полигенным характером их поступления в нефть [4]. Наличие зон высокой преобразованности ОВ в доюрских отложениях центральных частей Западно-Сибирского НГБ, приуроченных к линейно вытянутым триасовым рифтам в фундаменте, к крупным гранитным блокам и/или к флюидопроводящим разломам, например, Шаимскому [2] способствует этим процессам. Проведенное обобщение геохимических данных, включающих состав и соотношения микроэлементов в нефтях, свидетельствует об отсутствии факторов, препятствующих нефте- и газообразованию как в собственно палеозойских отложениях, где обнаруживаются скопления УВ *in situ*, так и в вышележащих облекающих юрских и палеозойских толщах, являющихся нефтегазоматеринскими и поставляющими нефть в коллектор-фундамент.

В связи со сложным тектоническим строением кристаллического фундамента, а также всего достаточно неоднородного доюрского комплекса, оценка генерационных возможностей палеозойских отложений должна быть дифференцированной, учитывающей палеоструктурные и палеофациальные особенности локальных прогнозируемых участков.

4. Выбор первоочередных объектов поисково-разведочных работ в доюрском комплексе основывается на комплексной оценке геологических факторов.

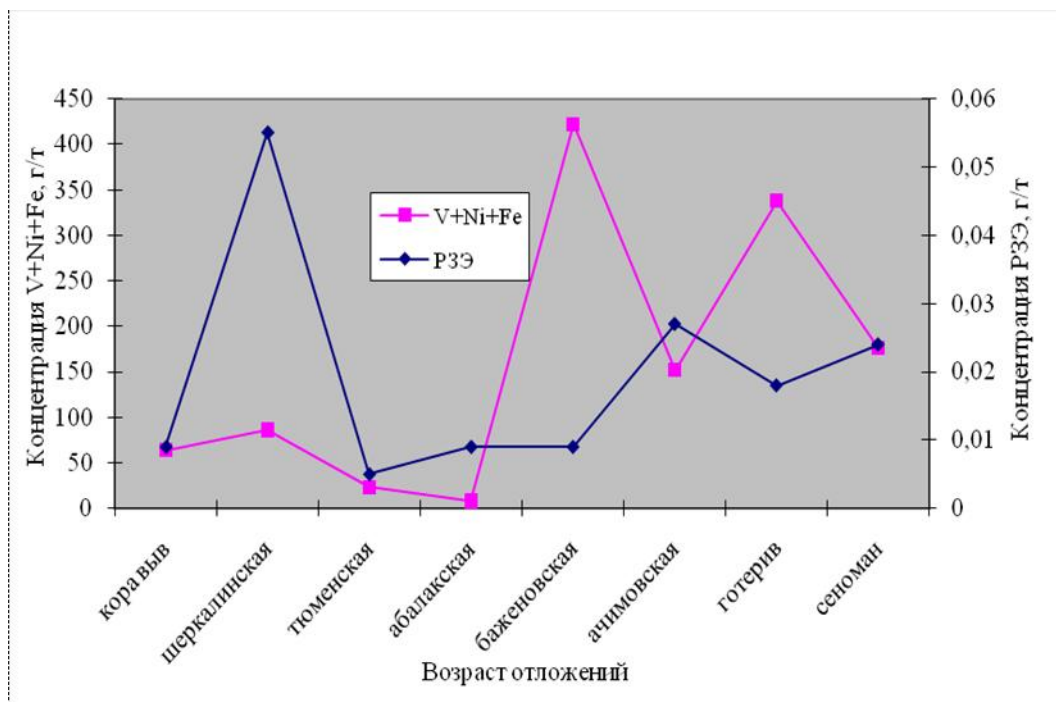


Рис. 4 Распределение элементов в нефтях Шаимского района Западной Сибири

ЛИТЕРАТУРА

1. Дмитриевский А.Н., Шустер В.Л., Левянт В.Б., Пунанова С.А., Самойлова А.В. Принципиальная модель формирования нефтяных и газовых скоплений в трещиновато-кавернозных массивных породах доюрского комплекса Западной Сибири и проблемы их поиска и разведки. Мат. межд. акад. конф. «Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири». Тюмень, 2009. С. 54-73
2. Конторович А.Э., Фомин А.Н., Красавчиков В.О., Истомин А.В. Катагенез органического вещества мезозойских и палеозойских отложений Западной Сибири. Сб. материалов межд. научно-практ. конфер. «Литологические и геохимические основы прогноза нефтегазоносности». СП-6: ВНИГРИ. 2008. С. 68-77.
3. Левянт В.Б., Шустер В.Л. Проблемы поисков залежей нефти (газа) //Экспозиция нефть газ. 2010. № 2. С. 7-9.
4. Пунанова С.А. О полигенной природе источника микроэлементов нефтей // Геохимия РАН. 2004. № 8. С. 893-907
5. Федоров Ю.Н., Маслов А.В., Ронкин Ю.Л., Лепихина О.П. Микроэлементная характеристика сырых нефтей Шаимского и Среднеобского нефтегазоносных районов Западной Сибири: новые данные. Мат. всерос. конфер. с междунар. участием «Дегазация Земли: геотектоника, геодинамика, геофлюиды; нефть и газ; углеводороды и жизнь». М.: ГЕОС. 2010. С. 586-589.
6. Шустер В.Л., Левянт В.Б., Элланский М.М. Нефтегазоносность фундамента (проблемы поиска и разведки месторождений углеводородов). М., ЗАО «Геоинформмарк», 2003. 175 с.
7. Шустер В.Л., Пунанова С.А., Курьешева Н.К. Новый подход к оценке нефтегазоносности образований фундамента. Мат. межд. конф.и, посвященной памяти В.Е. Хаина, «Современное состояние наук о Земле». М. Изд-во: Геологич. фак. Моск. Гос. Ун-та. 2011. С. 2116-2118

СТРОЕНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ КАРБОНАТНЫХ КЛИНОФОРМЕННЫХ КОМПЛЕКСОВ РОССИИ

Фортунова Н.К., Швец-Тэнэнта-Гурий А.Г. (ФГУП «ВНИГНИ»)

Объект изучения и методы

За последние годы наметился значительный интерес к поискам месторождений углеводородов в карбонатных клиноформенных комплексах, развитых в прибортовых частях палеопрогибов. На территории России карбонатные клиноформенные комплексы распространены во всех нефтегазоносных бассейнов, в пределах которых присутствуют мощные карбонатные толщи. Несмотря на то, что с 60-х годов прошлого столетия (Надежкин и др., 1970; Рифы..., 1974) клиноформенное строение карбонатных и глинисто-карбонатных палеозойских толщ неоднократно отмечалось в Волго-Уральской и Тимано-Печорской провинциях различными исследователями, целенаправленного изучения их в качестве поисковых объектов на нефть и газ не проводилось.

На территории нефтегазоносных провинций России карбонатные клиноформенные комплексы развиты на бортах палеовпадин и палеопрогибов в отложениях широкого возрастного диапазона от рифея до мезозоя. В связи с особенностями их строения и приуроченностью осадочных тел к погруженным участкам нефтегазоносных районов количество открытых месторождений пока незначительно. До настоящего времени карбонатные, карбонатно-глинистые, песчано-карбонатно-глинистые подводные конусы выноса не выделялись в качестве самостоятельного объекта поисков месторождений УВ, требующих разработки специфических подходов и методов при проведении геологоразведочных работ, выработки критериев их выделения, классификации слагающих их пород, определения тенденций изменения фильтрационно-емкостных свойств. При изучении карбонатных клиноформенных комплексов использовались специальные методики геологической интерпретации геофизических данных, включающие седиментационно-емкостное моделирование (СЕМ, разработка авторов), разрезы частотно-временных зависимостей (ЧВЗ) (Гумаров, 1995), спектрально-временной анализ (СВАН) (Мушин и др., 1990, Мушин и др. 2005), позволяющие существенно повысить возможности интерпретации.

Результаты

Клиноформенные карбонатные и терригенно-карбонатные клиноформенные комплексы представляют собой осадочные тела, образованные отложениями систем подводных конусов выноса карбонатного, глинистого и песчано-алевритового материала. Изучение авторами этих отложений в различных регионах России и зарубежья позволило выделить два типа карбонатных и карбонатно-глинистых конусов выноса (рис. 1). Карбонатные подводные конусы выноса первого типа соответствуют этапу рифообразования и формируются на кратковременных регрессивных стадиях. Поскольку длительность перерывов невелика (меньше лоны), то и количество обломочного материала, образующегося в результате размыва незначительно. Поэтому мощность отложений подводных конусов выноса незначительно превышает мощность вмещающих карбонатно-глинистых пород и в два раза отличается от мощности карбонатов в зоне рифообразования. Формирование карбонатных и карбонатно-глинистых конусов выноса второго типа соответствует общему регрессивному тектоно-седиментационному этапу развития палеобассейна большой длительности (зоны, подъярусы). Вследствие поступления большого количества обломочного материала на склон и во впадины, мощность клиноформенных комплексов значительно превышает мощность одновозрастных отложений на палеосводах.

В зависимости от количества и длительности перерывов на разных стадиях развития палеобассейна формируются промежуточные типы, различающиеся составом, строением и соотношением мощностей в зонах рифообразования и на склоне. Увеличенные мощности связаны с аккумулятивными телами обломочных карбонатных пород.

В составе клиноформенных комплексов развиты разнообразные сложные по составу породы коллекторы: поровые (различные обломочные карбонатные породы), трещинно-порово-каверновые, трещинно-каверновые и трещинные. Среди пород-коллекторов, помимо гранулярных, широко развиты различные конгло-брекчии с трещинным типом коллектора.

Изучение клиноформенных комплексов различного состава и возраста позволило сделать вывод о том, что с ними связано образование ловушек УВ трех типов: структурного, структурно-литологического и литологического.

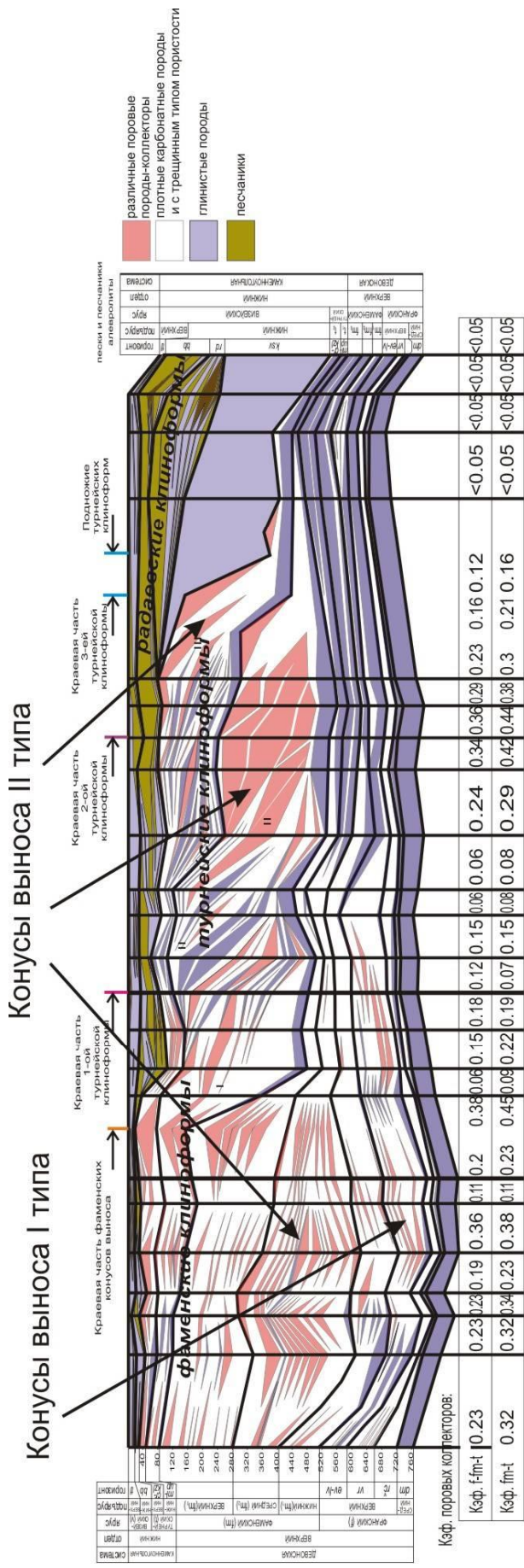


Рис. 1 Седиментационно-емкостная модель карбонатных клиноформенных комплексов в Волго-Уральской НГП

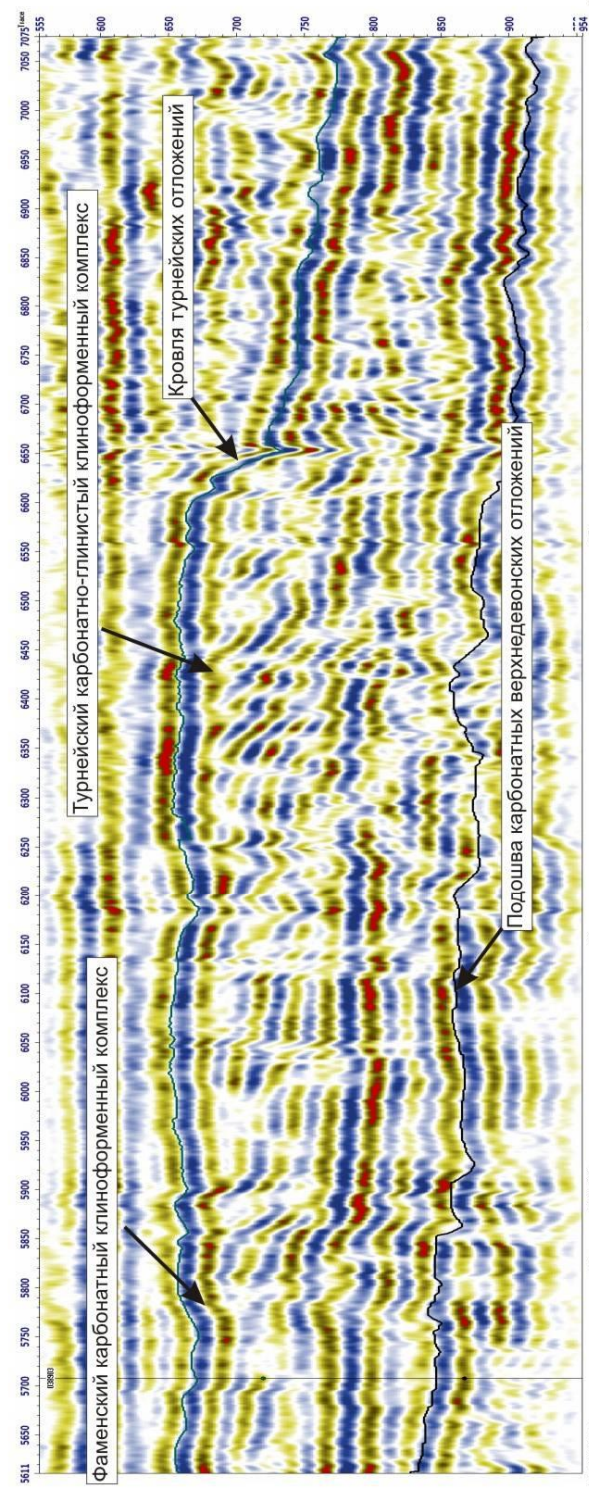


Рис. 2 Характер волновой картины в зоне развития карбонатных клиноформенных комплексов в Волго-Уральской НГП
Обработка графом SFR: СВАН-деконволюция и FFT (полосовая фильтрация)

Однородный карбонатный и карбонатно-глинистый состав клиноформенных комплексов является причиной малой скоростной дифференциации разреза. Это создает значительные трудности при выделении клиноформенных комплексов на временных сейсмических профилях и расшифровке их внутреннего строения, особенно в косых сечениях. Поэтому для геологической интерпретации данных сейсморазведки необходимо применение специальных методов, включающих седиментационно-емкостное моделирование (СЕМ) для выявления структуры комплекса (Рис.1), разрезы частотно-временных зависимостей (ЧВЗ), спектрально-временной анализ (СВАН), позволяющих выделить и проследить слабые и непротяженные отражающие границы (рис. 2).

Карбонатные и карбонатно-глинистые клиноформенные комплексы являются перспективными объектами поисков месторождений УВ, так как: занимают большие площади осадочных бассейнов и сложены одновременно генерирующими и аккумулирующими толщами.

Перспективы клиноформенных комплексов в целом определяются следующими особенностями их строения:

- наличием терригенных и карбонатных пород-коллекторов – поровых, трещинно-порово-каверновых, трещинно-поровых;
- наличием региональных соляных или глинистых флюидоупоров перекрывающих клиноформенные комплексы;
- наличием зональных и локальных глинистых флюидоупоров внутри клиноформенных комплексов создающих дополнительные условия экранирования для образования ловушек;
- наличием линз терригенных и карбонатных пород-коллекторов, заключенных в толщах глинистых пород, способствующих формированию не только структурных, но и литологических и структурно-литологических ловушек;
- парагенезом отложений подводных конусов выноса, слагающих основную часть клиноформенных комплексов, с карбонатно-глинистыми нефтематеринскими породами, обогащенными органическим веществом, что снижает потери при миграции и формировании скоплений УВ в клиноформенных комплексах;
- наличием открытых месторождений нефти и газа в клиноформенных комплексах, большая часть из которых находится на наиболее изученных территориях с высокой плотностью бурения.
- клиноформенные комплексы занимают обширные территории Тимано-Печорской, Волго-Уральской, Прикаспийской, Лено-Тунгусской, Северо-Кавказской провинций, а в Кольской и Адмиралтейско-Приновоземельской ПНГО занимают более 90% их площади и являются основным поисковым объектом.

В пределах Тимано-Печорской провинции они известны в отложениях нижнего и верхнего палеозоя. Верхнедевонско-турнейские клиноформенные комплексы развиты в основном на территории Предуральского прогиба и с ними связан ряд залежей на Вуктыльском месторождении (Антоновская, 2005), каменноугольно-нижнепермские развиты на севере Хорейверской впадины, в Кортаихинской впадине и на акватории Печорского моря.

В Волго-Уральской НГП карбонатные клиноформы широко распространены в верхнедевонских и каменноугольных отложениях в пределах Камско-Кинельской системы палеопрогибов.

В пределах Северо-Кавказской НГП установлены триасовые клиноформенные комплексы в пределах Маньчских прогибов, где они вскрыты единичными скважинами и юрские клиноформы в Восточно-Кубанской впадине.

На территории Лено-Тунгусской НГП установлены рифейские и нижнекембрийские карбонатные клиноформенные комплексы. Рифейские связаны с Ангаро-Котуйским грабен-рифтом. Нижнекембрийские развиты в северной и восточной частях провинции за нижнекембрийской рифовой системой.

На Кольско-Канинской моноклинали зоны распространения клиноформ установлены по данным сейсморазведки в интервале от девона до перми практически по всей территории. В пределах Адмиралтейско-Предновоземельской ПНГО так же по данным сейсморазведки выделен ряд клиноформенных карбонатных тел в девонских, каменноугольных и нижнепермских отложениях.

Заключение

Вследствие сложного внутреннего седиментационного строения перспективных нефтегазоносных карбонатных и глинисто-карбонатных клиноформенных комплексов, для разработки разномасштабных объемных геологических моделей на различных стадиях геологоразведочных работ, необходимо комплексирование специальных методов геологической интерпретации данных сейсморазведки – СЕМ, ЧВЗ, СВАН, существенно повышающих качество

интерпретации, позволяющих диагностировать клиноформенные образования и определять закономерности распределения пород с различными фильтрационно-емкостными свойствами.

Литература

- 1 Антоновская Т.В. Проблема нефтегазоносности поднадвиговых отложений Вуктыльского НГКМ // Научные проблемы и перспективы нефтегазовой отрасли в Северо-Западном регионе России / Науч.-техн. сб. в 4 ч. Ч. 1. – Геология, геофизика и бурение. – Ухта: филиал ООО «ВНИИГАЗ»-«Севернипигаз», 2005. – С. 68-79.
- 2 Гумаров Р.К. Возможность повышенной информативности сейсмических данных на основе использования способа частотно-временных зависимостей “Геология нефти и газа”. – 1995. – № 3. – с.15-18.
- 3 Надежкин А.Д., Постников Д.В., Фаттахутдинов Г.А. Накопления песчаников и обломочных известняков в бортовой зоне Актаныш-Чишминского прогиба и связанные с ними структурные формы. // Геология и нефтеносность Камско-Кинельских прогибов. Изд-во Казанского университета, 1970, с. 201-207.
- 4 Рифы Урало-Поволжья, их роль в размещении залежей нефти и газа и методика поисков. Под ред. чл.корр. АН СССР М.Ф. Мирчинка, М., Недра, 1974, 152 с.
- 5 Мушин И.А., Белоусов Г.А., Городков А.Б. СВАН-сейсморазведка (спектрально-временной анализ в технологиях сейсморазведки), М., «Геофизика», 2005.
- 6 Мушин И.А., Бродов Л.Ю., Козлов Е.А., Хатьянов Ф.И. «Структурно-формационная интерпретация сейсмических данных». Москва, Недра, 1990.

Исследования выполнялись в рамках Государственного контракта № ПС-03-34/43

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НИЖНЕМАЙКОПСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ТЕМРЮКСКОГО ЗАЛИВА АЗОВСКОГО МОРЯ

Смирнов В.Е.*, Попович С.В. (ООО "ЛУКОЙЛ-ВолгоградНИПИморнефть"),
Лавров А.И. (ООО "НК "Приазовнефть")

Резюме. По результатам сейсмических работ МОГТ-2D в Темрюкском заливе Азовского моря изучено строение нижнемайкопских отложений, выявлен нефтеперспективный объект и дана оценка локализованных ресурсов.

Задачи. Работы, проведенные ООО "НК "Приазовнефть" на Темрюкско-Ахтарском лицензионном участке Компании в российском секторе Азовского моря, свидетельствуют о высоких перспективах нефтегазоносности кайнозойских отложений. По результатам выполненных ранее исследований в нижней части майкопских отложений, относимых к терригенным осадкам хадумского надгоризонта олигоцена, на северном склоне Индоло-Кубанского прогиба (ИКП) прогнозируется объект неструктурного типа значительного размера, расположенный на глубине 4000-4500 м. В связи с этим, основными задачами исследований являются: уточнение строения нижнемайкопских отложений, выявление возможных ловушек УВ и оценка перспектив их нефтегазоносности по данным сейсморазведки.

Данные. Район работ располагается на территории Краснодарского края в юго-восточной части Азовского моря (Рис. 1). В акватории Темрюкского залива перспективными для поиска углеводородов являются пять литолого-стратиграфических комплексов кайнозоя (понтический, мэотический, караганский, чокракский и майкопский), нефтегазоносность которых доказана бурением в акватории и на сопредельной суше. К первым трем комплексам приурочены, в основном, газовые месторождения. В отложениях чокракского яруса (на акватории и обрамляющей суше) и майкопской серии (на сопредельной территории) выявлены газонефтяные и нефтяные месторождения.

Существенным резервом прироста запасов УВ является освоение ресурсов майкопских отложений ($P_3-N_1^1$). Их промышленная нефтегазоносность установлена на суше в пределах южного борта Западно-Кубанского прогиба (ЗКП) (Хадьженский район, Азовская и Калужская антиклинальные зоны), на Бейсугском месторождении и на Джанкойской площади в Крыму. Кроме того, известны непромышленные нефтегазовые скопления на Керченском и Таманском полуостровах. В Азовском море выявлены Морское-1, Стрелковое, Западно-Бейсугское, Северо-Казантипское и Восточно-Казантипское месторождения. На Прикерченском шельфе Черного моря в песчаниках нижнего майкопа открыто крупное Субботинское нефтегазовое месторождение. В Темрюкском заливе наиболее перспективны области выклинивания отложений нижнего майкопа на северном борту ИКП, где по данным бурения на сопредельной суше могут залегать песчано-алевролитовые пласты. Другие перспективные объекты в нижнемайкопских отложениях могут быть связаны с зонами уменьшенных толщин над эрозионными выступами эоценовых отложений, размытых в предолигоценное время. Исходя из особенностей осадконакопления и условий залегания нижнемайкопских отложений, здесь возможно формирование структурно-литологических, а в зоне выклинивания коллекторов – неструктурных (литологических) ловушек УВ.

Для выполнения настоящих исследований использованы материалы сейсмической съемки МОГТ-2D и данные бурения на акватории Темрюкского залива и прилегающей суше. В рабочий проект интерпретационной системы Petrel введены сейсмические профили разных лет, материалы ГИС и ВСП по морским скважинам, вскрывшим майкопские отложения. В юго-восточном секторе Азовского моря верхнемайкопские отложения вскрыты в скважинах 258-Геологическая, 250-Прибрежная, 252-Прибрежная, 1-Новая и 1-Геленджикская, а средне- и нижнемайкопские - только в

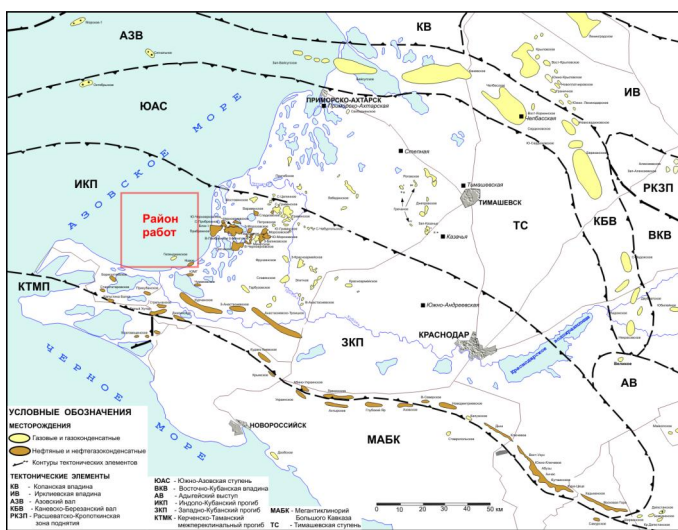


Рис. 1. Район работ на схеме тектонического районирования Западного Предкавказья

скважине 258-Геологическая. Непосредственно на площади работ нижнемайкопские отложения бурением не вскрыты. Качественная обработка сейсмических материалов разных лет обеспечила близкие динамические и кинематические характеристики волнового поля. Все профили пригодны для интерпретации в едином геоинформационном проекте.

Метод и результаты. При интерпретации данных сейсморазведки осуществлялась увязка сейсмических профилей по замкнутым полигонам, стратификация отражающих горизонтов и их прослеживание по площади работ.

В разрезе кайнозойских отложений Темрюкского залива традиционно выделяют домайкопский (мел-эоценовый), майкопский (олигоцен-нижнемиоценовый) и надмайкопский (среднемиоцен-четвертичный) осадочные комплексы. Предметом нашего рассмотрения являются отложения майкопской серии, при этом основное внимание уделяется нижнемайкопским (хадумским) отложениям олигоценового отдела палеогена. Для картирования нижнемайкопских отложений прослежены отражающие горизонты, приуроченные к их кровле и подошве, соответственно $P_3mk_1(hd)$ и P_2 (кровля эоцена).

В нижней части северного борта ИКП волновая картина майкопского осадочного комплекса разнообразна. Кровля майкопских отложений является эрозионной поверхностью. Для верхней части толщи, сложенной слабоизвестковистыми глинами с прослоями и линзами песчаников характерны параллельно-протяженные и прерывистые отражения. В среднем майкопе значительное место занимает сейсмofация хаотической записи и слабых акустически прозрачных отражений, отмечается косослоистое напластование, связанное с клиноформами бокового наращивания склона. В нижнемайкопском комплексе, представленном толщиной переслаивания глин и песчано-алевритистых разностей, иногда линзовидной формы, наблюдается серия относительно протяженных отражений, соответствующая, по привязке к скважинам на прилегающей суше, песчаным пачкам, выклинивающимся на южном склоне Азовского вала.

Отражающему горизонту P_2 соответствует эрозионный контакт песчано-алевролитовых отложений нижнего майкопа и эоцена, характеризующийся параллельно-прерывистыми отражениями различной интенсивности, а горизонту $P_3mk_1(hd)$ в верхней части северного борта ИКП - интенсивное двухфазное отражение. На значительной площади в разрезе нижнего майкопа оси синфазности субпараллельны и представляют набор непрерывно-прерывистых отражений разной интенсивности.

Сейсмостратиграфический анализ волнового поля выявил границы угловых несогласий в кровле нижнемайкопских отложений (Рис. 2). С севера зона угловых несогласий контролируется дугообразно изогнутыми разломами и опережающими их разрывными нарушениями, которые ограничивают с южной стороны акваториальную часть линейно-мобильной Прибрежно-Петровской

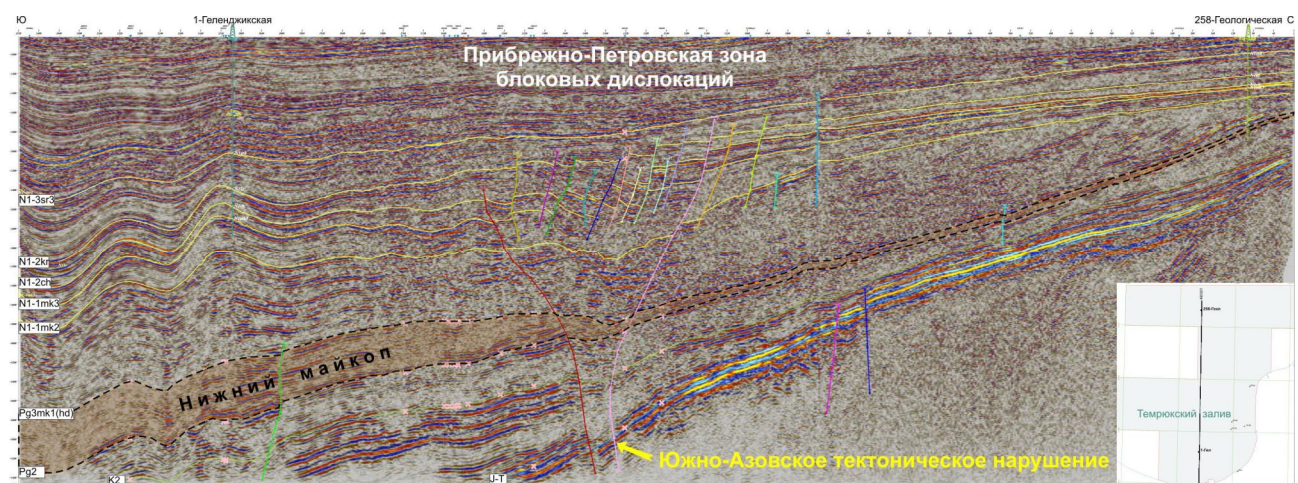


Рис. 2. Сейсмогеологический разрез по профилю 480301

зоны блоковых дислокаций. С восточной стороны зона несогласий контролируется флексурным перегибом в подстилающих отложениях эоцена и мела, которому соответствуют разрывные нарушения в дислоцированных нерасчлененных отложениях триаса и юры. В волновом поле зона угловых несогласий проявляется на разных участках площади в виде сейсмofаций эрозионного склонового среза, эрозионного вреза, эрозионного субгоризонтального среза нижнемайкопских отложений, являющихся следствием колебания уровня моря в бассейне осадконакопления.

Область срезания нижнемайкопских отложений приурочена к тектонически активной Прибрежно-Петровской зоне блоковых дислокаций, что может приводить на некоторых участках к формированию литологических ловушек с элементами тектонического экранирования. Можно предположить, что формирование эрозионных срезов и врезов происходило в периоды активизации тектонических движений, приводящих к изменению динамики осадочного бассейна и внутриформационным перерывам в осадконакоплении. Усиление регрессивного характера осадконакопления в предмиоценовое время приводило к размыву придонными течениями и переотложению терригенного материала на отдельных участках склона нижнемайкопского бассейна седиментации. В результате последующей трансгрессии нижнемайкопские песчано-алевролитовые отложения перекрывались глинистыми осадками среднего майкопа. Севернее акваториальной части Прибрежно-Петровской зоны блоковых дислокаций (Южно-Азовского тектонического нарушения) нижнемайкопские отложения резко сокращаются в толщине и моноклинально залегают на отложениях эоцена.

Структурный план подошвы нижнего майкопа отражает моноклинальное погружение пород в сторону приосевой части ИКП. Разрывные нарушения, за исключением самых крупных, не проникают в нижнемайкопскую толщу. На структурной карте нижнемайкопских отложений выделяются три области с разными условиями залегания (Рис. 3а). На севере отмечается моноклинальное погружение пород, центральная область с глубинами 4300-5000 м характеризуется сложным строением, а на юге, в депрессионной зоне ИКП, глубина залегания достигает 6000 м.

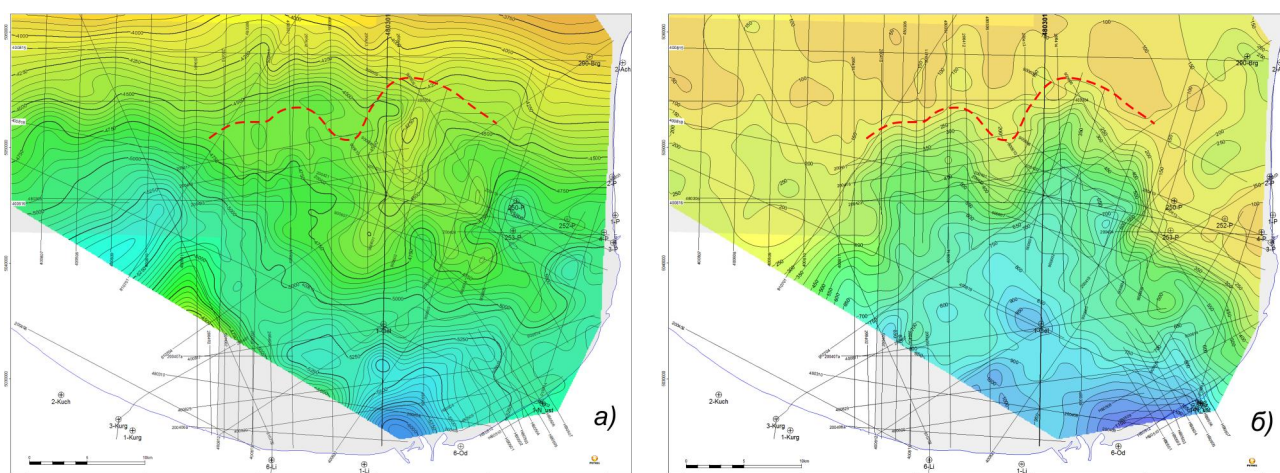


Рис. 3. Структурная карта по кровле (а) и карта изопахит (б) нижнемайкопских отложений

В центральной области структурный план аккумулятивно-эрозионной природы осложнен рядом положительных и отрицательных форм. Район развития аккумулятивно-эрозионной поверхности в этой части планшета контролируется зоной Южно-Азовского тектонического нарушения. Доминирующей положительной формой является структурный выступ, наиболее рельефно оконтуриваемый изогипсой -4600 м.

Толщина нижнемайкопской толщи в пределах района работ изменяется от 100 м в северной части планшета до 1100 м на юге, в приосевой части ИКП (Рис. 3б). Полоса сильного сгущения изопахит дугообразно охватывает нижнюю часть склона и приосевую зону ИКП. Область повышенных толщин наиболее контрастно оконтуривается изопахитой 350 м, имеющей заливообразную форму. Положение полосы сгущения изопахит в значительной степени соответствует зоне внутриформационного срезания и выклинивания верхней части нижнемайкопских отложений в области глубинного разлома, ограничивающего с юга Прибрежно-Петровскую зону блоковых дислокаций. Пространственная локализация области увеличенных толщин свидетельствует об особом режиме осадконакопления нижнемайкопских песчано-алевролитовых отложений в этой части палеобассейна, как было указано выше. На месте ИКП и ЗКП в начале майкопского времени продолжал конседиментационно развиваться глубоководный осадочный бассейн Восточного Паратетиса, у подножия континентального склона накапливались гравитационные осадочные тела, которые быстро перекрывались мощными глубоководными толщами [1]. Основным источником сноса терригенного материала в это время располагался, вероятно, на севере (Ростовский выступ Восточно-Европейской платформы), второстепенный - на юго-востоке (область современного Кавказа).

На Прикерченском шельфе Черного моря в начале 2006 года ДАТ "Черноморнефтегаз" при бурении скважины 403-Субботина открыло одноимённое нефтегазовое месторождение в

терригенных отложениях нижнего майкопа [2, 3, 4]. Структура расположена в центральной части Керченско-Таманского прогиба (КТП), который на юго-западе соединяется с прогибом Сорокина, и приурочена к антиклинальной складке северо-восточного простирания южной vergentности. Пачки песчаных коллекторов с суммарной толщиной отдельных пластов до 70 м и пористостью до 20 %, предположительно слагают линзы песчаников в турбидитовых комплексах древних глубоководных подводных конусов выноса (фэнов) на прилегающих к континентальному склону (до 100-150 км) участках абиссали океана, которые имеют широкое распространение на пассивных окраинах материков в кайнозое [7]. В начале майкопского времени на месте КТП, также как и на месте ИКП, развивался глубоководный осадочный бассейн Восточного Паратетиса. Толщина олигоцен-миоценовых отложений в ИКП и КТП сопоставима и составляет соответственно 4250 и 4500 м [5]. М.В. Муратов подчеркивал: "... Керченско-Таманская область скорее может быть объединена как область длительного прогибания с погружающимся бассейном современного Азовского моря" [6]. Поскольку Керченско-Таманская зона является частью (выступом) Скифской плиты, то КТП является естественным продолжением ИКП, глубоким прогибанием которого и индуцирован. Сходство условий формирования олигоценовых комплексов пород в прогибах повышает перспективы нефтегазоносности нижнемайкопских отложений на северном борту ИКП.

Выявленные особенности строения нижнемайкопских отложений позволяют прогнозировать в нижней части северного склона ИКП литологическую ловушку, связанную с выклиниванием и стратиграфическим срезанием песчано-алевролитовых пластов. Для локализации и оконтуривания ловушки выбрана изопахита 350 м. В качестве кровли ловушки принималась поверхность, отождествляемая со структурной картой по кровле нижнего майкопа, а подошвы – поверхность, полученная путем уменьшения на 350 м глубин кровли эоцена (P_2). В качестве условного уровня ВНК выбрана изогипса -5000 м, оконтуривающая ловушку с юга. Пространственное совмещение трех поверхностей обеспечило "отсечение" замкнутой литологической ловушки. Глубина поверхности ловушки изменяется от -4225 м на севере до условного уровня ВНК -5000 м на юге. Толщина ловушки находится в диапазоне от 0 до 400 м. Структурная карта, карта изопахит и трёхмерная модель ловушки представлены на рис. 4, 5. Как видно на рисунках, поверхность ловушки осложнена локальными куполами небольшой амплитуды. Разрез литологической ловушки по линии сейсмопрофиля 480301 представлен на рис. 2.

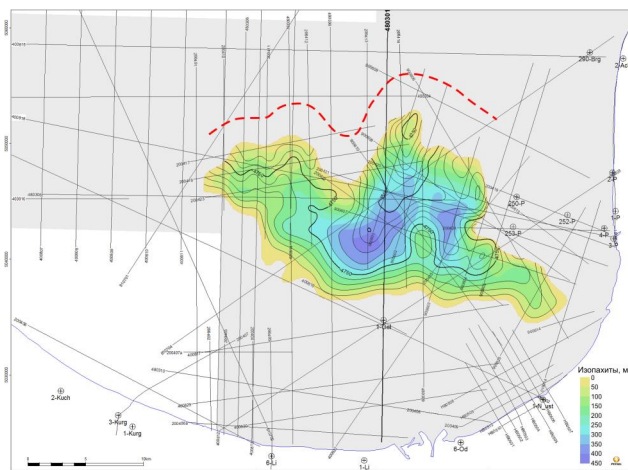


Рис. 4. Структурная карта по кровле и карта изопахит литологической ловушки

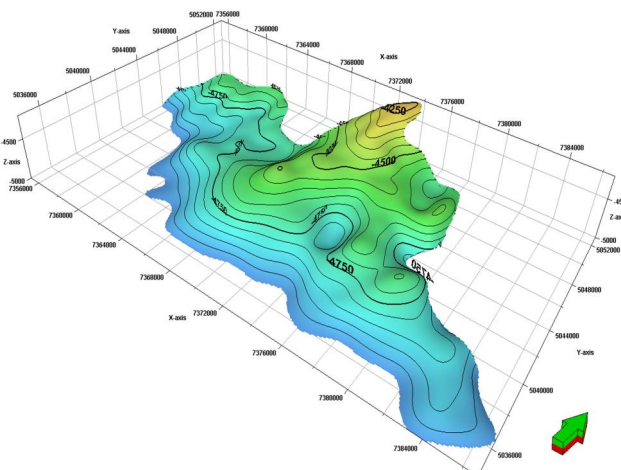


Рис. 5. Модель литологической ловушки

Ввиду отсутствия данных бурения о наличии, количестве и свойствах пластов-коллекторов в нижнемайкопских отложениях, средние значения их параметров взяты по аналогии с разведанными нефтяными месторождениями в майкопских отложениях на прилегающих к району работ территориях. Выполненные оценки локализованных ресурсов позволяют отнести прогнозируемую нефтяную залежь к категории крупных.

Заключение. Исследования, проведенные в акватории Темрюкского залива, позволили уточнить строение нижнемайкопских (хадумских) отложений, выявить и закартировать литологическую ловушку, дать оценку локализованных ресурсов прогнозируемой залежи нефти. Последующими работами необходимо детализировать строение выявленной ловушки для оптимизации размещения поисково-разведочных скважин.

ЛИТЕРАТУРА

1. Попов С.В., Антипов М.П., Застрожных А.С. и др., 2010, Колебания уровня моря на северном шельфе Восточного Паратетиса в олигоцен-неогене: Стратиграфия. Геологическая корреляция, т. 18, 2, 99-124.
2. Єгер Д.О., Попадюк І.В., Стовба С.М., Ратушиний В.С., Хрящевська О.І., Макєєв В.Г., Горбунов В.І., Губич І.Б., 2008, Ефективність застосування нової методики комплексного аналізу геолого-геофізичних даних для прогнозування нафтогазоносності (на прикладі структури Субботіна в Чорному морі): Нафтова і газова промисловість, 2, 4-7.
3. Довжок Т.Є., Вакарчук С.Г., Харченко М.В. Іщенко І.І. и др., 2010, Нові дані щодо геологічної будови родовища Субботіна: Материали Международной научно-практической конференции "Современные методы сейсморазведки при поисках месторождений нефти и газа в условиях сложнопостроенных структур (Сейсмо-2010)" (полная электронная версия): Украина, АР Крым, пгт. Курортное, изд. УкрГГРИ.
4. Недоскова І.В., Карпенко І.В., Старченко Г.С., Баньковська О.О., 2010, Тектонотипи структур Прикерченського шельфу та пріоритетність їхнього опощукування: Материали Международной научно-практической конференции "Современные методы сейсморазведки при поисках месторождений нефти и газа в условиях сложнопостроенных структур (Сейсмо-2010)" (полная электронная версия): Украина, АР Крым, пгт. Курортное, изд. УкрГГРИ.
5. Бобылев В.В., Пишванова Л.С., Яценко Т.В., Шиманов Ю.В., 1981, К тектонике Керченско-Таманской зоны: Геология нефти и газа, 7, 36-41.
6. Муратов М.В., 1937, Геологический очерк Восточной оконечности Крымских гор: Тр. Московского геолого-разведочного института, VII, Москва, 21-122.
7. Конюхов А.И., 1987, Осадочные формации в зонах перехода от континента к океану: М., Недра.

ПОГРЕБЕННЫЕ ГРАБЕНЫ И ГОРСТЫ ЮГО-ВОСТОЧНОГО ПОГРУЖЕНИЯ ЖИГУЛЕВСКО-ОРЕНБУРГСКОГО СВОДА

*Соколов А.Г., Попова О.В. (Оренбургский государственный университет),
Поволоцкий В.В. (ОАО «Газ и нефть»)*

Юго-восточное погружение Жигулевско-Оренбургского свода по палеозойским отложениям представляет собой Восточно-Оренбургское сводовое поднятие (ВОСП), которое отображает пологозалегающую мегаструктуру, хорошо изученную бурением и сейсморазведкой. По отражениям девона в пределах ВОСП фиксируются малоамплитудные грабенообразные прогибы и горстовидные зоны протяженностью в десятки км [3]. Менее изучен кристаллический фундамент. Особенностью строения данного тектонического элемента является тот факт, что фундамент перекрыт мощной толщей рифей-вендских (бавлинских) отложений, заполняющих юго-восточное погружение Оренбургского свода. Предполагаемая толщина этих преимущественно терригенных осадков только в пределах исследуемого участка составляет от 1700 м до 4000 м. Бурением фундамент вскрыт лишь в северной части ВОСВ тремя скважинами: № 8 Романовской, № 1 Шарлыкской, и № 12 Николаевской на отметках -3709, -3818 и -3849 м. Установленная толщина бавлинских отложений составляет соответственно 744, 826 и 814 м. По геофизическим данным их толщина увеличивается на юг и на восток. В этом же направлении происходит погружение фундамента.

Сейсморазведкой фундамент в целом изучен слабо. Это объясняется, во-первых, слабыми акустическими свойствами фундамента как отражающей границы на подавляющей части территории ВОСВ. Во-вторых, отражающий горизонт А не является целевым отражением при проведении поисковых сейсморазведочных работ. Как правило, изучается палеозойский осадочный комплекс, включая девонские терригенные отложения, поэтому длина записи ограничивается временем 2 - 2,5 сек. Из-за отсутствия глубоких скважин на большей части территории ВОСП нет и временной привязки поверхности фундамента.

Рассматриваемый нами район сейсмических площадей Ольшанской, Архангеловской, Майорской отличается хорошей прослеживаемостью отражающего горизонта А (Ф) от кровли фундамента. На фоне малоинформативной слабодислоцированной толщи рифей-венда (Rf-Vn) на временах 2,2 – 2,8 сек четко выделяется многофазная запись с крутыми наклонами (рис. 1). Ранее [2] по результатам анализа сейсмических материалов ОАО Татнефтегеофизика (1983-1984 гг.) и ОАО ОГЭ (1987-1995 гг.) автор протрассировал ряд тектонических нарушений и представил структурно-тектоническую модель в изохронах ОГ А(Ф). В 2004-2005 гг. в связи с открытием Майорского месторождения нефти из афонинских и франских отложений были проведены детальные сейсморазведочные работы силами ОАО Ставропольнефтегеофизика и ОАО Самаранефтегеофизика. Этими исследованиями сложное строение фундамента подтверждено. На основании данных сейсмических материалов с использованием скоростной характеристики вышеупомянутых глубоких скважин построена глубинная модель строения фундамента Майорской площади (рис. 2).

Более детальные исследования позволили сделать вывод, что мы имеем дело с грабеном древнего заложения (предположительно протерозойского времени проявления) субширотной ориентировки. На временном разрезе 020501 южный борт грабена отображен на пикете 50, где отражающий горизонт Ф, соответствующий кровле фундамента, скачкообразно погружается в сторону грабена на ≈ 300 мсек, что соответствует почти 500 м. Северный борт грабена отображен на пикетах 180 - 200, где временной скачок отражения составляет около 550 мсек., что соответствует почти 1,5 км. Судя по волновой картине, южный борт почти вертикален в то время, как северный имеет подвернутый характер, что можно интерпретировать как надвинутость северного блока на южный опущенный. Идентичность волновой картины северного сброса, соответствующего северному борту грабена, на многих профилях субмеридиональной ориентировки позволило выделить зону надвига шириной 2-4 км на протяжении 25 км.

Характер взаимных перемещений блоков говорит о, вероятно, 2-х фазах развития грабена. На первом этапе – фазе растяжения при интенсивных сбросах и погружении на юг фундамент раскололся широтными разломами на ряд пластин. На втором этапе – фазе сжатия относительно опущенные блоки задрались вверх так, что их северные края стали выше южных краев соседних блоков. По нашему анализу на последнем этапе по северному краю грабена образовалась надвиговая зона. Данная зона шириной 2-4 км составила протяженность 25 км на изученной площади.

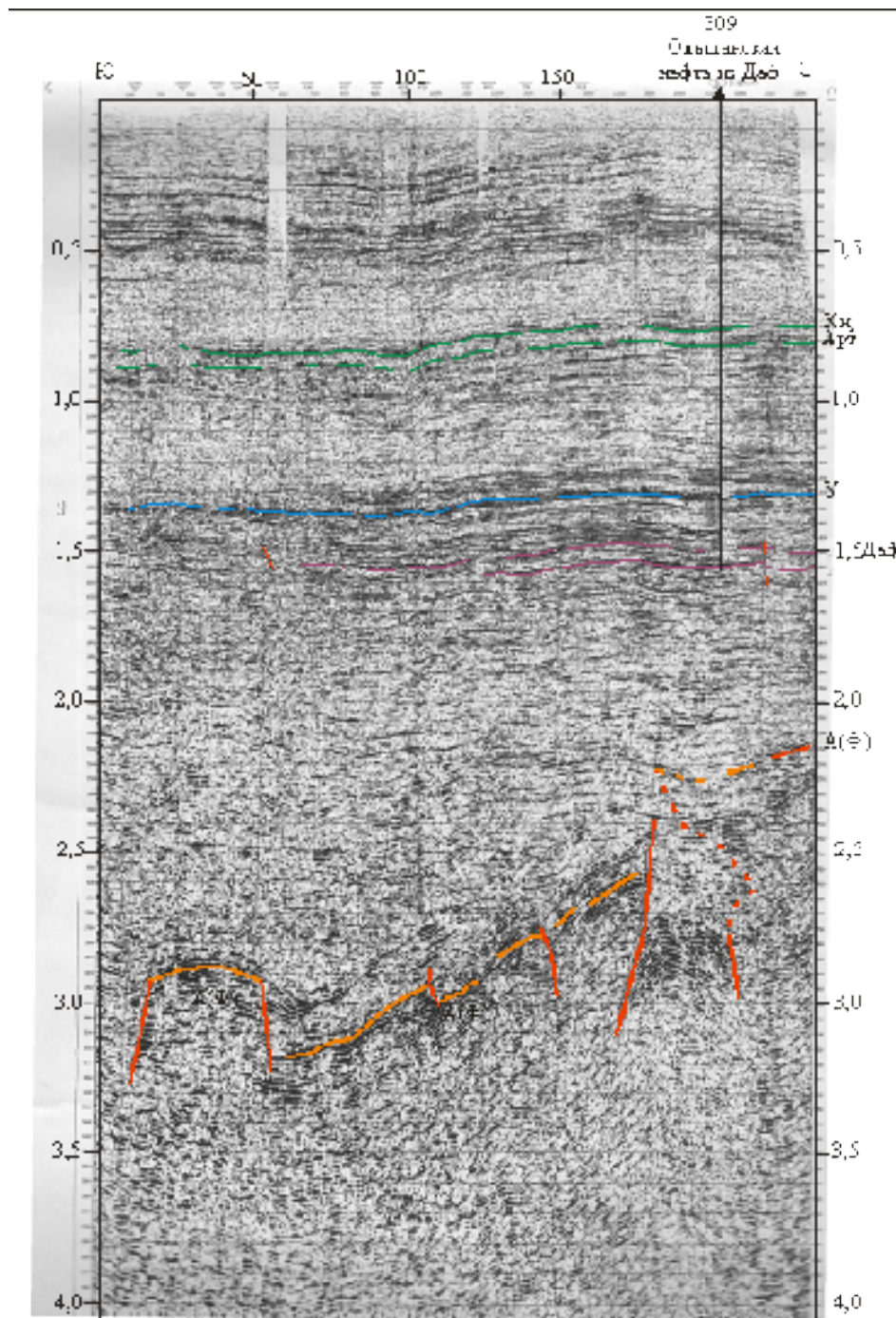


Рис. 1 Майорская площадь. Временной разрез по профилю 020501

Последующее осадконакопление в протерозое в условиях морского бассейна сnivelировало все неровности кровли фундамента, при этом сложная тектоника оказалась законсервированной терригенной толщей Rf-Vn (см. рис. 1). Выделенный нами грабен интересен с точки зрения нефтеносности палеозойских, в первую очередь, девонских отложений. Динамика подобных палеограбенов, зафиксированных в пределах Оренбургской области такова, что они претерпевают инверсию на определенном этапе (франское время для Серноводско-Абдулинского, Ольховского, Бикулинско-Землянского, Соль-Илецкого) [2]. Горстовая стадия создает различного рода ловушки углеводородов: антиклинальные, приразломные, органогенные постройки. В данном случае такой аналогии, по-видимому, не наблюдается, хотя на представленном временном разрезе малоамплитудные тектонические нарушения в отложениях терригенно-карбонатного девона соответствуют границам грабена.

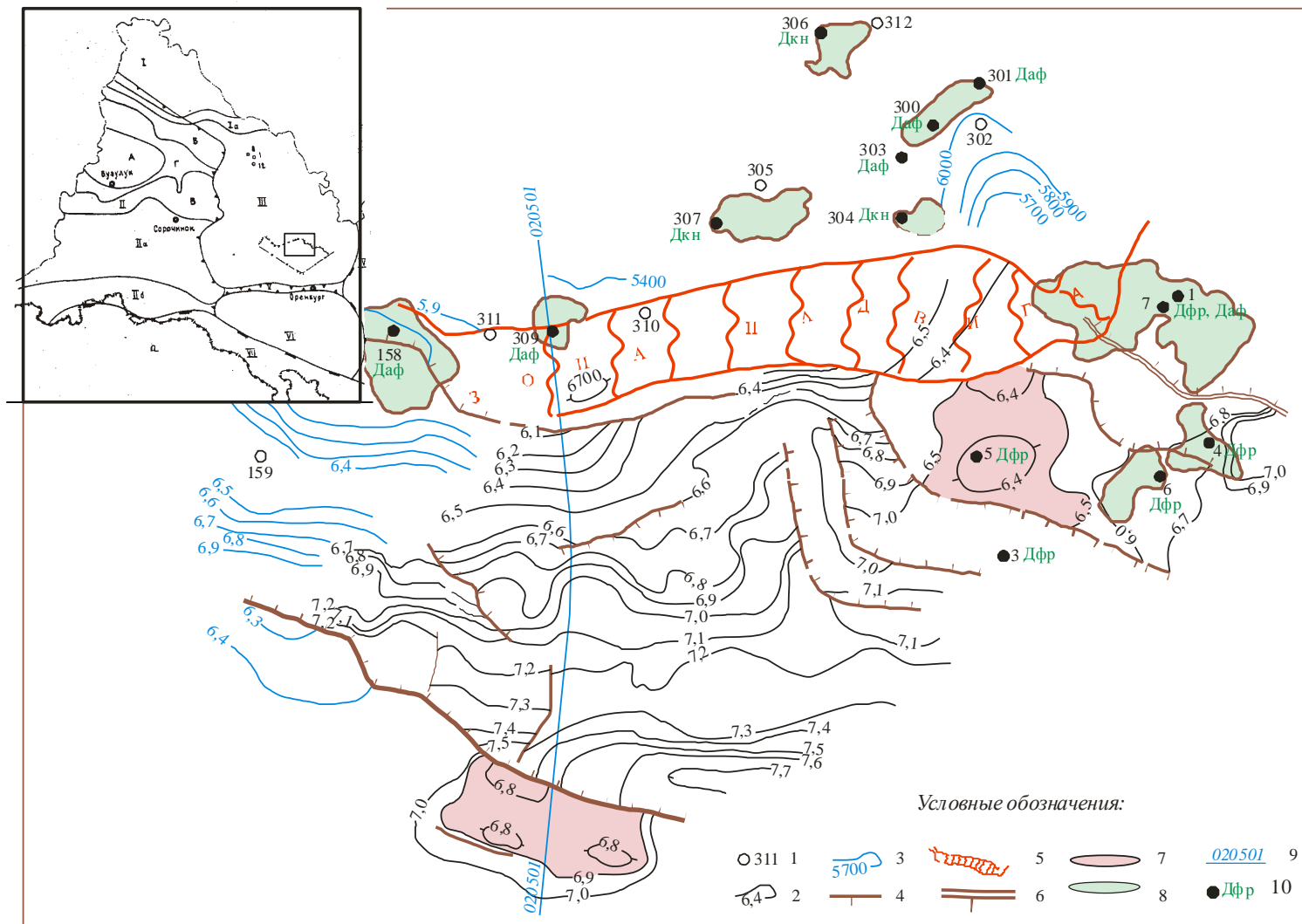


Рис. 2 Майорская площадь. Схематическая карта поверхности фундамента.

Условные обозначения :

1 – поисковые и разведочные скважины глубокого бурения, вскрывшие девонские и додевонские отложения. Залитые скважины – продуктивные в отложениях девона; 2 – изогипсы отражающего горизонта А, построенные по материалам сейсморазведки 2Д ОАО «Ставропольнефтегеофизика»; 3 – изогипсы ОГ А по данным геофизики ОГЭ; 4 – тектонические нарушения; 5 – предполагаемая зона надвига; 6 – восточная граница прослеживания ОГ А; 7 – локальные приподнятые участки фундамента; 8 – контуры нефтяных залежей с учетом сейсмических структурных построений; 9 – положение сейсмического профиля и схематического разреза; 10 – скважины, нефтеносные в отложениях девона с указанием продуктивного пласта.

На временных разрезах также отмечаются субвертикальные линии, пересекающие толщу рифей-венда, которые трассируются по усилению сейсмического сигнала или, возможно, по узлам дифракции. Привязываются они к границам блоков в фундаменте и, по нашему мнению, отображают возобновляемость (подвижность, мобилизм) тех тектонических разломов, которые раскололи фундамент на блоки. Пока мы можем констатировать, что большинство пробуренных на Майорской площади скважин имеют различную нефтеносность в афонинских либо франских отложениях (см. рис. 2). Прямой унаследованности фундамента палеозойским этажом, по нашему мнению, не наблюдается. Так, к самой приподнятой структуре фундамента приурочена скважина № 5, в которой из основного пласта Дфр₂ получена нефть с водой в то время, как в скважине № 1 этот пласт является высоко продуктивным; из него ведется добыча нефти. Однако приподнятый участок фундамента на южном борту грабена, по нашему мнению, является перспективным на отложения девона. Во-первых, по отражающим горизонтам девона здесь картируется Южно-Лаптевская структура. Во-вторых, по нашему анализу она контролируется малоамплитудным тектоническим нарушением субширотной ориентировки с приподнятым южным блоком.

К северу от зоны надвига (на рисунке 2) показаны скважины Ольшанской площади, нефтеносные в отложениях Даф или Дкн. Эта нефтеносность связана с Ольшанской тектонической зоной, имеющей признаки надвига по отложениям терригенно-карбонатного девона [3].

Таким образом, в пределах Восточно-Оренбургского сводового поднятия выделен участок с хорошим качеством отражающего горизонта по кровле фундамента. Сложное строение поверхности фундамента подтверждает глыбовый характер разрывной тектоники. Выделен новый тектонический погребенный элемент – Архангеловский грабен, установленные размеры которого составляют в длину 25 км, ширину 10-16 км.

Предполагается сложное строение его северного борта в виде надвинутого с севера на юг блока. Возможна горстовая стадия в позднедевонское время, не выраженная в рельефе осадочного чехла, но подтвержденная нефтеносностью в девонских отложениях.

Рекомендуется поисковое бурение в пределах южного борта грабена.

ЛИТЕРАТУРА

1. Жуков И.М., Постоенко П.И. и др. Древние микроавлакогены - новые объекты поиска нефти и газа. //Геология нефти и газа. 1990. -N12.-С.2-4.
2. Соколов А.Г. Архангельское поднятие - сложная постройка на поверхности кристаллического фундамента в пределах Восточно-Оренбургского структурного выступа //Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений.- 1997.- N 4.- С. 21 - 26.
3. Соколов А.Г., Киселев С.Ю. Построение карт тектонических нарушений в качестве основы для прогноза нефтегазоперспективных зон приразломного типа // Известия Самарского научного центра РАН, специальный выпуск "Проблемы нефти и газа".- Самара.- 2004.- С.18-27.

МЕТОДИКА И РЕЗУЛЬТАТЫ АНАЛИЗА НЕОПРЕДЕЛЕННОСТЕЙ И РИСКОВ ПРИ ОЦЕНКЕ ЗАПАСОВ И ПЛАНИРОВАНИИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

Ставинский П.В., Левин Д.Н., Прудников А.А., Бирун Е.М. (ОАО «НК «Роснефть»)

Введение

В конце 1990-х и начале 2000-х годов многие международные нефтяные компании значительно улучшили свои геологоразведочные показатели, используя принципы анализа рисков и управление портфельными активами, комбинируя их с новыми геотехнологиями. Хотя риск геологоразведки не может быть устранен, он, несомненно, может быть значительно уменьшен в масштабе портфельных активов. А широко распространенное внедрение стандартизированных методов анализа рисков в течение 1990-х годов способствовало введению давно необходимой дисциплины в нефтегазовую разведку и разработку. Для оптимизации размещения средств на геологоразведку и разработку месторождений нефти и газа в последнее время все больше рассматриваются концепции управления портфельными активами путем оценки принятия решения на основе анализа неопределенностей и оценки рисков.

Наиболее значимыми являются неопределенности, связанные с геологическим строением месторождения и запасами УВС, учет этих неопределенностей гарантирует улучшение в процессе принятия решения при капиталовложениях, а налоги и геополитика в средней степени влияют на процесс принятия решения при капиталовложениях и их учет не гарантирует положительного результата.

Известно, что подсчет запасов УВС является наиболее важной фазой работы нефтегазового инженера, так как большинство технических проблем базируется на рекомендациях, вытекающих из сопоставления стоимости с результатами бурения и добычи [1], поэтому в докладе будут рассмотрены методы анализа неопределенностей и оценки рисков на стадии геологического моделирования и подсчета начальных балансовых запасов по месторождениям Юганского региона.

Для решения этой задачи, необходимо увязать детальное геологическое моделирование и разработку месторождений, так как неопределенности, выявленные на стадии создания геологической основы, в последствии влияют на решения в области разработки (размещение горизонтальных стволов, зарезок и пр.) [5, 6, 7, 8].

Современные требования к результатам построения моделей определяют необходимость проведения анализа неопределенностей и рисков на основе оценки достоверности параметров залежи и методов многовариантного моделирования. Результаты многовариантного моделирования, представленные в виде карт и кубов геологических параметров, определяют основу для бурения разведочных и эксплуатационных скважин, а также для планирования ГТМ с целью увеличения нефтеотдачи.

Количественная оценка неопределенностей параметров залежи

Первоочередной задачей проведения анализа неопределенностей и рисков при оценке запасов является определение количественной оценки вариации параметров, влияющих на оценку запасов. Главным средством количественной оценки неопределенностей является вычисление случайных погрешностей, методы расчета которых различаются в зависимости от типа исследуемого параметра. Случайные погрешности в отличие от систематических неизбежно присутствуют при всяком определении величины подсчетного параметра по геофизическим данным (сейсморазведка, ГИС) и лабораторным исследованиям. В данной работе оценка случайных погрешностей параметров залежи рассматривается как оценка неопределенности для проведения статистического моделирования методом Монте-Карло или построения многовариантной геологической модели.

Оценка точности структурных построений по данным сейсморазведки проводится методами, рекомендованными «Методическими рекомендациями по использованию данных сейсморазведки (2D, 3D) для подсчета запасов нефти и газ» [2]. Основным способом оценки погрешностей структурных построений является вычисление стандартного отклонения абсолютных глубин, определенных по сейсмической карте, в точках пластопересечения с траекториями скважин от абсолютных отметок соответствующих маркеров Z_0 по скважинным данным. Также возможно использование способа оценки среднеквадратического отклонения от линии регрессии при использовании линейной регрессионной зависимости $Z(T_0)$ или $\Delta Z(\Delta T_0)$ для структурных построений. Распространенными способами оценки погрешности являются методы *cross-validation*

(эталонной выборки) и *jack-knife* (поочередного отбрасывания контрольных точек из всего множества пар).

Оценка точности определения отметки ВНК, принятого по результатам опробования скважин, может быть проведена путем определения максимальной абсолютной отметки подошвы нефти и минимальной отметки кровли воды по данным ГИС, по скважинам, давшим в результате опробования нефть с водой. Погрешности определения эффективных толщин, коэффициента пористости, коэффициента нефтенасыщенности, плотности нефти, пересчетного коэффициента, а также коэффициента проницаемости чаще всего определяются как погрешности средних арифметических значений [3]. Кроме того, целесообразным также является использование оценки погрешностей коэффициентов пористости и нефтенасыщенности, учитывающей как дисперсию параметра по всей выборке, так и дисперсию средних значений параметра по скважинам.

Итоговая формула оценки погрешности определения запасов объемным методом определяется как среднегеометрическая сумма погрешностей подсчетных параметров. Погрешность определения извлекаемых запасов может быть получена добавлением в среднегеометрическую сумму члена, соответствующего погрешности определения коэффициента извлечения нефти.

Таким образом, использование аппарата теории ошибок позволяет провести количественную характеристику неопределенностей параметров залежи для последующего использования в двух- и трехмерном моделировании или проведении статистического анализа методом Монте-Карло.

Анализ чувствительности оценки запасов к неопределенностям параметров залежи

Ранжирование неопределенностей параметров залежи по степени влияния на оценку геологических запасов является этапом, предшествующим построению многовариантной геологической модели или проведению анализа методом Монте-Карло. На этом этапе необходимо определить, какие подсчетные параметры наиболее сильно влияют на величину геологических запасов нефти. Рассмотрим от чего зависят подсчетные параметры (за исключением плотности нефти и пересчетного коэффициента) и способы варьирования этих параметров при трехмерном многовариантном моделировании.

Основные факторы, влияющие на площадь нефтеносности, - это конфигурация структурных поверхностей по кровле и подошве пласта, положение водонефтяного контакта и общий объем коллектора. Варьирование площади нефтеносности в трехмерной модели достигается следующими способами:

- вариациями структурных поверхностей в межскважинном пространстве на величину, определяемую на основе оценки точности структурных построений;
- изменением положения ВНК [3] в пределах, отвечающих нижней (по абсолютной величине) отметки кровли воды и верхней отметки подошвы нефти по данным ГИС;
- стохастическим моделированием куба литологии (или NTG).

На значение эффективной нефтенасыщенной толщины влияние оказывают вариации литологии в межскважинном пространстве и положение ВНК. Соответственно моделирование вариаций эффективной нефтенасыщенной толщины может быть проведено теми же способами, что и для данных параметров при варьировании площади нефтеносности. Варьирование коэффициента пористости нефтенасыщенной части коллектора производится с помощью изменения положения высотного положения контакта и стохастическим моделированием непрерывного параметра пористости. Аналогичным образом проводится варьирование коэффициента нефте- (водо-) насыщенности коллектора.

Отметим, что для учета вариаций плотности нефти и пересчетного коэффициента могут быть использованы диапазоны неопределенности этих параметров, полученные с помощью аппарата теории ошибок (т.е. с помощью вычисления случайных погрешностей).

Итоговым результатом ранжирования неопределенностей и анализа чувствительности является определение тех параметров, которые оказывают наибольшее влияние на оценку запасов. Наиболее удобным графическим способом представления результатов анализа чувствительности является торнадо-плот, где по оси *x* отложены процентные отношения чувствительности итоговой оценки запасов нефти к изменению того или иного параметра, а по оси *y* – наименования параметров. Например, на торнадо-плоте, изображенном на рис. 1а, видно, что оценка запасов наиболее чувствительна в данном случае к неопределенностям модели литологии и положению ВНК; в то же время, неопределенности структурных поверхностей по кровле и подошве пласта вносят практически

равный вклад в неопределенность оценки запасов, что объясняется использованием единой оценки вариации этих поверхностей в межскважинном пространстве.

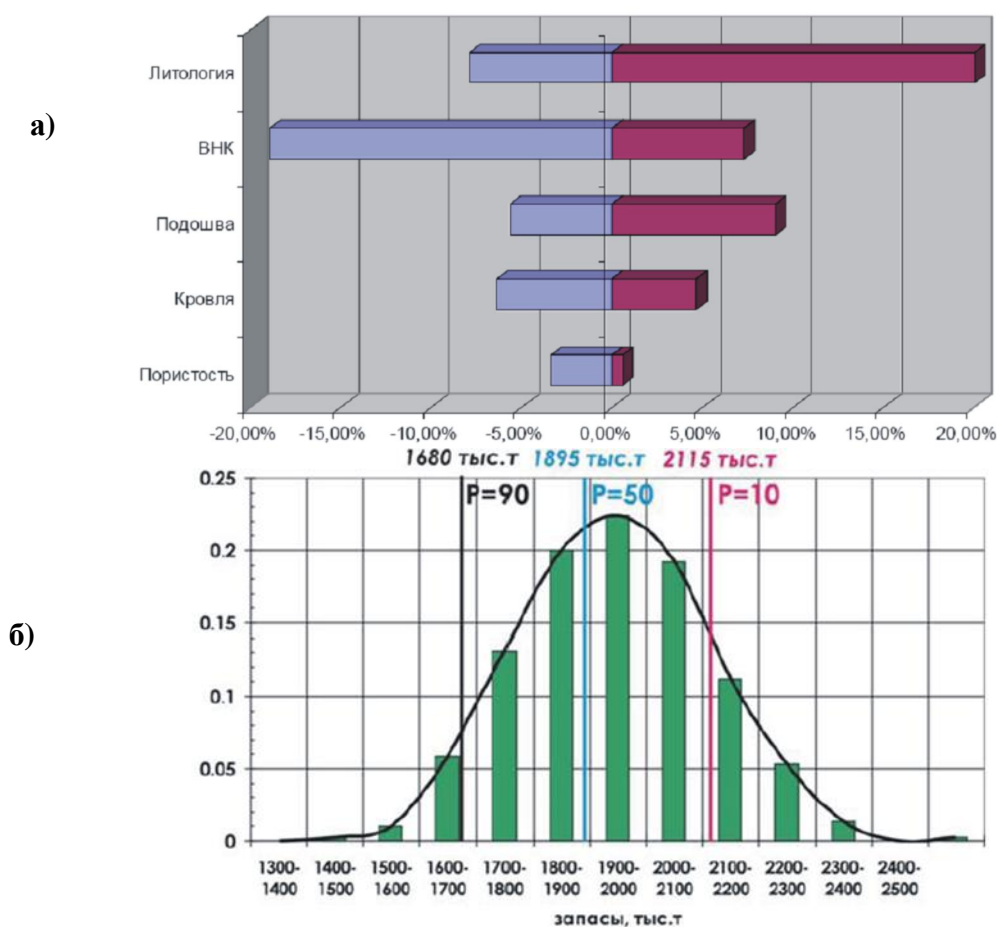


Рис. 1 а) Анализ чувствительности. Торнадо-плот для определения чувствительности параметров залежи; б) Вероятностная кривая запасов

Анализ неопределенностей и рисков при 3Д геологическом моделировании

Современное программное обеспечение геологического моделирования позволяет автоматически строить множество равновероятных реализаций геологической модели, а также проводить статистический анализ множества реализаций с целью определения зон наибольшего риска для планирования бурения разведочных и эксплуатационных скважин. При оценке неопределенностей модели методом многовариантного стохастического моделирования выполняется процесс многократного перестроения модели на основе вариаций структурных поверхностей по кровле и подошве пласта, поверхности ВНК, параметров пористости и литологии. В результате, по множеству реализаций геологической модели строится карта среднеквадратичного отклонения параметра [4].

Итоговыми результатами построения трехмерной геологической модели с учетом неопределенностей являются:

- карты среднеквадратичных отклонений подсчетных параметров (в первую очередь эффективных нефтенасыщенных толщин и нефтенасыщенного порового объема)
- вероятностная кривая распределения запасов с определением квантилей P10, P50, P90 (рис. 2б).

Эффективность применения методики

Рассмотрим применение описанной выше методики на 2-х месторождениях Юганского региона.

Задачей проекта являлось оперативно (не более 3-х дней) обновить секторную геологическую модель по результатам бурения 3-х скважин и дать предложение по дальнейшему бурению 2-х

скважин. Сложность поставленной задачи заключалась в том, что необходимо оценить риски бурения в приконтурной зоне, где велика вероятность бурения в воду.

На первом этапе детально проанализированы сейсмо-геологические данные и выявлены параметры наиболее значимые для решения поставленной задачи. Такими параметрами в данном случае оказались: «Положение ВНК» и «Положение кровли пласта».

На основе построенной многовариантной (100 реализаций) секторной геологической модели выданы рекомендации по бурению 2-х скважин с прогнозными эффективными толщинами коллектора соответственно 4.8 м и 6.9 м. После бурения проведено сравнение прогнозных и фактических параметров (см. таблицу).

Скважина	Нэф прогноз, м	Нэф факт, м
1-я	4.8	6.5
2-я	6.9	7.1

Максимальная погрешность в прогнозе литологии наблюдается в скважине с максимальной погрешностью определения структурных отметок по сейсмическим данным: скв. 2-я - «-» 6.9 м и скв. 5103 - «-» 1м. Положение ВНК подтвердилось с точностью до 1 м. В результате бурения запускной дебит по нефти для 1-й скважине составил 190,8 т/сут (187,3 т/сут - прогнозный дебит) и по 2-й скважине - 186,2 т/сут (143,4 т/сут - прогнозный дебит).

Рассмотрим другой пример.

Для оптимизации отбора запасов нефти необходимо рассмотреть возможность оперативного изменения системы разработки на площади для двух кустов.

После проведенного сейсмогеологического анализа и построенных в результате анализа неопределенностей и многовариантного моделирования карт среднеквадратичного отклонения по эффективной нефтенасыщенной толщине было принято решение о заложении дополнительно 6 горизонтальных скважин. В результате бурения удалось достичь планового дебита, рассчитанного по гидродинамической модели сектора для самой пессимистичной геологической модели и дополнительно извлечь более 600 тыс. т. нефти.

Заключение

Рассмотренная методика анализа неопределенностей и рисков при оценке запасов и построении геологических моделей позволяет получать диапазоны возможного изменения запасов исследуемой залежи или ее части, а также определять точки заложения разведочных и эксплуатационных скважин. Особенностью данной методики является акцент на выявление параметров, которые наибольшим образом влияют на неопределенность оценки запасов, и последующая выработка рекомендаций на дополнительные исследования. В целом, представленный комплекс методических приемов анализа неопределенностей и рисков при оценке запасов залежей нефти должен использоваться для решения различных прикладных задач и для принятия проектных решений на стадиях разведки и разработки в российских нефтяных компаниях.

Литература

1. Гришин Ф.А. «Подсчет запасов нефти и газа в США», Москва, Недра, 1993г.
2. Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки (2D, 3D) для подсчета запасов нефти и газа / Левянт В.Б., Ампилов Ю.П., Глоговский В.М. и др. - М.: МПР РФ, ОАО «ЦГЭ», 2006
3. Справочник по нефтепромысловой геологии / Быков Н.Е., Фурсов А.Я., Максимов М.И. и др. Под ред. Быкова Н.Е., Максимова М.И., Фурсова А.Я. – М.: Недра, 1981. – 525 с.
4. Черкас Е.О., Антоненко Д.А., Ставинский П.В. Определение рисков при бурении скважин и учет неопределенностей геологических моделей (на примере Ванкорского месторождения). – Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть», №3, 2008. – с.6-10
5. Garb, F.A.: «Oil and Gas Reserves Classification, Estimation, and Evaluation», Journal of Petroleum Technology, March 1985, p373-390.
6. Garb, F.A.: «Assessing Risk and Uncertainty in Evaluating Hydrocarbon Producing Properties», paper SPE 15921 presented on SPE Distinguished Lecturer Tour (1986-1987). Journal of Petroleum Technology, June 1988, p765-778.
7. Newendorp P.D.: «Decision Analysis for petroleum Exploration», Tulsa, 1975, 667p.
8. Peter R. Rose: «Risk Analysis and Management of Petroleum Exploration Ventures», AAPG Methods in Exploration series, №12, May 2001

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ТИПОВ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЗРЕЗА И ПРОНИЦАЕМОСТИ НА ТЕРРИТОРИИ ВОСТОЧНОЙ И ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

*Сурова Наталья Дмитриевна (Федеральное государственное унитарное предприятие
«Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», Москва, Россия)*

Повышение эффективности геологоразведочных работ нефть и газ в значительной степени связано с возможностью построения адекватных моделей природных резервуаров. В связи с этим возрастает значимость исследований, направленных на создание таких методологий и технологий обработки и комплексной геологической интерпретации данных сейсморазведки и бурения, которые обеспечивали бы определение параметров, характеристик свойств горных пород, используемых при создании моделей геологического строения перспективных объектов и месторождений углеводородов [1,2]. При этом, наиболее важной информацией является выделение перспективных типов геологического разреза интересующего интервала и распределение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллекторов. Повышение достоверности определения ФЕС в межскважинном пространстве по данным сейсморазведки является актуальной проблемой на всех этапах геологоразведочного процесса.

Представленная работа выполнена с использованием инновационной технологии комплексного спектрально-скоростного прогнозирования (КССП) типов геологического разреза и ФЕС коллекторов. Центральным блоком технологии является спектрально-временной анализ (СВАН) сейсмической записи, для количественного описания результатов которого предусмотрены семи атрибутов: шесть спектрально-временных и один скоростным (импеданс).

Типизация геологического разреза в межскважинном пространстве проводится по различию индивидуальных спектрально-временных образов (СВО) соответствующих интервалов сейсмической записи на временных разрезах. Эти СВО определяются на основе СВАН суммарных трасс временных разрезов, позволяя выделять специфические совокупности, проэталонированные по данным бурения, ГИС, лабораторных исследований и испытаний скважин.

Спектрально-временные атрибуты представляют собой отношение энергии высоких и низких частот и времён энергетических частотного и временного спектров СВАН-колонок, а также произведение удельной спектральной плотности этих спектров на средневзвешенные и максимальные частоту и время [3].

Предложенные атрибуты полностью характеризуют изменения формы сейсмического импульса и скорости его распространения в среде при изменении упругих свойств, обусловленных неоднородным её литолого-фациальным составом и непостоянством петрофизических свойств [5], что позволяет не только повысить надёжность определения емкостных параметров - коэффициента пористости – $K_{пор}$, эффективной толщины – $h_{эф}$, удельной ёмкости ($q = K_{пор} * h_{эф}$), но и решить новую в геофизической практике задачу – прогнозировать в межскважинном пространстве важнейший промысловый параметр – гидропроводность (проницаемость) коллекторов ($T = (K_{прон} * h_{эф}) / \mu$, где $K_{прон}$ – коэффициент проницаемости, μ - вязкость нефти). Атрибуты описывают СВО объектов, т.е. характер изменения положения и количества энергетических минимумом и максимумом по мере изменения несущей частоты фильтра. Общая картина распределения энергии на СВАН-колонке зависит от строения разреза. Таким образом, изменение СВО соответствующих интервалов сейсмической записи увязывается со сменой типов разреза исследуемых отложений

Этот принципиальный результат объясняется тем, что частотно-временные атрибуты, помимо всего прочего, зависят и от структуры пустотного пространства, которая в свою очередь прямо определяет проницаемость [3,4,5,6].

На примере региональных работ 2D по профилям «Алтай - Северная Земля» и расщелке на территории Восточной Сибири проведена типизация разреза по наличию коллекторов, их средних емкостных параметров и дебитам флюидов. Для эталонировки типов на хороший (со средним рабочим дебитом $\geq 80 \text{ м}^3/\text{с}$, средний (со средним рабочим дебитом около $10 \text{ м}^3/\text{с}$) и плохой (сухой) типы коллекторов было использовано 10 скважин, расположенных вблизи профиля. Типизация геологического разреза в межскважинном пространстве проводилась по различию индивидуальных спектрально-временных образов соответствующих целевому интервалу сейсмической записи, в данной работе вендских отложений. Для определения спектрально-временных образов применен СВАН-анализ суммарных трасс временного разреза, а описание общей картины распределения энергии, зависящей от строения разреза, описывается спектрально-временными атрибутами. Критерием выбора атрибутов было их взаимное численное различие, полученное на осредненных

трассах в районе скважин, для разных типов. Таким образом, различие типов между собой (Δ) должно превышать разброс внутри каждого типа (σ) в соотношении $\Delta=2-3 \sigma$ для разделения типов разреза с доверительной вероятностью 0,95 - 0,99. Для построения прогнозной схематической карты распространения типов геологического разреза были построены и использованы карты сертифицированных сейсмических спектрально-временных атрибутов. С помощью современного программного комплекса COSCAD – 3Dt было проведено комплексирование (кластеризация) по алгоритму К-средних по А.В. Петрову 4 выбранных ранее атрибутов и затем применена энтропийная двумерная фильтрация в окне “живой” формы (рис. 1).

По указанным профилям на территории Восточной Сибири так же проведена типизация разреза перспективных вернерифейских отложений (200 м ниже отражающего горизонта R_0). Для эталонировки оказались доступны данные по 7 параметрическим скважинам, но тем не менее удалось выделить 3 типа разреза, причем один из них исключительно по сейсмическим данным и была построена схематическая карта типов геологического разреза. Эта схематическая карта была сопоставлена с геологическими данными, полученными другими исследователями. Карта строения рифейских отложений юго-западной части Лено-Тунгусской НГП по данным К.А. Клещева, Н.К. Фортунатовой, В.Н. Ларкина, А.Г. Швец-Тэнэа-Гурия и др. в статье “Новые методические подходы к оценке перспектив нефтегазоносности рифейских отложений Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции” и схематическая карта в результате применения технологии КССП в целом соответствуют. Это позволяет полученные результаты увязать со структурно-формационными зонами.

На примере сейсмических данных 3D на территории Западной Сибири в пределах Большехесткого вала были спрогнозированы ФЕС. Степень дифференциации исследуемых нижнемеловых отложений нижнехетского пласта оказалась достаточной для прогнозирования отдельно коэффициента проницаемости. В данном случае сертифицировано 3 объемных сейсмических спектрально-временных атрибута $ОССА_1$, $ОССА_3$ и $ОССА_4$. Для построения куба коэффициента проницаемости в качестве исходной информации теперь использовались кривые интерпретации ГИС по 15 эталонным скважинам, непосредственно кривые коэффициента проницаемости, в границах интересующего пласта НХ-III-IV, переведенные во временной масштаб. С использованием современного математического аппарата искусственных нейронных сетей (ИНС) в программном пакете INPRES был построен куб коэффициента проницаемости. Коэффициент взаимной корреляции прогнозных и фактических значений оказался 0,87. На рисунке 2 показано сечения куба коэффициента проницаемости для пласта НХ-III-IV.

Таким образом, на примере разных сейсмогеологических условий терригенных и карбонатных разрезов продемонстрированы возможности применения технологии КССП. На территории Восточной Сибири проведена типизация геологического разреза вендских и верхнерифейских отложений и выделены зоны, перспективные для проведения дальнейших сейсморазведочных работ и параметрического бурения. Для такого сложного региона с мощным орогенезом, обильным интрузивным магматизмом и метаморфизмом горных пород, получение подобной типизации, пусть и не столь детальной, весьма существенный и важный результат. Для площади с данными по 3D сейсморазведке порядка 370 кв. км на территории Западной Сибири проведен детальный прогноз ФЕС нижнемеловых отложений.

В целом, применение описанной технологии изучения типов геологического разреза и прогноза фильтрационно-емкостных свойств коллекторов в межскважинном пространстве по данным сейсморазведки позволяет исключить интерполяцию и экстраполяцию скважинных данных. По данным последующего бурения 22 скважин на площади в пределах Большехесткого вала была проведена оценка точности прогноза коэффициента проницаемости. Погрешность прогноза по данным геологической модели с интерполяцией параметров ФЕС в межскважинном пространстве составила более 30%, а с привлечением технологии КССП - 21%. Другими словами, применение инновационной технологии объективно повысит эффективность геологоразведочных работ на нефть и газ, за счет более точного определения закономерностей распределения коллекторских свойств в двух – и трехмерном пространстве (карты и кубы).

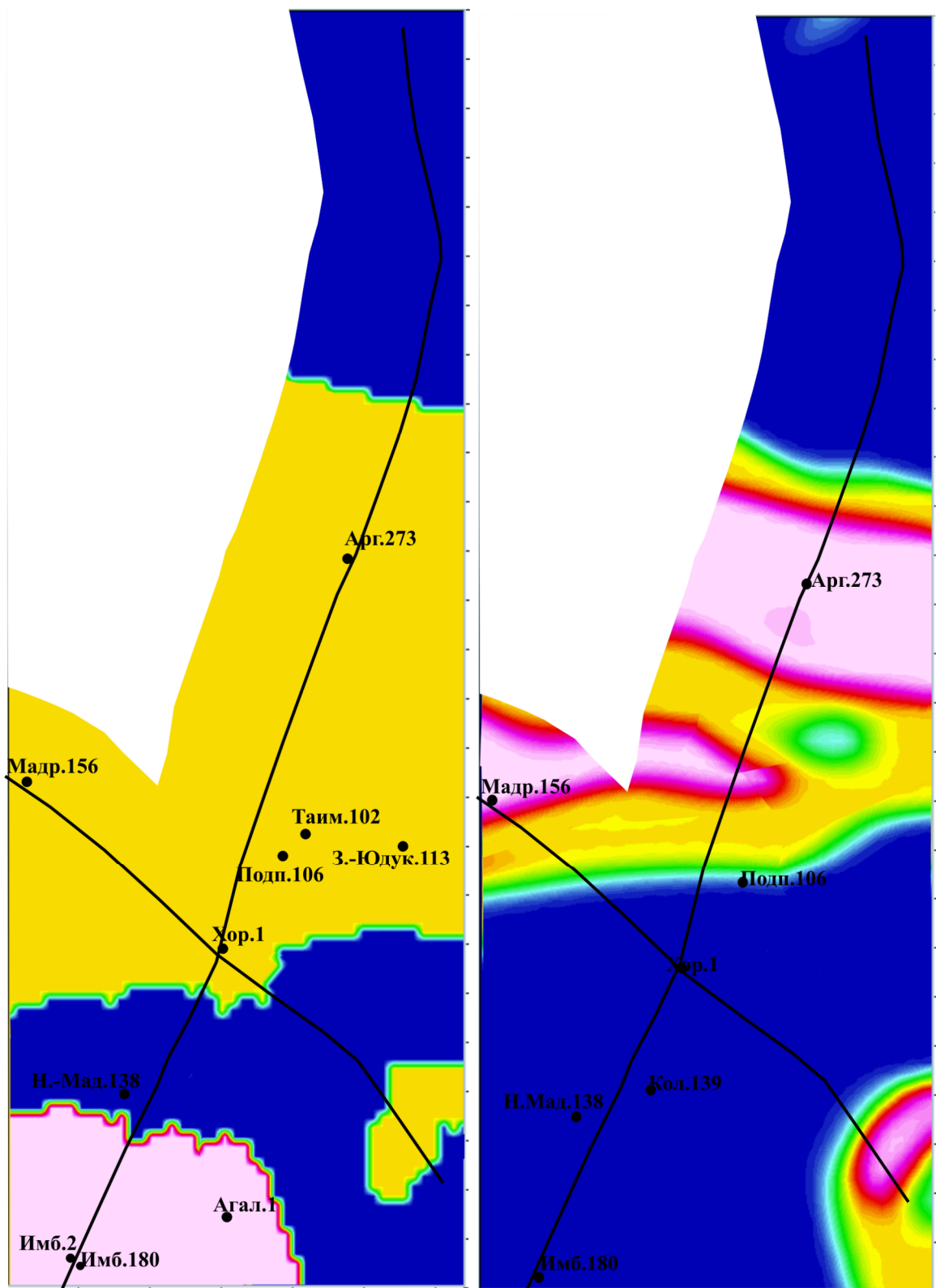


Рис. 1 Схематические карты прогноза типов геологического разреза вендских и верхнерифейских отложений на территории Восточной Сибири

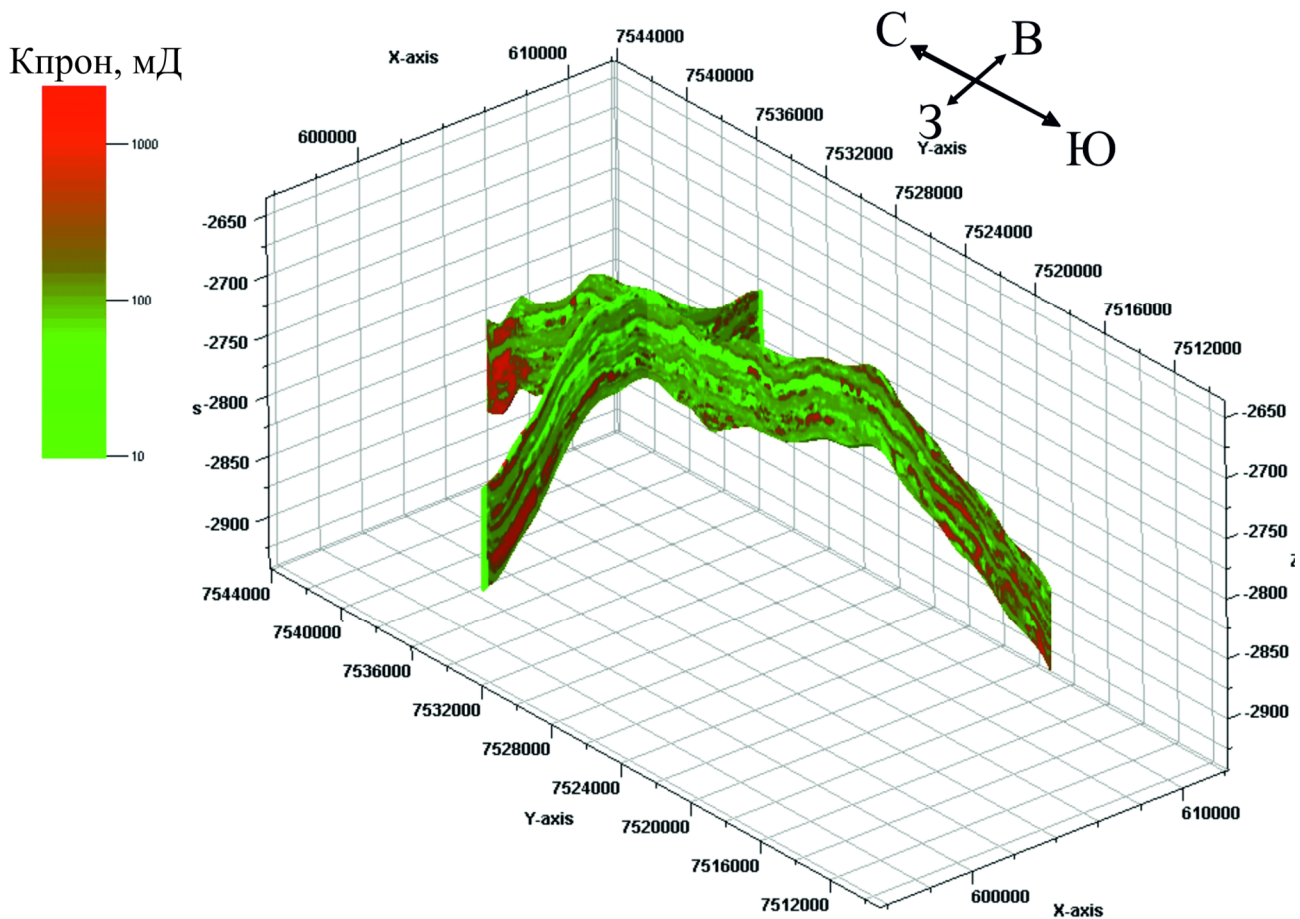


Рис. 2 Вертикальные сечения куба коэффициента проницаемости нижнехетского пласта НХ-III-IV

ЛИТЕРАТУРА

1. Брылкин Ю.Л. Проблемы изучения геофизическими методами фильтрационно-емкостных свойств горных пород, Геофизика - №5 - 1995. - С. 54-58
2. Ампилов Ю.П., Сейсмическая интерпретация: опыт и проблемы [Текст]: Геоинформмарк, М., 2004, С. 277.
3. Копилевич Е.А. Новые возможности геологической интерпретации данных сейсморазведки, /Афанасьев М.Л./Геология нефти и газа - 2007. - №5 - С. 14-21
4. Голошубин Г.М., Прогноз нефтегазоносности на основе анализа частотно-зависимых сейсмических атрибутов (FDSA) [Текст]: /Ильин С.Н., Колунов С.Э., США, Хьюстонский университет, 2006.
5. Козлов Е.А. Модели среды в разведочной сейсмологии, [Текст]: Тверь, Изд-во ГЕРС, 2006 г.
6. Копилевич Е.А, Мушин И.А., Давыдова Е.А., Афанасьев М.Л., Комплексное спектрально-скоростное прогнозирование типов геологического разреза и фильтрационно-емкостных свойств коллекторов. [Текст]: г. Ижевск, Библио. нефтяного инжиниринга, 2010.

УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ТЮМЕНСКОЙ СВИТЫ И ПРОГНОЗ РАЗВИТИЯ ЛИТОЛОГИЧЕСКИХ ЛОВУШЕК В ПЛАСТЕ ЮС2 (ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ)

Тимошенко П.А., Шабает Ю.Н., ОАО «Сургутнефтегаз, Бозуш И.А.. Южно-Российский государственный технический университет (Новочеркасский политехнический институт)

В настоящее время отмечается постепенное снижение эффективности поисково-разведочного бурения в России, что напрямую связано с выходом нефтяных и газовых компаний на слабоизученные и менее перспективные в нефтегазоносном отношении территории с высокой степенью геологических рисков. В сложившейся ситуации возрастает роль научных исследований, связанных с проведением наиболее детального изучения экранирующих свойств пород-покрышек, потенциально нефтегазоносных и нефтематеринских отложений. Успешность поиска зон высокочемких коллекторов в продуктивных терригенных отложениях зависит, главным образом, от комплексности исследований, степени научных проработок имеющегося материала, опыта седиментологического моделирования и детальных литолого-фациальных реконструкций с восстановлением генетической природы песчано-алевритовых отложений.

На территории Среднего Приобья юрские отложения являются наиболее перспективным объектом для обеспечения компенсации текущей добычи нефти в Уральском федеральном округе. Одним из наиболее перспективных объектов в юрском комплексе является регионально нефтеносный горизонт Ю2 (в пределах сургутского свода пласт ЮС2), приуроченный к верхней части среднего и в большей мере к верхнебатскому ярусам тюменской свиты. Залежи УВ рассматриваемого пласта преимущественно неструктурного типа (литологические ловушки). Вследствие этого основной задачей при поисках и разведке залежей в рассматриваемом горизонте является прогноз улучшенных коллекторов, что является достаточно сложной задачей в связи большим разнообразием фациальных обстановок осадконакопления данного горизонта.

Строение, состав и условия формирования основных продуктивных горизонтов юры в Широком Приобье, а также особенности размещения в них залежей углеводородов изучали М.С. Зонн, М.В. Корж, Н.К. Кулахметов, О.М. Мкртчян, Г.П. Мясникова, И.И. Нестеров, А.П. Соколовский, С.И. Филина, Г.С. Ясович и многие другие исследователи. Все исследователи отмечают значительную литолого-фациальную изменчивость горизонта Ю2 и низкие коллекторские свойства пород (IV, редко III классы коллекторов) приурочены к линзовидным алеврито-песчаным телам в зонах развития русловых, в меньшей степени прибрежно-озерных или прибрежно-бассейновых фаций [1].

Район исследований тектонически приурочен к Сургутскому своду, в пределах которого, как уже отмечалось, рассматриваемый пласт индексируется как ЮС2. В большинстве случаев промышленные притоки нефти полученные из пласта ЮС2 связываются с зонами наиболее мощных нефтенасыщенных толщин, а также с зонами трещиноватости. На начальном этапе исследований производилось восстановление палеорельефа на момент накопления пласта ЮС2. В основе палеоструктурных построений лежит предпосылка о соответствии уровню моря выбранной границы выравнивания на момент ее формирования [2]. Построенная карта толщин верхнеюрских отложений (толщины между отражающими горизонтами Б - кровля баженовской свиты и Т - кровля тюменской свиты) отражает палеорельеф завершения формирования горизонта ЮС2. Впоследствии на основе проведенного палеогеоморфологического анализа предложена модель формирования горизонта ЮС2 на площади исследований [3].

На последующем этапе проводился динамический анализ, в результате проведения которого выявлена высокая коррелируемость ($K_{кор-0,9}$) сейсмического атрибута минимальных амплитуд волны в пласте ЮС2 с его эффективными толщинами, что в свою очередь позволило выделить литологические ловушки в рассматриваемом горизонте (рис. 1). Также отмечены зависимости среднеквадратичных амплитуд ($K_{кор-0,8}$) и суммарных магнитуд ($K_{кор-0,65}$) с эффективными толщинами пласта ЮС2.

В завершении исследований на построенную карту толщин верхнеюрских отложений, которая отражает палеорельеф окончания формирования горизонта ЮС2, были вынесены выявленные положительные аномалии минимальных амплитуд волны, которые связываются с развитием литологических ловушек на данной площади (рис. 2). На западе рассматриваемого района, где расположены палеоподнятия, в пределах которых предполагается развитие отложений прибрежно-морского генезиса, зоны аномалий в большей степени накладываются на более возвышенные участки этих поднятий. А на востоке района, где предполагается развитие русловых отложений, выявленные

аномалии тяготеют к более погруженным участкам построенного палеорельефа. Представления о генезисе рассматриваемых аномальных зон подтверждаются исследованиями керна [4].

Проведенные комплексные исследования позволили определиться с условиями формирования верхней части тюменской свиты, и выявить литологические ловушки в горизонте ЮС2. В результате удалось существенно скорректировать модель разрабатываемого месторождения, и определиться с геометрией вновь открытой литологической залежи по пласту ЮС2, а также произвести оценку перспектив рассматриваемого участка, определив при этом приоритетные направления поисково-разведочных работ.

ЛИТЕРАТУРА

[1] А.Э. Конторович, Л.Г. Вакуленко, В.А. Казаненков, М.Б. Скворцов, П.А. Ян, В.В. Быков, А.Ю. Попов, Л.С. Саенко. Седиментогенез коллекторов среднего-верхнего бата и их нефтеносность в Широком Приобье // Геология геофизика, 2010, т. 51, №2, с. 187-200.

[2] М.В. Проничева, Г.Н. Савинова. Содержание и методика составления палеогеоморфологических карт для нефтегазоносных областей. Труды ЗапСибНИГНИ. – Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1984. - Вып. 189. - С. 6-12.

[3] П.А. Тимошенко, Ю.Н. Шабаев, И.А. Богуш. Критерии прогноза зон улучшенных коллекторов среднеюрских отложений Фроловской мегавпадины // Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2010, т.5, №3.

[4] В.П. Алексеев. Литолого-фациальный анализ: Учебно-методическое пособие к практическим занятиям и самостоятельной работе по дисциплине «Литология». Екатеринбург: Изд-во УГГГА, 2002. 147с.

Timoshenko_PA@oao.surgutneftegas.ru, secure_tm@mail.ru

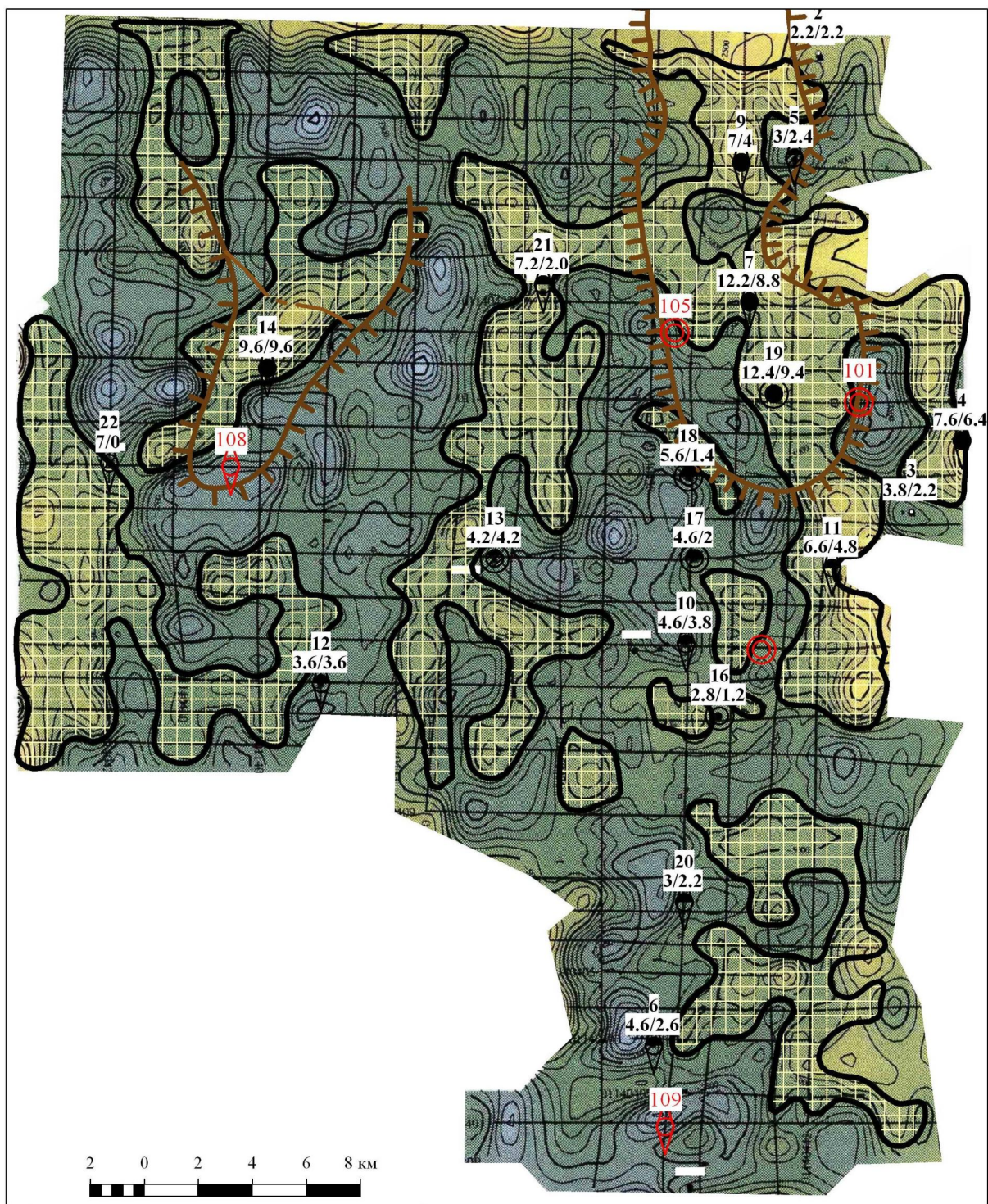


Рис. 1. Схема распределения минимальных амплитуд сейсмических волн по ОГ Тю2.



- 1 - значения минимальных амплитуд сейсмической волны в интервале пласта ЮС2 (усл. ед.).
- 2 - контуры литологических залежей нефти пласта ЮС2
- 3 - предполагаемые зоны развития литологических ловушек в пласте ЮС2
- 4 - поисковые скважины, водоносные по ГИС (эффективная/нефтенасыщенная толщина пласта ЮС2 выделенная по ГИС)
- 5 - поисковые скважины, давшие пленку нефти с водой
- 6 - поисковые скважины, давшие нефонтанный промышленный приток нефти
- 7 - поисковые скважины, давшие непромышленный приток нефти
- 8 - разведочные скважины, не давшие притока
- 9 - разведочные скважины, давшие пленку нефти с водой
- 10 - разведочные скважины давшие нефонтанный промышленный приток нефти
- 11 - разведочные скважины, давшие непромышленный приток нефти
- 12 - поисковые проектные скважины
- 13 - разведочные проектные скважины

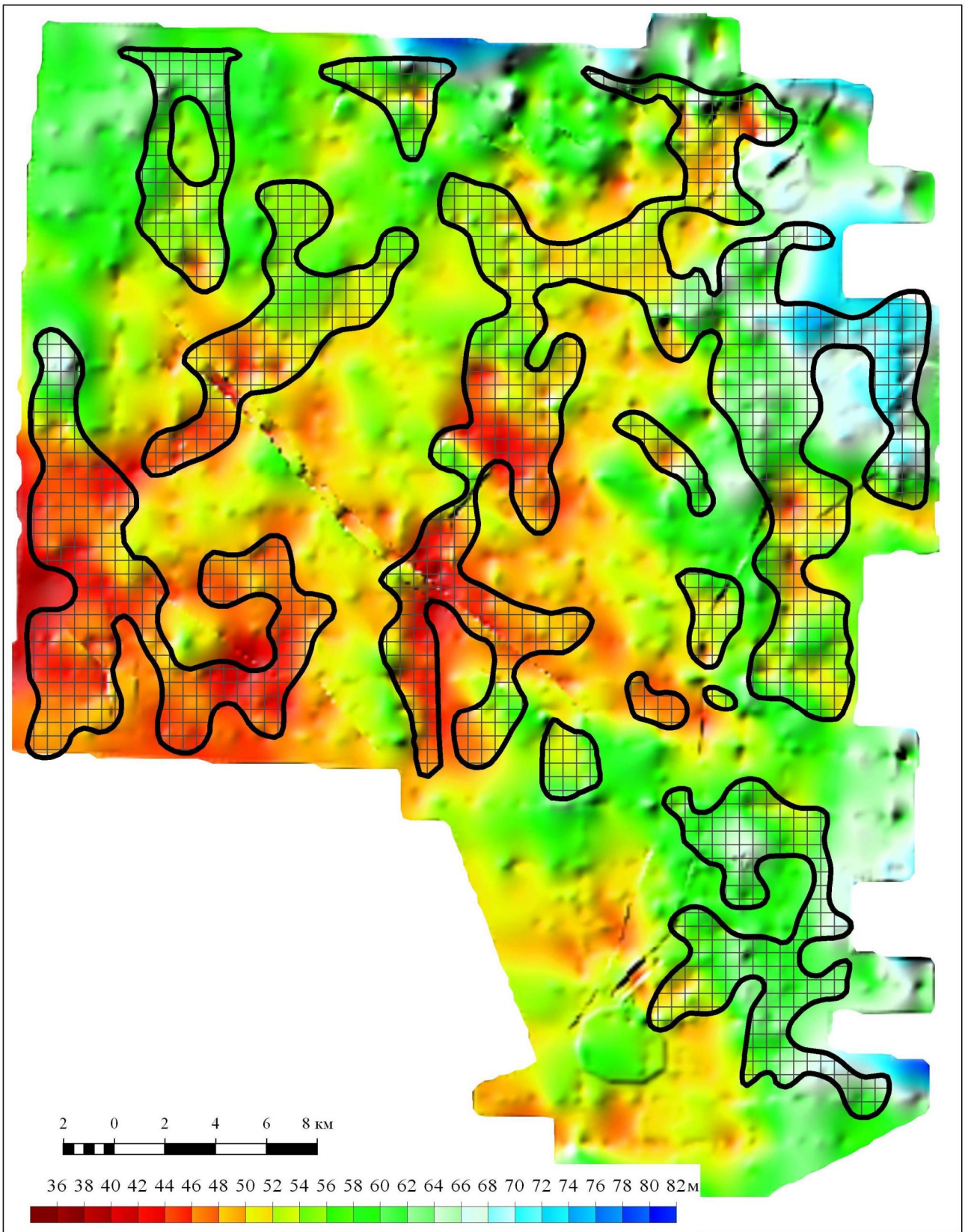


Рис. 2. Карта толщин верхнеюрских отложений (палеорельеф на момент формирования пласта ЮС2) с выявленными контурами развития литологических ловушек пласта ЮС2 по результатам атрибутивного анализа.



- выявленные контуры развития литологических ловушек пласта ЮС2 по результатам атрибутивного анализа.

ПОСТРОЕНИЕ ПЛАСТОВОЙ ГЛУБИННО-СКОРОСТНОЙ 2D МОДЕЛИ СТРОЕНИЯ
ЗЕМНОЙ КОРЫ ТЕРРИТОРИИ ЮГО-ВОСТОКА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)
НА БАЗЕ РЕГИОНАЛЬНЫХ ПРОФИЛЕЙ ВОСТОК-10, ВОСТОК-12, ВОСТОК-15, ВОСТОК-16 И
ОПОРНОГО ПРОФИЛЯ СБ-1 (ЗАПАДНАЯ ЧАСТЬ)

Токарь Н.А., Лебедев Е.Б. (ФГУП ГНЦ РФ - ВНИИГеосистем)

Построение пластовой глубинно-скоростной модели (ГСМ) среды изучаемой территории является необходимым этапом обработки и интерпретации материалов, полученных на совокупности региональных и опорных геофизических профилях. Ее наличие обеспечивает возможность выделения комплексов пород, их прослеживание и оценку изменения физических характеристик в пределах изучаемых территорий. Построение соответствующей единой модели для территории юго-востока Западной Сибири дает возможность увязать изменения скоростных и динамических свойств комплексов со структурными особенностями их залегания, формирования и литотипом. Сопоставления результатов такого анализа с характером строения известных месторождений полезных ископаемых дает потенциальную возможность для выявления зон, благоприятных для формирования месторождений полезных ископаемых.

Региональные сейсмические профили СБ-1 (западная часть), Востоки 10, 12, 15, 16 пересекли ряд крупных тектонических структур Восточной Сибири (рис. 1). Это эпибайкальский Касский блок Западно-Сибирской плиты, его зона сочленения с эпипалеозойскими структурами Западно-Сибирской плиты и байкальская покровно-складчатая область Енисейского кряжа.

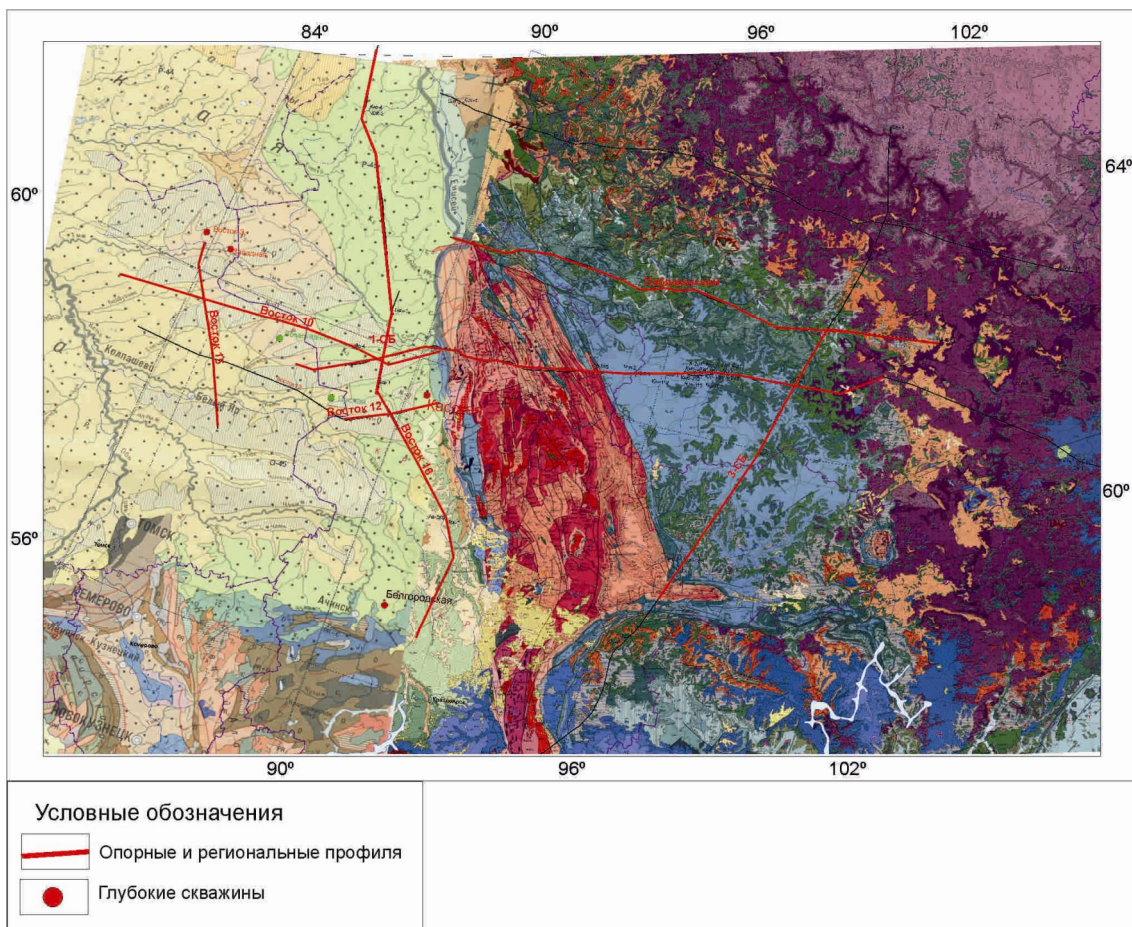


Рис. 1. Схема расположения региональных и опорных профилей на обзорной геологической карте

Сейсморазведочные наблюдения на всех профилях выполнялись в методике МОГТ на продольных волнах по центральной, симметричной системе наблюдения. Длительность записи варьировалась в зависимости от профиля от 8 до 24с. Максимальное удаление источник-приемник 3 км для профилей серии Восток и 10км - для профиля 1-СБ. Таким образом, обеспеченная точность оценок интервальных скоростей распространяется на глубины отражающих горизонтов 6 – 7 км. Полевые работы проводились силами ОАО “Енисейгеофизика” и ОАО “Иркутскгеофизика”.

Обработка сейсмических материалов проводилась с использованием системы PRIME (ООО «Сейсмотек»). Отличительная особенность системы является реализация полного графа процедур обработки (расчет и коррекция статических поправок, подавление разнообразных волн-помех, в том числе кратно-отраженных, получение временных и глубинных разрезов и др.) с опорой на построение ГСМ. Результаты обработки представляются пластовыми ГСМ, соответствующими им глубинными динамическими разрезами и их модификациями (использование процедур двумерной фильтрации, сейсмоэнергетические преобразования и др.), получаемыми в процессе пост-обработки. Учитывая небольшое число профилей, построение финальной ГСМ осуществлялось в двух вариантах: детальном, для каждого профиля в отдельности и интегральном, содержащим укрупненные сейсмогеологические комплексы, идентификация и прослеживание которых возможно по всей совокупности профилей. Детальный вариант ГСМ являлся основой получения глубинных динамических разрезов путем миграции по Кирхгофу исходных сейсмограмм. Второй вариант, с укрупненными толщинами слоёв использовался для пространственного обобщения глубинно-скоростных характеристик, а также для совместной интерпретации данных других геофизических методов (МТЗ, ГСЗ и грави-магниторазведки).

Собственно построение глубинно скоростной модели (как осадочного чехла, так и земной коры в целом) проводилось по значениям T_0 отражающих горизонтов и $V_{огт}$, определяемом по горизонтальным спектрам скоростей методом взаимных точек. При этом методика построений была единой и включала использование всей имеющейся априорной информации и итеративную оценку интервальных скоростей, анализ корректности прослеживаемых отражающих горизонтов и выбранных оценок $V_{огт}$.

На рис. 2 приведен пример сеймостратиграфического строения комплексов по профилю Восток-10, представленный совокупностью разрезов: глубинно-скоростного (интегрального) и глубинного динамического с отображением границ комплексов и возможных нарушений.

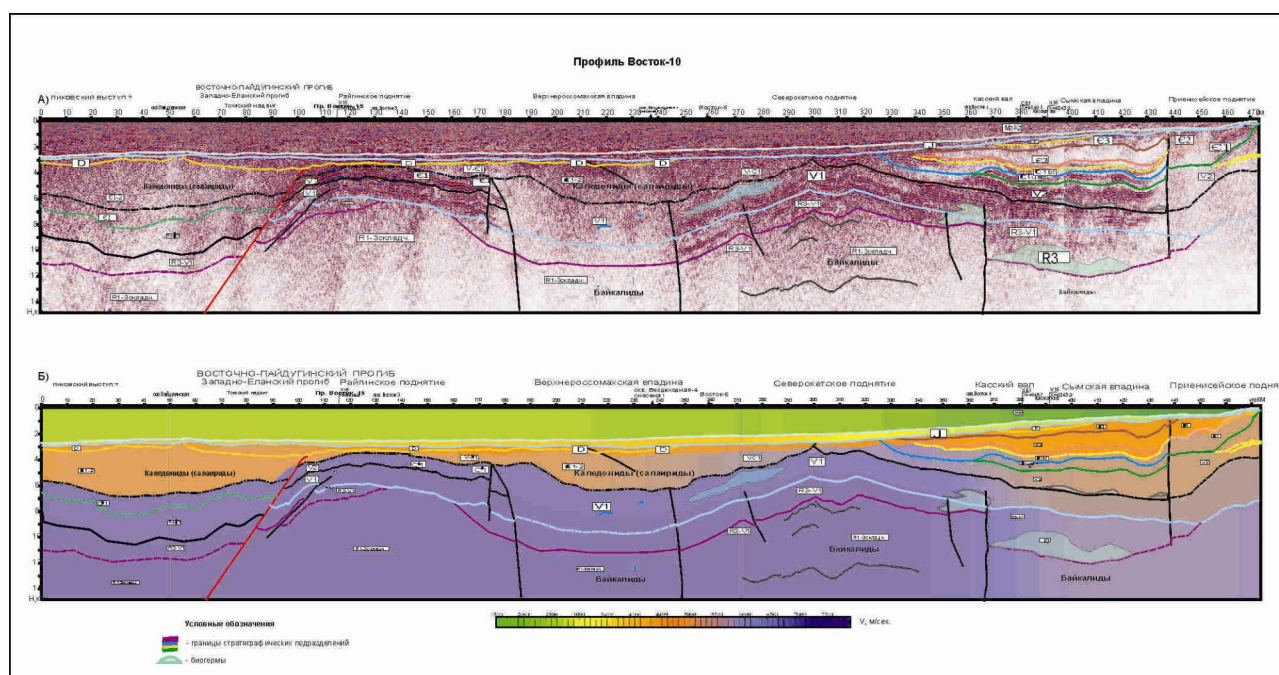


Рис. 2. Сеймостратиграфическая интерпретация результатов обработки МОВ ОГТ и данных глубокого бурения по региональному профилю Восток-10

Земная кора от кровли складчатого фундамента (глубины 6-12 км) до (ориентировочно) границы Мохоровичича в целом характеризуется низким уровнем энергии сейсмических сигналов и отсутствием более или менее протяженных отражающих (рассеивающих) объектов, что явилось основным признаком трассировки кровли фундамента. Скоростные характеристики этой части разреза в значительной степени базируются на данных ГСЗ. Значения скоростей в верхней части коры составляют 6100 – 6200 м/с при толщинах слоя от 3-х до 13 км. Далее с глубиной они увеличиваются: с 7800 до 8000 м/с у границы Мохоровичича. Ориентировочная оценка глубины залегания границы составляет 40 – 47км.

Осадочный чехол представлен двумя разделами. Нижний раздел, содержащий четыре слоя, характеризует отложения нижнего палеозоя (преимущественно кембрийского возраста - два слоя) и верхнего протерозоя (венд - один слой, верхний рифей - один слой) и отличается существенно не горизонтальным рельефом границ, осложненным тектоническими нарушениями. Глубина залегания его подошвы изменяется от 5500 - 6000 м у Енисейского Кряжа, и до 11000 м - на западе в окрестности пересечения профилей Восток-10 и 15. На приподнятых участках толщины относительно молодых отложений сокращаются. Интервальные скорости в нижнем разделе увеличиваются с глубиной: от 3800 – 4800 м/с до 5900 – 6500 м/с. При этом по латерали они претерпевают значительные изменения. Меньшие значения скоростей свидетельствуют о преимущественно терригенном составе пород, а большие значения – карбонатном составе. По сейсмофациальным признакам в пределах высокоскоростных (карбонатных) пород выделяются органогенные постройки, которые могут служить потенциальными резервуарами УВ. Верхний раздел, соответствующий терригенным отложениям мезо кайнозоя и верхнего палеозоя, характеризуется толщинами, плавно изменяющимися от 3100 м на западе области до 500 – на востоке, у Енисейского кряжа. Характер его залегания в широтном направлении практически

моноклинальный. Раздел включает в себя два слоя. Значения скорости в верхнем изменяются от 1500 до 2500 м/с, а в нижнем - от 2200 до 3800 м/с и в полной мере соответствуют оценкам этого параметра в хорошо изученной части Западной Сибири.

Пространственное обобщение глубинно-скоростных моделей выполнено в масштабе 1:2 500 000, что обусловлено редкой сетью профилей и, как следствие, невозможностью достаточно уверенного трассирования прогнозируемых на отдельных профилях нарушений в палеозойских и более древних отложениях. Освещенный диапазон глубин до - 20.5 км. Результаты обобщения представлены в виде схем рельефов отражающих горизонтов, в том числе и условных в пределах верхней коры, и значений интервальных скоростей между ними (рис. 3, рис. 4).

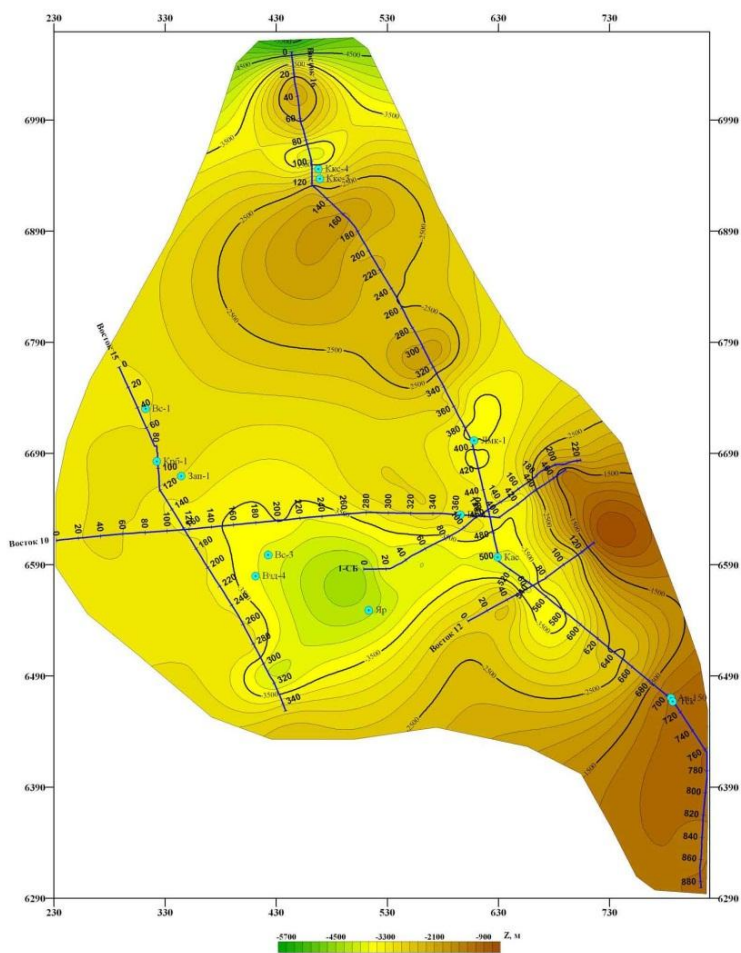
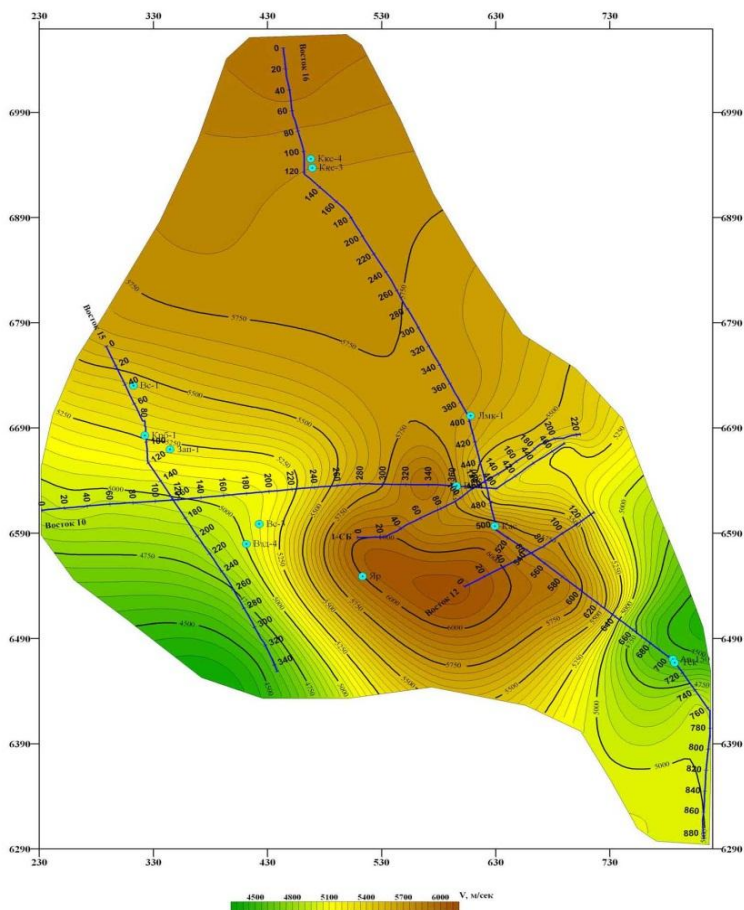


Рис. 3 Структурная схема отражающего горизонта в окрестности верхне-среднекембрийских отложений



В тектоническом плане наиболее наглядна структурная схема отражающего горизонта в окрестности верхне-и среднекембрийских отложений. Наиболее приподнятые участки приурочены к восточной части территории в окрестностях Енисейского кряжа, а погруженные - в центральной части. Значения интервальных скоростей для пород, подстилающих отражающий горизонт, отличаются повышенными значениями (5700-6000 м/с) в центральной и северной части профиля, где они представлены преимущественно карбонатными породами. В юго-восточной и юго-западной части площади отмечается снижение скоростей, что связывается с увеличением доли терригенных отложений в разрезе.

Рис. 4 Схема распределения интервальных скоростей в породах нижнего-среднего кембрия

Полученные характеристики пространственной глубинно-скоростной модели юго-востока Западной Сибири позволяют районировать складчатые венд-рифейские отложения по характеру рельефа отражающих горизонтов, значений интервальных скоростей, что позволяет уточнить существующие представления о строении территории. Представленные результаты обработки и интерпретации сейсмических материалов регионального этапа исследований создают предпосылки для локализации объектов, перспективных для скопления УВ, а учитывая наличие глубинно-скоростных характеристик – обоснованного проектирования на них методики выполнения поисково-разведочных работ. Эффективность рассмотренной методики подтверждена высокой степенью корреляции скважинных данных с глубинными мигрированными разрезами, а также согласованностью с результатами интерпретации данных МТЗ и гравимагнитной съемки.

ЛИТЕРАТУРА

1. Галуев В.И., Каплан С.А., Никитин А.А. «Технология создания физико-геологических моделей земной коры по опорным профилям на основе геоинформационных систем», М., ВНИИГеосистем, 2009 г.-236 с.
2. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Рифей и венд Сибирской платформы и её складчатого обрамления. Новосибирск: ГЕО, 2005. 428 с.
3. Схема тектонического районирования России. Масштаб 1:5 000 000. Гл. ред Морозов А.Ф., 2001 г.

ПОСТРОЕНИЕ ОБЪЕМНОЙ МОДЕЛИ ТЕРРИГЕННЫХ РЕЗЕРВУАРОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ РАЗЛИЧНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ СЕЙСМИЧЕСКИХ ИНВЕРСИЙ НА ПРИМЕРЕ СОСНОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ ПРОВИНЦИИ

Цыбулькина И.С. * (Fugro-Jason), Сержанович И. А. (Fugro-Jason), Шевчук О.А.(Fugro-Jason), Чайников Ю.Г. (ООО «ЦНПСЭИ»)

Введение

Современные методы интерпретации сейсмических данных предполагают использование, наряду с кубом сейсмических амплитуд, кубы акустических свойств, которые могут быть восстановлены с помощью сейсмической инверсии.

Для получения кубов акустических свойств и построения детальной объемной модели резервуаров были использованы инверсии суммарного куба сейсмических данных (основанные на детерминистическом и геостатистическом алгоритмах), поскольку для применения синхронных инверсии частично-кратных сумм отсутствовала информация о скоростях поперечных волн в скважинах и в качестве исходных сейсмических данных был только суммарный куб, полученный в результате временной миграции до суммирования.

Исходные данные

Объектами изучения являлись терригенные отложения верхнего девона в пределах Сосновского нефтяного месторождения Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.

Основным продуктивным объектом данного месторождения является джьерский горизонт, в котором выделяются два нефтеносных пласта: 1а и 1б.

Литологический состав интервала представлен терригенными отложениями, залегающими на яранских песчано-алевролитовых разностях и перекрывающимися глинистыми породами нижнетиманского возраста. Джьерский интервал разделяется на две пачки, к которым и приурочены продуктивные пласты. В целом интервал достаточно выдержан по толщине, которая составляет 40-50 м (хотя отмечается тенденция уменьшения общих толщин джьерского интервала в купольной части структуры).

Проницаемые прослои пласта 1а вскрыты семью скважинами, расположенными в восточной части площади. Доля коллекторов в них неодинакова и изменяется от 13% до 32%. Эффективная толщина песчаных прослоев продуктивного пласта 1а в скважинах варьируется от 2,9 до 5,8 м, а пористость составляет 20%) (рис.1). Однако толщина отдельных проницаемых пропластков составляет менее 1м, в связи с чем для построения детальной объемной модели распределения коллекторов пласта не достаточно выполнения только детерминистической инверсии полнократного куба. Поэтому была выполнена геостатистическая инверсия суммарного куба, обеспечивающая большую вертикальную разрешенность получаемой модели распределения коллекторов.

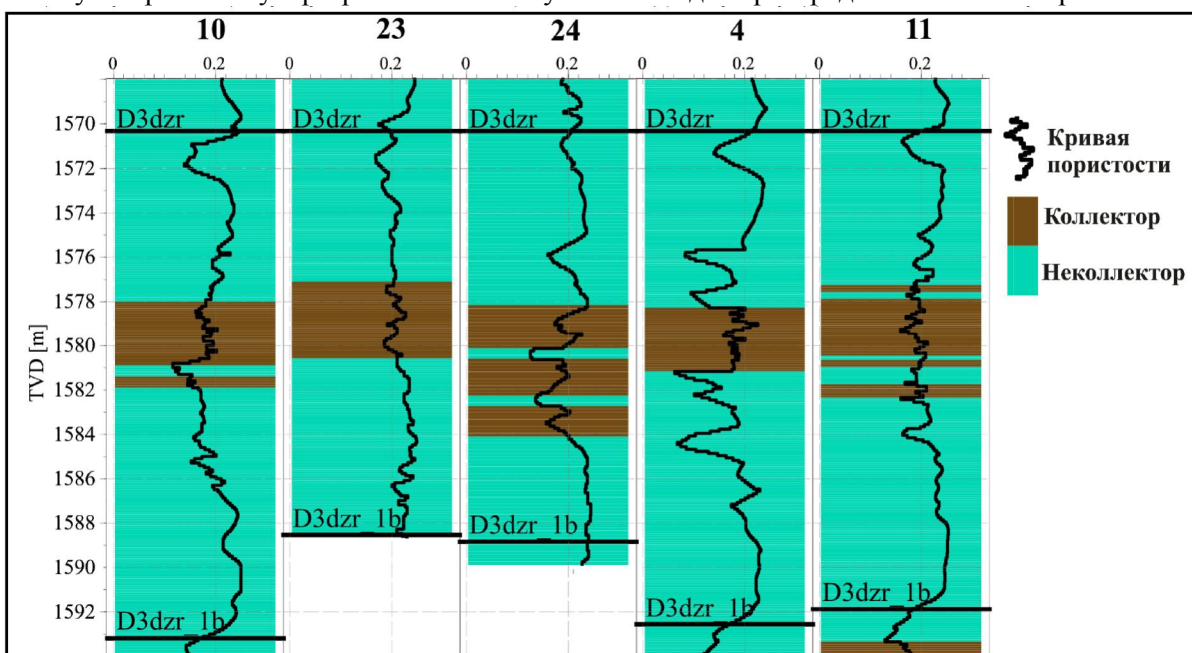


Рис. 1. Характеристика коллекторов джьерского продуктивного пласта 1а

Методика прогноза коллекторских свойств

Перспективы прогнозирования свойств коллекторов по сейсмическим данным определяются наличием устойчивых связей между свойствами коллекторов и упругими характеристиками пород. На рис. 2, а приведены сопоставления коэффициентов общей пористости пород (по результатам интерпретации данных ГИС) и акустического импеданса (по результатам петрофизического моделирования) в джьерском продуктивном пласте 1а. Из графика видно, что в поле этих параметров отмечается уверенное разделение пород на литотипы - песчаные коллекторы и неколлекторы, представленные глинистыми породами. Коэффициент пористости в песчаниках изменяется в пределах 0,14-0,24.

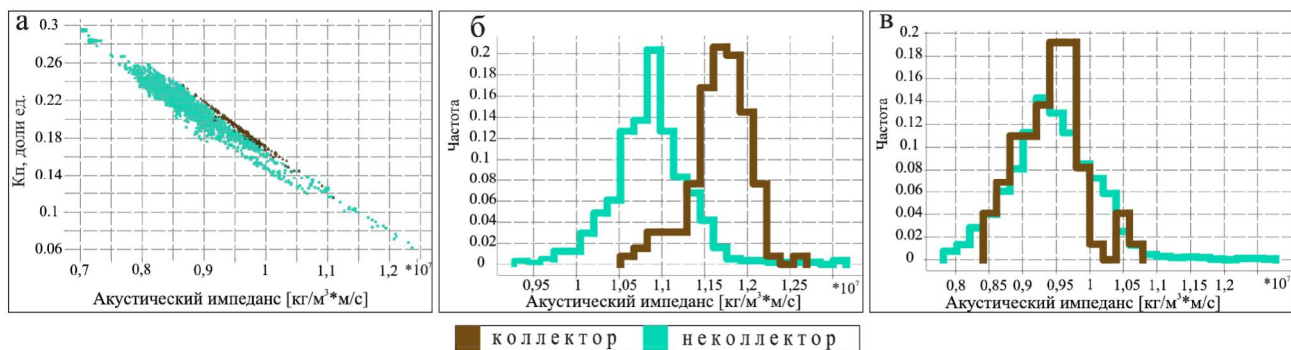


Рис. 2. а - Сопоставление значений коэффициентов пористости и акустического импеданса для отложений джьерского продуктивного пласта 1а; б - Гистограммы распределения акустического импеданса пласта 1а; в - Гистограммы распределения акустического импеданса пласта 1б

Анализ гистограмм распределения акустического импеданса для коллектора и неколлектора (рис. 2,б) показал, что перспективы прогноза распределения зон коллекторов в пласта 1а по результатам сейсмических инверсий полнократного куба высоки, поскольку область перекрытия распределения между литотипами небольшая. Однако, для пласта 1б выполнить прогноз распределения коллекторов по результатам инверсии суммарного куба сейсмических данных не представляется возможным, так как коллектор и неколлектор характеризуются перекрывающимися значениями акустического импеданса (рис. 2, в)

Первый этап работы заключался в выполнении детерминистической акустической инверсии полнократного куба, основанной на алгоритме ограничения редкости импульсов, в результате которой может быть получено только одно упругое свойство - акустический импеданс.

Прежде чем приступить к интерпретации необходимо оценить качество восстановленных акустических свойств, а именно:

1. сопоставить синтетические сейсмические разрезы, полученные путем свертки сейсмического импульса с инвертированными коэффициентами отражения, а также погрешности с наблюдаемым волновым полем;
2. проанализировать карты отношения сигнал/шум и карты коэффициентов корреляции сейсмических и синтетических данных;
3. сравнить акустический импеданс по результатам инверсии с акустическим импедансом по данным ГИС в точке скважин.

Выполненная оценка качества инверсии подтвердила возможность использования куба акустического импеданса для дальнейшей интерпретации.

Одним из важных результатов акустической инверсии является существенное улучшение прослеживаемости отражающих горизонтов по акустическому импедансу по сравнению с волновым полем. С использованием восстановленного куба акустического импеданса была уточнена корреляция отражающих горизонтов, а также были прокоррелированы дополнительные горизонты, которые в последующем послужили основой для построения детальной каркасной модели, используемой в геостатистической инверсии.

На основании зависимости акустических и петрофизических свойств (рис. 2, б) был выполнен прогноз распределения коллекторов в джьерском пласте 1а. К сожалению, по результатам детерминистической инверсии при данных геологических условиях и толщинах коллекторов возможно получить лишь интегральную оценку распределения коллекторов в пласт.

Для построения детальной геологической модели был использован более тонкий инструмент, такой как геостатистическая инверсия полнократного куба, которая обладает рядом преимуществ по сравнению:

с детерминистическими сейсмическими инверсиями:

1. Сокращается неопределенность за счет использования большего объема информации;
2. Используются геологические ограничения: вертикальная и горизонтальная вариограммы, гистограммы распределения упругих свойств для каждого из литотипов, тренды, модели пропорций;
3. Возможна количественная оценка неопределенностей полученных множественных равновероятностных решений;
4. Получаемая вертикальная детальность при этом значительно выше, чем только по сейсмическим данным.

с геологическим моделированием:

1. Большая достоверность достигается за счет привлечения сейсмических данных в дополнение к скважинной и геологической информации;
2. Связь с сейсмическими данными устанавливается напрямую, через сейсмический сигнал и конволюцию его с моделью;
3. Связь с сейсмическими данными сохраняется в течение всего процесса;
4. Неопределенности в решении уменьшаются за счет использования сейсмических данных в процессе построения модели резервуара.

На первом этапе была создана трехмерная каркасная стратиграфическая модель, внутри которой моделировались искомые упругие свойства, а также, одновременно с этим, и распределение литотипов. Для выбора вертикального размера ячейки модели было проведено сопоставление кривой литотипов в разрешенности ГИС и после дискретизации 0,125 мс, 0,25 мс и 0,5 мс. При шаге дискретизации 0,5 мс часть коллекторов пропадает, поэтому для геостатистической инверсии вертикальный размер ячейки был выбран 0,25 мс, как оптимальный.

Далее вся возможная информация о резервуаре была преобразована в отдельные для каждого из литотипов функции распределения плотности вероятностей (pdf), и установлено их соответствие созданной трехмерной стратиграфической модели. Эти знания обычно включают в себя пространственную выдержанность свойств (вариограммы), диапазон значений параметров и то, насколько они могут изменяться относительно других свойств (гистограммы, кроссплоты), кривые ГИС, контакты флюидов и сейсмические данные. Полученные pdf комбинируются, используя концепцию Байеса, чтобы для каждого из моделируемых параметров и литологии получить апостериорное распределение. В результате с использованием стохастического алгоритма цепей Маркова - Монте-Карло было получено 30 равновероятностных реализаций кубов акустического импеданса и литотипов, которые удовлетворяют всем исходным данным и заданным статистическим условиям и столь же дискретизированы, как и стратиграфическая сетка. Из них в результате ранжирования было отобрано 8, согласующихся с данными разработки. Итоговый куб распределения коллекторов (рис. 3) был получен в результате статистического осреднения этих 8 реализаций с получением куба вероятности для каждого литотипа.

Одним из основных свойств, необходимых для построения геологической модели, является пористость горных пород. Ее связь с упругими свойствами была определена по скважинным данным (рис. 1, а). Расчет пористости производился путем косимуляции на основе кубов акустического импеданса и литотипов, полученных в результате геостатистической инверсии. Для этого для каждого литотипа была создана соответствующая статистическая модель пористости. Всего было посчитано 20 косимуляции пористости, на основании которых была рассчитана средняя пористость в изучаемом интервале (рис. 4).

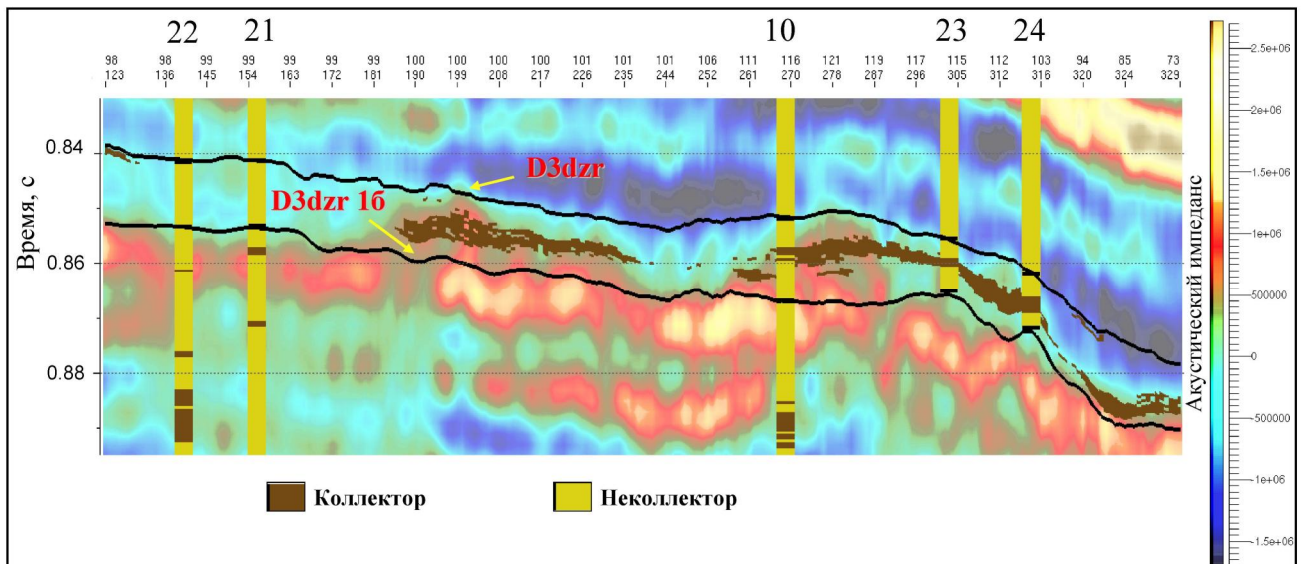


Рис. 3. Выделение объемных прогнозных тел по результатам геостатистической инверсии

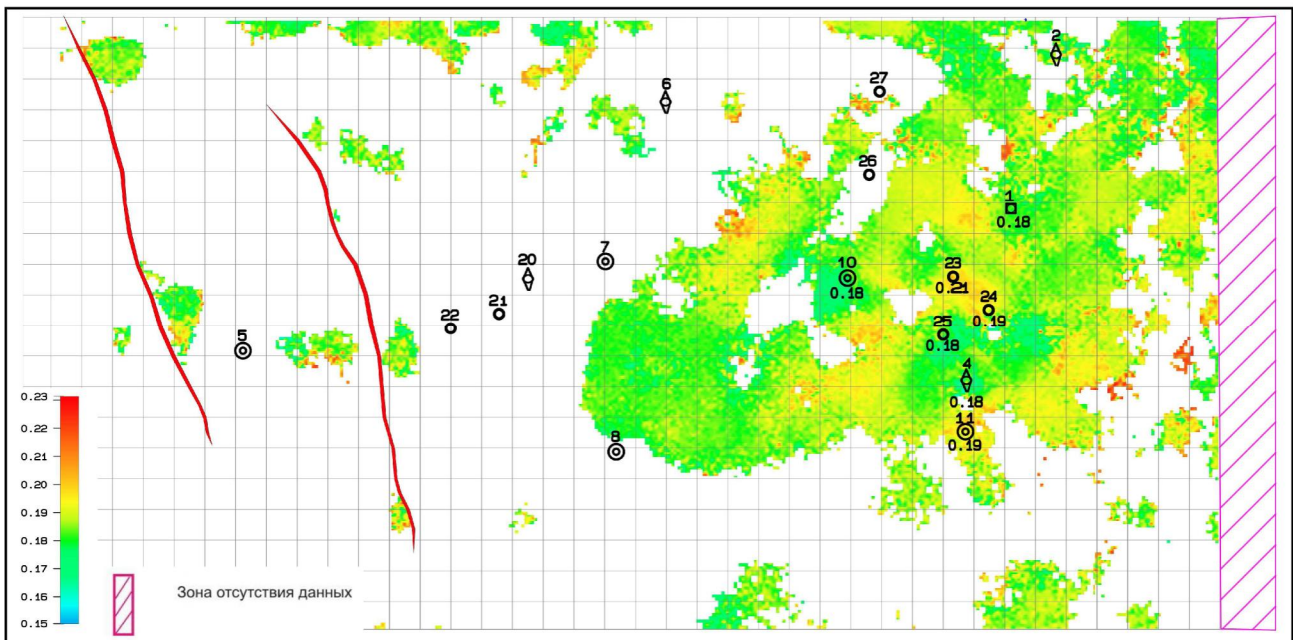


Рис. 4. Карта прогнозных значений коэффициентов пористости в коллекторе джержского продуктивного пласта 1а

Выводы

- Использование куба акустического импеданса, полученного в результате детерминистической инверсии, позволило уточнить структурный план джержских продуктивных пластов 1а и 1б.
- Для количественных оценок ФЕС и построения детальной геологической модели джержского продуктивного пласта 1а была использована геостатистическая инверсия полнократного куба.
- На основе полученных высокоразрешенных кубов акустического импеданса и литотипов с использованием технологии косимуляции были рассчитаны кубы прогнозной пористости.

ЛИТЕРАТУРА

1. Geostatistical inversion - Building detailed, realistic 3D rock and reservoir models. Graeme Eastwood. Next Generation Oil & Gas, issue 2.
2. Sams S., Saussus D. Comparison of lithology and net pay uncertainty between deterministic and geostatistical inversion workflows.

ИНФОРМАЦИОННАЯ МОДЕЛЬ ОЦЕНКИ ТЕКУЩЕЙ НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕННОСТИ КОЛЛЕКТОРОВ ПО ДАННЫМ КАРОТАЖА В ОБСАЖЕННЫХ СКВАЖИНАХ

Урманов Э.Г. (ГНЦ РФ ВНИИгеосистем)

Необходимость оценки текущей нефте- и газо- насыщенности коллекторов возникает при контроле за разработкой нефтяных и газовых месторождений, эксплуатации подземных хранилищ газа и доразведке старых месторождений углеводородного сырья с использованием существующего фонда обсаженных скважин.

Возможность оценки текущей нефтегазонасыщенности коллекторов реализуется путем проведения дополнительных исследований наблюдательных или эксплуатационных скважин с использованием ядерных геофизических методов. При этом в комплекс исследований включаются все необходимые для оценки коллекторских свойств пластов и не достающие при исследовании открытого ствола (при бурении скважины) методы ГИС.

Кроме того, для однозначной оценки результатов исследований необходимо определить состояние изоляции пластов на основе оценки качества цементирования заколонного пространства.

Таким образом, информационную базу оценки текущей нефте- и газо- насыщенности коллекторов составляют: данные ГИС открытого ствола скважины, данные оценки технического состояния скважины, данные о геолого-технических условиях измерений и данные дополнительных исследований. Схематично она может быть изображена следующим образом.



Рис. 1. Схема информационной модели оценки текущей нефтегазонасыщенности коллекторов

Как же используется эта информация при оценке текущей нефтегазонасыщенности коллекторов и какие предъявляются требования к её составляющим?

При планировании работ по оценке текущей нефтегазонасыщенности коллекторов в разрезе конкретных скважин прежде всего необходимо оценить полноту и качество имеющихся данных по каротажу не обсаженной (при бурении) скважины и установившихся геолого-технических условий в скважине и подлежащих к исследованиям пластах. При этом оценивается возможность использования ранее полученных данных по оценке коллекторских характеристик (глинистости, пористости, проницаемости и насыщенности) изучаемых объектов для целей комплексной интерпретации результатов дополнительных исследований. При необходимости производится переобработка результатов ГИС открытого ствола, уточняются такие геолого-технические условия,

как: диаметр и толщина (h) колонны, наличие и плотность цементного камня (рцем) за колонной, температура (Т) и пластовое давление (Рпл), соленость пластовых вод (Св) и газовый фактор (Гф) нефти в пластовых условиях.

На основе этой оценки составляется план дополнительных исследований методами ГИС. В зависимости от сложившихся геолого-технических условий в комплекс дополнительных исследований включаются методы по оценке технического состояния скважины на момент исследований, оценке глинистости, пористости и насыщенности. К последним относятся: спектрометрический гамма-каротаж (СГК), нейтронный каротаж (НК) в одной из модификаций или двух, например, компенсированный нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (2ННКт) и нейтронный гамма-каротаж (НГК), если они не были выполнены в открытом стволе, и импульсный нейтронный каротаж (ИНК) в варианте измерения сечения захвата нейтронов или в спектральном варианте.

По результатам СГК определяются: глинистость (Кгл), содержание и минеральный состав глин, содержание полевого шпата (в полимиктовых породах) и органического вещества. По полученным данным с использованием имеющихся петрофизических данных рассчитываются: водородосодержание глин (Wгл), интервальное время пробега продольной волны в глинах (DTгл), плотность глин (ргл) и сечение захвата тепловых нейтронов глин (SIGгл), которые, с учетом содержания органического вещества и полевых шпатов, используются для корректировки соответствующих геофизических параметров, полученных в открытом стволе или в обсаженной скважине [1].

На рис.2 приведен пример с результатами комплексной оценки пористости, минерального состава, начальной и текущей насыщенности пород в газонасыщенных отложениях сеномана по описанной выше методике решения задачи. Дополнительные исследования методами СГК и ИННК проведены через 2 недели после обсадки скважины. Материалы ГИС при бурении обработаны с использованием данных СГК. Видно, что в газонасыщенном пласте на глубине 942 -945 м. значения Кп по НК, АК и ГГК закономерно расходятся, а КпПС и КпСГК, оцененные по петрофизической зависимости керн-ГИС и предложенной Д.А.Кожевниковым [2] методике с использованием данных СГК, близки друг к другу. В вышележающих пластах значения КпНК и КпАК близки, а значения КпГГК, КпПС и КпСГК близки между собой, но расходятся с данными первых, примерно на 10 е.п. ниже, чем нейтронного и акустического методов. По-видимому, это связано с неизвестным содержанием элементов с высоким сечением поглощения тепловых нейтронов в глинах, таких, как: железо, бор, редкоземельные элементы, минерализация вод глин - для нейтронных методов; и погрешностями измерения интервального времени из-за сильного затухания упругих волн - для акустического метода. В то же время, указанные особенности разреза не влияют на измеряемые параметры ГГКп и СГК. Это и приводит к расхождению значений общей пористости, определяемой по данным указанных методов. Приведенный пример показывает предпочтительность оценки пористости газонасыщенных пластов в песчано-глинистом разрезе по данным СГК.

Коэффициенты начальной и текущей газонасыщенности в указанном продуктивном пласте совпадают. Расхождение значений этих параметров в нижележащих и вышележащих пластах, по-видимому, связано с процессом расформирования зоны проникновения фильтрата бурового раствора.

В вышеприведенном примере измерения комплексом СГК и ИННК проведены приборами большого диаметра (СГК-1024 и АИНК-89) в простаивающей без насосно-компрессорного оборудования обсаженной скважине. Однако не во всех эксплуатационных и, даже в наблюдательных, скважинах из-за отсутствия малогабаритных скважинных приборов необходимой чувствительности имеется возможность проведения дополнительных исследований указанным выше комплексом ГИС. В таких случаях ограничиваются исследованиями ИНК малогабаритными приборами (например, Аинк-43), с прохождением в интервал исследований через насосно-компрессорные трубы (НКТ), а для оценки глинистости и пористости пользуются данными каротажа в открытом стволе. Обычно для этих целей пользуются данными ПС, ГК и одного из методов НК. При этом необходимо учесть, что данные ПС и ГК имеют существенные ограничения при определении глинистости и пористости коллекторов. Так, показания ПС не связаны с минеральным составом пород, в особенности глин, и, поэтому, мало пригодны при комплексной интерпретации данных ядерно-геофизических методов. К тому же они сильно интегрированы и, в связи с этим, намного менее чувствительны, чем данные ядерно-геофизических методов, к неоднородностям исследуемого пласта. Данные ГК в полимиктовых отложениях искажены влиянием гамма-излучения калия полевых шпатов и также не чувствительны к минеральному составу пород, а в отложениях с повышенным содержанием урана - не могут быть использованы для оценки

глинистости. Данные НК не пригодны для оценки пористости газонасыщенных коллекторов из-за дефекта плотности газа. Вышеприведенный пример подтверждает эти положения.

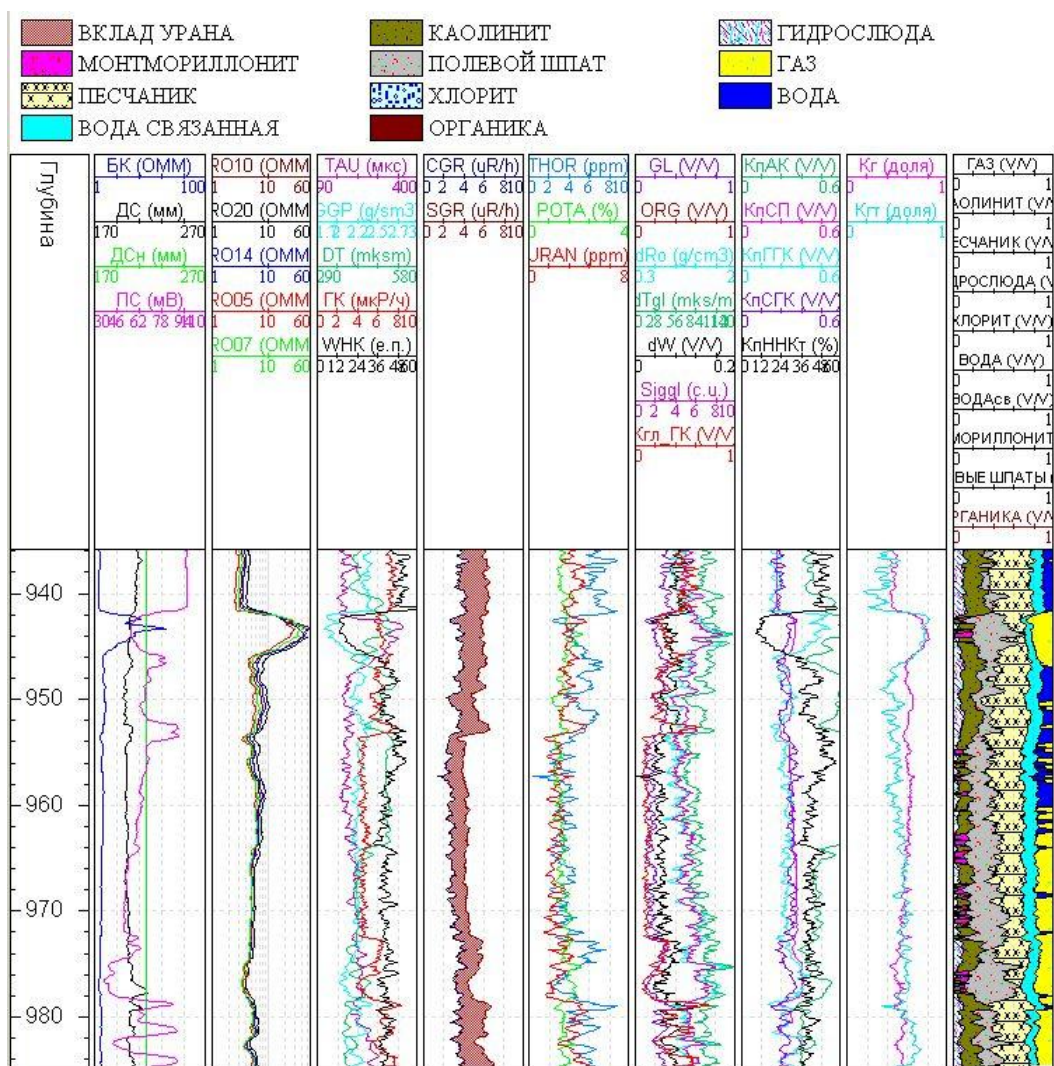


Рис.2. Результаты комплексной интерпретации данных ГИС, включающего SGK, в газонасыщенных отложениях сеномана

Уточненные данные глинистости и пористости являются основанием для переобработки данных каротажа при бурении скважины и переоценки начальной нефтегазонасыщенности коллекторов в старых скважинах.

Текущая нефтегазонасыщенность коллекторов оценивается с привлечением данных импульсного нейтронного каротажа. При этом встречаются серьезные трудности, связанные с отсутствием петрофизических данных по сечению захвата тепловых нейтронов в глинах и скелете породы, с низкой минерализацией пластовых вод отдельных месторождений и с их опреснением в результате разработки месторождений путем заводнения пресными водами других. В этих условиях при определении текущей нефтегазонасыщенности недостающие петрофизические константы для решения задачи определяют с использованием показаний в водоносных пластах и опорных пластах глин [3]. Однако из-за различия характеристик этих пластов такой подход не всегда дает хорошие результаты. Часто результаты определения текущего Кнг оказываются смещенными в отрицательную область. Эта проблема, как было показано ранее [4], может быть решена путем нормирования полученных значений текущего Кнг к начальной Кнг:

$$\text{Кнгте} = (\text{Кнгт} - \text{Кнгтmin}) * \text{Кнг} / (\text{Кнгтmax} - \text{Кнгтmin}).$$

При этом, конечно, определяется не абсолютное значение Кнг, а характер его изменения в процессе эксплуатации залежи (пласта). Этой информации часто оказывается достаточной для принятия решения по проведению тех или иных технико-эксплуатационных мероприятий на скважине.

При низкой или неизвестной минерализации пластовых или закачиваемых для поддержания пластового давления вод для оценки текущей нефтенасыщенности коллекторов применяют спектральную модификацию импульсного нейтронного гамма каротажа (ИНГК-С) на основе отдельной регистрации гамма-излучения неупругого рассеяния нейтронов на ядрах углерода и кислорода (С/О каротаж) [5, 6]. Однако, в газонасыщенных интервалах разреза или при трёхфазном насыщении (вода, нефть, газ) пород, этот метод, в лучшем случае, не решает задачу, а в худшем – вводит в заблуждение, поскольку количество ядер углерода в единице объёма пор в зависимости от нефте- или газонасыщенности сильно меняется. Кроме того, из-за одновременного присутствия трех видов взаимодействия нейтронов с ядрами окружающей среды – неупругого рассеяния, радиационного захвата и активации, а также мешающего влияния скважинной жидкости, чувствительность метода не высока – дифференциация водоносных и нефтеносных коллекторов пористостью порядка 25 единиц пористости (е.п.) по параметру С/О не превышает 12-15 % [7]. В этих условиях мог бы быть полезным способ оценки нефтегазонасыщенности коллекторов на основе кислородного активационного каротажа, реализуемого с использованием низкочастотных (20 – 50 Гц) генераторов быстрых нейтронов при традиционном импульсном нейтронном гамма-каротаже [8]. По предварительной оценке дифференциация водоносных и нефтеносных коллекторов той же пористостью 25 % по кислородному активационному каротажу достигает 24 %. Главным преимуществом этого способа перед С/О каротажом является его относительная простота вследствие отсутствия мешающего гамма-излучения других реакций при его реализации и возможность оценки не только текущей нефтенасыщенности, но и газонасыщенности.

Таким образом, информационная модель оценки текущей нефтегазонасыщенности коллекторов, основанная на достижениях современных ядерных геофизических методов, предусматривает использование данных ГИС не только в обсаженной, но и в не обсаженной скважине. При этом для повышения однозначности интерпретации получаемых результатов она нуждается в соответствующем пополнении и уточнении петрофизических данных по различным типам разрезов и минеральному составу пород, встречаемых в нефтегазосодержащих отложениях. К ним относятся: содержание естественных радиоактивных и аксессуарных элементов в различных породах и минералах.

ЛИТЕРАТУРА

1. Урманов Э.Г. Спектрометрический гамма-каротаж нефтегазовых скважин, 2-е издание. – М.: ВНИИГеосистем, 2010.
2. Кожевников Д.А., Коваленко К.В. Настройка петрофизических моделей гранулярных коллекторов. / НТВ «Каротажник», вып. 1 (154), 2007 г.
3. Бубеев А.А., Велижанин В.А., Земсков В.А., Терешина О.М. Оценка возможности определения текущей нефтенасыщенности на месторождении Каламкас по данным 2ИНГК в условиях ограниченного комплекса ГИС. «Каротажник», 2-4, 2006 г.
4. Урманов Э.Г., Прилипухов В.И. Методика определения текущей нефтегазонасыщенности коллекторов в обсаженных скважинах.// «Изобретения и рацпредложения в нефтегазовой промышленности», М. ВНИИОЭНГ, №4, 2004 г.
5. The Multiparameter Spectroscopy Instrument Continuous Carbon/Oxygen Log – MSI C/O : Presented at the Canadian Well Logging Society 10-th Formation Evaluation Symposium : Calgary, Alberta, September 29 – October 2, 1985.
6. Еникеева Ф.Х., Жуков А.М., Журавлев Б.К., Тропин А.Н. Определение текущей насыщенности терригенных коллекторов со сложным флюидальным составом по данным ядерно-физической спектрометрии. / Сб. «Современная ядерная геофизика при поисках, разведке и разработке нефтегазовых месторождений», М.: ЯГО, 2004 г.
7. Боголюбов Е.П., Миллер В.В., Кадисов Е.М. и др. Ряд аппаратурно-методических комплексов МАРКА для исследования разрезов нефтегазовых скважин гамма-спектрометрическими модификациями ГК, НГК и ИНГК / Международная научно-техническая конференция «Портативные генераторы нейтронов и технологии на их основе», Москва, ВНИИА им. Н.Л. Духова, 18-22 октября 2004 г.
8. Урманов Э.Г., Шкадин М.В. Способ определения текущей нефте- и газонасыщенности коллекторов в обсаженных скважинах и устройство для его осуществления.//Патент РФ на изобретение № 2232409, МПК⁷ E21b 47/00 (G01v 5/00).

СПЕКТРОМЕТРИЧЕСКИЙ ГАММА-КАРОТАЖ В КОМПЛЕКСЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Урманов Э.Г. (ФГУП ГНЦ РФ ВНИИгеосистем)

Спектрометрический гамма каротаж (СГК) в последние годы относится к числу стандартных методов исследований разрезов нефтегазовых скважин. Он включен в обязательный комплекс исследований опорно-параметрических, структурных, поисковых, оценочных и разведочных скважин [1].

СГК применяют для решения задач детальной стратиграфической корреляции разрезов, установления литотипов пород в различных фациях, количественной оценки глинистости пород, типа и содержания глинистых минералов и органического углерода; а также для выделения, при благоприятных условиях, высокопроницаемых и трещиноватых зон и обводненных интервалов в продуктивных пластах [2]. СГК дает необходимую информацию при контроле за разработкой нефтяных и газовых месторождений и при доразведке вышележащих от эксплуатируемых объектов отложений с использованием старого фонда обсаженных скважин.

Ранее возможности СГК при исследовании разрезов нефтегазовых скважин не могли быть использованы в полной мере из-за отсутствия аппаратуры, необходимой для режима непрерывного каротажа, требуемой чувствительности и эксплуатационной надежности при воздействии повышенных температур и давления, в особенности в глубоких скважинах. В настоящее время созданы высокочувствительные, термо- и баро- стойкие скважинные приборы СГК, позволяющие производить скважинные замеры со скоростью до 200 м/ч, в том числе и в модульном исполнении для работ в связке с приборами других методов каротажа как на кабеле, так и автономные.

Расширились и методические возможности использования данных СГК при исследовании разрезов нефтегазовых скважин, в том числе в комплексе с другими геофизическими методами.

Вместе с тем, из-за недостаточного петрофизического обеспечения метода и отсутствия единого образа в метрологическом обеспечении измерений, обработке результатов и документировании получаемых материалов, данные СГК все еще слабо используются при детальном исследовании разрезов нефтегазовых скважин, в особенности при изучении характеристик основных объектов разработки – пластов-коллекторов.

Как известно [3] геофизическими параметрами, определяемыми при СГК, являются: массовые содержания тория (THOR, ppm), урана (URAN, ppm) и калия (POTA, %); суммарное гамма-излучение (SGR, мкР/ч) и гамма-излучение за вычетом уранового компонента (CGR, мкР/ч);

относительные (безразмерные) параметры – TURA (THOR/URAN), UPRA (URAN/POTA) и TPRA (THOR/POTA).

Интерпретация данных СГК основывается на различии содержания ЕРЭ во вскрытых нефтегазовыми скважинами горных породах и минералах. Она может производиться на качественном и количественном уровне. Качественная интерпретация производится без использования количественных параметров, например, с указанием повышенного или пониженного содержания ЕРЭ и, иногда, изменения относительных параметров, что зачастую делается в настоящее время. При количественной интерпретации определяются количественные параметры изучаемого объекта.

Количественная интерпретация данных СГК в нефтегазовых скважинах связана, прежде всего, с определением глинистости и минерального состава глинистых пород и, в том числе, содержания органического материала, по установленным петрофизическим зависимостям.

Наиболее тесные связи с глинистостью, близкие к линейной зависимости, установлены между параметрами THOR и CGR. Связь между POTA и глинистостью намного слабее и существенно отличается от линейной. URAN в основном отражает содержание пелитовой составляющей глинистого материала, причем лишь в отдельных пластах терригенных отложений. В общем случае содержание урана в осадочных отложениях больше связано с наличием органического материала и вторичными процессами, происходящими в карбонатных отложениях. Поэтому использование этого параметра как индикатора глинистости может привести к ошибочным результатам.

При оценке глинистости карбонатных отложений лучшие результаты дает индикатор THOR, так как содержание тория не зависит от происхождения карбонатных пород, а содержание калия связано не только с глинистостью, но и с карбонатами морского происхождения. Индикатор CGR зависит как от содержания тория, так и калия. Поскольку характер распределения тория и калия в глинистых минералах такой, что в минералах с большим содержанием тория

меньше калия и, наоборот, - с большим содержанием калия меньше тория, то оцениваемый по этому индикатору $V_{гг}$ меньше зависит от изменчивости минерального состава глин. Поэтому этот индикатор широко используется в практике интерпретации геофизических материалов при оценке глинистости коллекторов в отложениях кварцевых песчаников.

Наиболее рискованным для оценки глинистости является применение индикатора РОТА, т.к. концентрация калия не всегда однозначно связана с глинистостью. Например, для продуктивных отложений Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции вклад калия в общую радиоактивность песчаников составляет 55-75%, алевролитов и глин – около 35-55 % [4].

Оценка глинистости по индикаторам THOR и CGR при отсутствии установленных для конкретных отложений корреляционных связей может производиться в линейном приближении по методике двух опорных пластов:

$$C_{гг}(THOR) = (THOR - THOR_{min}) * C_{оп.гг} / (THOR_{оп.гг} - THOR_{min}) \quad (1)$$

$$C_{гг}(CGR) = (CGR - CGR_{min}) * C_{оп.гг} / (CGR_{оп.гг} - CGR_{min}). \quad (2)$$

При этом точность оценки глинистости, кроме прочих факторов, связанных с различным содержанием ЕРЭ в глинистых минералах, будет зависеть от правильности выбора опорных пластов глин и чистых (неглинистых) пород и знания их характеристик ($C_{гг}$)_{оп.гг}. Очевидно, для правильной оценки глинистости пород опорные пласты необходимо выбирать в пределах общего с исследуемым объектом фациально-стратиграфического комплекса и их характеристики должны быть известны и выдержаны. Если характеристики пластов, которые могут служить опорными, недостаточно изучены, то их глинистость при низком содержании ЕРЭ в скелете породы может оцениваться по THOR. Для наиболее выдержанных отложений глин кыновского (средний девон) и тульского (каменноугольная система) горизонтов Волго-Уральского региона значение THOR, как показывают результаты СГК, достигает 24-29 ppm и 18-19 ppm, соответственно. Тогда:

$$C_{гг} = THOR / THOR_{max}. \quad (3)$$

Известно, что глинистые минералы существенно различаются по содержанию связанной воды. Например, смектитовая группа глин содержит намного больший объем связанной воды, чем иллитовая. Также они различаются по упругим свойствам, плотности и сечению захвата тепловых нейтронов. В связи с этим определение минерального состава глин имеет большое значение при обработке материалов ГИС и оценке по ним коллекторских свойств объекта.

В общем случае минеральный состав полиминеральных глинистых пород и их объемное содержание по СГК не определяется без привлечения данных других методов каротажа, таких, как нейтронный и гамма-гамма плотностной. Однако при привлечении дополнительного метода появляются и дополнительные неизвестные параметры – пористость и литология, что усложняет решение задачи. Возможность же оценки объемного содержания глинистых минералов по данным СГК связана с тем, что в большинстве случаев имеются априорные сведения о составе, по крайней мере, основных глинистых минералов в интересующих интервалах разреза, что упрощает выбор модели для интерпретации данных СГК без привлечения данных других методов каротажа. Кроме того, относительный параметр СГК (TPRA) и THOR x РОТА-кроссплот помогают при выборе модели интерпретации данных СГК.

Тогда на основе содержания тория и калия для условий полимиктовых отложений Западной Сибири, например, можно рассматривать две модели содержания глинистых минералов, описываемых следующими системами уравнений:

$$1) \quad C_{гг} = C_{хл} + C_{кт} + C_{гс} \\ THOR = C_{хл} * A_{хл} + C_{кт} * A_{кт} + C_{гс} * A_{гс} \quad (4)$$

$$ROTA_{гг} = C_{хл} * V_{хл} + C_{кт} * V_{кт} + C_{гс} * V_{гс}; \\ 2) \quad C_{гг} = C_{хл} + C_{мт} + C_{гс} \\ THOR = C_{хл} * A_{хл} + C_{мт} * A_{мт} + C_{гс} * A_{гс} \quad (5)$$

$$ROTA_{гг} = C_{хл} * V_{хл} + C_{мт} * V_{мт} + C_{гс} * V_{гс},$$

где: Скт, Смт, Схл, Сгс – массовые содержания каолинита, монтмориллонита, хлорита, гидрослюды; А и В содержание тория и калия в соответствующих минералах, которые должны быть определены по результатам исследований керна; РОТА_{гг} = РОТА - РОТА_{пш} * С_{пш}. Содержание калиевых полевых шпатов определяется: С_{пш} = С_{гг}(CGR) - С_{гг}(THOR). Для условий меловых отложений Сургутского свода удовлетворительные решения уравнений получаются при следующих значениях петрофизических данных:

	THOR (ppm)	РОТА (%)	W (V/V)	D (г/см ³)	ΔТ (мкс)	Σа (е.з.)
Хлорит	4.0	0.30	0.35	2.72	234	35.6
Каолинит	19	0.42	0.40	2.63	295	12.9

Гидрослюда	0.1	8.5	0.188	2.79	251	16.8
Монтмориллонит	24	1.39	0.47	2.40	285	14.7
Полевые шпаты	0	10	-0.013	2.56	226	15.8
Органика	0	0	0.8	1.34	394	22.0

где: W – водородосодержание, D – плотность, ΔT – интервальное время, Σa – сечение захвата тепловых нейтронов.

При изучении других отложений на основе имеющихся петрофизических данных с использованием кросс-плота выбирается соответствующая модель решения задачи.

В разработанной нами программе **SGK2** [5] решаются системы уравнений (4) и (5) и выбираются положительные, т.е. те решения, когда все значения содержаний минералов (C_m) положительны. Решения, в которых имеются небольшие отрицательные значения C_m (за счет погрешностей определения содержания ЕРЭ и неточности петрофизических данных), обнуляются. Из положительных решений выбираются наиболее вероятные, например, модель 1 для пластов БС и модель 2 для пластов АС. Нулевые решения модели 1 заменяются положительными решениями модели 2 и наоборот. В программе в зависимости от типа разреза (кварцевые или полимиктовые песчаники, карбонатные отложения) выбираются соответствующие зависимости для оценки глинистости (нерастворимого остатка), содержания органического материала и полевых шпатов в полимиктовых песчаниках.

В зависимости от выбранной петрофизической модели интерпретации минеральный состав глин и содержание ЕРЭ в них может меняться, что является предметом настройки методики интерпретации к условиям определенных отложений.

С использованием результатов решения вышеприведенных петрофизических уравнений определяются: водородосодержание, интервальное время, плотность и сечение захвата тепловых нейтронов глинистого цемента с учетом содержания полевых шпатов и органики:

$$W_{\text{цем}} = \sum W_{M_i} * V_{M_i} + W_{\text{пш}} * V_{\text{пш}} + W_{\text{орг}} * V_{\text{орг}}, \quad (6.1)$$

$$\Delta T_{\text{цем}} = \sum \Delta T_{M_i} * V_{M_i} + \Delta T_{\text{пш}} * V_{\text{пш}} + \Delta T_{\text{орг}} * V_{\text{орг}}, \quad (6.2)$$

$$D_{\text{цем}} = \sum D_{M_i} * V_{M_i} + D_{\text{пш}} * V_{\text{пш}} + D_{\text{орг}} * V_{\text{орг}}, \quad (6.3)$$

$$\Sigma_{\text{цем}} = \sum \Sigma_{M_i} * V_{M_i} + \Sigma_{\text{пш}} * V_{\text{пш}} + \Sigma_{\text{орг}} * V_{\text{орг}}, \quad (6.4)$$

где: V_{M_i} – объемное содержание минералов = $C_{M_i} * D_{\text{гл}} / D_{M_i}$, $D_{\text{гл}}$ и D_{M_i} – средняя плотность глинистых минералов и отдельных глинистых минералов, соответственно, в г/см³; ΔT_{M_i} – интервальное время распространения продольных волн и Σ_{M_i} – сечение захвата тепловых нейтронов в глинистых минералах, полевых шпатах и органическом материале, в мкс/м и е.з (единица захвата), соответственно, $V_{\text{орг}} = C_{\text{орг}} / D_{\text{орг}}$, $D_{\text{орг}}$ – плотность органического вещества.

Учет глинистости и минерального состава глин при определении пористости песчано-глинистых отложений по данным нейтронного, акустического и плотностного гамма-гамма каротажа производится по формулам:

$$K_{\text{пНК}} = [W_{\text{НК}} - (1 - V_{\text{гл}} - V_{\text{пш}} - V_{\text{орг}}) * W_{\text{ск}} - W_{\text{цем}}] / W_{\text{фл}}, \quad (7.1)$$

$$K_{\text{пАК}} = [\Delta T - (1 - V_{\text{гл}} - V_{\text{пш}} - V_{\text{орг}}) * \Delta T_{\text{ск}} - \Delta T_{\text{цем}}] / (\Delta T_{\text{фл}} - \Delta T_{\text{ск}}), \quad (7.2)$$

$$K_{\text{пГГК}} = [(1 - V_{\text{гл}} - V_{\text{пш}} - V_{\text{орг}}) * D_{\text{ск}} + D_{\text{цем}} - D] / (D_{\text{ск}} - D_{\text{фл}}), \quad (7.3)$$

где: $W_{\text{гл}} = \sum w_{M_i} * V_{M_i}$ – водородосодержание глинистых минералов;

w_{M_i} – водородный индекс глинистого минерала;

$V_{M_i} = C_{M_i} * \rho_{\text{породы}} / \rho_{M_i}$ – объемное содержание глинистых минералов;

$i = 1, 2, 3, \dots$ – соответствует количеству глинистых и других минералов согласно (6);

$W_{\text{фл}}$ – водородосодержание флюида в пластовых условиях;

$W_{\text{ск}}$ – литологический индекс кажущегося водородосодержания пород, определяется с учетом пористости и литологической принадлежности породы, для известняка $W_{\text{ск}} = 0$, поскольку водородосодержание пород по нейтронным методам определяется по шкале известняка;

$W_{\text{НК}}$ – кажущееся водородосодержание пород по нейтронным методам, исправленное за влияние скважинных условий измерения (диаметра скважины, глинистой корки, минерализации и плотности промывочной жидкости, положение прибора в скважине), а также минерализации пластовой воды, температуры и давления;

$D_{\text{цеМ}}$ и $\Delta T_{\text{цеМ}}$ – определяются по (6); $D_{\text{ск}}$ и $\Delta T_{\text{ск}}$ – значения параметров для соответствующего скелета породы - петрофизические данные; $D_{\text{фл}}$, $\Delta T_{\text{фл}}$ и $W_{\text{фл}}$ – плотность, интервальное время и водородосодержание флюида в пластовых условиях.

В случае сложнопостроенного разреза минеральный состав пород и общая пористость ($K_{\text{п}}$) определяется по комплексу НК, АК, ГГКп:

$$\begin{aligned} K_{\text{пНК}} &= W_{\text{и}} * V_{\text{и}} + W_{\text{п}} * V_{\text{п}} + W_{\text{д}} * V_{\text{д}} + W_{\text{фл}} * K_{\text{п}}; \\ \Delta T - \Delta T_{\text{цеМ}} &= \Delta T_{\text{и}} * V_{\text{и}} + \Delta T_{\text{п}} * V_{\text{п}} + \Delta T_{\text{д}} * V_{\text{д}} + \Delta T_{\text{фл}} * K_{\text{п}}; \\ D - D_{\text{цеМ}} &= D_{\text{и}} * V_{\text{и}} + D_{\text{п}} * V_{\text{п}} + D_{\text{д}} * V_{\text{д}} + D_{\text{фл}} * K_{\text{п}}; \\ 1 - V_{\text{гл}} - V_{\text{пш}} - V_{\text{орг}} &= V_{\text{и}} + V_{\text{п}} + V_{\text{д}} + K_{\text{п}}, \end{aligned} \quad (8)$$

где: $K_{\text{пНК}}$ – пористость, определенная по компенсированному НК по шкале известняка с учетом водородосодержания глинистого цемента, в десятичной единице измерения (V/V); $W_{\text{и}}=0$, т.к. градуировку аппаратуры производят в моделях пласта известняка; $K_{\text{п}}$ – общая пористость, определяемая по комплексу рассматриваемых методов, в (V/V); и, п, д, в – индексы, означающие принадлежность параметра известняку, песчанику, доломиту и воде, соответственно. Данные АК и ГГКп (ΔT и D) при необходимости также предварительно должны быть скорректированы за влияние геологических условий (ГТУ) измерения.

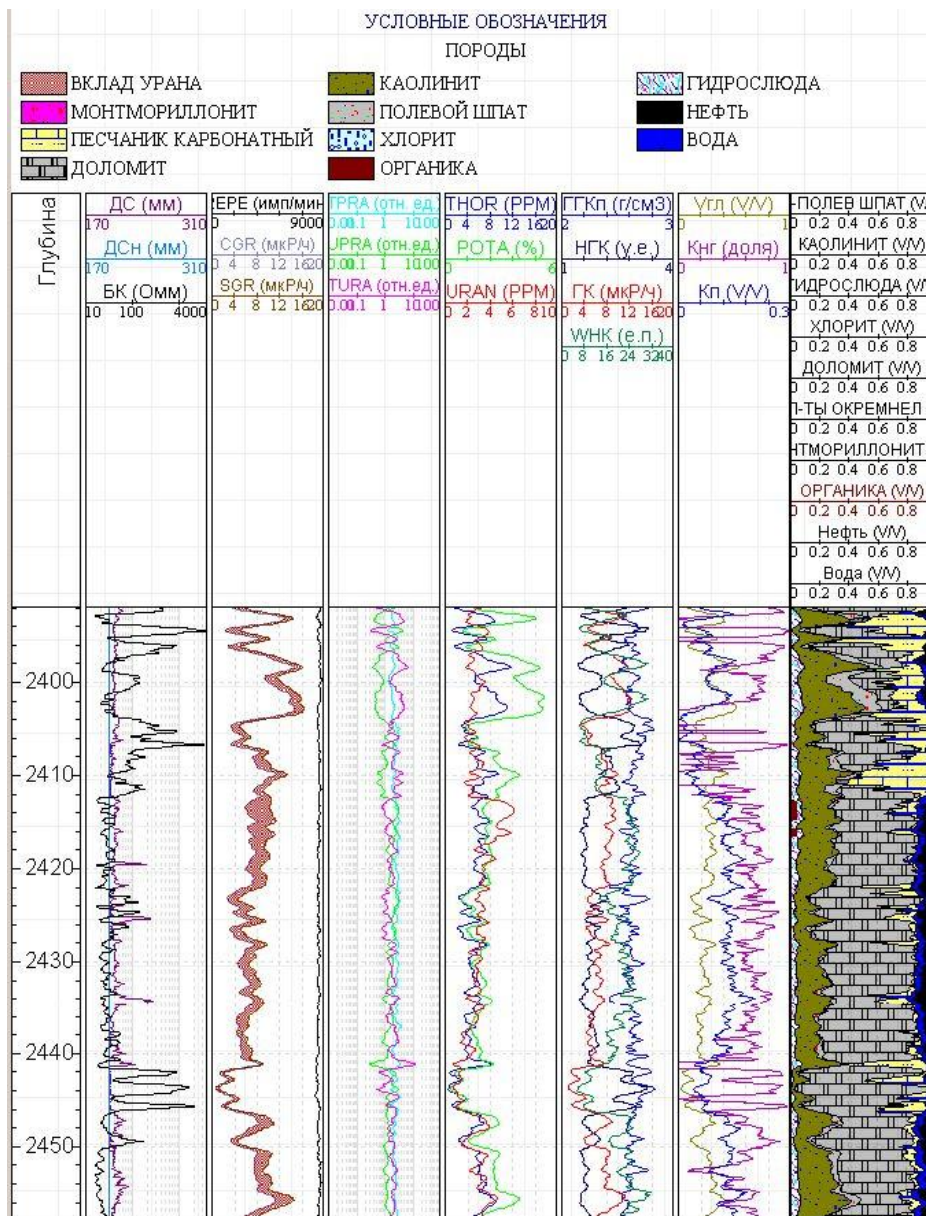


Рис.1. Пример с результатами комплексной интерпретации данных ГИС, включающих СГК

Заключение

Созданы методические основы и программные средства для эффективного использования данных СГК в комплексе геофизических исследований нефтегазовых скважин. При этом показано, что данные СГК повышают точность оценки глинистости и пористости коллекторов по комплексу ГИС, а также выделения битуминозных пород и трещиноватых участков вторичной доломитизации карбонатных пород.

ЛИТЕРАТУРА

1. Правила геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах, Москва, 1999 г.
2. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ на кабеле в нефтяных и газовых скважинах, Москва, 2001 г.
3. ГОСТ 22609-77 Геофизические исследования в скважинах. Термины, определения и буквенные обозначения.
4. Мамяшев В. Г., Никифорова Т.Ф., Кудрявцев В. С. Петрофизическое обоснование информативности гамма-спектрометрических исследований продуктивных отложений Западной Сибири / Гамма-спектрометрия скважин при поисках и разведке нефти и твердых полезных ископаемых. М.: Сб. научн. трудов ВНИИ Геоинформсистем. 1983, с. 58-64
5. Урманов Э.Г. Спектрометрический гамма-картаж нефтегазовых скважин. – М.: ВНИИ геоинформсистем, 2010.

ВОЗМОЖНОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОРИСТОСТИ, НАСЫЩЕНИЯ И ЛИТОЛОГИИ ПОРОД СЕЙСМИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ПЕТРОУПРУГОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ НА ПРИМЕРЕ НЕОКОМСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Успенская Л.А. (CGGVeritas), Дешененков И.С. (CGGVeritas), Романенко М.Ю. (CGGVeritas), Куселев В.В. (SeverEnergia)

Введение

На сегодняшний день одной из наиболее актуальных проблем становится прогноз коллекторов, коллекторских свойств горных пород и типа насыщения в межскважинном пространстве. Для решения этой задачи традиционно используются сейсмические методы. При этом результативность прогноза значительно варьирует от случая к случаю. Основной проблемой при выполнении такого прогноза является существенно различная вертикальная разрешенность скважинных и сейсмических методов изучения разреза. Решению задачи объединения сейсмических и скважинных исследований при прогнозе свойств резервуара и посвящена данная работа.

Основными этапами работы являлись: 1) комплексная интерпретация данных геофизических исследований скважин (ГИС); 2) моделирование упругих свойств; 3) определение связей между упругими параметрами и литологией, а также характером насыщения; 4) оценка сохранения связей между упругими параметрами, обычно определяемыми при инверсионных преобразованиях, и фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) и насыщением пласта при переходе к сейсмической детальности геологического разреза.

Объектом исследований явилось газовое и газоконденсатное месторождение Ямала, коллектора которого представлены полимиктовыми (кварц-полевошпатовыми) песчаниками, алевролитами и их переходными разностями, содержащими различное количество глинистого материала.

Моделирование упругих свойств

На основании данных керновых исследований мы ограничились двухкомпонентной моделью среды -песчаник, глина. Петроупругое моделирование выполнено по результатам петрофизической интерпретации с привлечением следующего набора параметров: объемного содержания глинистого вещества ($K_{гн}$); объемного содержания песчаника ($K_{песч}$); общей пористости ($K_{п}$); коэффициента водо- и нефтегазонасыщенности (K_v , $K_{нф}$). Для проведения полноценного анализа взаимосвязей упругих свойств с петрофизическими параметрами среды, оценка входных параметров производилась для всего изучаемого разреза.

Полимиктовый состав песчаников обуславливает низкую информативность гамма метода для оценки $K_{гн}$, поэтому для решения задачи расчета объемной глинистости использовалось комплексирование методов: нейтронного, гамма-гамма плотностного и метода СП. Величины объемной глинистости по обозначенным методам определялись по общеизвестным уравнениям, причем величины объемной глинистости «чистых» глин принималась равной 65%. Оценка $K_{п}$ осуществлялась с использованием следующего соотношения:

$$K_{п} = \frac{(\rho_{ск} - \rho)}{(\rho_{ск} - \rho_{фл})} - K_{зп} * \frac{(\rho_{ск} - \rho_{зп})}{(\rho_{ск} - \rho_{фл})} + K_{зп} * \frac{(\rho_{скзп} - \rho_{зп})}{(\rho_{скзп} - \rho_{фл})}$$

где $\rho_{ск}$ - плотность матрицы (2.67 г/см³),

$\rho_{фл}$ - плотность флюида (1 г/см³),

$\rho_{гн}$ - плотность набухшей глины (определяется данным ГИС),

$\rho_{сух.гн}$ - минералогическая плотность сухой глины (2.72 г/см³).

Для моделирования принята аппроксимирующая модель Xu-White [2], на наш взгляд, адекватно отражающая геолого-геофизические особенности изучаемой площади и неоднократно опробованная на различных месторождениях Западной Сибири. Первичная настройка параметров производилась по скважинам с наиболее полным комплексом ГИС, включавшим исследования волновым акустическим каротажем (ВАК). Последующая настройка в остальных скважинах осуществлялась путем последовательных итераций параметров, влияющих на показания акустического метода (объемная глинистость, пористость). Больше количество итераций требовалось в скважинах с отсутствующей замеренной плотностью, так как в этом случае объемное содержание глинистой фракции определялось по данным гамма-метода, который, как обозначено выше, имеет низкую информативность, значения $K_{гн}$, рассчитанные таким образом являются лишь оценочными и не претендуют на истинное $K_{гн}$.

Измерения скоростей поперечных волн DTS были выполнены в 3 скважинах. Для решения

поставленных задач, требовалось произвести расчет кривой DTS во всех остальных скважинах. Моделирование скоростей поперечных волн проводилось несколькими способами: 1) путем нахождения связи между измеренными значениями DTS и диаграммами интервальных времен продольной волны в скважинах с ВАК; 2) использование уравнений Кастаньи [2]; 3) петроупругое моделирование. Рисунок 1, А иллюстрирует сопоставление модельных и реальных диаграмм интервального времени поперечных волн. Очевидно, что в целевом интервале за исключением отдельных интервалов, маркируемых как места размыва ствола скважины и уплотненные пропластки, отмечается хорошая сходимость смоделированных данных с измеренными. Таким образом, подтвердилась пригодность разработанной методики моделирования упругих свойств в рассматриваемых геолого-геофизических условиях.

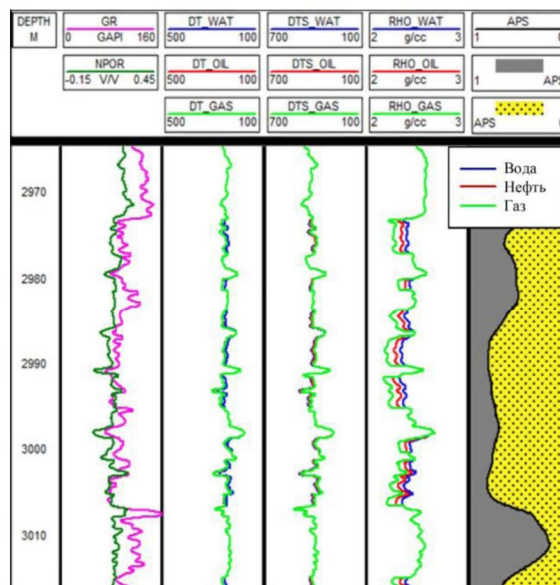
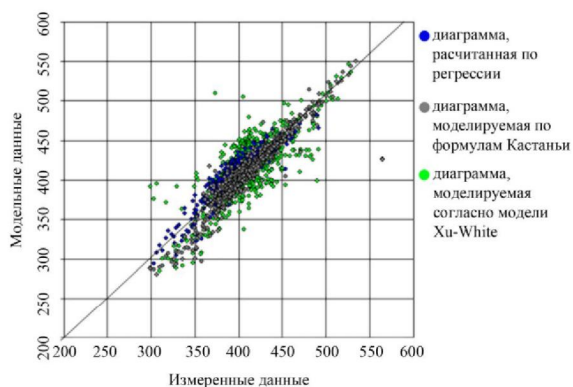
При моделировании учитывалась вся априорная информация о свойствах пластовых флюидов, температурном режиме залежи, пластовых давлениях и пр. для сокращения степеней свободы модели (уменьшения количества меняющихся параметров модели), которая в дальнейшем использовалась при расчете упругих модулей флюида по методике, предложенной Batzle and Wang [1].

Полученные параметры использовались при моделировании замещения флюидов Гассмана [3] и детальном анализе акустических свойств для прогноза ФЕС по данным сейсмических исследований. При замещении задавались сценарии полного водонасыщения, а также предельного насыщения коллектора нефтью и газом (рисунок 1, Б).

С целью изучения влияния изменения пористости на сейсмический отклик проведено моделирование диаграмм упругих свойств при изменении пористости коллектора с шагом, равным 2% (-4%, -2%, +2%, +4%). Диаграммы интервального времени продольной и поперечной волны, а также плотности рассчитывались с использованием петроупругой модели и насыщения, полученного по результатам интерпретации данных ГИС.

Анализ влияния литологического состава, пористости и характера насыщения на упругие свойства горных пород

Анализ упругих свойств горных пород является важным этапом при изучении физических свойств пород и позволяет выявить взаимосвязи между петрофизическими параметрами и сейсмическими данными. Полученные взаимосвязи представляют собой основу для интерпретации атрибутов и свойств, рассчитанных по сейсмическим данным, с целью получения прогнозируемых коллекторских свойств, таких как пористость, насыщение и, по возможности, проницаемость. В рамках обозначенных задач выполнялось построение серии гистограмм и графиков с последующим их анализом и вынесением решения о том, какие свойства и/или их комбинации позволяют с наибольшей вероятностью разделить породы исследуемых интервалов по составу, качеству коллекторских свойств, характеру насыщения.



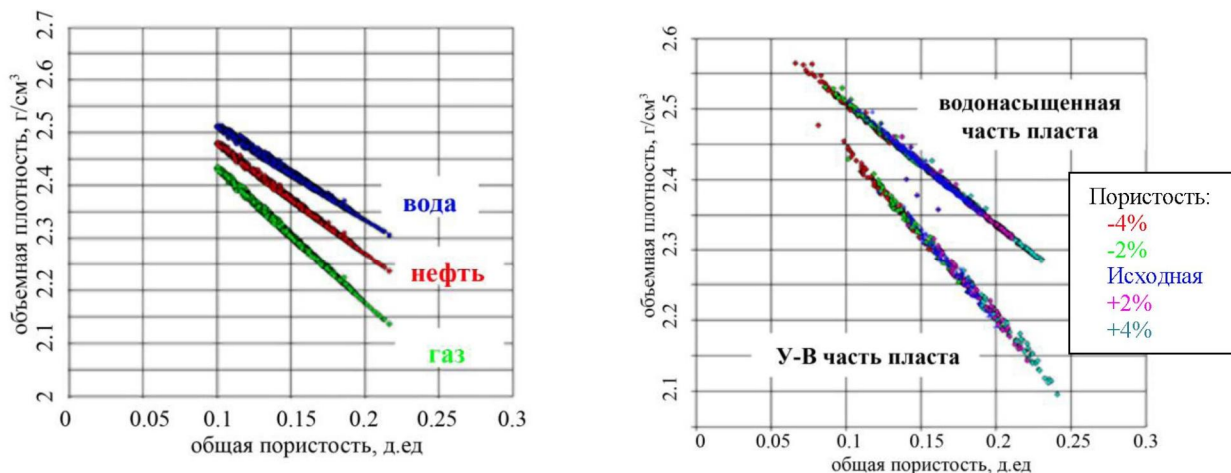
А.

Б.

Рисунок 1 А. Контроль качества расчет диаграмм интервального времени поперечных волн по скважинам с данными ВАК; Б. Диаграммы упругих свойств, полученные путем замещения флюидов Гассмана (DT - интервальное время продольных волн; DTS - интервальное время поперечных волн; RHO - объемная плотность)

В результате замещения флюидов хорошее деление по насыщению (вода-нефть-газ) наблюдается в изменении показаний плотностного каротажа (рисунок 2, А). На показаниях интервального времени продольных и поперечных волн изменения не так явно выражены.

Для каждого из изучаемых горизонтов выделено несколько зон, характеризующихся продуктивными (газовыми) и непродуктивными скважинами. Для продуктивных скважин выделяются две зоны с различным насыщением (вода - углеводороды). Анализ результатов моделирования изменения пористости показывает, что наибольшее влияние на величину плотности она оказывает в продуктивной части пласта, чем в водонасыщенной (рисунок 2, Б). В водонасыщенном пласте влияние пористости на плотность не столь значительно.



А.

Б.

Рисунок 2. Сопоставление модельных значений объемной плотности с общей пористостью для определения: А. возможности разделения коллекторов по типу насыщения; Б. влияния изменения пористости коллекторов на упругие свойства

Отделение коллекторов от глинистых неколлекторов в масштабе ГИС оказалось возможным по величине акустического или сдвигового импеданса со средней долей вероятности. Плотные разности выделить не удастся. После перехода в сейсмический масштаб выделение литологических типов не представляется возможным вовсе. Надежный прогноз пористости, эффективной толщины, насыщения и литологии по сейсмическим данным должен выполняться только в попластовом варианте.

Оценка возможностей синхронной инверсии

Для одного из изучаемых горизонтов выполнялось моделирование синтетических сейсмограмм согласно уравнению Цёппритца, производился анализ изменения амплитуд с удалением на синтетических данных с целью оценить практические возможности прогнозирования ФЕС с помощью синхронной инверсии или AVO-анализа.

Кроме расчета синтетических сейсмограмм (прямая задача) была выполнена синхронная инверсия по этим сейсмограммам (обратная задача) и оценен результат восстановления упругих методов. Такой состав работ позволяет оценить практические возможности инверсии, ее разрешенность и порог чувствительности метода в метриках ФЕС. Изучалось влияние изменения пористости и насыщения.

Результаты и выводы

Проведен анализ взаимосвязей упругих характеристик пород и литологического состава, типа насыщения, а также общей пористости для неокотских коллекторов Западной Сибири. Наиболее достоверный результат петроупругого моделирования можно получить только при наличии диаграмм объемной плотности, необходимых для оценки величины $K_{гп}$ вследствие неинформативности гамма метода в пределах изучаемого разреза.

Результаты анализа упругих свойств свидетельствуют о предпосылках прогноза литологии по кубам упругих параметров в масштабе ГИС. Несмотря на наличие петрофизических зависимостей между литологией, ФЕС и насыщением с одной стороны и упругими параметрами, определяемыми при инверсии с другой, при переходе в сейсмический масштаб эти зависимости разрушаются. Единственным способом сохранить их является использование более устойчивых попластовых

характеристик.

Благодарности

Авторы благодарят ООО "СеверЭнергия" и лично управляющего компанией ОАО "Арктикгаз" С.В. Рыжова за разрешение на публикацию материалов и интерес к работе.

ЛИТЕРАТУРА

1. Batzle, M. and Wang, Z., Seismic properties of pore Fluids. Geophysics'57, 1992.
2. Gary Mavko, Tapan Mukerji, and Jack Dvorkin, The Rock Physics Handbook. Cambridge University Press. Second Edition, 2009.
3. Rob Simm, The Essentials of Rock Physics for Seismic Amplitude Interpretation. Rock Physics Associates Ltd., 2010.

ИЗУЧЕНИЕ МИКРОСЕЙСМ ПРИ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТАХ

Ведерников Г.В. (СО ЕАГО), Максимов Л.А. (ООО «НМТ-Сейс»)

В последнее время методы пассивной сейсморазведки получают все более интенсивное развитие как у нас в стране, так и за рубежом [3, 5, 7].

С определенной долей условности можно выделить следующие направления пассивной сейсморазведки:

1. Мониторинг среды - с тремя модификациями: скважинная, шахтная и наземная.
2. Специальные методы разведки: АНЧАР (акустическая низкочастотная разведка), метод НСЗ (низкочастотных сейсмических зондирований) и др.
3. Сейсмическая томография, базирующаяся на выделении в спонтанных сейсмических излучениях регулярных составляющих от внутренних источников среды и построении по ним этих источников.

К сожалению, в пассивной сейсморазведке укоренился ряд заблуждений, сформулированных на заре ее становления, которые сдерживают ее нормальное развитие.

В публикациях 80-90-х годов утверждалось, что сейсмическое излучение залежей носит узко резонансный характер с резонансами на инфразвуковых частотах (2-4 Гц). Это заблуждение продолжает культивироваться и исследоваться до сих пор.

Результаты наших опытов показали [4], что спектр акустического излучения залежей является более широкополосным, проявляясь и в сейсмическом диапазоне частот (10-100 Гц). Нефтяные залежи отображаются аномалиями интенсивности шумов с максимумами спектров в диапазоне 5-20 Гц (рис. 1). Спектры эмиссии от газовых залежей более широкополосны (до 80-100 Гц) (рис. 2, 3).

Это позволило нам предложить **метод попутного изучения микросейсм по материалам сейсморазведочных работ** [5], используя участки сейсмограмм, свободные от записи полезных волн, т.е. без проведения специальных работ.

Этот метод является по сути одной из модификаций пассивной сейсморазведки, расширяя ее возможности. Одним из достоинств его является то, что его можно использовать как по результатам новых (выполняемых) работ в комплексной интерпретации данных, **получая независимые дополнительные информативные параметры**, так и по результатам ранее проведенных работ, используя фондовые материалы.

Для анализа используются первичные сейсмограммы профильных наблюдений. Из них по участкам, свободным от записи регулярных (наведенных) волн (до их первых вступлений), формируются сводные монтажи записи микросейсм для единых пунктов приема (ПП). По ним определяются амплитудные спектры и графики интенсивности в различных частотных диапазонах. Полученные данные сопоставляются с временными разрезами и другой априорной информацией и используются в комплексной интерпретации данных. Тем самым снимается еще одно заблуждение, присутствующее в ряде публикаций, что материалы пассивной сейсморазведки можно использовать «взамен дорогостоящих сейсморазведочных работ».

Способ прошел опробование на десятках известных месторождений и на участках неудачно пробуренных скважин и показал свою эффективность, - все месторождения отмечаются аномалиями интенсивности шумов (рис. 2), все непродуктивные скважины - их отсутствием (рис. 3).

Показана эффективность использования способа на всех этапах ГРП:

- **При региональных работах** - для выявления перспективных участков для поисковых и разведочных работ. Поскольку региональные работы выполняются на начальной стадии ГРП, то получаемая при этом информация приобретает особую ценность. Поскольку раньше такой технологии не было, можно совершенно обоснованно рекомендовать пересмотр материалов всех ранее проведенных региональных работ МОГТ.
- **На предразведочном этапе** - для подготовки пакетов информации для лицензирования участков недр и при составлении проектов разведочных работ на вновь лицензированных участках путем выявления перспективных и первоочередных объектов для разведочных работ по архивным материалам ранее проведенных работ. Наиболее типичной ситуацией здесь является наличие ранее пробуренных непродуктивных скважин в сводах выявленных антиклинальных поднятий. Выявление аномалий шумов, которые можно связывать с неантиклинальными ловушками, позволяет существенно повысить перспективы участка и более целенаправленно планировать дальнейшие ГРП.

- **При поисково-разведочных работах** - для выделения и ранжирования перспективных объектов, особенно неантиклинального типа. Поскольку обработка по нашей технологии может выполняться очень оперативно, можно получать результаты в процессе выполнения полевых работ и на их основе управлять этим процессом, сгущая сеть профилей на участках выявляемых аномалий. Не менее важным является получение этих данных до начала стандартной обработки и интерпретации материалов по отраженным волнам, когда можно более придирчиво отнестись к анализу данных на участках выявленных аномалий.
- **При детальном разведочных работах** - для уточнения блоковых моделей залежей, ранжирования блоков по ожидаемой продуктивности. На всех площадях, где имелось несколько продуктивных скважин, мы пытались анализировать зависимости амплитудных характеристик шумов от продуктивности скважин, и, как правило, эти зависимости получаются достаточно устойчивыми.
- **При планировании буровых работ** - для экспертной оценки надежности рекомендаций на заложение скважин в качестве контрольно-ревизионного метода. Последнее особенно эффективно, т. к. позволяет практически на 100% предотвратить бурение непродуктивных скважин. Ни в коем случае нельзя бурить на участках отсутствия аномальных значений геодинамических шумов (рис.3). Для нас очевидно, что необходимо тотальное применение такого подхода, но споры идут, и метод пока не находит должного применения.

Мониторинг среды при проведении сейсморазведочных работ.

По поводу изменения эмиссионных характеристик среды в зависимости от акустического воздействия на нее так же имеются противоречивые данные. Наши исследования показали [4], что в контуре месторождения интенсивность наблюдаемой аномалии эмиссии уменьшается, но появляется локальный максимум в зоне ВНК (рис.1). На основании этого был **предложен метод мониторинга среды в процессе проведения сейсморазведочных работ** [6], который позволяет прогнозировать границы месторождений по закономерным изменениям характеристик микросейсм в процессе проведения сейсморазведочных работ (рис. 4). Этот метод еще недостаточно опробован и рекомендуется для углубленной методической проработки.

В заключение отметим, что российские специалисты, будучи пионерами в развитии методов пассивной сейсморазведки [1, 2, 3], могут утратить свои лидирующие позиции, главным образом из-за незаинтересованности в этих работах главных потенциальных потребителей – нефтегазовых компаний. Новая информация об изучаемой среде, извлекаемая методами пассивной сейсморазведки, способна существенно повысить эффективность ГРП и заслуживает более энергичных усилий по ее получению.

ЛИТЕРАТУРА

1. Садовский М.А., Николаев А.В. 1982. Новые методы сейсмической разведки. Перспективы развития. Вестник АН СССР № 1. с.36-42.
2. Арутюнов С.Л., Давыдов В.Ф., Кузнецов О.Л. и др. 1999. Явление генерации инфразвуковых волн нефтегазовой залежью. Научное открытие № 109.
3. Кузнецов О.Л., Чиркин И.А., Курьянов Ю.А. и др. 2004. Сейсмоакустика пористых и трещиноватых геологических сред. В 3-х т. Т.2. Экспериментальные исследования. М. ВНИИГеосистем. 362 с.
4. Ведерников Г.В., Жарков А.В., Максимов Л.А. 2001. Опыты по регистрации геодинамических шумов от нефтегазовой залежи. Геофизика. Спец. выпуск к 30-летию ОАО «Сибнефтегеофизика». С. 96-98.
5. Ведерников Г.В. 2006. Методика и технологии сейсморазведочных работ. Новосибирск-Томск-Нортхемптон. Изд. STT. 334с.
6. Ведерников Г.В., Дроздов А.П., Максимов Л.А. и др. 2008. Способ сейсмической разведки при поисках залежей углеводородов. Пат. РФ № 2 327 191.
7. Shapiro S. A. 2007. Microseismicity – a tool for reservoir characterization.

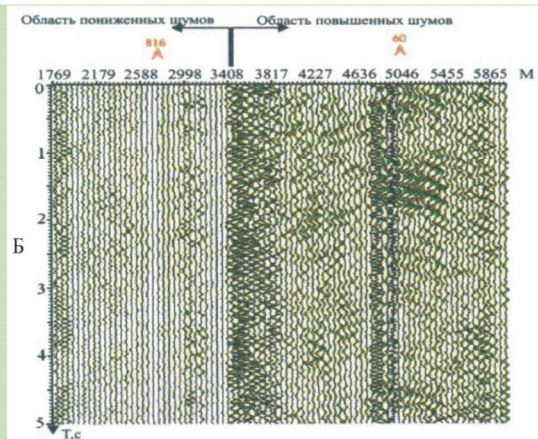
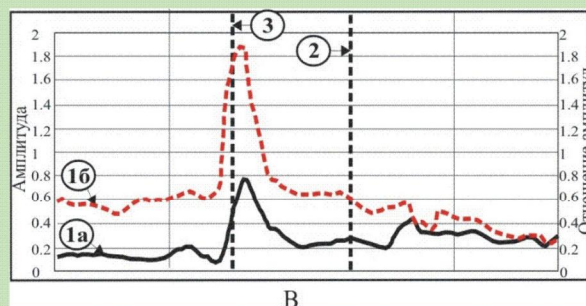
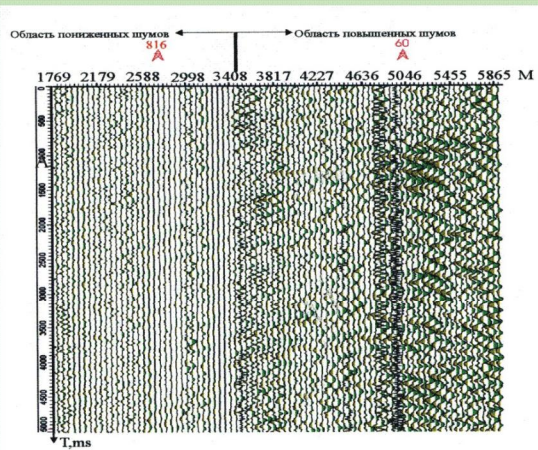


Рис.1. Запись микросейсм по профилю
А - до воздействия;
Б - через 5 мин после воздействия
В - средняя амплитуда микросейсм.
1а - микросейсмсы до воздействия;
1б - микросейсмсы после воздействия;
2, 3 - граница залежи (2 - по интерполяции,
3 - уточненная по характеристикам МС)
Скв.60 - продуктивная, скв.816 - водоносная

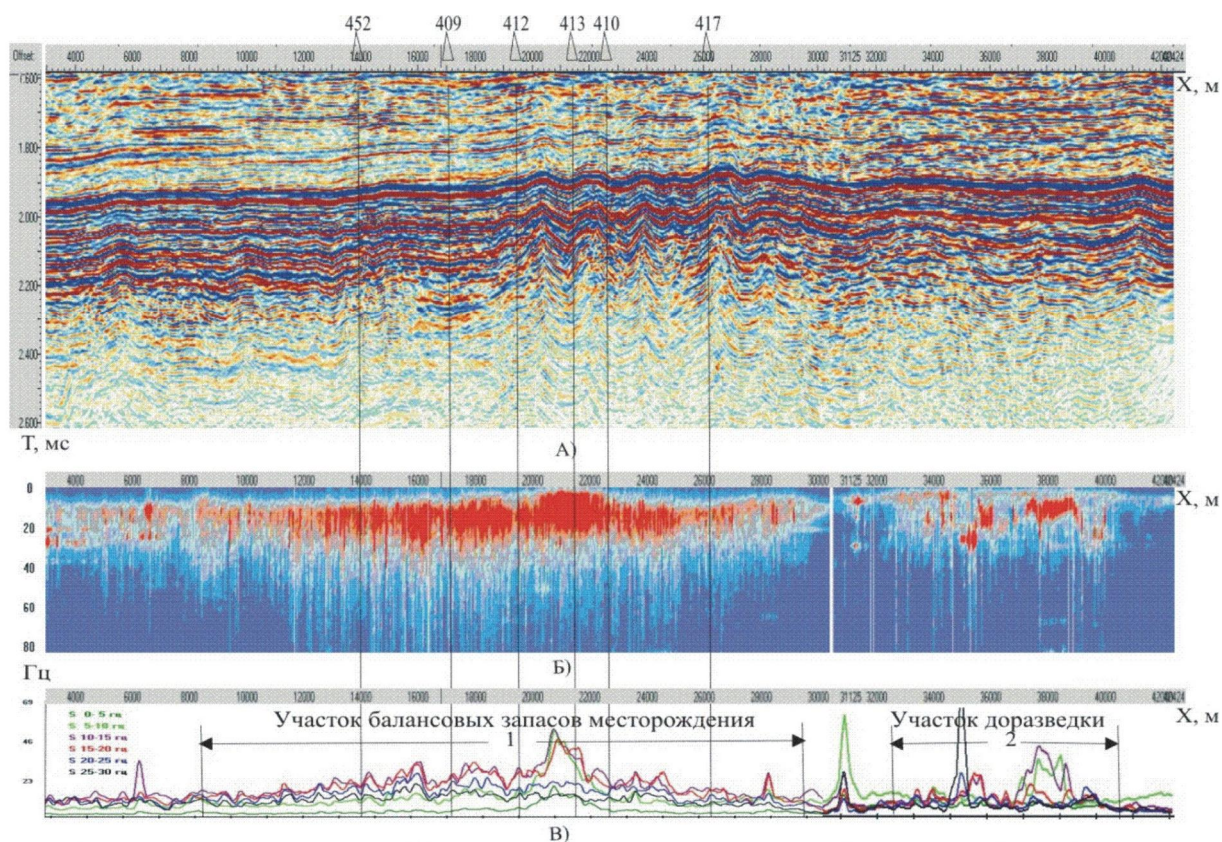


Рис.2. Временной разрез (А) и характеристики микросейсм (Б-спектры, В-графики интенсивности) на участке известного месторождения

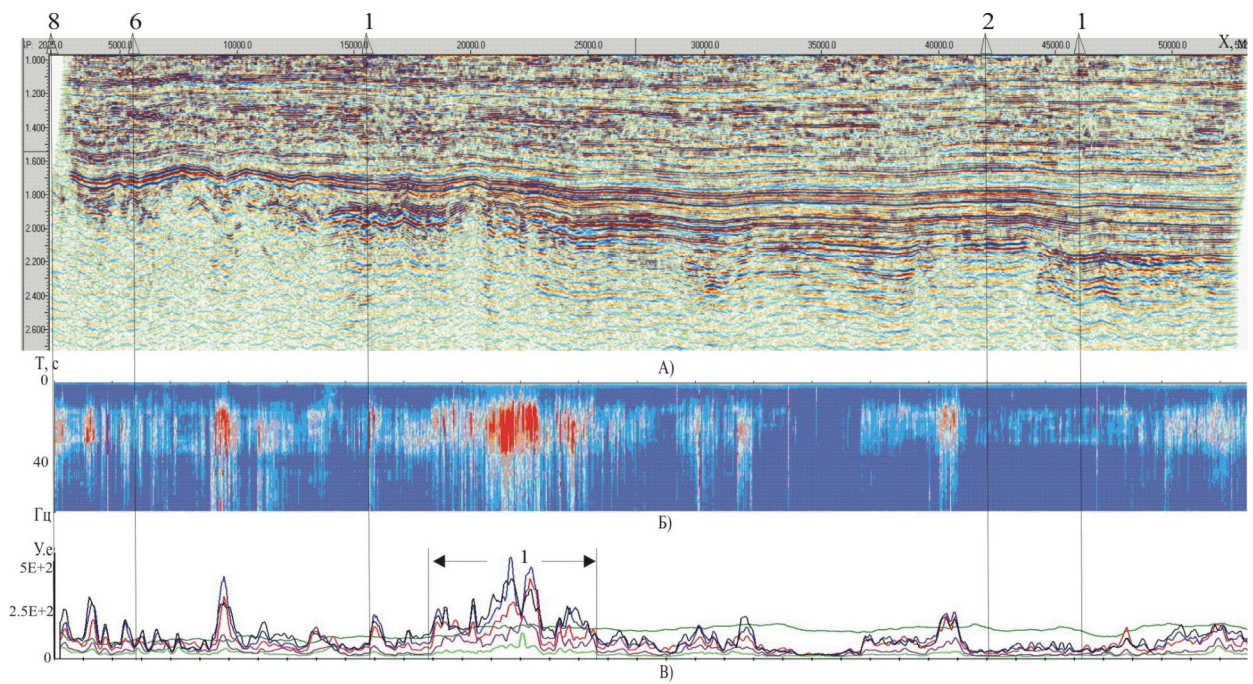


Рис. 3. Сопоставление временного разреза и характеристик микросейсм (Б, В) на участках непродуктивных скважин

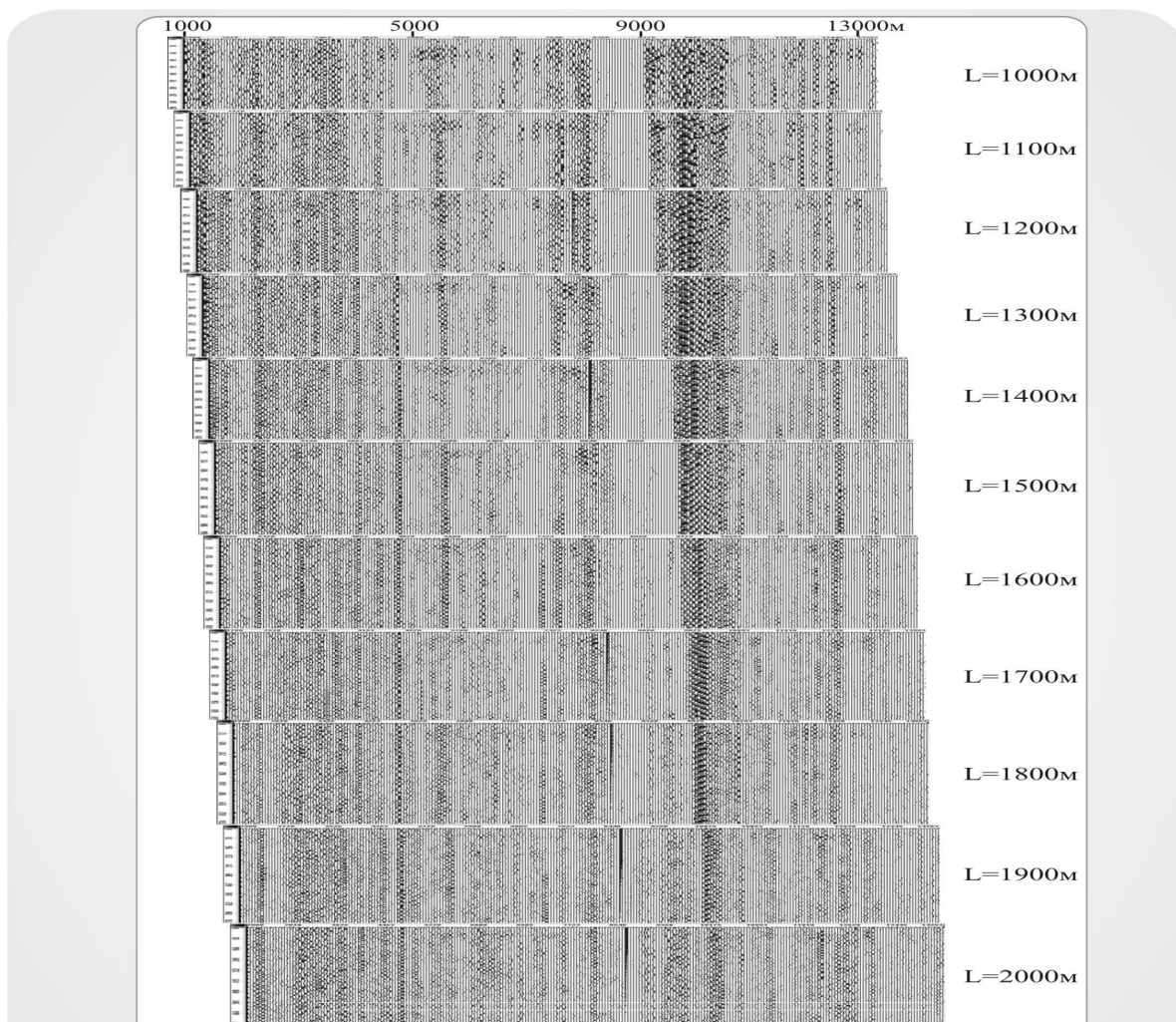


Рис. 4. Пример закономерного изменения характеристик микросейсм на локальном участке в зависимости от сейсмического воздействия на среду. Сводный монтаж записи микросейсм трасс равных удалений

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ СЕВЕРО-ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ БАРЕНЦЕВОМОРСКОГО ШЕЛЬФА

Величко Б.М., Шлыкова В.В. (ОАО «Морская Арктическая Геологоразведочная Экспедиция», Россия)

1. ВВЕДЕНИЕ

В результате площадных комплексных (сейсморазведка, магниторазведка и гравиразведка в объеме по 5200 пог. км.) геофизических исследований, завершенных ОАО МАГЭ в 2010 году, было изучено геологическое строение северо-западной части Баренцевоморского шельфа (рис. 1). Ранее, в 80-х годах прошлого века в этой части акватории были отработаны только единичные профили МОВ ОГТ.

Работы МОВ ОГТ выполнялись по фланговой системе наблюдений. Длина записи 8 секунд. Расстояние между пунктами возбуждения колебаний составляло 25 метров. Кратность суммирования ОГТ равна 120.

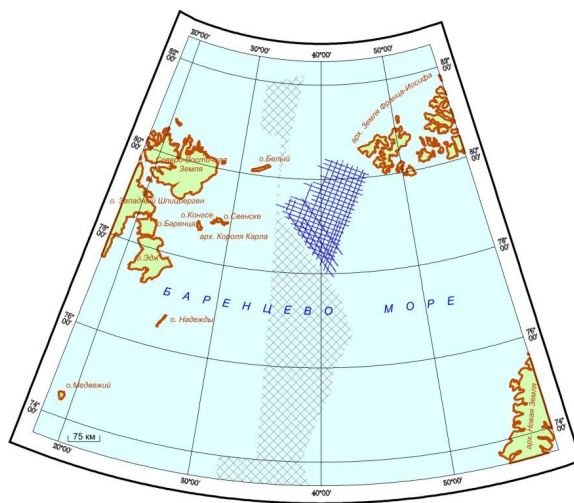


Рис. 1. Обзорная схема площади исследований

В тектоническом отношении этому региону соответствует сложно построенная зона перехода от преимущественно эпикаледонской Свальбардской (Шпицбергенской) антеклизы, к структурам Восточно-Баренцевского мегапрогиба, сформированного на гетерогенном основании (гренильском, байкальском) [1].

Площадь исследований характеризуется длительной и сложной историей геологического развития, на протяжении которой она претерпела неоднократные периоды тектономагматической активизации, орогении и менее масштабных структурных перестроек, сменявшиеся во времени периодами стабилизации.

В пределах площади исследований на востоке выделяется **зона прогибов Франц-Виктория**, на северо-западе – **сводное поднятие Северо-Восточной Земли** (выступ о. Белый). На западе закартировано северо-восточное замыкание **прогиба Ольги**, который входит в состав Нагурской зоны депрессий (Федухина и др., 2002). В центральной части и на юго-западе площади в качестве надпорядковой, впервые, выделена **региональная ступень Виктория**, как пограничная структура, отделяющая поднятие Северо-Восточной Земли на севере от Персеевской зоны поднятий на юге (за пределами района работ). В строении **региональной ступени Виктория** выделяются крупные тектонические элементы первого порядка: **поднятие Воронина**, **структурная терраса Нобиле** и два **гемивала** – **Шириова** и **Дежнева**, названные в честь известных исследователей Арктики. В пределах **зоны прогибов Франц-Виктория** выделяются **прогиб Книповича**, **Кембриджская перемычка** и **прогиб Франц-Виктория** (рис.2).

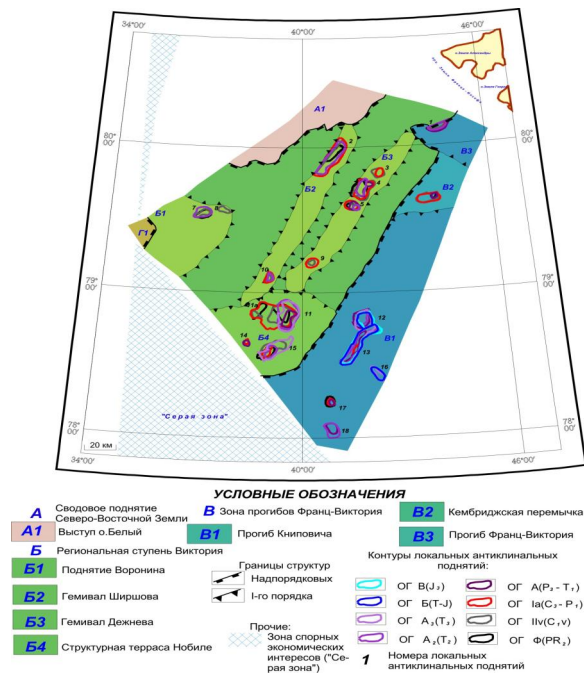


Рис. 2 Схема тектонического районирования

На временных разрезах кровля кристаллического фундамента не прослеживается. По аналогии с геологическим строением арх. Шпицберген кристаллический фундамент, вероятно, представлен раннепротерозойскими метаморфическими образованиями (комплексы Дувефиорд и Атомфелла). По материалам комплексной интерпретации гравиметрических и магнитометрических данных кровля кристаллического фундамента предполагается на глубинах от 10 до 14 км.

Осадочный чехол, в целом, характеризуется проявлением значительного количества тектонических нарушений. При этом палеозойская и нижне-среднетриасовая часть разреза нарушена в меньшей степени. Здесь выделены отдельные непротяженные дизъюнктивы северо-восточного, северо-западного и субширотного простирания.

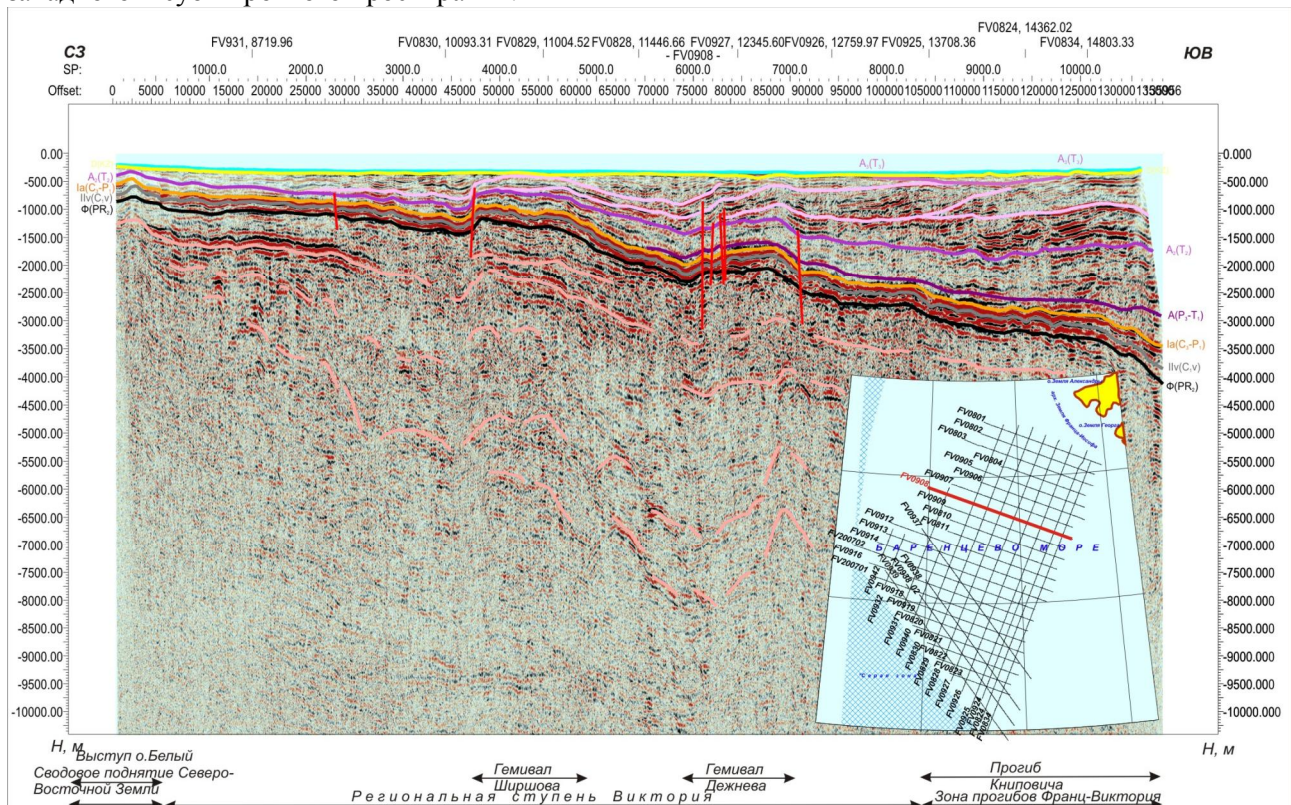


Рис. 3. Фрагмент глубинного разреза по профилю FV0908

Характерно, что разрывные нарушения субширотного простирания тяготеют к северо-восточной части площади, северо-западного простирания – к южной. В центре выделены нарушения преимущественно северо-восточного простирания. Амплитуда смещений по ним в среднем составляет 50-100 м. На северо-западе района работ выделено протяженное нарушение взбросовой(?) природы, амплитудой около 250 м, которое ограничивает периклиналь гемивала Ширшова и проявляется в отложениях палеозоя и мезозоя. Вышележащая верхнетриасовая-юрская часть разреза характеризуется большей тектонической раздробленностью. Простирание нарушений северо-западное, северо-восточное и субширотное. В среднем амплитуда смещения по разломам до 100 м, в районе структурной террасы Нобиле и в бортовой зоне прогиба Книповича выделены отдельные высокоамплитудные нарушения (450 - 200 м).

Региональная ступень Виктория представляет собой широкую моноклиналь, которая полого погружается как на восток, где переходит в **зону прогибов Франц-Виктория**, так и на юго-запад, в сторону Нагурской зоны депрессий, расположенную за пределами района работ. Структурный план ступени Виктория осложнен двумя параллельными *гемивалами* – *Ширшова* и *Дежнева*. Гемивалы простираются в северо-восточном направлении, при этом *гемивал Ширшова* расположен гипсометрически выше, чем *гемивал Дежнева*. В структурном плане всех отражающих горизонтов осадочного чехла они представляют собой два линейно-вытянутых структурных носа. Амплитуда структур оценивается в 500-600 м, и более. *Гемивал Ширшова* протягивается на расстояние в 140 км при ширине 12-14 км, длина *гемивала Дежнева* 142 км, ширина от 12 до 16 км (рис. 2,3). В западной части ступени Виктория выделяется крупное сводовое поднятие, получившее название *поднятия Воронина* с линейными размерами приблизительно 30×50 км (рис. 2). В структурных планах отражающих горизонтов осадочного чехла *поднятия Воронина*, аналогично *гемивалам Ширшова* и *Дежнева*, выражено структурным носом, что, по-видимому, так же связано с погружением осевой части поднятия в юго-западном направлении. Амплитуда поднятия предварительно оценивается в 850 м. В свою очередь, перечисленные структуры осложнены локальными антиклинальными складками, закартированными по разным отражающим горизонтам осадочного чехла.

Структурная терраса Нобиле представляет собой изометричный выступ, осложненный сбросами северо-западного простирания амплитудой около 100 м, которые формируют серию ступеней, последовательно погружающихся в юго-западном направлении. В этих ступенях локальные антиклинальные формы сопряжены с синклинальными складками субширотной ориентировки, формирование которых, предположительно, обусловлено сдвиговой компонентой. Напряжения сжатия, распространялись с запада и, вероятно были связаны с каледонскими движениями. Не исключено также, что во время раскрытия северной части Атлантики уже сформированные структуры подверглись повторным деформациям. В результате образовались так называемые блоки вращения, или полуграбены (как их часто называют в западной литературе) [2]. Линейные размеры структурной террасы в пределах площади работ составляют 65 км при ширине 42÷56 км.

На юго-западных окончаниях нескольких профилей, ориентированных с северо-востока на юго-запад, закартирован фрагмент прогиба, выполненного отложениями, синхронными формированию каледонид (Є-D₂?).

С востока к региональной ступени Виктория примыкает **зона прогибов Франц-Виктория**, в составе которой выделены структуры первого порядка: *прогиб Книповича* и *прогиб Франц-Виктория*, разделенные в плане *Кембриджской перемычкой*.

В пределах площади исследований *прогиб Книповича* раскрывается на юг – юго-восток и характеризуется линейными размерами 190 км в длину и 55÷36 км в ширину. Бортовая зона прогиба осложнена локальными антиклинальными поднятиями, среди которых закартирована линейно вытянутая антиклиналь, сформированная протяженным (более 37 км) взбросо-сдвигом. По результатам плотностного моделирования в автохтонной части (лежащем крыле) этой привзбросовой структуры установлена зона разуплотнения в отложениях осадочного чехла, предположительно связанная с соляными «подушками». Известно, что в составе отложений верхнего карбона-перми Свальбардской антеклизы присутствуют эвапоритовые образования. Они вскрыты при бурении Грумантской скважины на о. Западный Шпицберген в виде пластов ангидрита, в Нордкапском прогибе представлены галлитовыми штоками. Южнее площади исследования, в прогибе Ольги (к югу от о-вов Земля Короля Карла) также предполагаются соляные купола (Иванова, 1987 г., Федухина и др, 2002 г.).

В мезозойской части разреза *прогиба Книповича* широко проявился основной магматизм в виде даек, силлов, возможно и эффузивов. Простирание даек северо-западное и северо-восточное.

На северо-востоке площади исследований картируется *прогиб Франц-Виктория*, который раскрывается на восток. В палеозойской части разреза осадочного чехла отражающие горизонты погру-

жаются в восточном направлении, а в мезозойской части имеют тенденцию к воздыманию на восток. Инверсия структурных планов обусловлена проградацией осадконакопления с юго-востока на северо-запад в средне-позднепермское и триасовое время, в результате которой прогиб, по-видимому, оказался перекомпенсированным.

Кембриджская перемычка в плане разделяет *прогибы Книповича и Франц-Виктория*. В пределах района работ она представляет собой крупную положительную структуру, осложненную взбросовыми дислокациями. С этими дизъюнктивами связано локальное антиклинальное поднятие. В структурных планах по отражающим горизонтам перемычка выражена моноклиналью, которая осложнена поднятием и структурным носом. По-видимому, подобная «невыразительность», так же обусловлена моноκлиальным погружением структуры в восточном направлении.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ:

Интерпретация комплекса геолого-геофизических материалов позволяет сделать вывод о том, что начало формирования крупных структурных элементов (гемивалов Ширшова, Дежнева, поднятия Воронина, структурной террасы Нобиле) связано с каледонским циклом орогенеза (его Свальбардской фазой, ϵ - D_2), проявления которого известны на островах арх. Шпицберген. Эти структуры можно трактовать как погребенные фрагменты каледонид, испытавших относительное перемещение в результате последующих фаз деформаций. На протяжении всей последующей истории геологического развития данной части акватории эти положительные структуры сохраняли свое положение, что подтверждается сокращением мощности отдельных комплексов отложений и осадочного чехла в целом в районах этих структур.

В результате последующих фаз тектонической активизации (киммерийской?, альпийской?) район испытал повторные деформации, и, таким образом, окончательно оформилась его тектоническая структура. Прежде всего, это выражается в проявлении многочисленных дизъюнктивных и пликативных нарушений, осложняющих мезо-кайнозойскую часть разреза осадочного чехла, на временных разрезах зафиксированы свидетельства реактивации разрывных нарушений в палеозойских комплексах отложений.

ЛИТЕРАТУРА

1. Баренцевская шельфовая плита, Труды ПГО «Севморгеология», Т. 196; под ред. акад. И.С. Грамберга, Л., Недра, 1988 г.
2. Геология и полезные ископаемые России. В шести томах. Т. 5. Арктические и дальневосточные моря. Кн. 1. Арктические моря/ред. *И.С. Грамберг, В.Л.Иванов, Ю.Е. Погребицкий*. – СПб.: Изд-во ВСЕГЕИ, 2004 г.
3. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:1 000 000 (новая серия). Лист Т-37–40 – Земля Франца-Иосифа (южные острова). Объяснительная записка. / Отв. ред. *Шкарубо С.И., гл. ред. Лопатин Б.Г.*, СПб.: ВСЕГЕИ, 2004 г.

ПРИМЕНЕНИЕ ГЕОСТАТИСТИЧЕСКОЙ ИНВЕРСИИ ДЛЯ ВЫДЕЛЕНИЯ МАЛОМОЩНЫХ ПРОНИЦАЕМЫХ ЗОН В ГАЗОНАСЫЩЕННЫХ ПЛАСТАХ

*И. В. Яковлев (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»), К. Е. Филиппова (Fugro-Jason),
А. Ю. Барков (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

Введение. За последние десять лет геолого-геофизическое изучение месторождений нефти и газа перестало быть уделом изолированных друг от друга дисциплин и сейчас осуществляется силами мультидисциплинарных команд специалистов, состоящих из геологов, петрофизиков, сейсмологов, разработчиков. При этом каждый из них интенсивно использует информацию из смежных областей для наилучшего понимания изучаемого объекта и контроля качества результатов своей работы. Стираются границы и в пределах каждой отдельно взятой специализации, например, между обработкой и интерпретацией данных: теперь целью обработки является не просто «улучшение» исходных материалов согласно неким формальным критериям качества (таким, как «увеличение ширины спектра» в сейсморазведке), а максимально эффективное решение обширного круга геологических задач. Каждая такая задача предъявляет особые требования к результатам обработки исходных данных, выполнение которых обеспечивается тесным взаимодействием обработчика и интерпретатора.

Одним из воплощений такого процесса интеграции знаний стала технология сейсмической инверсии. Инверсия как способ решения обратной динамической задачи сейсморазведки изначально относилась к процедурам обработки сейсмических данных. Однако постепенно стало понятно, что для получения геологически осмысленных результатов требуется существенное расширение технологии. Это привело к включению в граф работ дополнительных этапов: обобщения априорных геологических представлений, петрофизической и сейсмической интерпретации, петроупругого моделирования скважинных данных и др. Совмещение инверсионных преобразований сейсмических данных с методами геостатистики и геологического моделирования дало старт развитию алгоритмов геостатистической (стохастической) инверсии. При надлежащем качестве и полноте исходных скважинных и сейсмических данных они позволяют преодолеть ограничения разрешающей способности сейсморазведки за счет построения решения — распределения литотипов, упругих и петрофизических параметров — методами стохастического моделирования на стратиграфической сетке требуемой детальности. При этом наблюдаемое волновое поле выступает в роли одного из ограничений, накладываемых на область допустимых реализаций решения.

Постановка задачи. Высокая разрешенность по вертикали необходима при изучении неоднородностей внутреннего строения продуктивных пластов, имеющих потенциальное влияние на параметры разработки залежи. Примером таких особенностей строения являются высокопроницаемые пропластки малой мощности (первые метры), определить распространение которых в разрезе и по площади при редкой сети разведочного бурения возможно только с привлечением материалов 3D сейсморазведки.

Рассматриваемый в докладе объект — одно из крупных газовых месторождений арктического шельфа России. Продуктивный разрез относится к среднеюрским терригенным отложениям и включает четыре газоносных пласта, сложенных преимущественно песчаниками и алевролитами, которые отделены друг от друга непроницаемыми толщами аргиллитов. Углеводороды удерживаются в структурной ловушке, образованной изометричной антиклинальной складкой и осложненной субвертикальными тектоническими нарушениями различной амплитуды.

Приоритетным объектом разработки является продуктивный пласт Ю1, отличительной особенностью строения которого является наличие так называемой «гравелитовой» зоны. Ее подошва является региональной поверхностью размыва, а сама она сформирована серией последующих локальных размывов, сопровождавшихся активной деятельностью прибрежных потоков, привносивших крупнообломочный материал (гравелит, крупнозернистый песчаник) в будущий резервуар. Эта часть продуктивного пласта характеризуется наилучшими коллекторскими свойствами: высокими коэффициентами пористости и проницаемости. Однако результаты бурения показывают, что «гравелитовые» прослои имеют незначительную мощность (5—15 м) и крайне неравномерно распределены по латерали. Все эти факторы осложняют изучение этой зоны.

На месторождении выполнен обширный комплекс геофизических исследований. Целевой интервал разреза охарактеризован данными бурения по семи скважинам, в которых проведен радиометрический, электрический, акустический и плотностной каротаж; в скв. 7 также произведены

замеры скоростей поперечной волны. По материалам петрофизических исследований керна и интерпретации ГИС во всей продуктивной толще получены данные о пористости и проницаемости, определен литологический состав разреза. Кроме того, для продуктивных пластов месторождения построена объемная петроупругая модель и рассчитаны модельные кривые упругих свойств горных пород (V_p , V_s и плотности).

Материалы 3D сейсморазведки получены в 2004 г. и дважды обработаны. Последняя обработка проведена в 2008 г. и позволила получить сейсмические данные высокого качества. В 2008—2009 гг. также была выполнена (детерминистическая) инверсия как полнократного куба, так и частично-кратных угловых сумм. В результате этих исследований было установлено латеральное положение наиболее продуктивной, характеризующейся максимальными значениями мощности и пористости, части «гравелитовой» пачки. Эти области были ассоциированы с относительно пониженными значениями акустического импеданса. Тем не менее, объективные ограничения разрешающей способности сейсмических данных не позволили детализировать строение «песчано-гравелитовой» зоны в разрезе и определить области распространения тонких проницаемых прослоев.

Решение и результаты. Возможным инструментом решения поставленной геологической задачи является геостатистическая инверсия. Процесс работы над ней включает несколько основных этапов:

1. Создание каркасной модели.
2. Выбор вида инверсии: по полнократному кубу или по частично-кратным суммам.
3. Создание статистических моделей «литотипов».
4. Расчет множественных реализаций без «прямого включения» скважин в решение. На этом этапе работ происходит оптимизация параметров инверсии: соотношение сигнал/шум, процентное соотношение «литотипов», вертикальный и горизонтальный ранг вариограммы.
5. Расчет множественных реализаций полностью увязанных со скважинными данными.

Структурный каркас, полученный в результате интерпретации сейсмических данных, ложится в основу стратиграфической сетки, на которой будет выполняться геостатистическая инверсия. Вертикальный шаг дискретизации стратиграфической модели должен соответствовать минимальной мощности пропластков, которые предполагается выделять. В данном случае для построения каркасной модели для инверсии были использованы поверхности кровли и подошвы пласта Ю1 с пропорциональным распределением промежуточных слоев, шаг дискретизации по вертикали задан равным 1 мс, что соответствует 2—3 м в глубинном масштабе. Горизонтальный шаг был принят равным одному бину сейсмической съемки — 25 м.

Как и детерминистические методы, геостатистическая инверсия может выполняться в двух вариантах: либо по полнократному кубу сейсмических данных, либо по частично-кратным суммам. Выбор типа инверсии зависит от того, в пространстве каких упругих параметров происходит уверенное разделение изучаемых «литотипов».

С использованием кроссплота Р-импеданс— V_p/V_s с цветокодированием проницаемостью, проницаемая часть (>1 мД) резервуара была выделена в тип «коллектор», а непроницаемая — в тип «неколлектор» (рис. 1). Эти «литотипы» уверенно разделяются в пространстве акустического импеданса (рис. 2), поэтому для построения высокоразрешенной объемной модели резервуара была выбрана геостатистическая инверсия полнократного куба.

Следующим этапом работ является подготовка статистической модели «литотипов» в изучаемом резервуаре, включающая:

- Оценки распределений инвертируемых свойств для каждого из «литотипов».
- Оценки вертикальных и горизонтальных вариограмм изменчивости инвертируемых свойств.

Распределение акустического импеданса для обоих «литотипов» характеризуется логнормальным распределением. Для «коллектора» максимум смещен в область высоких значений, среднее значение составляет $8,44 \cdot 10^6$ кг/(м²·с), стандартное отклонение — $3,66 \cdot 10^5$ кг/(м²·с); для «неколлектора» максимум смещен в сторону низких значений, среднее значение $9,33 \cdot 10^6$ кг/(м²·с), стандартное отклонение $3,61 \cdot 10^5$ кг/(м²·с).

Ранг вертикальной вариограммы оценивался по скважинным данным, перемасштабированным на шаг дискретизации стратиграфической каркасной модели, и составил 8 мс. Для оценки горизонтальной вариограммы, принятой изотропной с рангом 4×4 км, была использована карта распределения средних значений акустического импеданса в пласте Ю1, полученная по результатам детерминистической инверсии.

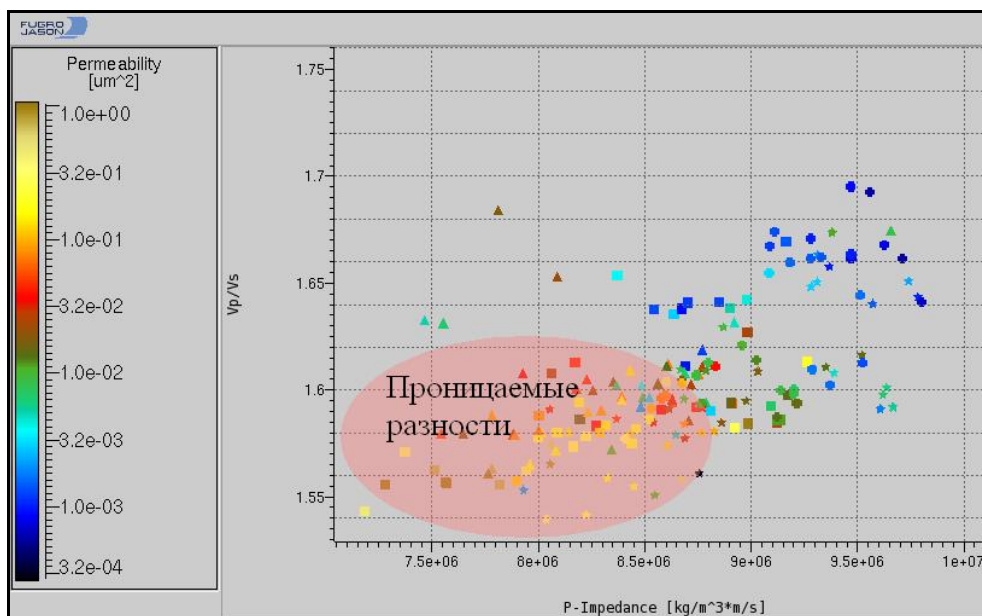


Рис. 1. Выделение «литотипов» для геостатистической инверсии

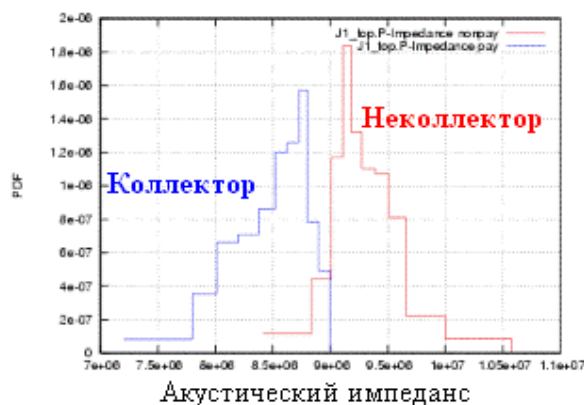


Рис. 2. Статистическая модель «литотипов»

Далее были рассчитаны множественные реализации геостатистической инверсии и получены инвертированные кубы «литотипов» и акустического импеданса как без прямого использования скважин в решении (то есть с проверкой результатов «слепыми» скважинами), так и с ограничениями, накладываемыми скважинными данными. Сопоставление этих результатов позволяет убедиться, что инверсия без включения скважин в решение восстанавливает большую часть особенностей строения разреза, и таким образом сделать вывод о достоверности полученного результата в межскважинном пространстве.

Особый интерес представляет сравнение результатов геостатистической и детерминистической инверсии (рис. 3—4). Сопоставление разрезов объемного распределения «литотипов» показывает, что прогноз по детерминистической инверсии имеет интегральный характер, в то время как геостатистическая инверсия, подтверждая основные закономерности распределения свойств пласта, позволяет рассчитывать на более детальное изучение его строения и выделить отдельные проницаемые пропластки коллекторов — в частности, относящиеся к «гравелитовой» зоне. Согласно описанию керна, в скв. 7 «гравелитовая» пачка имеет наименьшую мощность 4—5 м, и геостатистическая инверсия дает возможность закартировать ее дальнейшее распространение и оценить изменение ее мощности по латерали. По результатам детерминистической инверсии «гравелитовая» зона уверенно выделяется только в окрестности скв. 2, где она имеет максимальную мощность (15 м).

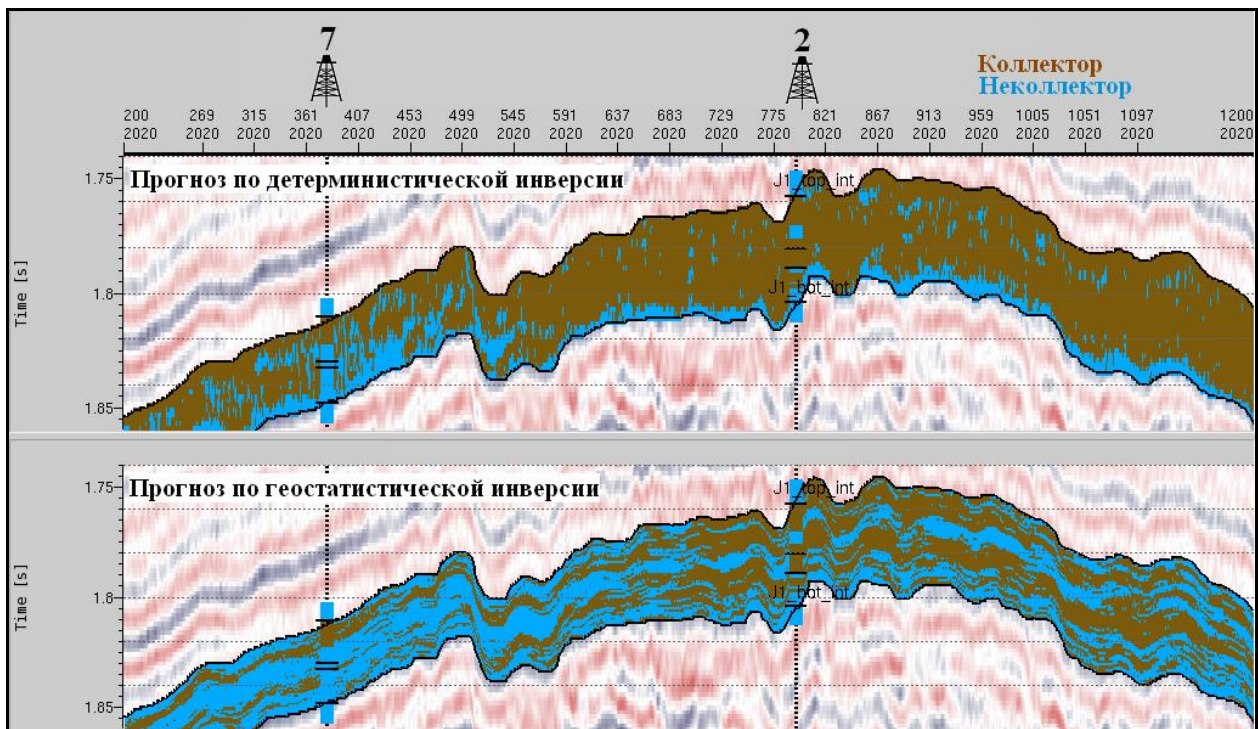


Рис. 3. Сопоставление прогнозных разрезов «литотипов» по результатам детерминистической и геостатистической инверсии

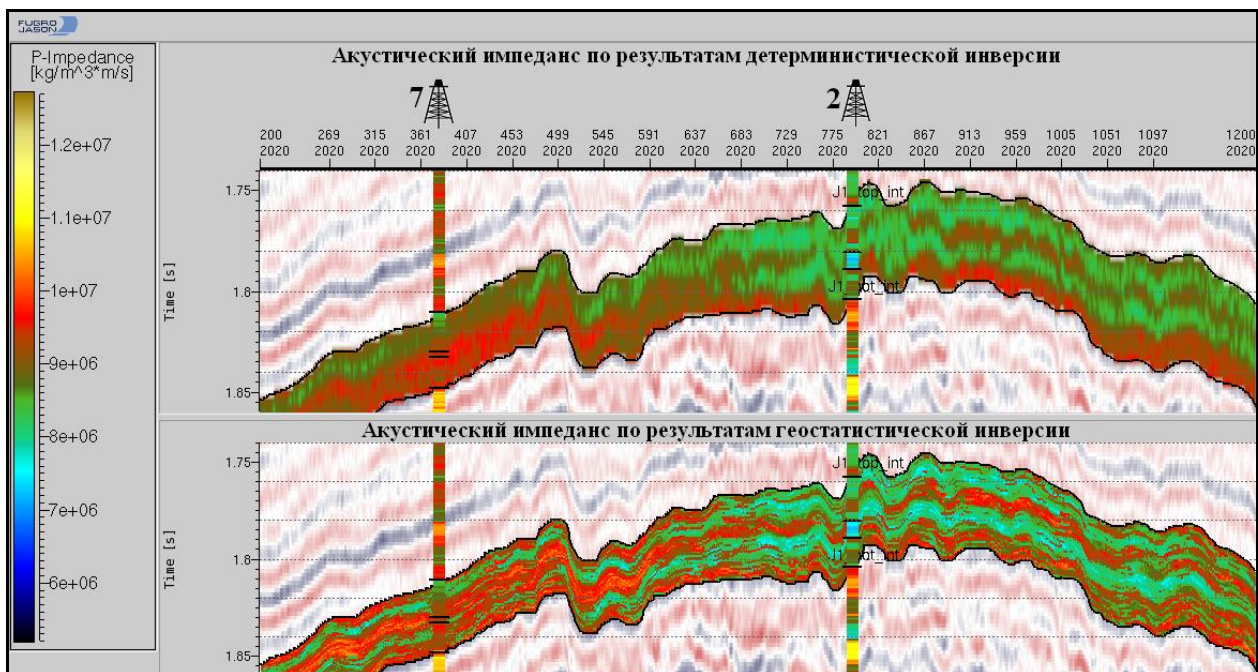


Рис. 4. Сопоставление разрезов акустического импеданса по результатам детерминистической и геостатистической инверсии

Заключение. Опыт применения геостатистической инверсии показывает, что этот инструмент позволяет успешно решать задачи детального описания резервуара, и его использование имеет смысл на стадии геологического моделирования, в том числе и для целей разработки месторождения. Однако следует помнить, что надежность получаемого при этом решения в значительной мере определяется качеством скважинных и сейсмических данных. Поэтому до начала работ необходимо убедиться, что все исходные данные согласованы как между собой, так и с концептуальной геологической моделью продуктивного интервала, которая, в свою очередь, должна базироваться на комплексе предшествующих исследований, находящихся в диапазоне от описания кернового материала до детерминистической инверсии сейсмических данных.

КОМПЛЕКСНАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДАННЫХ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ И КОСМИЧЕСКИХ СЪЕМОК НА ПРИМЕРЕ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Янцевич Александр Александрович, Мармалевский Наум Янкелевич (Украинский Государственный геологоразведочный институт), Костюкевич Александр Сергеевич (Tesseral Technologies Inc.)

Введение

Среди различных сейсмических методов определения зон тектонического дробления, в пределах которых возможно формирование вторичных трещинных и трещинно-кавернозных коллекторов, в последние несколько лет применяется миграция дуплексных волн (МДВ), как прямой метод формирования сейсмических изображений субвертикальных границ [Горняк З.В. и др., Хромова И.Ю.]. Среди них важное место занимают зоны трещиноватости. Метод МДВ позволяет выделять узкие проницаемые зоны, характеризующиеся, как высокой емкостью, так и проницаемостью. Именно они, как показывает опыт, являются определяющими в вопросе продуктивности трещиноватых пород. Указанные зоны, обычно являются субвертикальными и акустические свойства внутри их отличаются от окружающих пород, что создает предпосылки для обнаружения и прослеживания их при помощи МДВ.

Объектами, доступными для изучения методом МДВ являются, как правило, сквозные трещиноватые зоны, разбивающие весь комплекс пород.

В тоже время материалы космических съёмок позволяют выделять линеаменты интерпретируемые как проявление сквозных трещинных зон в ландшафте земной поверхности, и которые характеризуются активностью на неотектоническом этапе развития.

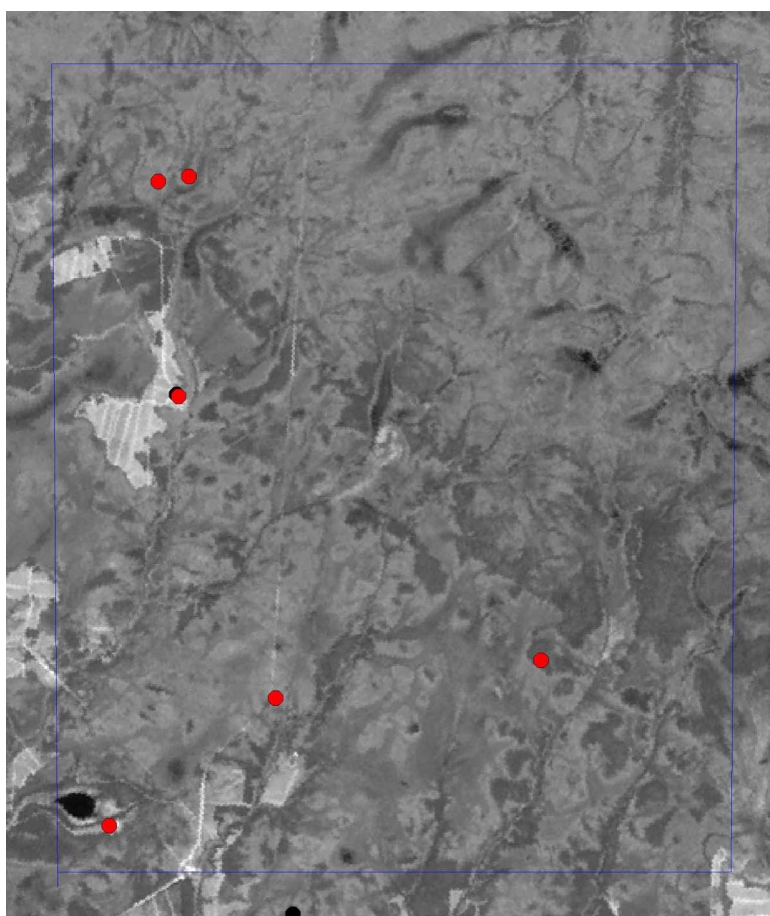


Рис.1 Фрагмент космического снимка Landsat ETM+ с участком исследований

Так как и при методе МДВ и методе структурного дешифрирования космоснимков, мы имеем дело с изображениями, то сопоставление этих изображений может дать специалисту дополнительную информацию при интерпретации результатов МДВ [Трофимов Д.М., Серебряков В.Б.]

Это положение мы проиллюстрируем примером комплексирования данных методов на участке расположенном на территории Западной Сибири.

Описание метода и результаты

Административно район исследований находится в пределах Ханты-Мансийском районе Ханты-Мансийского национального округа.

Ландшафт территории округа представляет собой обширную, слабо расчленённую равнину с абсолютными отметками высот, редко достигающими 200 м над уровнем моря состоящий из тундры, лесотундры и тайги с множеством озёр и болот.

В период с 1977 по 2010 год на исследуемой территории был выполнен комплекс геолого-геофизических работ с возрастающей степенью детальности, позволивший выяснить геологическое строение данной территории.

В строении исследуемой площади принимают участие палеозойско-триасовые образования фундамента и юрско-кайнозойские отложения осадочного (платформенного) чехла. Чехол включает отложения юры, мела и кайнозоя и в пределах исследуемой территории достигает мощности 2500-3000м. Отложения залегают очень полого, образуя куполовидные и локальные поднятия и депрессии с углами наклона до $1-2^{\circ}$.

Район исследований характеризуется сложным строением, что обусловлено литолого-фациальной изменчивостью пластов, как по площади, так и по разрезу, наличием зон замещения (выклинивания) пород-коллекторов непроницаемыми породами, невыдержанностью коллекторских свойств и тектоническими нарушениями.

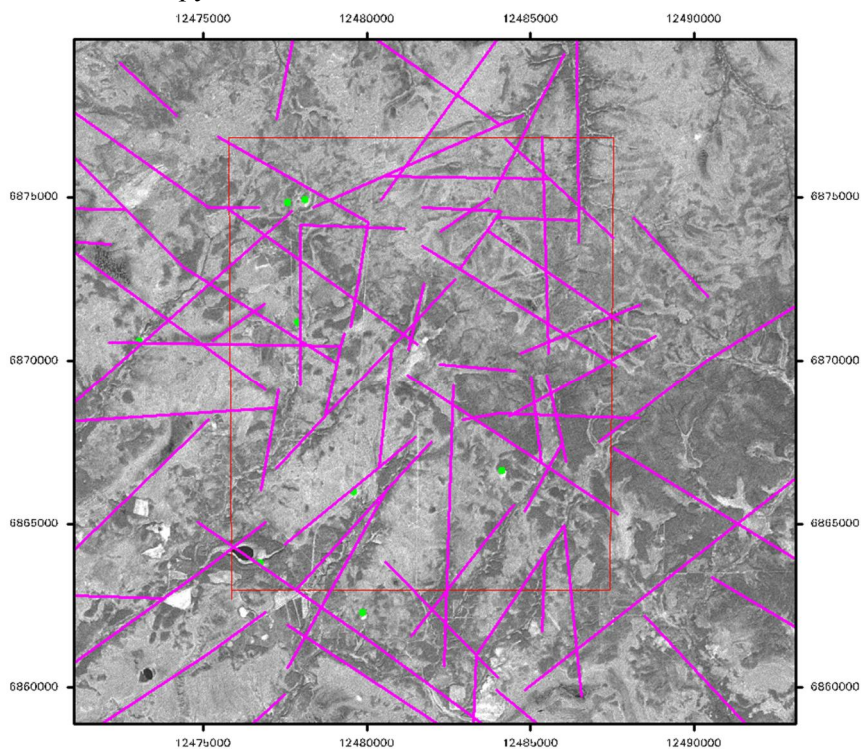


Рис. 2 Сводная схема дешифрирования участка исследований

Основным продуктивным комплексом в пределах района исследований является карбонатно-глинистый верхнеюрский с продуктивными пластами – ЮК₀ и ЮК₁. Вещающими залежи коллекторами являются породы нижней тутлеймской (баженовской) и абалакской свит. Он является регионально нефтегазоносным, выдержан по толщине и составу на огромной территории: представлен пачкой преимущественно битуминозных аргиллитов с подчиненными маломощными прослоями кремнистых пород, карбонатных пород или алевролит-песчаников, в зависимости от регионов.

Для структурного дешифрирования территории (Рис.1) использовались космические снимки Landsat MSS (4 канала), Landst TM (7 каналов), Landsat ETM+ (8 каналов)

Дешифрирование и преобразование снимков производилось в программах ER Mapper и ERDAS Imagine а также в программе автоматизированного дешифрирования Lessa 3.3

Основными дешифровочными признаками, по которым выделялись линеаменты структуры для данной территории, являлись долины рек, цепочки озер, вытянутые заболоченные ложбины, уступы однотонные пятна изометрической формы.

Были выделены несколько региональных линеаментов с прослеженной протяжённостью >50 км и множество локальных линеаментов различных простираций. Все линеаменты уверенно дешифрируются на космоснимках и проявлены в современном рельефе.

В результате анализа космоснимков была составлена сводная схема дешифрирования линеаментов (Рис.2) .

При сопоставлении сводной схемы дешифрирования с зонами трещиноватости выделенными на 3D сейсмических срезах (Рис. 3) , выяснилось, что ряд линеаментов фрагментарно или полностью совпадают с зонами трещиноватости выделенными на 3D срезах сейсмических кубов при этом линеаменты и зоны трещиноватости как бы дополняют друг друга. Например, где отсутствует линеамент, на его продолжении выделена зона трещиноватости и наоборот. Особо требует отметить совпадение линеаментов широтного и меридионального направлений с зонами трещиноватости того же простираения которые специалисты сейсмоки обычно игнорируют считая их следами расстановки (футпринтами).

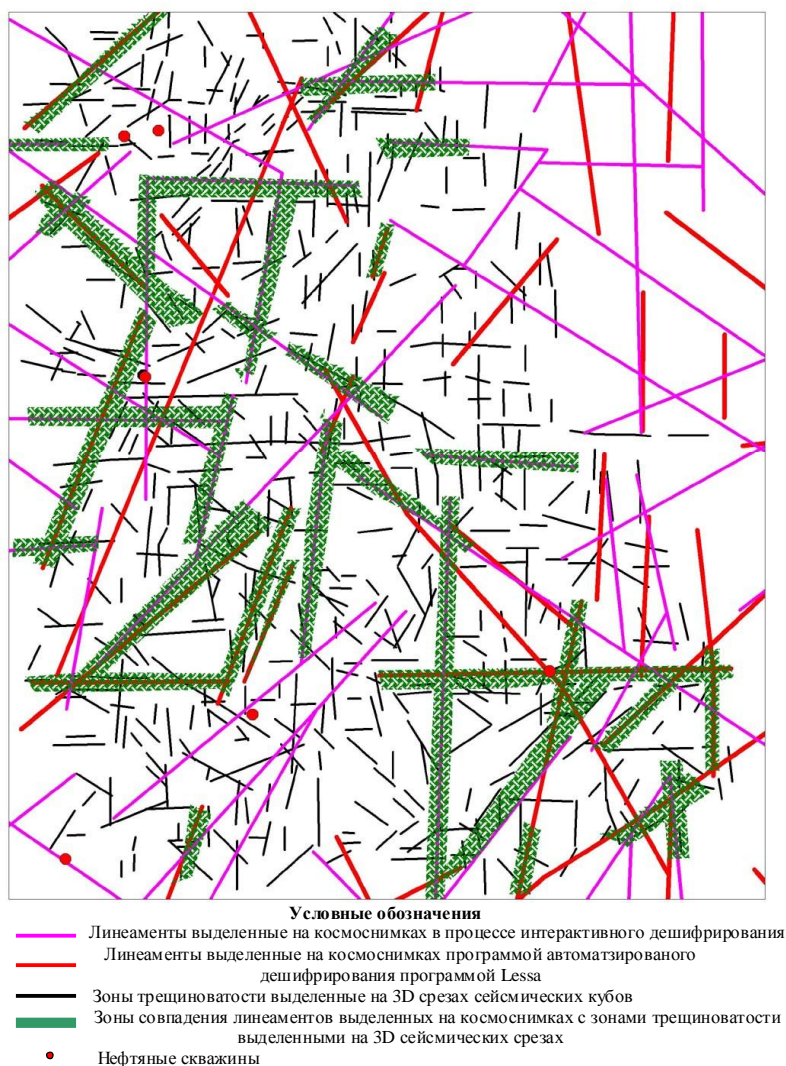


Рис. 3 Сопоставление сводной схемы линеаментов с зонами трещиноватости выделенными на 3D сейсмических срезах

Заключение

Линеаменты выделяемые на космоснимках, находят своё отражение на горизонтальных срезах 3-D сейсмоки, выполненной по методике дуплексных волн (МДВ). При неоднозначной интерпретации результатов 3-D сейсмоки, информация, получаемая с космоснимков, помогает специалисту принять решение по выделению того или иного структурного элемента.

Комплексирование данных получаемых методом МДВ с данными космических съемок позволяет более уверенно выделять субвертикальные проницаемые трещинные зоны, и повышают достоверность прогноза.

ЛИТЕРАТУРА

1. Горняк З.В., Костюкевич А.С., Линк Б., Мармалевский Н.Я., Мерций В.В., Роганов Ю.В., Хромова И.Ю., Изучение вертикальных неоднородностей с использованием миграции дуплексных волн, №1 2008 «Технологии сейсморазведки», стр. 3-14.
2. Хромова И.Ю. Миграция дуплексных волн - метод картирования трещиноватых зон тектонического генезиса, «Геология нефти и газа», №3, 2008
3. Трофимов Д.М. Эволюция космических методов, результаты их использования в нефтегазопроисковых работах за период 1987-2007 гг. и потенциальные возможности в будущем, «Геоматика», № 1, 2009
4. Серебряков В.Б. Применение космических данных в комплексе работ при поиске нефти и газа, «Геоматика», № 1, 2009

Авторы не возражают против публикации данных тезисов

К ВОПРОСУ О СТРАТИФИКАЦИИ ОСАДОЧНОГО ЧЕХЛА ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ ШЕЛЬФА МОРЯ ЛАПТЕВЫХ ПО ДАННЫМ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ МОВ ОГТ

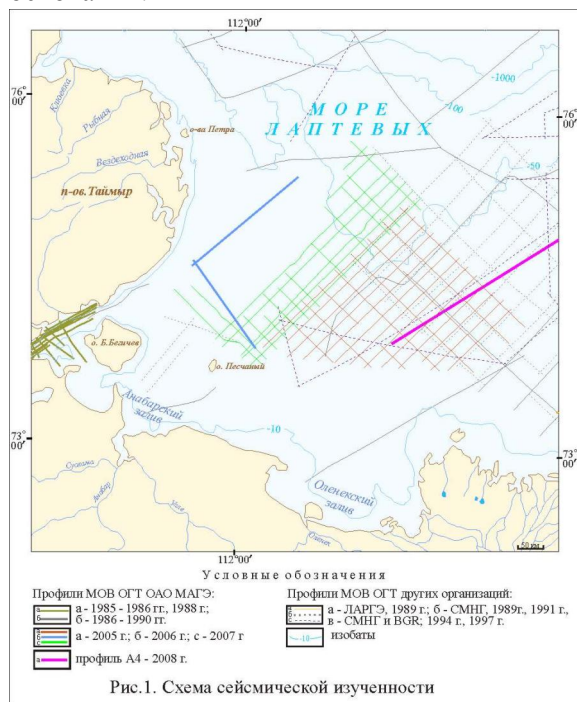
Шкарубо С.И., Заварзина Г.А. (ОАО МАГЭ)

Со времени проведения первых сейсмических работ МОВ ОГТ на шельфе моря Лаптевых различными исследователями были выделены многочисленные отражающие горизонты, которые разнообразно индексируются и датированы в диапазоне от рифея до кайнозоя [3; 4; 5; 6; 10, 11].

К настоящему времени так и не сложилось общепринятой точки зрения относительно прослеживания в разрезе отражающих горизонтов и, тем более, их стратиграфической привязки. Появление новых данных (с 2005 года МАГЭ отработано более 11 тыс. км профилей МОВ ОГТ) привело к возникновению новых вариантов стратификации осадочного чехла [7].

Поэтому, тот или иной вариант интерпретации сейсморазведочных данных, основывающийся на косвенных признаках, является не более чем одной из вероятностных моделей.

Представления о строении осадочного бассейна моря Лаптевых укладываются в две-три концепции. Согласно первой, в западной части Лаптевского шельфа расположен перикратонный массив Сибирской платформы. Эта точка зрения обоснована более четверти века назад геологами НИИГА-ВНИИОкеангеология и изложена В.А. Виноградовым [2]. Согласно этой модели, осадочный чехол в западной части шельфа включает рифейско-нижнекаменноугольный, нижнекаменноугольно-нижнемеловой комплексы (параплатформенные) и верхнемеловой-четвертичный комплекс (плитный), который в восточной части шельфа залегает на позднемезозойском складчатом основании.



В рамках другой концепции предполагается, что осадочный чехол шельфа моря Лаптевых повсеместно сложен эпипозднекайнозойским комплексом – аптско-позднекайнозойскими отложениями, залегающими в западной части на покровно-складчатом основании мезозой Верхоянья. Эти представления получили распространение после проведения в 1993-1994 и 1997 годах совместных исследований Федерального института природных ресурсов Германии (BGR) и «Севморнефтегеофизики» [10]. Подробной аргументации данной концепции, начиная с 2000 года, посвящает свои работы С.С. Драчев [3,4]. К этой же позиции приходят В.А. Виноградов и Ю.В. Горячев, положив ее в основу серийной легенды Государственной геологической карты [1; 11].

Третья, не столь широко известная, концепция сформулирована В.И. Устрицким [8] со ссылкой на работу К. Фудзиты и Д. Кука [9]. По его представлениям, западную часть шельфа подстилает океанический фундамент, перекрытый слабо

деформированным «верхоянским» комплексом среднего карбона – нижнего мела. Выше чехол наращивается постваланжинским комплексом межгорных прогибов и кайнозойскими отложениями: палеогеновыми в грабенах и неоген-четвертичными покровными толщами.

Разнообразие и противоречивость моделей строения осадочного чехла обусловлены не только субъективными представлениями авторов; определяющей причиной является чрезвычайно сложная разломная структура Лаптевского бассейна, не имеющего аналогов на всем пространстве Арктического шельфа, которая затрудняет выделение и уверенное прослеживание на большие расстояния опорных отражающих горизонтов.

Представленное в данном докладе обоснование авторской схемы строения осадочного чехла моря Лаптевых преследует цель привести дополнительные доводы в пользу второй из рассмотренных концепций. Выбор позиции авторов был определен новыми фактическими данными сейсморазведки, полученными в 2005-2009 годах (рис.1), в западной, практически неизученной ранее, части шельфа, представляющими веские аргументы, доказывающие состоятельность именно этой концепции.

По характерным особенностям волнового поля на временных разрезах Лаптевского бассейна авторами выделены крупные сейсмостратиграфические подразделения - сейсмокомплексы (СК), которые ограничены хорошо выраженными (опорными) поверхностями несогласий: нижний между отражающими горизонтами «А» и «L2», средний между горизонтами «L2» и «L4» и верхний между горизонтом «L4» и дном моря. Внутренними отражениями сейсмокомплексы подразделяются на ряд подкомплексов (СПК).

Наиболее отчетливо и убедительно различия волновой картины верхней части разреза, отождествляемой с осадочным чехлом, и нижней, которую можно сопоставить со складчатым основанием, наблюдаются на концах профилей, расположенных в непосредственной близости от складчатого обрамления Лаптевского бассейна. На профилях 200602 (ПК 200-1000) и 200711 (ПК 100-700)

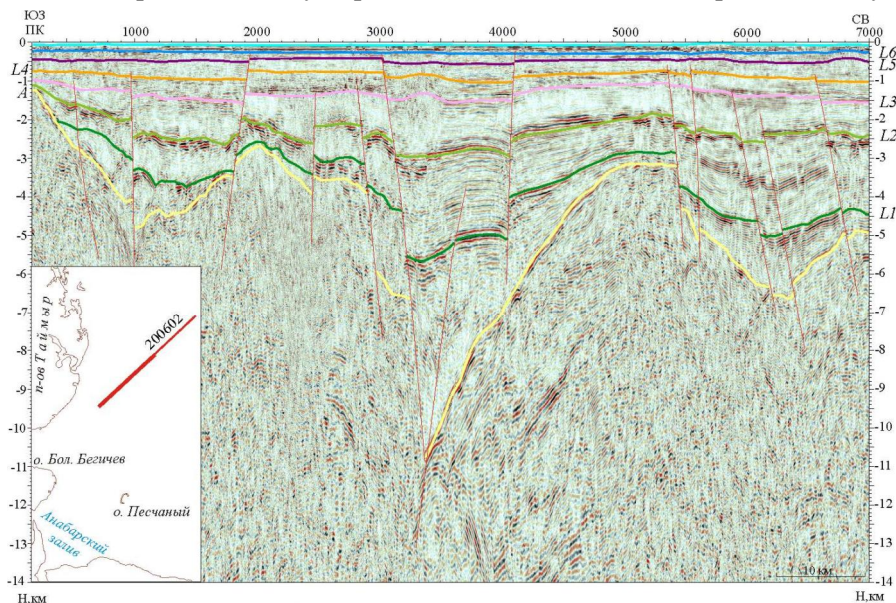


Рис.2. Фрагмент глубинного разреза ПР 200602

граница раздела двух резко отличающихся типов записи (отражающий горизонт «А») выглядит как поверхность денудационного среза с явно выраженным угловым несогласием и, как правило, отличается высокими динамическими свойствами (рис. 2, 3).

В юго-западном и северо-западном направлении, соответственно, эта граница поднимается до отметок 1200 – 1100 м, с тенденцией выхода через 10-30 км на поверхность дна, где в ядрах антиклиналей, по экстраполяции складок с прилегающей суши, обнажаются пермские, а на крыльях - триасовые и юрские образования Чернохребтинской складчатой зоны. Таким образом, становится совершенно очевидно, что отражающий горизонт «А» не может быть ничем иным, как поверхностью денудационного среза в кровле позднекеммерийских образований Восточнотаймырско-Оленекской складчато-надвиговой системы (рис. 4).

В северо-восточном и юго-восточном направлении кровля складчатых образований погружается до 4-6 км, а в наиболее глубоких впадинах – до 8-10 км и более. Выше этой поверхности повсеместно залегает в целом однородная по стилю сейсмической записи и тектонических деформаций слоистая последовательность, представленная выдержанными отражениями, что, безусловно, свидетельствует в пользу сопоставления этого интервала сейсмического разреза с осадочным чехлом эпи-позднекеммерийской платформы. Далее рассмотрим факты, которые не оставляют возможности иного толкования возраста данного (выше горизонта «А») интервала разреза,

как то отнесение нижних толщ к вендско-палеозойским или каменноугольно-нижнемеловым образованиям.

На профиле 200711 (рис. 3) видно, что два нижних отражающих горизонта («L1» и «L2») последовательно залегают на поверхность складчатого основания, при этом мощность

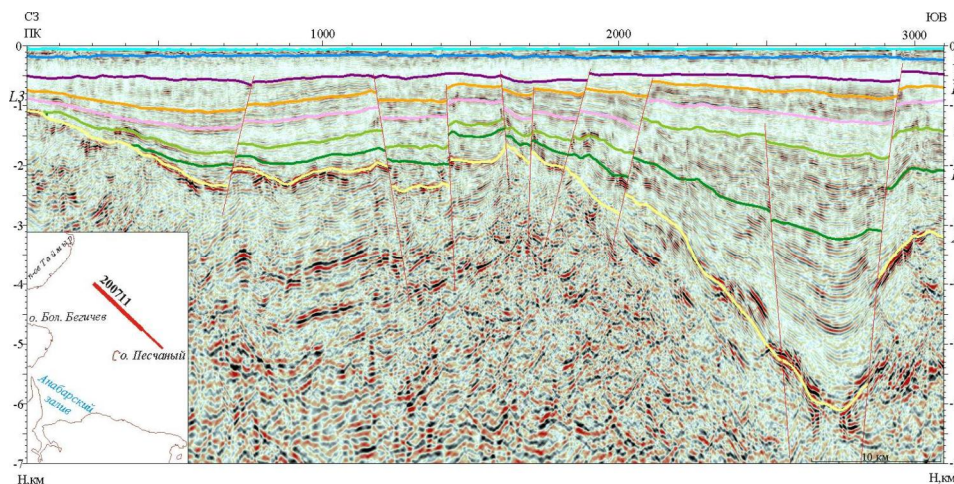


Рис.3. Фрагмент глубинного разреза ПР 200711

нижнего сейсмокомплекса (заключенного между горизонтами А-L2) сокращается от 4 км до 500-200 м и полного выклинивания. Следовательно, этот, выклинивающийся на поднятиях Лено-Таймырской области пограничных поднятий, сейсмокомплекс не может быть отнесен ни к среднекаменноугольно-нижнемеловому «верхоянскому» комплексу, ни, тем более, к венд-нижнекаменноугольной платформенной толще отложений, которые повсеместно развиты на Сибирской платформе и во фронтальных надвигах Верхояно-Колымской складчатой области, имея там мощность несколько километров.

В то же время, ниже поверхности, маркируемой отражающим горизонтом «А», на многих профилях прослеживаются яркие, протяженные рефлекторы, резко несогласные по отношению к

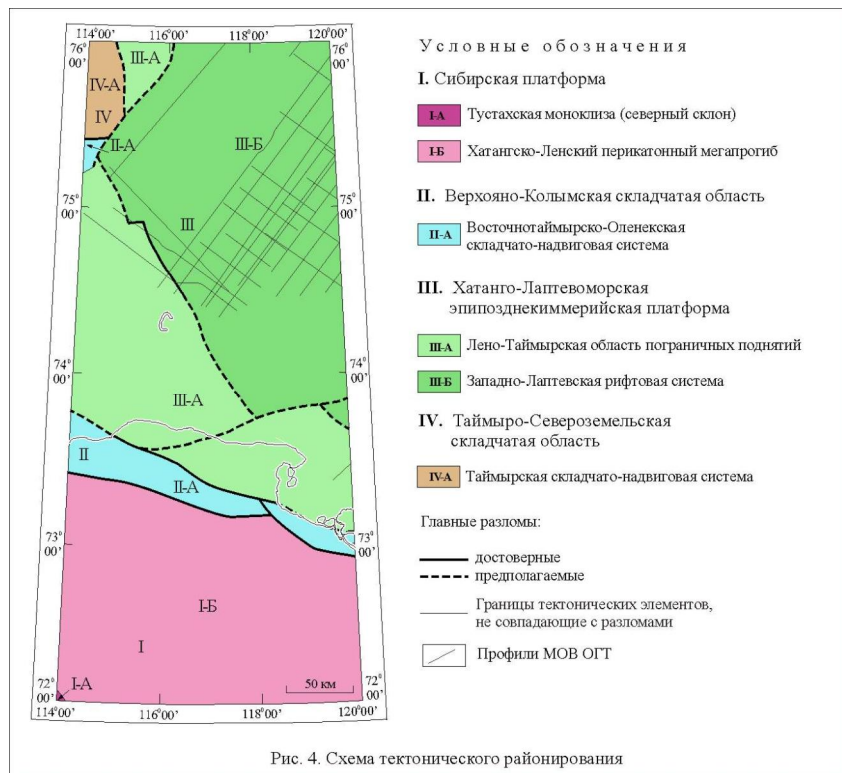


Рис. 4. Схема тектонического районирования

подошве чехла (профили 200711, ПК 800-1600; 200717, ПК 2500-3300) и характеризующие внутреннюю слоистость складчатого основания.

На профиле 200615 (ПК 5000-8500) на глубине 4,5-7 км выделяется пакет высокоамплитудных отражений мощностью 1000-1500 м, имеющих характерную «зеркальную» форму рельефа по отношению к горизонту «А» (рис.5). Заключенный между ними интервал разреза также содержит протяженные отражения, но меньшей интенсивности и выглядит относительно «прозрачным». Мощность этого интервала изменяется от 1200 до 2700 м, что сопоставимо с мощностью среднекаменноугольно-нижнемеловых отложений «верхоян-

ского» комплекса Чернохребетнинской и Прончищевской СФЗ на прилегающей суше. Нижний пакет отражений повышенной динамической выразительности может быть соотнесен с терригенно-карбонатными отложениями венда-нижнего карбона.

Таким образом, предполагаемое сторонниками первой концепции распространение перикратонных комплексов (отложений рифея, венда-нижнего карбона и среднего карбона-нижнего мела) в западной части моря Лаптевых не столь уж далеко от истины. Однако, как показали приведенные здесь материалы, эти отложения в позднекиммерийскую эпоху испытали складчато-надвиговые деформации различной интенсивности, входят в состав складчатого основания и залегают, кроме Лено-Таймырской области пограничных поднятий, на больших глубинах под аптско (?) - верхнемеловыми и кайнозойскими толщами суммарной мощностью от 4-6 до 12-14 км. И, хотя в глубоких прогибах Лаптевской рифтовой системы отражающий горизонт «А» прослеживается не столь уверенно и однозначно, это обстоятельство не может существенно повлиять на систему приведенных аргументов в пользу оценки возраста осадочного чехла Лаптевского бассейна. Собственно чехольные отложения, даже если к ним относить образования орогенной стадии – молаассы межгорных прогибов, не древнее верхов раннего мела.

Намного сложнее оказывается, исходя только из сейсмических данных, обосновать стратиграфическую последовательность отдельных подразделений осадочного чехла. Несмотря на безоговорочное признание факта, что чехол моря Лаптевых сформирован после завершения позднекиммерийской складчатости в Верхояно-Колымской области, разногласия между приверженцами второй концепции в том, какую часть чехла занимают меловые толщи, а какая остается на долю палеоген-неогеновых и четвертичных отложений, весьма значительны.

При этом, по сути все исследователи выделяют и прослеживают в разрезе осадочного чехла, с небольшими вариациями, одни и те же опорные отражающие горизонты, но различно оценивают возраст заключенных между ними сеймостратиграфических подразделений: первые полностью

относят весь разрез к кайнозою, вторые допускают присутствие в низах разреза верхнего мела, третьи обосновывают преимущественное распространение аптско-верхнемеловых толщ.

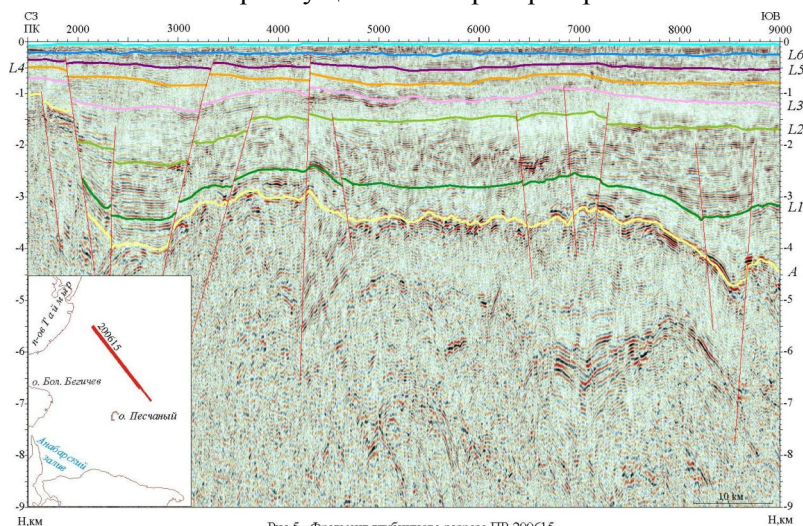


Рис.5. Фрагмент глубинного разреза ПР 200615

Основное отличие авторской модели состоит в том, что предполагаемый объем ранне-позднемеловых отложений ограничивается нижним сейсмокомплексом А-L2. Выше залегающие сейсмокомплексы (L2-L4 и L4-дно моря) полностью относятся уже к кайнозою.

Таким образом, в осадочном чехле Лаптевоморского бассейна выделяются три сеймостратиграфических комплекса (СК): меловой – палеоценовый между отражающими горизонтами «А» и «L2», палеоцен-среднемиоценовый между горизонтами «L2» и «L4» и среднемиоцен-

плейстоценовый между горизонтами «L4» и дном моря.

По характеру волновой картины сейсмокомплексы подразделены на подкомплексы (СПК): нижне (?) - верхнемеловой, верхнемеловой (?) - палеоценовый, палеоцен (?) - эоценовый, верхнеолигоцен-среднемиоценовый, средне-верхнемиоценовый и плиоцен-четвертичный, условно разделенный на две сеймотолщи: нижне-среднеплиоценовую, верхнеплиоцен-четвертичную.

ЛИТЕРАТУРА

1. Виноградов В.А., Драчев С.С. К вопросу о тектонической природе фундамента юго-западной части моря Лаптевых // Доклады РАН. 2000. т. 372, № 1. С.72-74.
2. Геология и полезные ископаемые России. В шести томах. Т.5. Арктические и дальневосточные моря. Кн. 1. Арктические моря / ред. И.С. Грамберг, В.Л. Иванов, Ю.Е. Погребницкий. – СПб.: изд-во ВСЕГЕИ, 2004. 468 с. (МПР РФ, РАН, ВНИИОкеангеология).
3. Драчев С.С. Тектоника рифтовой системы дна моря Лаптевых // Геотектоника. 2000. № 6. С. 43-58.
4. Драчев С.С. О тектонике фундамента шельфа моря Лаптевых // Геотектоника. 2002. № 6 С.60-76.
5. Иванова Н.М., Секретов С.Б., Шкарубо С.И. Данные о геологическом строении шельфа моря Лаптевых по материалам сейсмических исследований // Океанология, 1989. Т. XXIX. Вып. 5. С. 789-795.
6. Ким Б.И., Иванова Н.М. О возрасте сейсмокомплексов, выделенных на Лаптевском континентальном склоне и прилегающей части Евразийского бассейна // Геолого-геофизические характеристики литосферы Арктического региона. СПб.: ВНИИОкеангеология, 2000. Вып. 3. С. 82 – 92.
7. Мальшев Н.А., Обметко В.В., Бородулин А.А., Баринаева Е.М., Исханов Б.И. Стратификация осадочного чехла шельфа моря Лаптевых и обстановки осадконакопления. – Тезисы 4-ой международной конференции «Нефть и газ арктического шельфа», Мурманск, 2008.
8. Устрицкий В.И. К истории формирования современной структуры моря Лаптевых // Геолого-геофизические характеристики литосферы Арктического региона. СПб.: ВНИИОкеангеология, 2000. Вып. 3. С. 68 – 81.
9. Fujita K., Cook D. The Arctic continental margin of eastern Siberia // The geology of North America. The Arctic Ocean Region. Geol. Soc. of America. 1990. V. L. P. 289-304.
10. Hinz K., Delisle G., Cramer B., Franke D., Fieguth U., Linderman F., Neben S., Tochtman H. & Zeibig M. Cruise report: marine seismic measurements and geoscientific studies on the slope and shelf of the Laptev Sea & East Siberian Sea / Arctic with M.V. “Akademik Lazarev”, I.V. “Kapitan Dranitsin”, Preliminary scientific results. – BDR-Report, №116.693, 1997. 161 p.
11. Легенда Лаптево-Сибироморской серии листов Государственной геологической карты Российской Федерации масштаба 1:1000 000 (третье поколение) // Составители: В.А. Виноградов, Е.Е. Мусатов, Ю.В. Горячев. Главный редактор М.К. Косьюко. – СПб, 2000.

ПРИМЕНЕНИЕ СОВРЕМЕННЫХ ЯДЕРНО-ФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ
НА ДЛИТЕЛЬНО РАЗРАБАТЫВАЕМЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЯНАО
(НА ПРИМЕРЕ СУТОРМИНСКОГО И МУРАВЛЕНКОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЙ)

*Жуков А. М., Жуков А.А., Картамышев С. В., Тропин А. Н. (ОАО НПЦ «Тверьгеофизика»),
Солохин В.Ю., Шаймарданов А. Ф. (ЗАО «ГеоТехнокин»),
Альмухаметов М. А. (ОАО «Газпромнефть-ННГ», филиал «Муравленковскнефть»)*

Приоритетным средством получения геологической информации при исследовании обсаженных стволов нефтяных и газовых скважин являются ядерно-физические методы (ЯФМ), включающие спектрометрический импульсный нейтронный гамма-каротаж (ИНГКС, С/О-каротаж), спектрометрический гамма-каротаж (СГК) и многозондовый импульсный нейтронный каротаж в интегральной модификации (ИННК, ИНГК). Комплекс методов применяется на месторождениях ЯНАО с 2006 г. На декабрь 2010 г. ЗАО НТЦ «Геотехнокин» указанным комплексом исследованы более 200 скважин Суторминского, Муравленковского, Спорышевского, Средне-Итурского, Холмогорского, Вынгапуровского и др. месторождений.

Эти месторождения расположены в Пуровском районе Ямало-Ненецкого округа Тюменской области. По большинству месторождений ЯНАО продуктивными являются пласты БС0, БС1, БС5, БС6, БС7, БС8, БС9, БС10, БС11, БС12, БС18, Ю1. Промышленная нефтеносность связана с пластами БС7-БС11. На многих объектах в добываемом продукте присутствует газ. На Суторминском месторождении газовая составляющая имеет очень высокие значения в пласте БС0. В других пластах газ может отмечаться в виде шапки. На Спорышевском месторождении продуктивные горизонты выделяются в пластах группы ПК и АС.

Для месторождений ЯНАО характерным является то, что на значительной площади месторождений наблюдается наложение нефтяных, водонефтяных и законтурных зон различных залежей. Результатом этого является чередование в разрезе большинства скважин нефте- и водонасыщенных проницаемых пластов.

Обводнение нефтяных пластов на длительно эксплуатируемых месторождениях происходит вследствие целого ряда причин, в том числе, подхода фронта нагнетаемой воды, перетоков по затрубному пространству из-за некачественного цементаж, нарушения герметичности колонн и др. факторов.

В литологическом плане пласты коллекторы представлены песчаниками, часто, кварц-полевошпатового состава, в различной степени глинистыми. Эффективные толщины пластов коллекторов в разрезах меняются от 1 до 15 метров. Кроме того, в зависимости от географического положения скважины наблюдается и разная степень заглинизированности коллекторов.

Решение задачи определения текущего состояния насыщенности по данным ЯФМ осуществляется в два этапа.

На первом этапе проводится количественная оценка вещественного состава твердой составляющей породы, пористости и начальной насыщенности пластов (с привлечением данных ГИС в открытом стволе). На втором этапе осуществляется количественная оценка текущей насыщенности коллекторов.

По результатам ЯФМ степень выработанности коллекторов изменяется сильно как по разрезу скважины, так и по площади месторождений. Полученная по данным ЯФМ радиогеохимическая аномалия обычно коррелирует с наблюдаемым обводнением (рис. 1). Аномалия показана в поле ГК желтой штриховкой. Очевидно, что аномалия возрастает в местах интенсивного обводнения.

Примеры изменения нефтенасыщенности одного пласта в разных скважинах приведены на рис. 2. Это результаты исследований трех скважин Суторминского месторождения (шапки диаграмм аналогичны приведенным на рис. 1). Мы видим на рисунке 2А, что пласт БС7 нефтенасыщенный, на рисунке 2Б - существенно обводнен, а на рисунке 2В - полностью обводнен. Нередко в рамках одного коллектора характер насыщенности меняется от «пленки нефти» до полной насыщенности нефтью.

Пласт БС0 Суторминского месторождения содержит свободный газ. Степень выработанности этого коллектора также очень сильно меняется по площади месторождения (рис. 3). На рисунках 3А и 3Б показан невыработанный коллектор, на рисунках 3В и 3Г - пласт частично обводнен, а на рисунках 3Д и 3Е можно наблюдать только наличие газового фактора.

По Муравленковскому месторождению промышленная нефтеносность связана с песчаными отложениями пластов БС10-БС11. На сегодняшний день пласт БС11 по большинству скважин уже

перфорирован и находится в разработке. Поэтому основным объектом исследования методами ЯФМ на Муравленковском месторождении является пласт БС10.

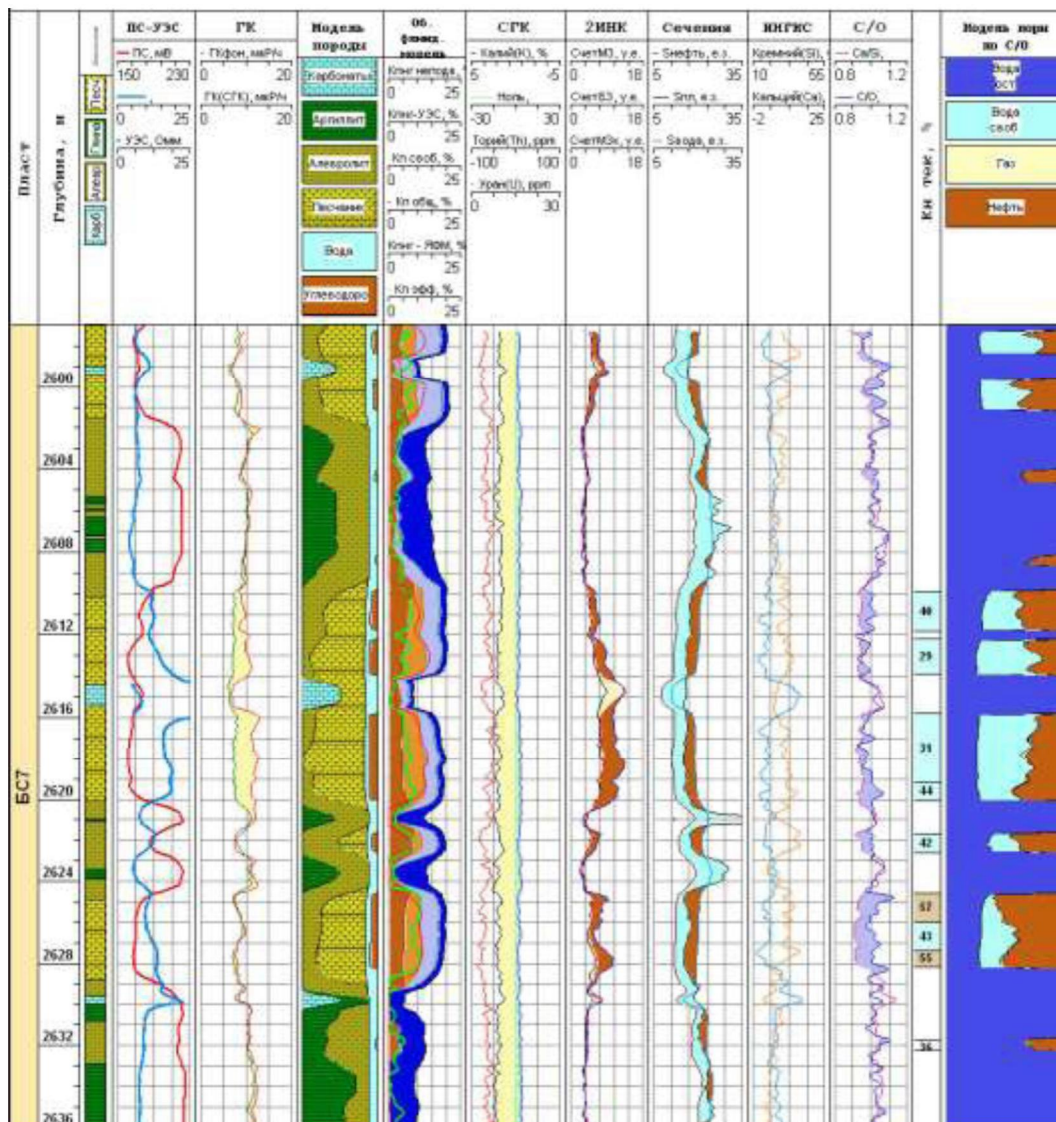


Рис. 1. Пример изменения характера насыщенности в пределах одного пласта

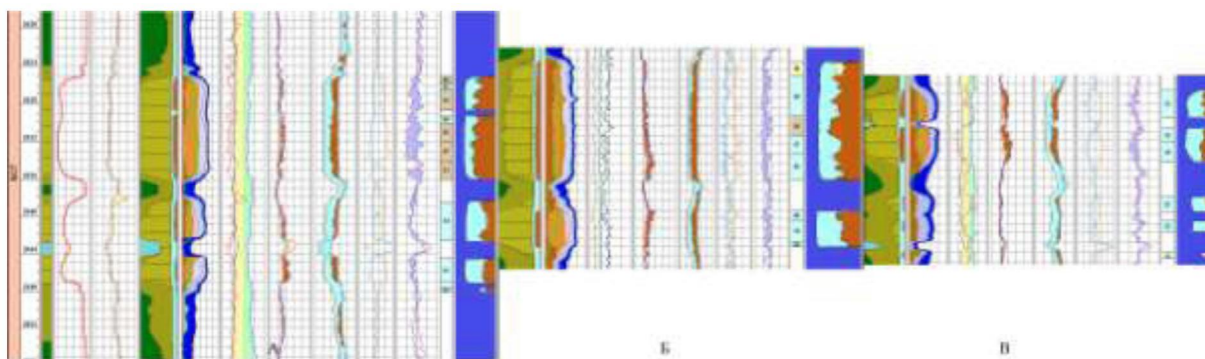


Рис. 2. Пример исследований пласта БС7 Суторминского месторождения

Перспективная по данным ЯФМ залежь газа на Муравленковском месторождении приурочена к пласту ПК1, который по большинству скважин не исследовался методами скважинной геофизики. ЯФМ в таких случаях позволяют получить полную информацию по пластам-коллекторам (рис. 4).

Полученные на месторождениях ЯНАО результаты оценки текущей нефтенасыщенности коллекторов удовлетворительно согласуются с данными испытаний. Сходимость результатов в среднем можно оценить как 80-85%. По результатам ЯФМ осуществляются различные виды работ -

переход на ниже и вышележащие интервалы, приобщение пластов, интенсификация притоков и т.п. На рис. 5 приведены примеры результатов испытаний пластов БС Суторминского месторождения. На рис 5,а приведены результаты испытания пласта БС10.2, а на рис. 5б результаты испытания пласта БС9.1.

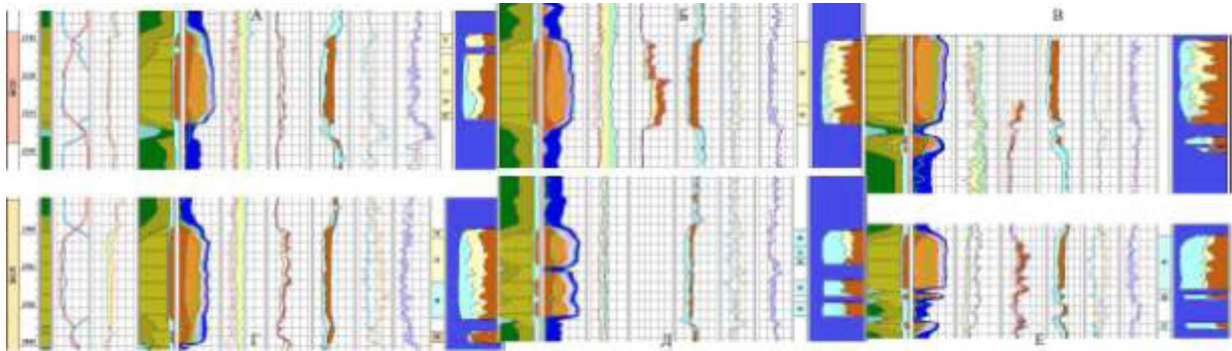


Рис. 3. Пример исследований пласта БСО Суторминского месторождения

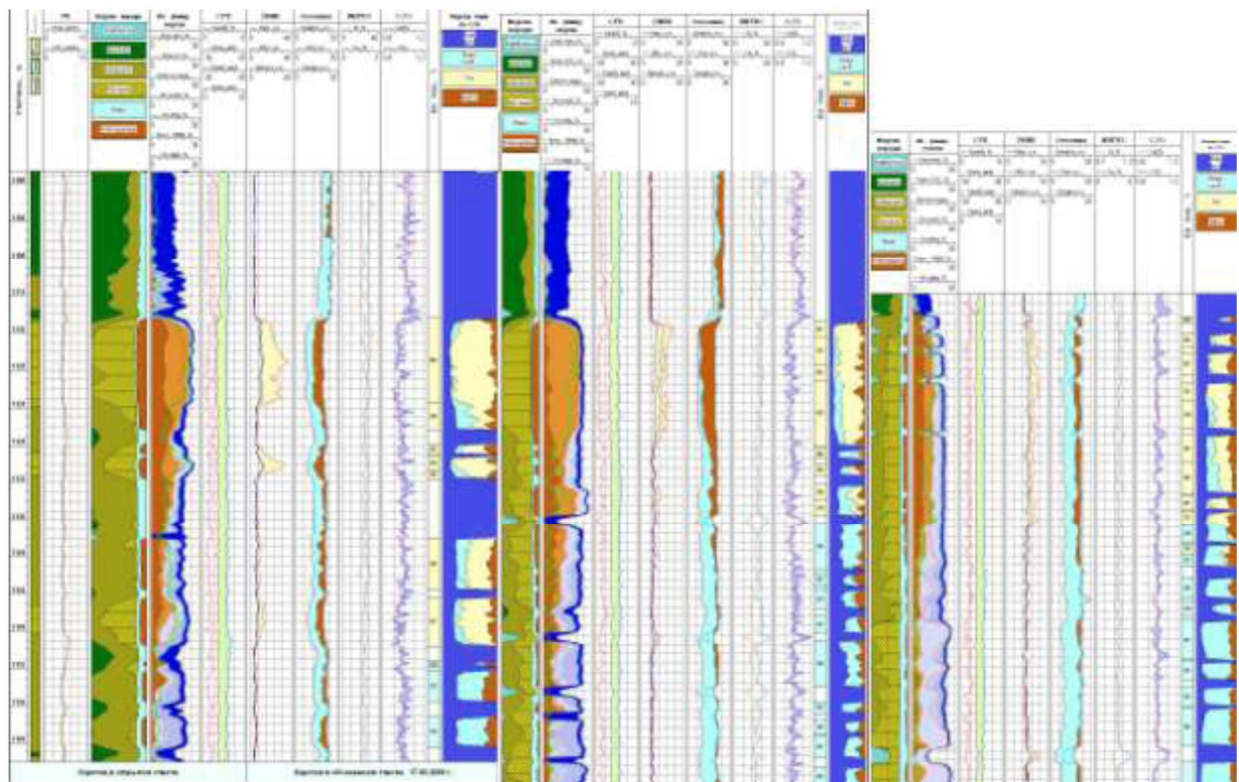


Рис. 4. Пример исследования покурской свиты Муравленковского месторождения

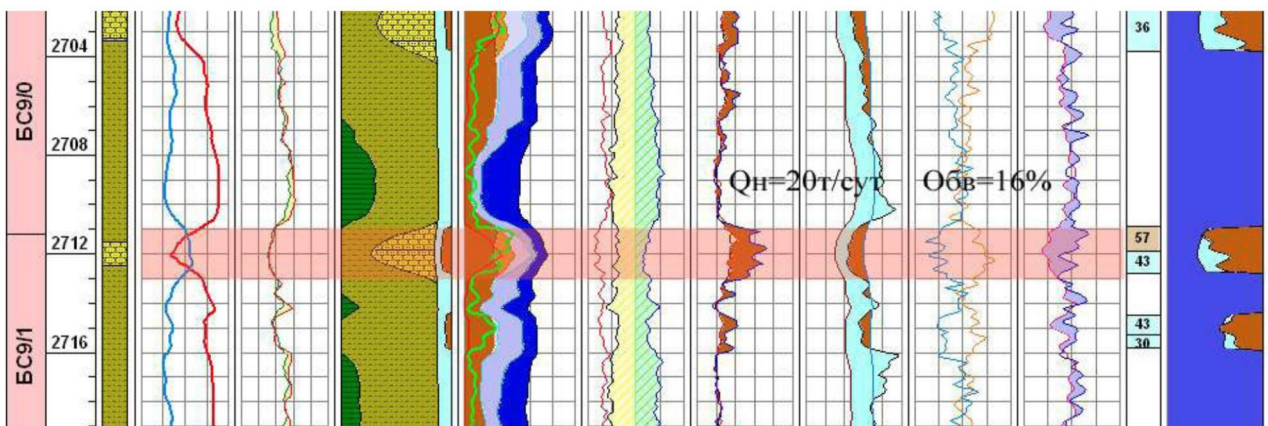
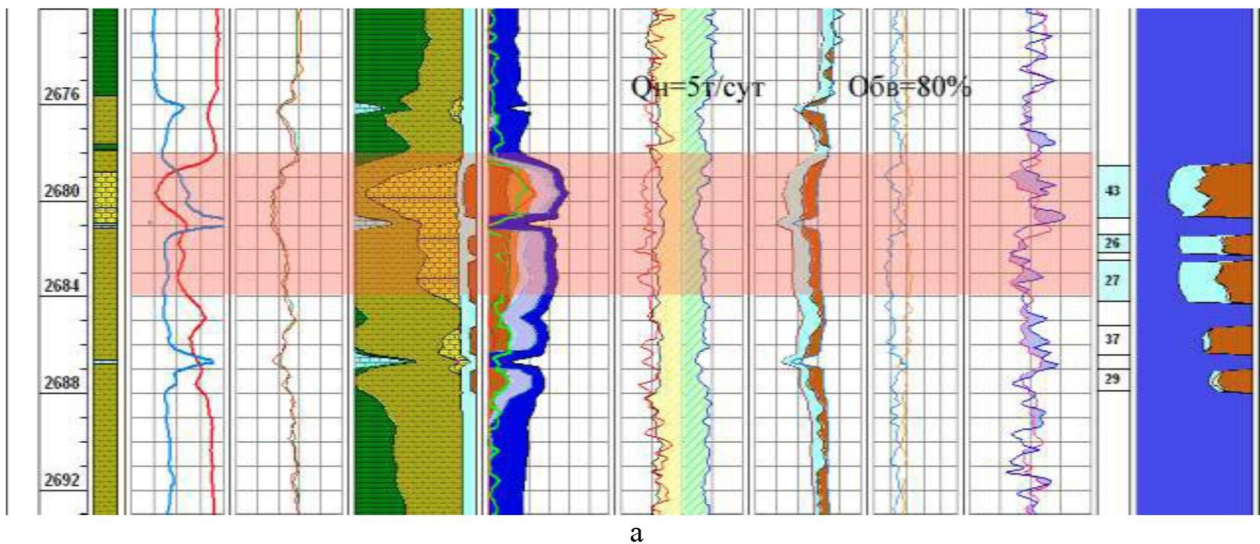


Рис. 5 Пример перфорации пластов БС Суторминского месторождения

Таким образом, с помощью ЯФМ на месторождениях ЯНАО решались следующие задачи:

1. Определение геологических параметров, в том числе, текущей нефтегазонасыщенности коллекторов с целью перевода скважин на другие продуктивные горизонты.
2. Исследование интервалов перфорации с применением технологий глушения скважин жидкостью различного состава для обоснования способов интенсификации притоков.
3. Исследование недокументированных ранее методами ГИС интервалов с целью выделения коллекторов и определения их емкостных свойств и насыщенности, а также поиска пропущенных продуктивных залежей.
4. Изучение коллекторов с многофазным характером флюидонасыщенности (нефть, газ, вода различной минерализации) с целью обоснования режимов и способов извлечения продукта и определения текущих положений межфлюидальных контактов (ГНК, ГВК, ВНК).

Полученные результаты показывают, что комплекс ядерно-физических методов является высокоэффективным средством решения различных промысловых задач на длительно разрабатываемых месторождениях. Однако объективные особенности и сложности исследуемых отложений требуют дальнейшего развития методов как в аппаратно-методическом плане, так и в плане последующего анализа получаемых результатов в рамках постоянно действующих геологической и гидродинамической моделей. Исследование корреляционных связей между результатами, полученными при использовании комплекса ядерно-физических методов, с результатами испытаний могут позволить получить достаточно достоверную методику прогноза притока в планируемых интервалах перфорации, и на основании этого добиться оптимизации интервалов перфорации с целью уменьшения водной части притока.

МОДЕЛЬ ЗЕМНОЙ КОРЫ ПО ПРОФИЛЮ А-7 (ХРЕБЕТ ЛОМОНОСОВА)

В.А.Журавлев, А.И.Васильев, Т.А. Кириллова-Покровская, Е.Ю. Рыжова. ОАО МАГЭ

В 2007 г. ОАО МАГЭ выполнила морские геофизические исследования в Арктике на региональном профиле А-7 с целью изучения осадочного чехла и глубинного строения земной коры хребта Ломоносова и прилегающих геологических структур восточно-арктического шельфа (рис. 1).

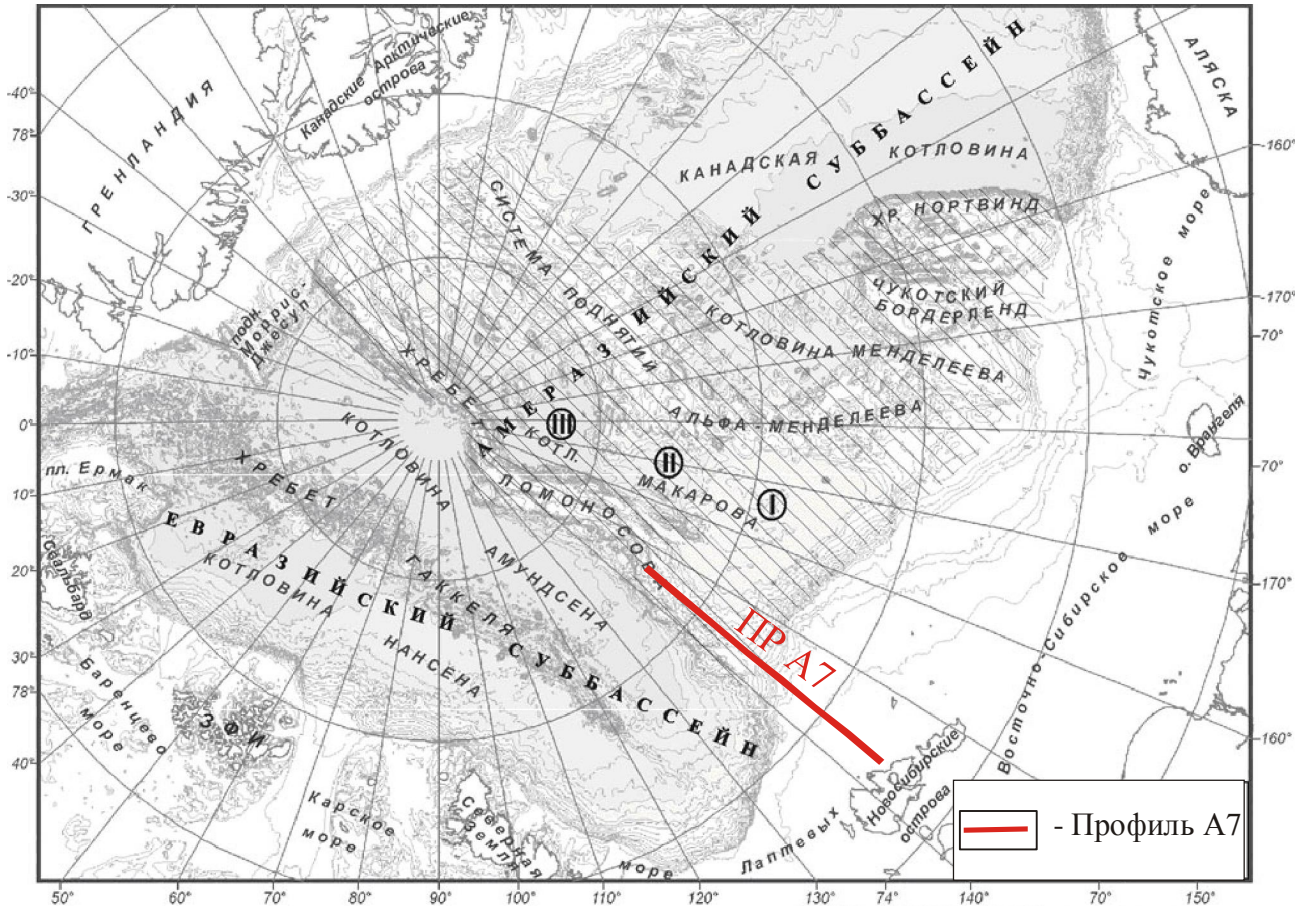


Рис. 1. Схема района геофизических исследований

Комплекс геофизических методов включал сейсморазведку МОВ ОГТ, надводную гравиметрию, дифференциальную магнитометрию и эхолотный промер глубин. Интервал сейсмической записи 12 секунд, погрешность измерений: гравиметрических ± 0.2 мГал, гидромагнитных ± 5 нТл, эхолотирования – 1% от измеренной глубины.

В результате комплексной интерпретации материалов вдоль профиля построена геолого-геофизическая модель земной коры (рис. 2). Моделирование выполнено в двухмерном варианте. Для параметризации модели использованы данные о скорости, плотности и намагниченности пород. Параметризация верхней части разреза осадочного чехла при моделировании производилась с учетом скоростных зависимостей, сведений о плотности и намагниченности, полученным по данным сейсморазведки и петрофизическим исследованиям на суше. Учитывались также результаты уникального бурения на хребте Ломоносова вблизи Северного полюса, выполненные с помощью двух ледоколов («Советский Союз» и «Oden») и бурового судна (Vidar Viking) [5].

На построенной модели видно, что магнитная восприимчивость пород консолидированной коры в целом несколько выше для океанического сегмента профиля. При переходе от шельфа к океану мощность земной коры уменьшается. В области континентального шельфа наблюдается дезинтеграция верхней коры, сопровождаемая внутрикоровыми инъекциями базитов. Утонение коры происходит вследствие подъема мантии и континентального рифтогенеза.

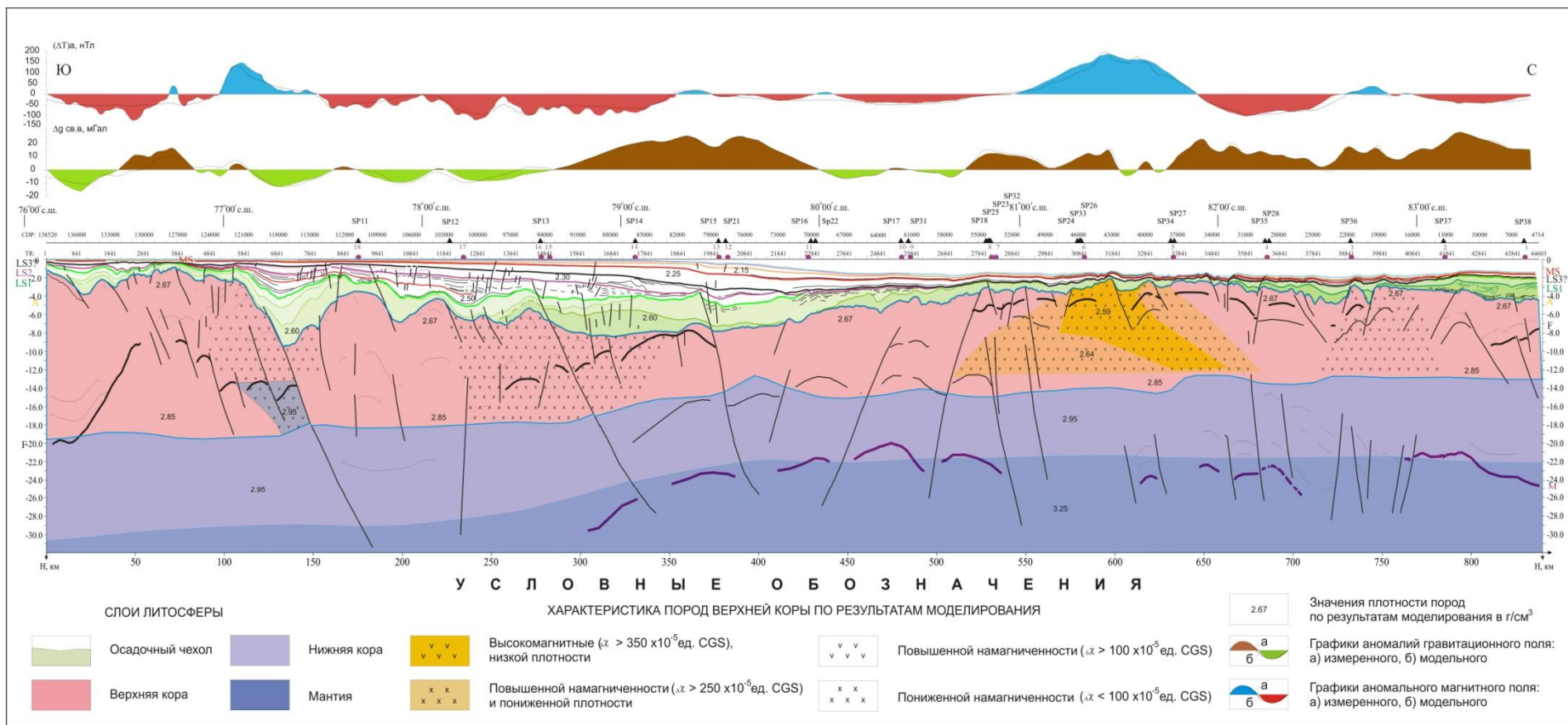


Рис. 2. Геолого-геофизическая модель строения земной коры вдоль профиля А-7

Наиболее значительная амплитуда прогибания консолидированной коры (до 10 км) отмечается в шельфовой части, в 100-250 км от континентального склона. Для прогибов характерно увеличение намагниченности пород фундамента. При приближении к континентальному склону наблюдается проградационное заполнение прогиба палеоген-четвертичными осадками. Судя по полученным данным, тектоно-магматическая активизация и связанный с ней рифтогенез происходили в меловой период. Структурные взаимоотношения осадочного чехла и фундамента свидетельствуют о том, что процесс континентального рифтогенеза предшествовал океаническому развитию Арктического бассейна.

Вблизи бровки континентального склона выделяется крупная положительная гравитационная аномалия, обусловленная эффектом Гельмерта. Здесь в геофизических полях и локальными понижениями в рельефе дна проявляется зона тектонических нарушений, отражающая блоковое строение склона. Кинематика разломной зоны свидетельствует о растяжении земной коры, приводящем к обрушению блоков в области континентального склона.

Построенная модель подтверждает континентальный тип коры в районе хребта Ломоносова. В переходной области от континента к океану происходит общее растяжение земной коры. Здесь консолидированная кора утоняется до 6-8 км, а характерные для шельфа узкие глубокие рифтогенные прогибы объединяются в единую широкую впадину. Впадина имеет крутой уступообразный южный борт и пологий северный, плавно переходящий в поднятие хребта Ломоносова.

На разрезе видно, что глубинные разломы, отделяющие блоки, на южном фланге профиля падают на север. При приближении к континентальному склону разломы становятся крутыми, а в области склона и континентального подножья приобретают противоположное – в основном южное падение.

В районе хребта Ломоносова (600-620 км на профиле) выделяется область разуплотнения и высокой намагниченности пород, которые, по-видимому, подвергнуты метаморфизму вследствие термальной переработки верхней коры с привнесением магнитоактивных компонентов. На модельном разрезе эта область куполообразной формы имеет концентрически-зональную структуру. Для неё характерно увеличение намагниченности, сопровождаемое уменьшением плотности пород к центру. Подобную зональность можно связать с широко распространенным процессом постмагматического изменения, выраженного в серпентинизации основных и ультраосновных пород, приводящего к разуплотнению и увеличению их намагниченности. Такой метаморфизм может происходить при температурах ниже 400 - 450°C с активным участием воды. В данной области, видимо, наблюдается растяжение коры, выраженное на поверхности зоной крупного разлома. Вода может проникать по трещинам в глубокие горизонты вследствие кессонного эффекта. Разломная зона отчетливо проявлена изрезанностью рельефа дна, смещением сейсмических горизонтов и в аномалиях потенциальных полей. К этой области приурочена крупная магнитная аномалия, а в низах коры выделяется множество отражающих поверхностей, складывающихся в куполовидную структуру. Здесь же отмечается потеря корреляции ярких отражений от границы Мохоровичича, которая достаточно уверенно прослеживается по отраженным волнам в районе хр. Ломоносова.

Учитывая выше сказанное, а также и то, что намагниченность базальтов резко уменьшается с возрастом (Назарова, 1981), можно предположить, что рассматриваемая структура представлена куполовидным поднятием, растущим в зоне крупного разлома. Вероятно, это трансформный глубинный разлом, уходящий в нижнюю кору.

Вопрос формирования выделенной структуры может быть предметом дискуссии. В качестве возможного варианта предлагается гипотеза образования офиолитовых параавтохтонов, предложенная в работе [4], согласно которой утонение континентальной коры происходит за счет ее растяжения под воздействием мантийного диапира. Растяжение приводит к тектоническим разрывам, образованию глубоких трогов и базитовому диапиризму.

Механизм формирования офиолитов и магматических очагов за счет внедрения офиолитовых масс по глубинным разломам к верхним горизонтам земной коры рассмотрен в работе [1], где в качестве их источника предполагается нижний серпентинизированный слой земной коры. Данные, полученные по профилю А-7 хорошо согласуются с предложенным механизмом и условиями образования офиолитов.

Таким образом, в области континентального склона и хребта Ломоносова наблюдаются процессы преобразования континентальной коры за счет ее растяжения и тепло-масса переноса вещества из нижней коры и мантии. Процесс сопровождается физико-химическими преобразованиями, метаморфизмом пород, которые находят отражение в аномалиях волнового и

потенциальных полей. Сама структура хребта, по-видимому, является результатом этих процессов и геодинамических условий, возникших при формировании коры Евразийского суббассейна.

Результаты моделирования геологического разреза, выполненного по комплексу геофизических параметров, свидетельствуют о схожести петрофизических свойств и единстве структуры геологического разреза земной коры восточно-арктического шельфа и хребта Ломоносова. Они соответствуют результатам глубинной сейсморазведки и дополняют разрез в южной части профиля, там, где данные ГСЗ отсутствуют. В шельфовом сегменте профиля мощность коры составляет 28-30 км, в районе хребта Ломоносова – 20-22 км. Наиболее тонкая часть консолидированной коры отмечена в области континентального склона. В ходе структурного анализа и моделирования геологического разреза на профиле А-7 получены данные, свидетельствующие о растяжении земной коры в изучаемом регионе. На основании полученных данных можно сделать вывод о том, что утонение консолидированной коры происходит в основном за счет «гранито-гнейсового» слоя, как в результате его растяжения и базификации снизу, так и прогибания с дезинтеграцией сверху. Образовавшийся в результате этого рифтогенные прогибы выполнены мощной толщей меловых-четвертичных осадков (до 7-10 км на профиле А-7). Повышенный тепловой поток вследствие подъема мантии способствует реализации нефтегазового потенциала осадочной толщи. Поэтому, даже подверженные слабому диагенезу осадки мелового - палеогенового возраста, залегающие на глубине более 1.5 км, могут генерировать углеводороды.

Процессы растяжения, наблюдаемые в изучаемом регионе и в настоящее время, привели к формированию сбросо-сдвиговых структур, зон трещиноватости и дробления в осадочном чехле. Следовательно, основная проблема при оценке запасов региона связана с характером аккумуляции углеводородов. В связи с перспективностью региона на поиски углеводородов и для изучения этой проблемы необходима постановка комплексных геофизических работ по регулярной сети профилей.

ЛИТЕРАТУРА

1. Арутюнян А. В. Земная кора Малого Кавказа, офиолиты, вулканизм, нефтегазоносность, сейсмичность. Вестник ОНЗ РАН, 2, NZ6006, doi:10.2205/2010NZ000024, 2010, С. 44-53.
2. Ким Б.И., Глезер З.И. Осадочный чехол хребта Ломоносова (стратиграфия, история формирования чехла и структуры, возрастные датировки сейсмокомплексов) // Стратиграфия, геологическая корреляция, 2007. Т.15. №4, с. 63-83.
2. Пискарев А.Л. Петрофизические модели земной коры Северного Ледовитого океана // Под ред. Ю.Е. Погребницкого. СПб, ВНИИОкеангеология, 2004, 134 с.
3. Поселов В.А. и др. Проведение дополнительных геолого-геофизических исследований в зоне сочленения хребта Ломоносова с шельфом морей Лаптевых и Восточно-Сибирского по обоснованию внешней границы континентального шельфа (ВГКШ) Российской Федерации. СПб, ВНИИОкеангеология, 2008, 218 с.
4. Сатиан М.А. Офиолитовые прогибы Мезотетиса. Изд. АН Арм. ССР, Ереван, 1981, 86 с.
5. Backman J., Moran K., McInroy D.B. et al. Proceedings of the Integrated Ocean Drilling Program. V. 302. 2006. 169 p.

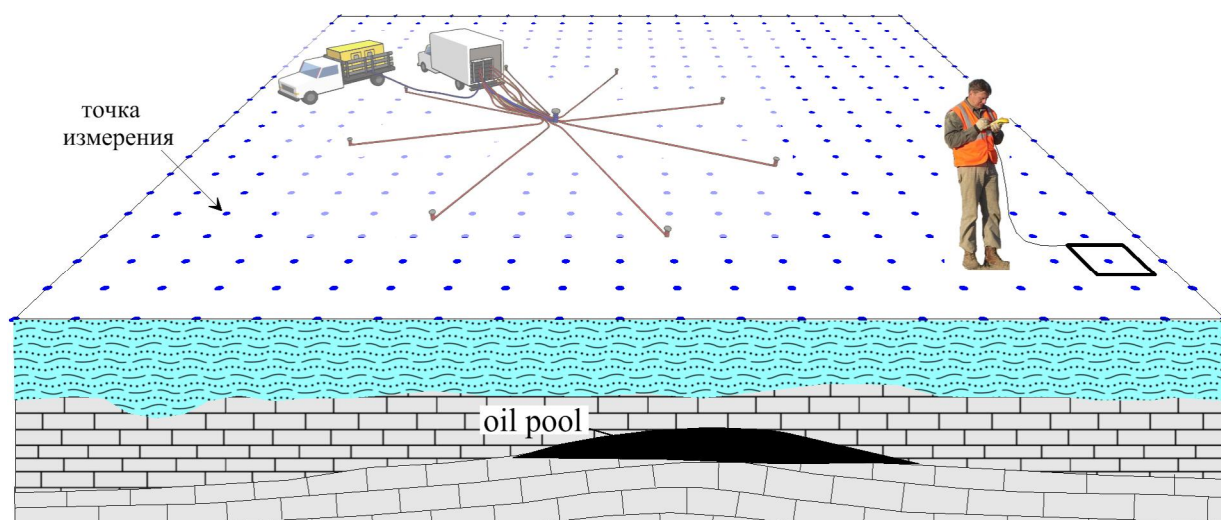
ПРИМЕНЕНИЕ ЗОНДИРОВАНИЯ ВЕРТИКАЛЬНЫМИ ТОКАМИ ДЛЯ ОКОНТУРИВАНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

Могилатов В.С. (Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН), Стогний В.В.,
Злобинский А.В., Балашов Б. П. (Научно-техническая компания ЗаВеТ-ГЕО)

Физические предпосылки

Традиционно при нефтепоисковых работах методами электроразведки в качестве источника электромагнитного поля используют незаземленную петлю или заземленную электрическую линию. Незаземленная петля, заземленная линия и круговой электрический диполь возбуждают совершенно разные системы электрических токов в изучаемой среде. Знаменитое «токовое кольцо» (Nabighian, 1979), возбуждаемое петлей, образуется только горизонтальными токами и характеризуется широким латеральным распространением. На дневной поверхности мы имеем отклик, определяемый всей вмещающей толщей. В этих условиях изучение слабых аномалий, обусловленных глубоко залегающими месторождениями нефти, сталкивается с проблемой фонового сигнала. Неразрешимая проблема снятия фона, типичная для традиционных электроразведочных исследований по технологии зондирования становлением (ЗС), вовсе не техническая проблема, а принципиальная, связанная с источником электромагнитного поля.

Возможность регистрировать отклик только от локального трехмерного объекта предоставляет электромагнитное поле, возбуждаемое круговым электрическим диполем - КЭД (Могилатов, 1992). Правильная тороидальная система токов, образующаяся в горизонтально-слоистой среде, не имеет магнитного поля вне себя (т.е. на дневной поверхности и выше). Магнитный отклик появляется только в связи с латеральными нарушениями геоэлектрических параметров среды (не только удельного сопротивления, но и любых других). Именно такова идея метода зондирования вертикальными токами (ЗВТ).



Общая схема работ зондированиями вертикальными токами

Согласно опыту проведенных работ методом ЗВТ в пределах нефтяного поля регистрируются положительные значения сигнала $\partial B_z / \partial t$, на границе нефтяного поля происходит смена знака сигнала, и за пределами нефтяного поля регистрируется сигнал отрицательной полярности (Могилатов и др., 2003).

Описание методики полевых работ

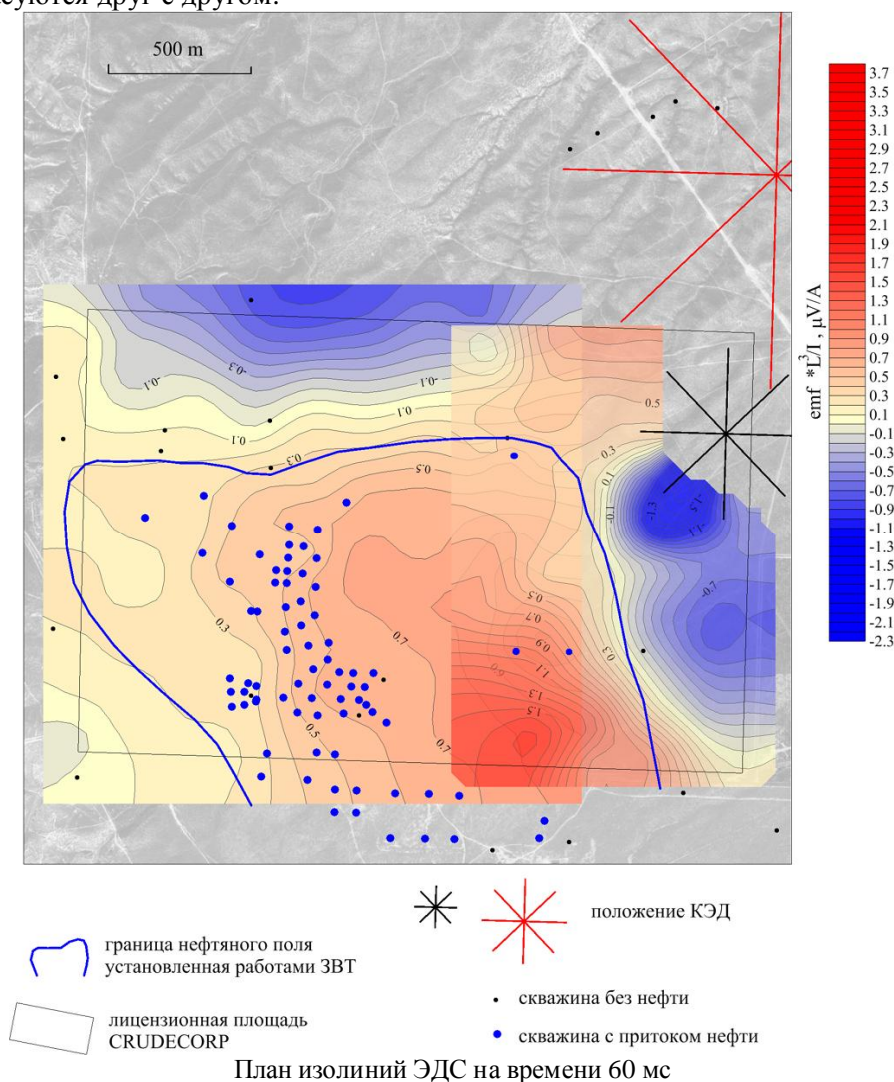
В пределах участка работ устраивается источник электромагнитного поля – круговой электрический диполь с радиусом, соответствующим глубине и площади исследований. Круговой электрический диполь состоит из 8 заземленных электрических линий, сходящихся к центру под углом 45 градусов. В упоминаемых ниже работах по оконтуриванию нефтяных полей радиус (или длины каждой из 8 радиальных линий) составлял от 300 до 1250 м. Идея такого источника подразумевает, что геометрия его правильная, а токи в лучах выровнены. Использование мощного источника тока (до 160 А) позволяет регистрировать сигналы с высоким соотношением полезный сигнал/помеха.

Измерительный комплекс включает компактный индукционный датчик, заземленную приемную линию и измеритель «СЕI-7». Оператор (один или несколько) с измерителем свободно перемещается по площади исследований. Синхронизация между генераторной установкой и измерителем выполняется с использованием сигналов спутников GPS. Удаление от центра установки может составлять до 4 радиусов источника. Таким образом, при одном закрепленном источнике радиусом 1000 м оперативно исследуется площадь до 50 км².

Примеры работ методом ЗВТ. Нефтяное поле Chico-Martinez (Калифорния, США)

Электроразведочные работы на территории нефтяного поля Chico-Martinez были проведены в 2009 г с целью оконтуривания его границ. Месторождение Chico-Martinez эксплуатируется с 60-х годов прошлого столетия. Нефть найдена в формации Etchegoin Sands. Эффективная толщина пластов-коллекторов Etchegoin Sands достигает 90 метров, глубина их залегания в пределах нефтяного поля изменяется от 130 до 450 м. Пластовая нефть, обнаруженная здесь, представляет собой “тяжелую” нефть, что затрудняет добычу традиционными методами.

Поисково-разведочные работы были направлены на изучение перспектив нефтеносности коллекторов Etchegoin Sands в восточной части лицензионного участка принадлежащего компании CRUDECORP. Электроразведочные измерения были проведены по сети 200×100 м в пределах участка размерами 1.8 x 2.4 км который принадлежит компании CRUDECORP. Были выполнены две серии измерений от различающихся размером круговых электрических диполей. Круговой электрический диполь (КЭД) диаметром 1.5 км был расположен к северо-востоку от изучаемой площади, а КЭД диаметром 0.6 км – к востоку от площади работ. Полученные материалы от двух КЭД хорошо согласуются друг с другом.

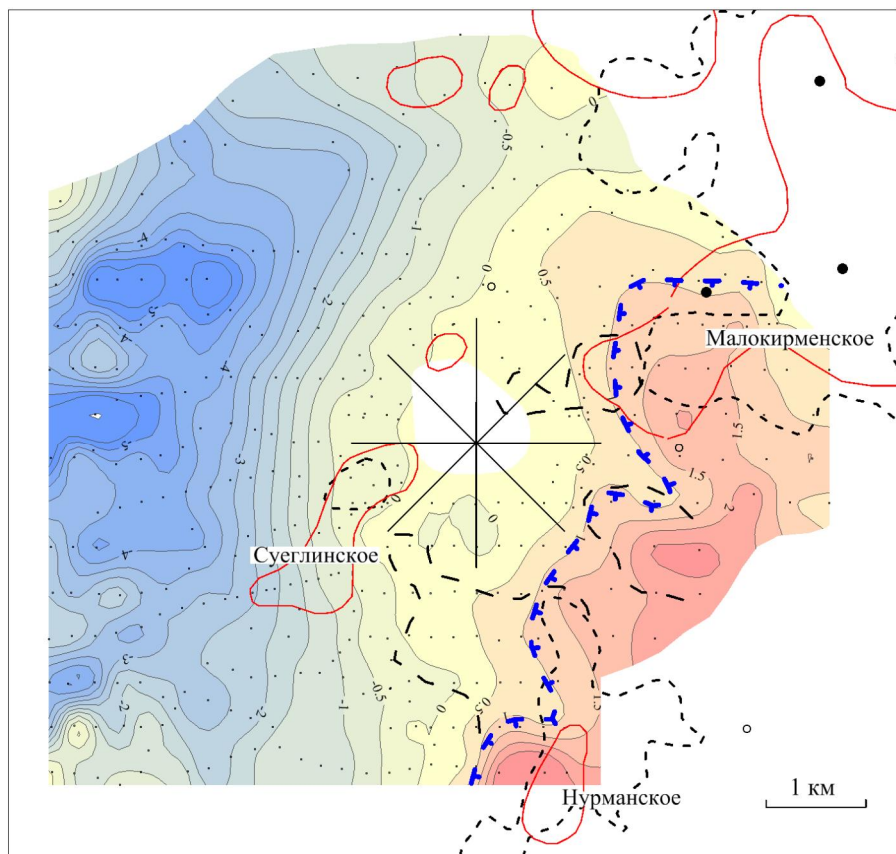









Согласно результатам электроразведочных работ в пределах нефтяного поля регистрируются положительные значения сигнала $\partial B_z / \partial t$, на границе нефтяного поля происходит смена знака сигнала и за пределами нефтяного поля регистрируется сигнал отрицательной полярности.

Центральная часть участка работ, в пределах которой находятся наиболее продуктивные скважины характеризуется высоким положительным уровнем сигнала. Проведенные работы позволили оконтурить нефтяное поле, выделили площадь перспективную для бурения (южная часть площади исследований) и показали отсутствие перспектив нефтеносности восточной части лицензионной площади.

В настоящее время на участке, рекомендованном как перспективный (южная часть площади исследований), пробурены 2 скважины, в которых после выполнения работ по гидроразрыву пласта получены промышленные притоки нефти.

Шийское нефтяное месторождение (Республика Татарстан, Россия). Суеглинское поднятие



- | | | | |
|-------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------|
|  | положение линий КЭД |  | поднятия по кровле Саргаевского горизонта верхнего девона согласно данным сейсморазведки |
|  | скважина не вскрывшая нефтенасыщенных пластов |  | нефтеперспективный участок по данным ЗВТ |
|  | скважина, установившая нефтенасыщение в верхнем девоне |  | контур с вероятностью более 90% присутствия нефти по данным геохимии GORE SORBER |
|  | точка измерения dBz/dt компоненты методом ЗВТ | | |

План изолиний ЭДС на времени 201 мс после выключения тока

В настоящее время при нефтепоисковых работах на территории Республики Татарстан наиболее остро стоят проблемы оконтуривания небольших месторождений нефти, разбраковки сеймоподнятий на наличие залежей углеводородов и поиск различного рода сложнопостроенных ловушек. Основной нефтепоисковый геофизический метод – сейсморазведка не в состоянии однозначно решить эти задачи и возникает необходимость привлечения несейсмических методов

поиска и разведки.

Работы зондированиями вертикальными токами были направлены на оценку перспективности Суеглинского сейсмического поднятия на открытие залежи нефти. Данное сейсмическое поднятие находится вблизи Малокирменского сейсмического поднятия в пределах которого обнаружена залежь нефти, входящая в состав Шийского месторождения (Нефтегазоносность республики Татарстан, 2007).

Электроразведочные исследования были выполнены на площади 51 км². В качестве источника электромагнитного поля был использован круговой электрический диполь радиусом 1250 м, суммарный ток коммутируемый генератором составил 144 А.

По результатам работ проведенных технологией ЗВТ выделен нефтеперспективный участок, охватывающий область положительного значения сигнала интенсивностью более 1.5 мкВ. Суеглинское сейсмическое поднятие, на оценку перспективности которого были направлены данные работы оказалось малоперспективным на обнаружение углеводородов. Согласно полученным материалам наиболее перспективной для открытия нефти в отложениях девона является юго-восточная часть исследованной площади – Нурманское сейсмическое поднятия. На всей площади исследований ранее также была проведена геохимия GORE SORBER, которая также показала, что участки с вероятностью обнаружения нефти более 90 % находятся в восточной части площади и в большей части перекрываются с участками положительного прогноза сделанного по результатам ЗВТ.

Выводы

Нами изучена пространственная структура неустановившегося магнитного поля над нефтяными залежами при его возбуждении круговым электрическим диполем. Согласно физическим основам метода ЗВТ площадное распределение магнитного поля свободно от фона вмещающей среды и вызвано только локальными геоэлектрическими неоднородностями. Полевые электроразведочные работы зондированиями вертикальными токами, проведенные на нефтяном поле Chico-Martinez (Калифорния, США) и на участках Шийского нефтяного месторождения (Татарстан, Россия), показали, что контур нефтегазоносности совпадает с положительной аномалией вертикальной компоненты магнитного поля $\partial B_z / \partial t$. При проведении работ на Суеглинском поднятии для изучения природы аномалии на площади проводимых работ был дополнительно изучен геоэлектрический разрез осадочного чехла с помощью зондирований становлением (ЗС). Полученные материалы были использованы для создания геоэлектрической модели осадочного чехла. Однако проведенным 3D моделированием показано, что зарегистрированную методом ЗВТ аномалию над нефтяной залежью нельзя связать с неоднородностями изучаемой среды по электрическому сопротивлению, а также влиянием рельефа местности.

Отмечается хорошее совпадение областей положительного прогноза на обнаружение нефти по данным геохимического изучения концентрации углеводородов в почвенном слое с использованием сорбционных датчиков GORE SORBER и перспективных областей по данным ЗВТ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Могилатов В.С., 1992, Круговой электрический диполь новый источник для электроразведки: Изв. РАН. Сер. Физика Земли, 6, 97-105.
2. Могилатов В.С., Балашов Б.П., 2005, Зондирования вертикальными токами: Новосибирск, Издательство СО РАН, филиал «Гео».
3. Могилатов В.С., Мухамадиев Р.С., Балашов Б.П., Смоленцев В.В., Феофилов С.А., Темирбулатов Ш.С., Потапов В.В., 2003, Результаты работ по оконтуриванию залежей нефти в Татарстане методом зондирований вертикальными токами: Геофизика, 5, 47-54.
4. Моисеев В.С., 2002, Метод вызванной поляризации при поисках нефтеперспективных площадей: Новосибирск, Наука.
5. Небрат А.Г., Сочельников В.В., Кисель С.А., 2008, К вопросу о применении методов электроразведки при прогнозе характера УВ-насыщения: Геофизика, 5, 57-58.
6. Нефтегазоносность Республики Татарстан. Геология и разработка нефтяных месторождений, 2007. Под ред. Р.Х. Муслимова. Т.2. Казань, Изд-во «ФЭН» Академии наук РТ.
7. Секачев М.Ю., Балашов Б.П., Саченко Г.В., Вечкапов О.П., Захаркин А.К., Тарло Н.Н. Могилатов В.С., Злобинский А.В., 2006, Аппаратурный электроразведочный комплекс «Цикл-7»: Приборы и системы разведочной геофизики, 1, 44-46.
8. Nabighian M.N., 1979, Quasi-static transient response of a conducting half-space – An approximate representation. Geophysics, 44. 1700-1705.

ВЛИЯНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ ПРОДУКТИВНОГО РАЗРЕЗА НА ХАРАКТЕР ОБВОДНЕНИЯ СЛОЖНОПОСТРОЕННОГО ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ОБЪЕКТА

Золоева Г.М. (РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина)

Определение заводненного объема продуктивной залежи является одной из стандартных процедур анализа разработки нефтяного месторождения. Известен ряд способов решения данной задачи, один из которых классический – предусматривает оценку заводненного объема залежи, используя карты и профили по скважинам. Такой подход даже в условиях стандартной пластовой залежи является объемным и трудоемким. Для залежей сложного строения необходимы принципиально иные методические приемы, позволяющие выявлять как обводнившиеся участки залежи, так и пути продвижения закачиваемых вод от нагнетательных скважин к эксплуатационным.

Изучаемая залежь представляет сложнопостроенный, уникальный геологический объект. Основную сложность вызывает большая толщина залежи и конструкция большинства скважин, вскрывающих открытым стволом (фильтром) сотни метров продуктивного разреза. Коллекторские свойства пород формировались под воздействием различных факторов, главными из которых следует считать тектоническую активность, гидротермальную деятельность, пневмогенную минерализацию и дегидратацию пород. Все эти процессы носят вторичный характер, а их последовательность связана с историей происхождения и геологического развития гранитоидного массива. В результате воздействия перечисленных факторов возникли субгоризонтальная и субвертикальная зональности в распределении проницаемых участков разреза и сложились три типа пустотности, определяющие фильтрационные свойства пород: трещинная, трещинно-каверновая и межзерновая. Последняя только частично может быть отнесена к межзерновой; основной объем в блоковой части магматического коллектора принадлежит микротрещинам и микрокавернам. В процессе поисково-разведочных работ и последующего разбуривания залежи водонефтяной контакт не встречен ни в одной скважине. Коллекторы в своем развитии контролируются границами палеовыступа фундамента, где в наибольшей степени проявились вторичные процессы, определившие в значительной степени формирование зон разуплотнения и пустотного пространства. На стадии формирования залежи такая ловушка оказалась практически полностью заполнена жидкими углеводородами. Попадание природных вод в резервуар в этих условиях было крайне ограничено, поэтому в пустотном пространстве формировалась преимущественно связанная вода, количество которой из-за специфической структуры коллекторов не могло быть значительным. Залежь оказалась в большой степени запечатанной. Экранами служили структурообразующие разломы, замыкающие элементы складки, а также уплотненные и слабо преобразованные гранитоиды в гипсометрически пониженных частях залежи, где формирование коллекторов происходило крайне слабо. Разработка залежи началась в 1988 г. За 5 лет эксплуатации пластовое давление снизилось на 17 МПа. С целью предупреждения больших потерь нефти, в случае снижения пластового давления ниже давления насыщения, в 1993 г. начата закачка воды в продуктивную толщу. Наиболее интенсивная система ППД сложилась в пределах Центрального свода. Распределение нагнетательных скважин не имеет четкой схемы и подчиняется избирательно-очаговому принципу. Предварительный анализ характера обводнения залежи в пределах центральной части показал, что распределение закачиваемой воды происходит в соответствии с природными свойствами резервуара. В верхних частях разреза, сложенных коллекторами с улучшенными коллекторскими свойствами, наблюдается опережающее обводнение в разуплотненных зонах.

С учетом сложившейся системы заводнения и тектонических особенностей осуществлено разделение залежи на 6 блоков. Для проведения анализа характера обводнения продуктивная толща была разделена на 3 слоя, параллельных ее кровле. Толщина первого слоя составила примерно 500 м, второго – 300 м, третьего от 120 м до 600 м, в зависимости от глубины забоя скважины. В каждой скважине, где имели данные ГИС, для выделенных слоев были определены средневзвешенные по толщине величины трещинно-каверновой пористости $K_{п.тк}$ и неоднородности по пористости. Анализ охвата залежи заводнением, взаимодействия нагнетательных и добывающих скважин проводился с учетом фильтрационно-емкостных свойств и неоднородности изучаемого разреза. Учитывалась также информация об обводненности добываемой продукции в эксплуатационных скважинах, интервалы и объемы закачиваемой воды в нагнетательных скважинах. Кроме этих данных использованы карты эффективной пористости и неоднородности, построенные для каждого выделенного слоя. Результаты исследований авторов показали наличие достаточно тесных связей

между величинами Кп.тк и неоднородности по пористости в скважинах, расположенных вблизи зон тектонических нарушений. Как показали исследования, высокая степень неоднородности разреза по пористости является признаком наличия сильно нарушенных пород. Совместный анализ величин Кп.тк и неоднородности в эксплуатационных и нагнетательных скважинах позволил установить участки разреза с повышенной проницаемостью как в субгоризонтальном, так и в субвертикальном направлениях, а также спрогнозировать зоны разуплотнения, залегающие субпараллельно кровле продуктивной толщи.

Анализ дебитов нефти в эксплуатационных скважинах и приемистости нагнетательных скважин, динамики обводнения залежи фундамента с учетом коллекторских свойств и неоднородности разреза позволил для изучаемой толщи выявить следующие закономерности.

1. Начальные дебиты нефти и приемистость соответственно добывающих и эксплуатационных скважин наиболее высоки при величинах пористости выше 3,5-4% и высокой неоднородности разреза по Кп.тк (параметр неоднородности выше 0,5). Диапазон изменения Кп.тк в этих условиях может быть недостаточно широк – от 3,5 до 5%.

2. Высокие величины дебитов нефти и приемистости возможны также в скважинах, разрезы которых сложены однородными коллекторами (параметр неоднородности менее 0,3) с высокой вторичной пористостью. Диапазон изменения Кп.тк в таких разрезах составляет от 4 до 10% и выше.

3. Неоднородность разреза по пористости является одним из основных факторов, определяющих пути движения закачиваемой воды, сроки и степень обводнения эксплуатационных скважин.

4. Опережающее обводнение возможно как в участках залежи, сложенных однородными высокопористыми коллекторами, так и в сильно неоднородных разрезах при средних величинах вторичной пористости. В последнем случае высокая неоднородность по пористости является показателем развития в изучаемом разрезе сильно нарушенных пород с высокими ФЕС (наличие протяженных трещин как субгоризонтального, так и субвертикального простирания). Подтверждением этому может служить прямая зависимость между начальными дебитами скважин и неоднородностью разреза по пористости, установленная для ряда скважин Центрального свода месторождения.

5. Участки разреза, сложенные однородными низкопористыми коллекторами характеризуются низкими величинами дебитов и приемистости. Степень извлечения нефти из таких коллекторов также не высока.

На основании комплексного анализа данных геофизических и гидродинамических исследований в изучаемой продуктивной толще выделены 4 основных типа разреза, существенно различающихся по своим добычным характеристикам, динамике и степени обводнения.

Первый тип – отличается аномально высокой степенью неоднородности. Диапазон изменения параметра неоднородности от 0,5 до 1,0 и выше. Средневзвешенные величины вторичной пористости изменяются, в основном, от 3,5 до 5%. Такие условия благоприятны для развития в продуктивной толще зон с высокими фильтрационными свойствами – так называемых «суперколлекторов», следствием чего являются высокие величины дебитов нефти в эксплуатационных и приемистости в нагнетательных скважинах. Наличие таких зон в разрезах скважин способствует быстрому продвижению закачиваемой воды от нагнетательных скважин к добывающим как в субгоризонтальном, так и в субвертикальном направлениях. В последнем случае возможно опережающее обводнение верхних слоев разреза, имеющих улучшенные коллекторские свойства. Возможно также расширение радиуса закачки вверх по разрезу и постепенное уменьшение его с глубиной, что может привести к перекрытию верхней заводненной частью залежи нижних, менее выработанных зон и потере части извлекаемых запасов.

Второй тип разреза сложен однородными коллекторами с высокой эффективной пористостью. Параметр неоднородности здесь менее 0,3, диапазон изменения Кп.тк от 4,0 до 10,0% и выше. Для данного типа разреза также характерны высокие величины дебитов нефти и приемистости, несколько уступающие коллекторам в первом типе разреза. При наличии хорошей гидродинамической связи между эксплуатационными и нагнетательными скважинами такой тип разреза обводняется в первую очередь.

Третий тип. Здесь выделены две группы. Общим для них является величина параметра неоднородности, изменяющаяся в пределах от 0,3 до 0,5. В первую группу вошли разрезы, для которых величины вторичной пористости составили более 4%, во второй группе Кп.тк ниже 4%. Существенно различаются эти группы величинами дебитов нефти и приемистости. Как показали

результаты анализа характера и динамики обводнения добывающих скважин, разрезы третьего типа не подвержены быстрому обводнению.

Четвертый тип разреза сложен однородными коллекторами с низкими величинами вторичной пористости (параметр неоднородности менее 0,3, Кп.тк ниже 3%). Дебиты скважин здесь самые низкие. В условиях чередования с разрезами первого и второго типа запасы нефти из разрезов четвертого типа могут быть слабо выработаны или не выработаны совсем. Участки залежи, представленные разрезами четвертого типа препятствуют активному продвижению закачиваемых вод от нагнетательных скважин к эксплуатационным.

Определение мест нахождения перечисленных типов разреза возможно по данным ГИС, используя результаты оценок величин вторичной пористости и неоднородности для отдельных слоев продуктивной толщи, а также карты пористости и неоднородности. Использование данной информации специалистами, осуществляющими разработку изучаемого месторождения, позволило внести необходимые коррективы в планируемые мероприятия, направленные на повышение коэффициента нефтеизвлечения.