



IV Балтийская школа-семинар Петрофизическое моделирование осадочных пород



СБОРНИК ТЕЗИСОВ

14-18 сентября 2015

г. Петергоф

WWW.PETROMODEL.RU

Петромодел - это площадка для обсуждения наиболее актуальных вопросов современной нефтегазовой геологии и геофизики, место встречи людей разных специальностей: геологов, геофизиков, геохимиков, математиков, программистов и всех тех, кто так или иначе связан с проблемой изучения физических свойств осадочных пород - в том числе пород-коллекторов - на разных масштабных уровнях: от микроструктуры керна до осадочного бассейна в целом, с использованием различных методов: от микроструктурной рентгеновской томографии до сейсморазведки и математического моделирования напряжённого состояния массива и фильтрации флюида.

Технические сессии школы-семинара 2015.

- Геомеханика
- Геофизические исследования скважин и петрофизика
- Сейсмические исследования на месторождениях им. Требса и Титова
- Лабораторные методы исследования керна

Организационный комитет

Председатель организационного комитета

Керусов Игорь Николаевич

Начальник Центра сейсмических исследований
ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг", к.г.-м.н.

Председатель программного комитета

Тихоцкий Сергей Андреевич

Директор ИФЗ РАН, д.ф.-м.н.

Члены организационного комитета

Даудина Дарья Александровна

Специалист по разведочной геофизике
OMV Norge (Stavanger, Norway)

Дучков Антон Альбертович

Зав. лабораторией глубинных сейсмических
исследований и региональной сейсмики ИНГГ СО РАН, к.ф.-м.н.

Жемчугова Валентина Алексеевна

Главный геолог ООО "Геофизические системы данных",
д.г.-м.н.

Корост Дмитрий Вячеславович

Директор Центра морских исследований
МГУ имени М.В. Ломоносова, к.г.-м.н.

Максимов Герман Адольфович

Начальник отдела Геоакустики
Акустического института им.Н.Н. Андреева, д.ф.-м.н.

Мясников Артем Вениаминович

Главный научный сотрудник Центра добычи углеводородов
Сколковского института науки и технологии, д.ф.-м.н.

Некрасова Татьяна Владимировна

Ведущий петрофизик CGG

Полудеткина Елена Николаевна

С.н.с. кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых
МГУ имени М.В. Ломоносова, к.г.-м.н.

Токарев Михаил Юрьевич

Директор ЦАСД МГУ имени М.В.Ломоносова

Шиманский Сергей Владимирович

Доцент кафедры геофизики СПбГУ, к.г.-м.н.

14 сентября, понедельник

08.00 - 20.00	Регистрация участников школы-семинара
09.00 - 20.00 перерыв 12.00-15.00	«Направленный многостадийный гидравлический разрыв нефтегазовых продуктивных низкопроницаемых пластов». <i>Григулецкий Владимир Георгиевич</i> (РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, АО «ТрансНафта-Центр», г. Москва)
09.00 - 18.00 перерыв 12.00-15.00	Круглый стол: Современное осадконакопление на акваториях Российской Федерации: новые результаты исследований. Докладчики: Зинченко С.М. (ФГУП «ВНИИОкеангеология»), Крылов А.А. (СПбГУ), Рыбалко А.Е. (СПбГУ), Росляков А.Г. (ЦАСД МГУ), Токарев М.Ю. (ЦАСД МГУ), Усенков А.Г. (СПбГУ)

15 сентября, вторник

18.00 - 20.00	Регистрация участников школы-семинара
09.00 - 20.00 перерыв 12.00-15.00	«Трудности сейсмической инверсии и построения сейсмических изображений». <i>Ланда Е. (Тель-Авивский университет, г. Тель-Авив, Израиль)</i> «Деформация и разрушение горных пород. Численное решение некоторых задач геомеханики». <i>Стефанов Ю.П. (ИНГГ СО РАН, г. Новосибирск, Россия)</i>

Направленный многостадийный гидравлический разрыв нефтегазовых продуктивных низкопроницаемых пластов.

- 1.Актуальность, проблемы и перспективы разведки, разработки и добычи углеводородов из низкопроницаемых (нетрадиционных) сланцевых пластов на месторождениях Российской Федерации. За последние 35 лет (1980-2015г.г.) в США, Канаде и др. странах разработана техника, материалы и технология для добычи нефти и газа из низкопроницаемых (нетрадиционных) сланцевых пластов.
- 2.Скважины для проведения направленного многостадийного гидравлического разрыва продуктивных низкопроницаемых сланцевых пластов.
 - 2.1. Технология бурения горизонтальных скважин.
 - 2.2. Контроль параметров траектории ствола, литологии пласта и др.
- В процессе бурения скважин проводится непрерывный контроль и управление траекторией ствола скважины системой MWD, а система MWD/LWD постоянно в процессе углубления измеряет и передает информацию о естественном гамма-излучении, электрическом сопротивлении горных пород, температуру пластовой жидкости, магнитное поле непосредственно над долотом.
- 2.3. Качество строительства скважин, цементирование обсадных колонн и разобщение пластов. Особое внимание уделено технологии, материалам и оборудованию крепления скважин.
- 3.Элементы технологии направленного многостадийного гидравлического разрыва продуктивных низкопроницаемых сланцевых пластов.
 - 3.1. Перфорация скважин.
 - 3.2. Механизм разрыва продуктивного пласта.
 - 3.3. Некоторые математические модели ГРП.
 - 3.4. Жидкости разрыва.
 - 3.5. Контроль ориентации трещин гидроразрыва.
 - 3.6. Элементы проектирования ГРП.
- Математическая модель трещины гидроразрыва пласта, когда рассматривается одна скважина, расположенная в центре кругового изотропного пласта и одна круговая цилиндрическая горизонтальная (вертикальная) трещина не учитывает многих технико-технологических факторов. Такая модель нуждается в уточнении.
4. Практическая реализация новой технологии, материалов и оборудования направленного многостадийного гидравлического разрыва нефтегазовых низкопроницаемых (нетрадиционных) сланцевых пластов.
 - 4.1. Фактические результаты.
 - 4.2. Экономика.
 - 4.3. Экология.



Григулецкий Владимир Георгиевич,
(РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, АО «ТрансНафта-Центр») Д.т.н., профессор. В 1972 году окончил Грозненский нефтяной институт, аспирантуру (1982 г.) и докторантуру (1992г.). В 1978 – 1983 гг. работал помощником бурового мастера эксплуатационного и разведочного бурения на нефть и газ, ст. инженер – технолог Октябрьского Управления буровых работ ПО «Грознефть». 1983-1990 гг. – доцент кафедры «Высшая математика» Грозненского нефтяного института и по совместительству старший инженер-технолог по бурению инженерной группы по планированию и проведению технологических операций Октябрьского Управления буровых работ ПО «Грознефть» (г. Грозный). В 1990 - 1992 гг. – заведующий лабораторией «Технология строительства горизонтальных скважин» ВНИИКР – нефть (г. Краснодар) 1993 - 2002 гг. – заместитель генерального директора по бурению ОАО «Роснефть-Краснодарнефтегаз», генеральный директор ОАО «Краснодарнефтегаз-бурение» (г. Краснодар) 2002 – 2010гг. – Генеральный директор НПЦ «Нефтемаш-Наука» (г. Краснодар) С 2010г по настоящее время Вице-президент по бурению Совместного Российско – Казахстанского предприятия АО «ТрансНафта-Центр» (Москва, Алматы, Уральск), профессор РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, Заслуженный деятель науки Российской Федерации (2000г.), Лауреат Премии Правительства Российской Федерации в области науки и техники (2010г.), опубликовано более 200 научных работ.

Трудности сейсмической инверсии и построения сейсмических изображений

В предлагаемом курсе я сформулирую ряд фундаментальных вопросов, которые должны быть адресованы, если мы хотим, чтобы сейсмическая инверсия стала наконец областью науки, а не сборником кулинарных рецептов. Предлагаемые решения обычно основаны на критерии близости наблюдаемых и рассчитанных данных. Но, как хорошо известно, само по себе минимальное расхождение между наблюдаемыми и рассчитанными данными не гарантирует, что найденная модель среды является правильной. Сейсмическая инверсия может привести к построению нескольких моделей с существенно разным геологическим смыслом, которые одинаково хорошо соответствуют наблюдаемым данным. Некорректность обратной сейсмической задачи является фундаментальной характеристикой сейсмической инверсии и не зависит от того или другого алгоритма или выбираемых параметров системы наблюдения.

В курсе вводится и обсуждается новый взгляд на построение сейсмического изображения без знания точной скоростной модели среды. Этот подход основан на идеях квантовой механики. В Феймановской идее интеграла по траекториям, частица при перемещении из точки А в точку В не следует единственной траектории, а следует каждой возможной траектории, когда каждая траектория имеет свою вероятность амплитуды и фазы. По аналогии с Феймановским интегралом мы можем построить сейсмическое изображение путем суммирования вкладов вдоль различных возможных траекторий между источником и приемником. "Квантовое" изображение сводится к стандартному только в тривиальном случае, когда скоростная модель описывается детерминистической функцией, которая точно известна. Такой случай в реальности представляется невозможным, так как оценка скоростной модели всегда имеет стохастический характер, включающий фактор неопределенности.

Построение изображений среды, включающие мелко и средне-масштабные элементы играет возрастающую роль в сейсморазведке. Средне и мелко-масштабные структурные детали и неоднородности среды играют ключевую роль в поисках и разработке не конвенциональных резервуаров нефти и газа. Такие неоднородности порождают дифрагированные волны, которые несут в себе информацию о рассеивающих объектах.

В предлагаемом курсе рассматриваются различные подходы обнаружения и выделения дифрагированных волн на фоне сильных отражений. Эти методы используют различие в кинематических и динамических свойствах различных волн и работают в различных физических и математических пространствах. Приводится обзор методов и алгоритмов разделения полей и построения дифракционных изображений, позволяющих надежное выделение мелко-масштабных неоднородностей среды. Многочисленные примеры на синтетических и реальных данных подтверждают справедливость предложенных алгоритмов и показывают потенциала использования дифракционной компоненты волнового поля для повышения разрешающей способности сейсмического метода.



Евгений Ланда

(Тель-Авивский Университет)
Окончил геофизический факультет Новосибирского Государственного Университета в 1972 году и получил степень Доктора наук (Ph.D.) в Тель-Авивском Университете в 1986 году. Он начал свою карьеру в Новосибирске в качестве

научного сотрудника и старшего геофизика в Сибирской Геофизической Экспедиции. После эмиграции в Израиль, Евгений работал в Институте Геофизики в качестве исследователя, начальника научно-исследовательского отдела и начальника сейсмического отдела между 1981-2002 годами. С 2002 по 2014 год он возглавлял научно-исследовательскую группу OPERA, созданную компаний TOTAL в городе По (Франция). В настоящее время Ланда является профессором Тель-Авивского Университета. Основным научным интересом Евгения на протяжении многих лет является построение сейсмических изображений, построение скоростной модели среды и использование сейсмической дифракции для обнаружения и характеристики мелко и среднемасштабных неоднородностей среды. Его работа по построению скоростной модели среды легла в основу известного пакета GeoDepth компании Paradigm. Евгений опубликовал более 70 научных статей в известных международных журналах, а также книгу "Beyond Conventional Seismic Imaging". Он является членом геофизических обществ SEG и EAGE и обладателем призов за лучшую научную статью 2005, 2007, и 2009 годов. В 2015 году Ланда был избран Почетным лектором международного общества разведочной геофизики SEG.

Деформация и разрушение горных пород. Численное решение некоторых задач геомеханики

Основной задачей геомеханики является решение задач о напряженно-деформированном состоянии геологических объектов, на основе чего возможен анализ текущего состояния среды и предсказание ее дальнейшего поведения, развития деформационных процессов и устойчивости. Важнейшим средством решения задач современной геомеханики является численное моделирование, которое позволяет не только удешевить и ускорить изучение объектов, но и «заглянуть» внутрь геологической среды, там, где инструментальными методами сделать это невозможно.

Развитие современных технологий добычи полезных ископаемых, строительство подземных и наземных сооружений в сложных геологических условиях, а также обеспечение безопасности их эксплуатации требуют знания о напряженном состоянии и деформационных процессах, протекающих в геосреде. Разработка и применение различных способов воздействия с целью направленного разрушения массивов, например, при проведении гидроразрыва, при бурении и добыче твердых полезных ископаемых также требует знаний о поведении горных пород и умение моделировать процессы. Для этого необходимо разрабатывать математические модели процессов, которые включают действующие условия и модели, описывающие поведение среды, а также методы расчета и интерпретацию результатов.

Курс лекций предназначен для ознакомления с важнейшими особенностями механического поведения горных пород и геологической среды, методами их математического описания и решения задач, на основе подходов механики деформируемого твердого тела, геомеханики и численного моделирования. Содержание курса включает краткое изложение основных понятий и математических моделей, которые описывают закономерности деформации и разрушения горных пород под нагрузкой, постановок задач геомеханики и методов их решения. Изложение методов и подходов к решению задач включает все этапы, начиная с постановки задачи, записи системы уравнений и выбора метода решения и заканчивая интерпретацией полученных результатов.

В лекции будут изложены важнейшие особенности поведения горных пород за пределом упругости, основные математические модели описания деформации и разрушения, способы определения параметров модели и подходы численного моделирования для решения задач геомеханики. Будут представлены результаты численного решения ряда задач геомеханики, имеющих научный и практический интерес, в том числе при разработке полезных ископаемых.

План лекций: · Важнейшие закономерности поведения горных пород под нагрузкой. Влияние напряженного состояния. Дилатансия и уплотнение. Влияние условий деформирования (температура, скорость деформирования, поровое давление). Основные модели. Поверхность предельного состояния. Пластическая (неупругая) деформация и разрушение. Интерпретация экспериментальных данных. Определение параметров модели. Расчет деформации и напряжений за пределом упругости. Закон течения. Рост трещин. Условие разрушения. Способы описания. Постановка задач геомеханики. Последовательность нагружения. Метод решения. Квазистатика и динамика. Примеры численного моделирования процессов деформации и разрушения в 2D и 3D постановках.



Степанов Юрий Павлович (ИНГ СО РАН)

д.ф.-м.н., член Российского национального комитета по теоретической и прикладной механике. В.н.с. Сибирского отделения ИНГ СО РАН, с.н.с. ИФПМ СО РАН.

В 1990 закончил мех-мат Томского госуниверситета, в 2008 г. защитил докторскую диссертацию "Численное моделирование процессов деформации и разрушения геологических сред" (степень д.ф.-м.н., 2009 г.).

Научная деятельность связана с геомеханикой, численным исследованием процессов деформации и разрушения твердых тел, построением определяющих соотношений и разработкой алгоритмов расчета. Автор более 80 статей.

ПРОГРАММА ШКОЛЫ-СЕМИНАРА

16 сентября, среда
ОБЗОРНЫЕ ДОКЛАДЫ

09.00 - 18.00		РЕГИСТРАЦИЯ
10.00 - 10.30		ОТКРЫТИЕ ШКОЛЫ-СЕМИНАРА. ПРИВЕТСТВИЯ УЧАСТНИКАМ.
10.30 - 11.00	Комплексные разномасштабные исследования керна коллекторов углеводородов - новые возможности и перспективы	Баюк И.О., Белобородов Д.Е., Березина И.А., Краснова М.А., Пономарев А.В., Тихоцкий С.А., Фокин И.В. (ИФЗ РАН), Гилязетдинова Д.Р., Корост Д.В., Хамидуллин Р.А. (МГУ им. М.В. Ломоносова), Цельмович В.А., Патонин А.В. (ГО «Борок» ИФЗ РАН)
11.00 - 11.30	О месте и значимости лабораторных исследований керна при решении геолого-промысловых задач.	Коровина Т.А. (Тюменское отделение "СургутНИПИнефть")
11.30 - 12.00	Методы ядерного магнитного резонанса в исследованиях кернов и флюидов, их насыщающих	Скирда В.Д., Дорогиницкий М.М., Косарев В.Е. (Казанский федеральный университет), Мурзакаев В.М. (ООО «ТНГ-Групп»)
12.00 - 12.30	Комплексный анализ порового пространства горных пород прямыми и косвенными методами	Денисенко А.С., Якимчук И.В., Варфоломеев И.А. (ООО «Технологическая компания Шлюмберже»)
12.30 - 13.00	Компьютерное моделирование структурно-текстурных особенностей пород	Постников А.В., Хасанов И.И. (РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)
13.00 - 14.00		ОБЕД
14.00 - 14.30	Перспективы 3D навигации в петрофизических моделях	Гасанов А.Б., Аббасов Е.Я., Дадашев А. (Институт геологии и геофизики НАН Азербайджана)
14.30 - 15.00	Современные методы исследования физико-механических свойств грунтов шельфа.	Локтев А.С., Куликов С.Н., Арушанян Л.А. (ОАО АМИГЭ)
15.00 - 15.30	Формирование образцов неконсолидированных осадков, содержащих газогидраты, и изучение их акустических свойств	Дучков А.Д., Голиков Н.А., Дучков А.А., Пермяков М.Е., Дробчик А.Н., Фадеева И.И. (ИНГГ СО РАН), Орлов Р.В. (НГУ), Манаков А.Ю. (ИНХ СО РАН)
15.30 - 16.00	Выбор методики инверсионных преобразований при изучении сложнопостроенных резервуаров Восточной Сибири	Феоктистова О.В., Смирнов О.А., Зайцев А.Н., Охрименко А.Б., Недосекин А.С. (ООО ИНГЕОСЕРВИС)
16.00 - 16.15		КОФЕ-БРЕЙК
16.15 - 16.45	Проблемы и перспективы разведки, разработки и добычи углеводородов (нефть и газ) из нетрадиционных низкопроницаемых сланцевых пластов в России	Григулецкий В.Г. (РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, АО «ТрансНафта-Центр»)
16.45 - 17.15	Нефтегазоносный потенциал юрских отложений северо-востока Западной Сибири	Найденов Л.Ф. (Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть»)
17.15 - 17.45	Палеогеографические реконструкции верхнеюрских продуктивных отложений Сузунского НГР Западной Сибири.	Низяева И.С., Шиманский В.В., Танинская Н.В., Колпенская Н.Н. (ФГУ НПП "Геологоразведка")
17.45 - 18.15	Уточнение перспектив нефтегазоносности и количественной прогнозной оценки ресурсов УВ Оренбургского сегмента Предуралья Краевого прогиба	Политыкина М.А., Багманова С.В. (ООО «ВолгоУралНИПИгаз»)
18.30 - 21.00		ICE BREAK

ПРОГРАММА ШКОЛЫ-СЕМИНАРА

17 сентября, четверг
ОБЩАЯ СЕССИЯ ПО ГЕОМЕХАНИКЕ

09.00 - 18.00

РЕГИСТРАЦИЯ

09.00 - 09.25	Прямые и обратные задачи геомеханики: прошлое, настоящее и будущее.	Назарова Л.А., Назаров Л.А. (ФГБУН Институт горного дела им. Н. А. Чинакала СО РАН)
09.25 - 09.50	Три уровня использования сейсмических данных с целью повышения точности и достоверности геомеханической модели.	Федотов С.А. (CGG)
09.50 - 10.15	Роль петрофизики и рок-физики при построении геомеханических моделей (на примере пласта Дкт Оренбургского региона).	Некрасова Т.В., Яковлева И.П. (CGG), Павловский Ю.В.(ООО «Газпромнефть НТЦ»)
10.15 - 10.40	Методика использования результатов интерпретации широкоазимутальных сейсмических данных при построении геомеханической модели резервуара с целью оптимизации разработки низкопроницаемых коллекторов	Яковлева И.П., Филиппова К.Е. (CGG), Павловский Ю.В.(ООО «Газпромнефть НТЦ»)
10.40 - 11.05	Методика подготовки поисковых объектов в сложных складчатых зонах на основе комплексирования сейсморазведки и структурно-геомеханического моделирования	Губарев М.В. (ООО «НК «Роснефть»-НТЦ»)

11.05 - 11.20

КОФЕ-БРЕЙК

11.20 - 11.45	Метод количественной оценки максимального горизонтального напряжения на основе анализа трещиноватости	Дубиня Н.В.(ООО «Газпромнефть НТЦ»), Ежов К.А. (Schlumberger Logelco Inc.)
11.45 - 12.10	Использование численного геомеханического моделирования для описания сейсмической эмиссии при росте трещин	Дучков А.А., Стефанов Ю.П., Яскевич С.В., Логинов Г.Н. (ИНГГ им. А.А. Трофимука СО РАН, Новосибирский государственный университет)
12.10 - 12.35	Математическое моделирование многомерных задач сейсморазведки в трещиноватых пластах	Муратов М.В., Петров И.Б. (МФТИ (ГУ))
12.35 - 13.00	3D распределение плотностных неоднородностей и параметров НДС в геологическом разрезе месторождения углеводородов Ботакан	Искаков Б.А. (ДТОО "Институт Ионосферы")

13.00 - 14.25

ОБЕДЕННЫЙ ПЕРЕРЫВ

14.25 - 14.50	Описание перехода от вязкоупругости к пластичности на основе обобщенного вариационного принципа для диссипативной механики сплошных сред	Максимов Г.А. (Акустический институт им. Н.Н. Андреева)
14.50 - 15.15	Геодинамический мониторинг объектов нефтегазового комплекса	Кузьмин Ю.О. (ИФЗ РАН)
15.15 - 15.40	Геология осадочных слоев, накопление газовых гидратов и формирование АВПД и BSR	Суетнова Е.И. (ИФЗ РАН)
15.40 - 16.05	Построение геомеханической модели и расчет стабильности ствола скважины на примере одного из месторождений Пермского края	Предеин А.А., Клыков П.И. (Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг" "ПермНИПИнефть")

17.00 -23.00

Ужин на теплоходе (Экскурсия по маршруту Петергоф-Санкт-Петербург)

ПРОГРАММА ШКОЛЫ-СЕМИНАРА

18 сентября, пятница

СЕКЦИЯ 1. Геофизические исследования скважин и петрофизика

09.00 - 09.20	Проблемы интерпретации данных ГИС сложных терригенных отложений Царичанского месторождения и пути их решения	Клятышева Л.Р., Мухидинов Ш.В., Стремичев Е.В. (ООО «Газпромнефть-НТЦ»)
09.20 - 09.40	Корректировка удельных электрических сопротивлений в горизонтальных скважинах при наличии теплового комплекса ГИС	Парфёнов Н.А. (ООО «Газпромнефть НТЦ»)
09.40 - 10.00	Корректировка петрофизической модели глубокопогруженного кумского горизонта на Северско-Западно-Афипском месторождении.	Посысоев А.А. (ООО « НК « Роснефть»-НТЦ»)
10.00 - 10.20	Обработка и интерпретация данных ГИС как петрофизическое обоснование прогноза нефтегазонасности по данным сейсморазведки (на примере месторождения олигоценного возраста Ассамского бассейна	Шаталова И.А. (ИФЗ РАН)

10.20 - 10.35

КОФЕ-БРЕЙК

10.35 - 10.55	Нормализация кривых как инструмент оценки общего содержания органического углерода при интерпретации стандартного и ограниченного комплексов ГИС	Окс А.С., Посысоев А.А. (ООО «НК «Роснефть» - НТЦ»)
10.55 - 11.15	Методическое обоснование литологического расчленения геологического разреза в доюрском фундаменте по данным геофизических исследований скважин	Смирнова Е.В., Боркун Ф.Я., Богомаз Е.Ф. (ФГУП «ЗапСибНИИГ»)
11.15 - 11.35	Особенности оценки подсчётных параметров альбских коллекторов восточного Ставрополя	Чумичева А.А. (ООО «НК «Роснефть-НТЦ»)
11.35 - 11.55	Анализ влияния низкоомной пачки на представление о продуктивности пласта D1or1 месторождения им. Р.Требса	Малышева А.Е., Гайнуллина Е.К., Шуматбаев К.Д. (ООО «БашНИПИнефть»)
11.55 - 12.15	Уточнение петрофизических характеристик карбонатных коллекторов месторождений им. Р.Требса и им.А.Титова по результатам проведения гидродинамического каротажа	Кучурина О.Е., Федоров А.И., Зиязетдинов А.З. (ООО «Башнефть-Полус»), Шуматбаев К.Д. (ООО «БашНИПИнефть»)

12.15 - 13.00

ОБЕДЕННЫЙ ПЕРЕРЫВ

13.00 - 13.20	Использование данных акустического каротажа для построения одномерной сейсмической модели.	Шевченко А.А. (ООО "ПетроТрейд Глобал")
13.20 - 13.40	Применение подхода Rock Physics для слабоглинистых терригенных разрезов на примере Ярудейского газонефтяного месторождения	Руденко В.Ю., Авдиянц Д.А. (ООО «СЖЖ Восток»)
13.40 - 14.00	Адаптация петрофизического обеспечения для целей сейсмогеологического моделирования на примере отложений тюменской свиты Красноленинского месторождения	Калачева Я.А., Черепанов Е.А. (Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть»)
14.00 - 14.20	Методологические аспекты подготовки данных ГИС при построении сейсмогеологической модели нефтегазовых месторождений	Туренко С.К. (Тюменский государственный нефтегазовый университет), Черепанов Е.А. (Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть»)

14.20 - 14.35

КОФЕ-БРЕЙК

14.35 - 14.55	Моделирование многосекторного зонда импульсного нейтронного каротажа для определения пространственного положения трещины ГРП	Хамиев М.М., Косарев В.Е., Гончарова Г.С. (Институт геологии и нефтегазовых технологий Казанский (Приволжский) федеральный университет)
14.55 - 15.15	Анализ геолого-промысловых исследований с учётом петрофизических свойств резервуара с целью повышения эффективности соляно-кислотных обработок	Наумов Г.В. (ООО«Башнефть-Сервис»), Кудаярова А.Р. (ООО «БашНИПИнефть»)

СТЕНДОВАЯ СЕКЦИЯ

ОБЩАЯ ДИСКУССИЯ

ЗАКРЫТИЕ ШКОЛЫ-СЕМИНАРА

ПРОГРАММА ШКОЛЫ-СЕМИНАРА

18 сентября, пятница

СЕКЦИЯ 2. Сейсмические исследования на месторождениях им. Требса и Титова

09.00 - 09.20	Сравнение эффективности 2Д и 3Д наблюдений, выполненных на едином участке съемки.	Куретова О.З. (ООО "Петротрейс Глобал"), Логовской В.И. (ПАО АНК «Башнефть»)
09.20 - 09.40	Этап проектирования, выполнения и контроля полевых работ МОГТ 3Д на ЛУ месторождений им.Р.Требса и А.Титова.	Логовской В.И., Матвеев Ф.В., Такмаков С.А.(ПАО АНК «Башнефть»)
09.40 - 10.00	Этап сигнальной обработки сейсмической информации МОГТ 3Д на ЛУ месторождений им.Р.Требса и А.Титова.	Есимов Б.С., Королев А.Е., Логовской В.И. (ПАО АНК «Башнефть»), Шарин С.В. (ООО "БашНИПИнефть")
10.00 - 10.20	Этап формирования сейсмического изображения по данным МОГТ 3Д на ЛУ месторождений им.Р.Требса и А.Титова в интересах адекватной интерпретации.	Логовской В.И. (ПАО АНК «Башнефть»), Куретова О.З., Российская Е., Смирнов К.А. (ООО "Петротрейс Глобал")

10.20 - 10.35

КОФЕ-БРЕЙК

10.35 - 10.55	Детализация глубинно-скоростной модели (ГСМ) с последующей миграцией сейсмограмм.	Куретова О.З., <u>Российская Е.</u> (ООО "Петротрейс Глобал"),Логовской В.И. (ПАО АНК «Башнефть»)
10.55 - 11.15	Некоторые возможности локализации малоразмерных элементов среды	<u>Смирнов К.А.</u> (ООО "Петротрейс Глобал"),Логовской В.И. (ПАО АНК «Башнефть»)

11.15 - 12.15

**Круглый стол. Дискуссия.
Модератор В.И. Логовской**

12.15 - 13.00

ОБЕДЕННЫЙ ПЕРЕРЫВ

СЕКЦИЯ 3. Лабораторные методы исследования керна

13.00 - 13.20	Исследование фильтрационно-емкостных свойств песчаных и карбонатных коллекторов методом рентгеновской компьютерной томографии	Закиров Т.Р., Галеев А.А., Королев Э.А.,Стаценко Е.О. (Казанский (Приволжский) федеральный университет
13.20 - 13.40	Изучение тонкой структуры полноразмерного керна методом ядерно-магнитного резонанса	Фаттахов А.В., Косарев В.Е., Скирда В.Д., Дорогиницкий М.М. (Казанский (Приволжский) федеральный университет)
13.40 - 14.00	Построение модели двухфазной сплошной среды по данным микротомографии образцов горных пород	<u>Хачкова Т.С.</u> , Лысь Е.В. , Лисица В.В. (ИНГТ СО РАН), Роменский Е.И. (Институт математики СО РАН)
14.00 - 14.20	Взаимодействие пузырька, закрывающего каверну в твердом теле, погруженном в смачивающую его поверхность жидкость, с акустической волной в жидкости.	Рок В.Е. (Московский филиал ФГУНПП «РОСГЕОЛФОНД» «ВНИИгеосистем»)

14.20 - 14.35

КОФЕ-БРЕЙК

14.35 - 14.55	Применение компьютерной томографии для изучения карбонатных коллекторов на различных масштабах	<u>Гилязетдинова Д.Р.</u> , Хамидуллин Р.А., Корост Д.В. (МГУ им. М.В. Ломоносова), Герке К.М. (CSIRO Land and Water), Карсанина М.В.(ИДГ РАН),Баюк И.О (ИФЗ РАН)
14.55 - 15.15	Определение свойств горных пород методом ЯМР и сравнение с данными капилляриметрии	Пучкова А.В., <u>Игнатьева Т.С.</u> (ООО «НК «Роснефть» - НТЦ»)
15.15 - 15.35	Резонансная акустическая спектроскопия кернов Баженовской свиты	Бредихин В.В., Голиков С.А., Ельцов Т.И., Коньков А.И., Лебедев А.В., <u>Манаков С.А.</u> (Институт прикладной физики РАН)

15.35 - 16.10

СТЕНДОВАЯ СЕКЦИЯ

16.10 - 16.40

ОБЩАЯ ДИСКУССИЯ

16.40 - 17.00

ЗАКРЫТИЕ ШКОЛЫ-СЕМИНАРА

ПРОГРАММА ШКОЛЫ-СЕМИНАРА

18 сентября, пятница
СТЕНДОВЫЕ ДОКЛАДЫ

Оценка макротрещиноватости и макропроницаемости горных пород комплексом геолого-геофизических методов на Аканском месторождении Республики Татарстан	Д.К. Нургалиев, Д.И. Хасанов, И.Ю. Чернова, И.И. Нугманов (Казанский (Приволжский) федеральный университет)
Разработка прикладного программного обеспечения решения задач планирования и контроля качества сейсмических наблюдений и сейсмической инверсии в рамках Программы «СКИФ-НЕДРА» (при финансовой поддержке Министерства образования и науки Российской Федерации).	Кульницкий А.М., Мятчин К.М., Новоявчев А.В., Терёхина Я.Е., Токарев М.Ю. (ООО «ЦАСД МГУ»)
Восстановление строения верхней части сейсмического разреза методом рефрагированных волн	Кузнецова А.В., Каштан Б.М. (Кафедра физики Земли Физического факультета СПбГУ)
Применение комплексного подхода при изучении мелких месторождений сложного внутреннего строения на примере месторождения Касидол	Милованович И.М. (NIS Naftagas NTC)
Уточнение количественной прогнозной оценки перспектив нефтегазоносности и обобщение материалов оценки ресурсов по Оренбургской области	Багманова С.В. (Оренбургский государственный университет)

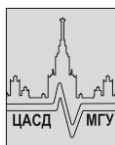
О ШКОЛЕ-СЕМИНАРЕ

ОРГАНИЗАТОРЫ



НОЦ «Нефтегазовый центр МГУ»
Институт физики Земли имени О.Ю. Шмидта РАН
Нефтегазовый центр СПбГУ
Евро-Азиатское Геофизическое Общество

КООРДИНАТОР



Центр анализа сейсмических данных
МГУ имени М.В.Ломоносова
www.sc-msu.com
info@sc-msu.com
+7(495)930-85-52

СПОНСОР



ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ



НЕДРА



Offshore [Russia]



Оглавление

ОБЗОРНЫЕ ДОКЛАДЫ. ПЛЕНАРНАЯ СЕССИЯ.....	4
КОМПЛЕКСНЫЕ РАЗНОМАСШТАБНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ КЕРНА КОЛЛЕКТОРОВ УГЛЕВОДОРОДОВ - НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ И ПЕРСПЕКТИВЫ	4
МЕТОДЫ ЯДЕРНОГО МАГНИТНОГО РЕЗОНАНСА В ИССЛЕДОВАНИЯХ КЕРНОВ И ФЛЮИДОВ, ИХ НАСЫЩАЮЩИХ.....	6
КОМПЛЕКСНЫЙ АНАЛИЗ ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА ГОРНЫХ ПОРОД ПРЯМЫМИ И КОСВЕННЫМИ МЕТОДАМИ	7
КОМПЬЮТЕРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ СТРУКТУРНО-ТЕКСТУРНЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ ПОРОД	11
ПЕРСПЕКТИВЫ 3D НАВИГАЦИИ В ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ МОДЕЛЯХ.....	14
СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ГРУНТОВ ШЕЛЬФА	22
ФОРМИРОВАНИЕ ОБРАЗЦОВ НЕКОНСОЛИДИРОВАННЫХ ОСАДКОВ, СОДЕРЖАЩИХ ГАЗОГИДРАТЫ, И ИЗУЧЕНИЕ ИХ АКУСТИЧЕСКИХ СВОЙСТВ.....	24
ВЫБОР МЕТОДИКИ ИНВЕРСИОННЫХ ПРЕОБРАЗОВАНИЙ ПРИ ИЗУЧЕНИИ СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ РЕЗЕРВУАРОВ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ	27
НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРО-ВОСТОКА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	31
ПАЛЕОГЕОГРАФИЧЕСКИЕ РЕКОНСТРУКЦИИ ВЕРХНЕЮРСКИХ ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ СУЗУНСКОГО НГР ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	36
УТОЧНЕНИЕ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ И КОЛИЧЕСТВЕННОЙ ПРОГНОЗНОЙ ОЦЕНКИ РЕСУРСОВ УВ ОРЕНБУРГСКОГО СЕГМЕНТА ПРЕДУРАЛЬСКОГО КРАЕВОГО ПРОГИБА.	38
СЕКЦИЯ «ГЕОМЕХАНИКА».....	40
ПРЯМЫЕ И ОБРАТНЫЕ ЗАДАЧИ ГЕОМЕХАНИКИ: ПРОШЛОЕ, НАСТОЯЩЕЕ И БУДУЩЕЕ	40
ТРИ УРОВНЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ ТОЧНОСТИ И ДОСТОВЕРНОСТИ ГЕОМЕХАНИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ.	44
РОЛЬ ПЕТРОФИЗИКИ И РОК-ФИЗИКИ ПРИ ПОСТРОЕНИИ ГЕОМЕХАНИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ (НА ПРИМЕРЕ ПЛАСТА ДКТ ОРЕНБУРГСКОГО РЕГИОНА)	45
МЕТОДИКА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ШИРОКОАЗИМУТАЛЬНЫХ СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ ПРИ ПОСТРОЕНИИ ГЕОМЕХАНИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ РЕЗЕРВУАРА С ЦЕЛЬЮ ОПТИМИЗАЦИИ РАЗРАБОТКИ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ.....	48
МЕТОДИКА ПОДГОТОВКИ ПОИСКОВЫХ ОБЪЕКТОВ В СЛОЖНЫХ СКЛАДЧАТЫХ ЗОНАХ НА ОСНОВЕ КОМПЛЕКСИРОВАНИЯ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ И СТРУКТУРНО- ГЕОМЕХАНИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ	52

МЕТОД КОЛИЧЕСТВЕННОЙ ОЦЕНКИ МАКСИМАЛЬНОГО ГОРИЗОНТАЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ НА ОСНОВЕ АНАЛИЗА ТРЕЩИНОВАТОСТИ	55
ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЧИСЛЕННОГО ГЕОМЕХАНИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ДЛЯ ОПИСАНИЯ СЕЙСМИЧЕСКОЙ ЭМИССИИ ПРИ РОСТЕ ТРЕЩИН	59
МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ МНОГОМЕРНЫХ ЗАДАЧ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ В ТРЕЩИНОВАТЫХ ПЛАСТАХ	63
ГЕОЛОГИЯ ОСАДОЧНЫХ СЛОЕВ, НАКОПЛЕНИЕ ГАЗОВЫХ ГИДРАТОВ И ФОРМИРОВАНИЕ АВПД И BSR	67
ПОСТРОЕНИЕ ГЕОМЕХАНИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ И РАСЧЕТ СТАБИЛЬНОСТИ СТВОЛА СКВАЖИНЫ НА ПРИМЕРЕ ОДНОГО ИЗ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПЕРМСКОГО КРАЯ	70
<u>СЕКЦИЯ «ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН И ПЕТРОФИЗИКА»</u>	75
ПРОБЛЕМЫ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ ГИС СЛОЖНЫХ ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЦАРИЧАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ПУТИ ИХ РЕШЕНИЯ	75
КОРРЕКТИРОВКА УДЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОПРОТИВЛЕНИЙ В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ ПРИ НАЛИЧИИ ТИПОВОГО КОМПЛЕКСА ГИС	79
КОРРЕКТИРОВКА ПЕТРОФИЗИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ГЛУБОКОПОГРУЖЕННОГО КУМСКОГО ГОРИЗОНТА НА ПРИМЕРЕ СЕВЕРСКО-ЗАПАДНО-АФИПСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.	82
ОБРАБОТКА И ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДАННЫХ ГИС КАК ПЕТРОФИЗИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРОГНОЗА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПО ДАННЫМ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ (НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ОЛИГОЦЕНОВОГО ВОЗРАСТА АССАМСКОГО БАССЕЙНА)	84
НОРМАЛИЗАЦИЯ КРИВЫХ КАК ИНСТРУМЕНТ ОЦЕНКИ ОБЩЕГО СОДЕРЖАНИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО УГЛЕРОДА ПРИ ИНТЕРПРЕТАЦИИ СТАНДАРТНОГО И ОГРАНИЧЕННОГО КОМПЛЕКСОВ ГИС.	86
МЕТОДИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ЛИТОЛОГИЧЕСКОГО РАСЧЛЕНЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЗРЕЗА В ДОЮРСКОМ ФУНДАМЕНТЕ ПО ДАННЫМ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН	90
ОСОБЕННОСТИ ОЦЕНКИ ПОДСЧЕТНЫХ ПАРАМЕТРОВ АЛЬБСКИХ КОЛЛЕКТОРОВ ВОСТОЧНОГО СТАВРОПОЛЬЯ	93
АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ «НИЗКООМНОЙ» ПАЧКИ НА ПРЕДСТАВЛЕНИЕ О ПРОДУКТИВНОСТИ ПЛАСТА D10P1 МЕСТОРОЖДЕНИЯ ИМ. Р. ТРЕБСА	95
УТОЧНЕНИЕ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ИМ. Р. ТРЕБСА И ИМ. А. ТИТОВА ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО КАРОТАЖА	98
ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДАННЫХ АКУСТИЧЕСКОГО КАРОТАЖА ДЛЯ ПОСТРОЕНИЯ ОДНОМЕРНОЙ СЕЙСМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ	100
ПРИМЕНЕНИЕ ПОДХОДА ROCK PHYSICS ДЛЯ СЛАБОГЛИНИСТЫХ ТЕРРИГЕННЫХ РАЗРЕЗОВ СРЕДНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ФРОЛОВСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ОБЛАСТИ	104
АДАПТАЦИЯ ПЕТРОФИЗИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ НА ПРИМЕРЕ ОТЛОЖЕНИЙ ТЮМЕНСКОЙ СВИТЫ КРАСНОЛЕНИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	108

МЕТОДИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ПОДГОТОВКИ ДАННЫХ ГИС ПРИ ПОСТРОЕНИИ СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	113
МОДЕЛИРОВАНИЕ МНОГОСЕКТОРНОГО ЗОНДА ИМПУЛЬСНОГО НЕЙТРОННОГО КАРОТАЖА ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПРОСТРАНСТВЕННОГО ПОЛОЖЕНИЯ ТРЕЩИНЫ ГРП117	
АНАЛИЗ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ С УЧЕТОМ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ РЕЗЕРВУАРА С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ СОЛЯНО- КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК	121
<u>СЕКЦИЯ «ЛАБОРАТОРНЫЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ КЕРНА»</u>	122
ИССЛЕДОВАНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ ПЕСЧАНЫХ И КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ МЕТОДОМ РЕНТГЕНОВСКОЙ КОМПЬЮТЕРНОЙ ТОМОГРАФИИ	122
ИЗУЧЕНИЕ ТОНКОЙ СТРУКТУРЫ ПОЛНОРАЗМЕРНОГО КЕРНА МЕТОДОМ ЯДЕРНО- МАГНИТНОГО РЕЗОНАНСА	124
ПОСТРОЕНИЕ МОДЕЛИ ДВУХФАЗНОЙ СПЛОШНОЙ СРЕДЫ ПО ДАННЫМ МИКРОТОМОГРАФИИ ОБРАЗЦОВ ГОРНЫХ ПОРОД	126
ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ ПУЗЫРЬКА, ЗАКРЫВАЮЩЕГО КАВЕРНУ В ТВЕРДОМ ТЕЛЕ, ПОГРУЖЕННОМ В СМАЧИВАЮЩУЮ ЕГО ПОВЕРХНОСТЬ ЖИДКОСТЬ, С АКУСТИЧЕСКОЙ ВОЛНОЙ В ЖИДКОСТИ	130
ПРИМЕНЕНИЕ КОМПЬЮТЕРНОЙ ТОМОГРАФИИ ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НА РАЗЛИЧНЫХ МАСШТАБАХ	132
ОПРЕДЕЛЕНИЕ СВОЙСТВ ГОРНЫХ ПОРОД МЕТОДОМ ЯМР И СРАВНЕНИЕ С ДАННЫМИ КАПИЛЛЯРИМЕТРИИ	136
РЕЗОНАНСНАЯ АКУСТИЧЕСКАЯ СПЕКТРОСКОПИЯ КЕРНОВ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ ..	141
<u>СТЕНДОВАЯ СЕКЦИЯ</u>	145
ОЦЕНКА МАКРОТРЕЩИНОВАТОСТИ И МАКРОПРОНИЦАЕМОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД КОМПЛЕКСОМ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ НА АКАНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН	145
ВОССТАНОВЛЕНИЕ СТРОЕНИЯ ВЕРХНЕЙ ЧАСТИ СЕЙСМИЧЕСКОГО РАЗРЕЗА МЕТОДОМ РЕФРАГИРОВАННЫХ ВОЛН	149
ПРИМЕНЕНИЕ КОМПЛЕКСНОГО ПОДХОДА ПРИ ИЗУЧЕНИИ МЕЛКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СЛОЖНОГО ВНУТРЕННЕГО СТРОЕНИЯ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАСИДОЛ	150

Обзорные доклады. Пленарная сессия.

КОМПЛЕКСНЫЕ РАЗНОМАСШТАБНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ КЕРНА КОЛЛЕКТОРОВ УГЛЕВОДОРОДОВ - НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ И ПЕРСПЕКТИВЫ

Баяк Ирина Олеговна¹, Белобородов Денис Евгеньевич¹, Березина Ирина Александровна¹,
Гилязетдинова Дина Ринатовна^{1,2}, Краснова Мария Александровна¹, Корост Дмитрий
Вячеславович^{1,2}, Патонин Андрей Викторович^{1,3}, Пономарев Александр Вениаминович¹,
Тихоцкий Сергей Андреевич¹, Фокин Илья Владимирович¹, Хамидуллин Руслан
Айратович^{1,2}, Цельмович Владимир Анатольевич^{1,3}
¹ИФЗ РАН, Москва, ²МГУ им. М.В. Ломоносова, Москва, ³ГО «Борок» ИФЗ РАН, пос.
Борок Некоузского района, Ярославской обл.

Аннотация

В работе представлен новый экспериментально-теоретический комплекс, включающий разнообразные разномасштабные исследования керна. В данный комплекс входят: рентгеновская и ультразвуковая томография керна, определение фильтрационно-ёмкостных свойств при нормальных условиях, измерения скоростей упругих волн при нормальных и пластовых условиях, регистрация акустической эмиссии в процессе нагружения пород и определение геомеханических параметров пород при пластовых условиях. Завершающей стадией этих исследований является создание разномасштабных параметрических математических моделей эффективных физических свойств пород, включая УВ коллектора, как при нормальных, так и при пластовых условиях. В работе продемонстрированы результаты, полученные в рамках данного комплекса для пород различных месторождений УВ. Особое внимание в данных исследованиях уделяется вопросам разделения эффектов анизотропии и неоднородности пород, а также апскейлингу физических свойств.

Создан экспериментально-теоретический комплекс, включающий следующую последовательность работ: 1) рентгеновскую и ультразвуковую томографию полноразмерного керна; 2) изготовление «образцов-близнецов» (цилиндров диаметром 30 мм и высотой 60 мм) из областей, сходных по внутреннему строению на основе результатов п. 1); 3) рентгеновскую и ультразвуковую томографию «образцов-близнецов» с добавлением измерений скоростей в направлениях, позволяющих оценить анизотропию упругих свойств; 4) электронно-микроскопические исследования породы; 5) измерение ФЕС и плотности породы; 6) трехосные испытания образцов на прессе при разных обжимных усилиях с регистрацией сигналов акустической эмиссии и измерением скоростей упругих волн в процессе нагружения образца; 7) построение разномасштабных параметрических математических моделей упругих свойств породы по результатам пунктов 1) – 5) с помощью методов теории эффективных сред (Rock Physics) [1], [2]. Схема исследований, входящих в этот комплекс, показана на рис. 1. Помимо этих исследований изготавливаются «образцы-близнецы» меньшего размера (цилиндры диаметром 10 мм и высотой 30 мм) с последующей их рентгеновской и УЗ томографией для создания и верификации цифровых моделей керна.

Результатами проведения работ в рамках созданного комплекса являются:

- динамические и статические модули упругости породы при нормальных и пластовых условиях (с учетом анизотропии упругих свойств);

- ФЕС, плотность и вещественный состав породы;
- прочностные характеристики породы при пластовых условиях;
- параметрическая физико-математическая модель физических свойств породы, построенная на основе методов RockPhysics;
- информация о микроструктуре и минеральном составе породы.

Совместный анализ результатов ультразвуковой и рентгеновской томографии позволяет выделить области, сходные по своему строению. Из этих областей затем вырезаются цилиндрические «образцы-близнецы», представляющие одну и ту среду. Эти образцы одновременно используются для разных исследований, в том числе и разрушающих (трехосных испытаний на прессе) [3].

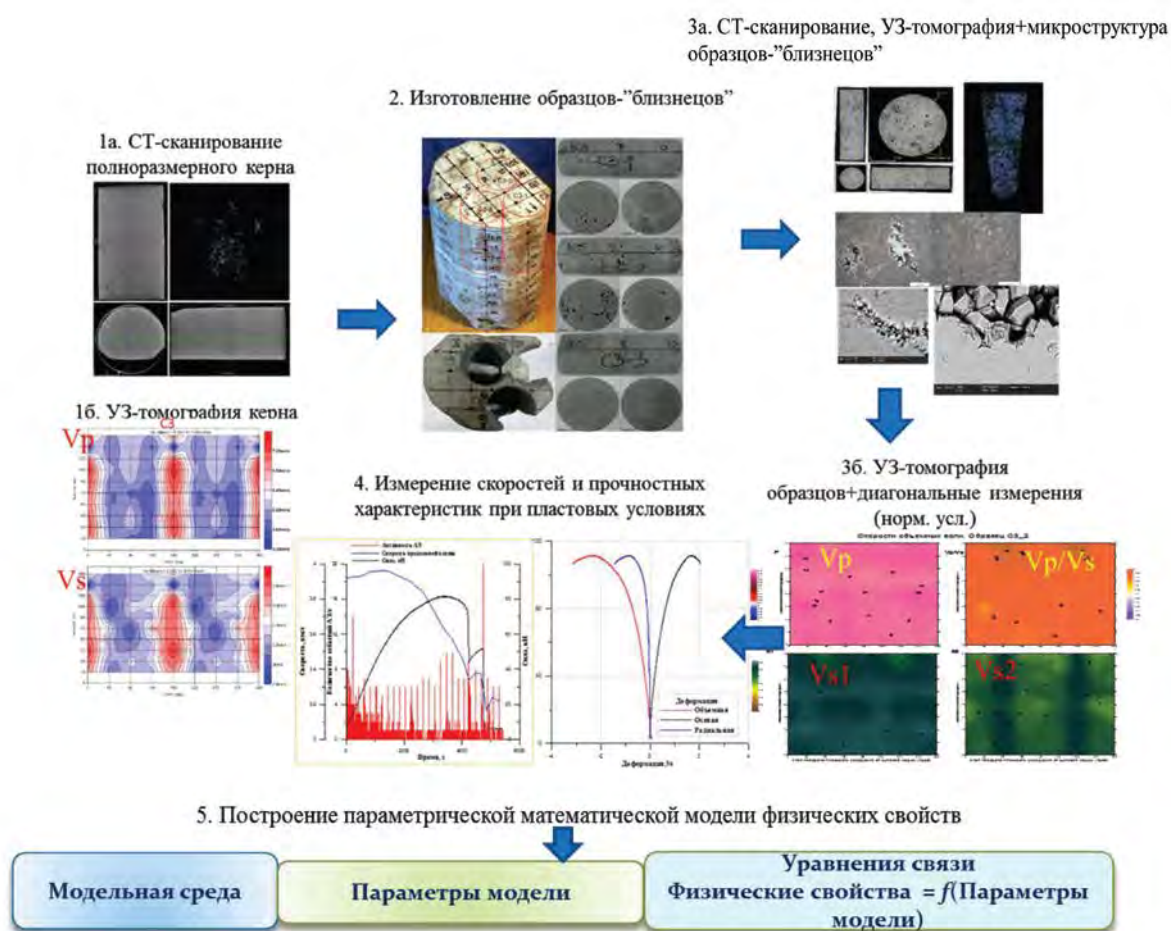


Рис. 1. Комплекс разномасштабных лито-петрофизических исследований керна.

В рамках описанного комплекса изучены несколько карбонатных пород газовых месторождений и терригенная порода с большим содержанием карбонатного цемента (33%).

Результаты исследований карбонатных пород, в частности, позволили определить, являются ли считать породы анизотропными. Оказалось, что, несмотря на наблюдаемое различие в скоростях упругих волн, измеренных в направлениях, позволяющих обнаружение анизотропии упругих свойств, назвать породы анизотропными нельзя, поскольку различие этих скоростей сопоставимо с таковым, обусловленным неоднородностью породы (выявленной УЗ томографией).

Довольно неожиданным для исследованных карбонатных пород был вывод о том, что порода в масштабе «образцов-близнецов» имеет практически такие же свойства, что и в масштабе полноразмерного керна. Данный вывод также основан на результатах УЗ-томографии полноразмерного керна и стандартных образцов.

На основе данных о микроструктуре пород, скоростях упругих волн (продольных и поперечных), плотности и пористости были построены параметрические математические модели упругих свойств пород. Параметрами модели являются, например, степень относительного раскрытия пор и трещин, трещинная пористость, степень связности пустот. Для нескольких пород это модели с двойной пористостью – порами и трещинами. Однако для двух карбонатных пород, включая оолитовый известняк, были построены модели более сложного разномасштабного строения. Считалось, что модельная среда для оолитового известняка представлена двумя материалами: 1) пористой карбонатной вмещающей матрицей и 2) высокопористыми оолитами. Вторая среда (оолиты) в виде квази-изометричных включений находится в первой среде. Для каждой среды предполагается своя степень связности пустотного пространства. Помимо этого, вводится степень связности оолитов в среде 1). Похожая модельная среда была построена и для другой карбонатной породы. Роль среды 2) вместо оолитов в такой модели выполняли высокопористые карбонатные области.

Параметры математической модели породы, полученные при нормальных условиях, могут быть откалиброваны для пластовых условий, если для этих условий есть измерения скоростей упругих волн. Эта модель может использоваться для прогноза поведения скоростей упругих волн при пластовых условиях в зависимости от параметров модели и моделирования изменения сейсмического отклика среды при изменении параметров модели.

Благодарности

Работа выполнена при финансовой поддержке гранта РНФ №14-17-00658.

Литература

1. Шермергор Т. Д. Теория упругости микронегоднородных сред: Москва, Наука, 1977. 400 с.
2. Баяк И.О. Основные принципы математического моделирования макроскопических физических свойств коллекторов углеводородов // Технологии сейсморазведки. 2013. № 4. С. 5–18.
3. Патонин А.В., Пономарев А.В., Смирнов В.Б. Аппаратно-программный лабораторный комплекс для решения задач физики разрушения горных пород // Сейсмические приборы. 2013. Т. 49, №1. С. 19–34.

МЕТОДЫ ЯДЕРНОГО МАГНИТНОГО РЕЗОНАНСА В ИССЛЕДОВАНИЯХ КЕРНОВ И ФЛЮИДОВ, ИХ НАСЫЩАЮЩИХ

^aСкирда Владимир Дмитриевич, ^aДорогиницкий Михаил Михайлович, ^aКосарев Виктор Евгеньевич, ^bМурзакаев Владислав Марксович.

^a Казанский федеральный университет, Казань,

^b ООО «ТНГ-Групп», Бугульма

В докладе подробно обсуждаются возможности импульсного и градиентного ЯМР применительно к исследованиям пористой структуры кернов и состояния насыщающих флюидов. Вводная часть доклада посвящена обсуждению основ метода ЯМР и современных импульсных методик, в том числе таких, как ЯМР-релаксометрия, ЯМР-диффузометрия, ЯМР-томография. Далее излагаются базовые закономерности и особенности поведения жидкостей в пористой среде с точки зрения их влияния на характеристики ЯМР. Особое внимание в докладе посвящено изучению взаимосвязи между характеристиками ядерной магнитной релаксации и трансляционной подвижности молекул флюида с одной стороны, и структурно-динамическими свойствами флюида, а также характеристиками пористой среды, с другой стороны. При этом обсуждаются возможности изучения как микроструктуры пористого пространства, так и неоднородности распределения характеристик пористого пространства по объему керна.

На основе имеющегося обширного экспериментального материала обсуждаются возможности применения методик импульсного ЯМР к исследованию кернов, насыщенных высоковязкими нефтями и природными битумами, что важно в решении задач определения реологических свойств нефти и битумов непосредственно в кернах.

В докладе будут представлены новые возможности в исследовании кернов на основе методик, развитых для изучения твердого тела, а также технологии обработки первичных экспериментальных данных, как одномерных, так и двумерных измерений, на основе оригинальных программ.

В заключение доклада обсуждаются современные требования к характеристикам ЯМР аппаратуры и возможности их реализации.

КОМПЛЕКСНЫЙ АНАЛИЗ ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА ГОРНЫХ ПОРОД ПРЯМЫМИ И КОСВЕННЫМИ МЕТОДАМИ

Денисенко Александр Сергеевич, Якимчук Иван Викторович, Варфоломеев Игорь
Андреевич

ООО «Технологическая компания Шлюмберже», Москва

Введение

Одним из основополагающих, базисных элементов, необходимым для петрофизической характеристики объекта исследования, является распределение размеров пор. Долгие годы классическими подходами в изучении морфологии порового пространства считались петрографические шлифы, а также ртутная порометрия. В последнее же время, научно-техническим сообществом были предложены новые, альтернативные методы, среди них ведущую роль занимают ядерный магнитный резонанс (ЯМР), рентгеновская микротомография (мКТ) и сканирующая электронная микроскопия (СЭМ). Каждый из перечисленных методов обладает как своими достоинствами, так и недостатками. Например, современная нано-томография позволяет добиться разрешения выше 50 нм, но крайне узкое поле зрения значительно снижает представительность подобных исследований. В отличие от рентгеновской томографии ЯМР-релаксометры детектируют сигнал от атомов водорода независимо от геометрии насыщения флюидом. В связи с чем, ЯМР как косвенный метод, основанный на зависимости (зачастую нелинейной) времени

релаксации и отношения площади и объема поры, позволяет оценивать размеры пор в диапазоне более пяти порядков, т.е. значимо больше, чем любой прямой метод.

Таким образом, каждая порометрическая технология ограничена некоторым диапазоном изучаемых размеров, а единственно правильным решением является комплексирование нескольких методов. Ключевым вопросом является точность методов и роль каждого из них. Необходимо разработать как сам комплекс, так и утвердить применимость каждого их методов, т.е. комбинация различных технологий должна быть синергией, а не набором разрозненных фрагментов.

Использованные методы и аппаратура

ЯМР – Все измерения выполнены с использованием ЯМР-релаксометра компании Oxford Instruments, оснащенного магнитным блоком MARANi-Pharmasence с индукцией магнитного поля ~ 0.5 Тесла, что соответствует резонансной частоте протона – 20.6 МГц. Рабочая зона однородности магнитного поля (~ 0.8 ppm) – цилиндрическая область 22×22 мм. Запись кривых T_2 проводилось базовыми импульсными последовательностями КПМГ с межэховым расстоянием $TE = 100$ мкс; T_1 - T_2 – методом инверсия-восстановление для 48 логарифмически равномерно распределенных времен задержки в диапазоне 10^{-4} – 10^1 сек.

мКТ – Применялись два серийных лабораторных мКТ сканнера – Bruker SkyScan 1172 и ZEISS XRadia Versa XRM 500. В обеих системах энергия рентгеновского пучка была равной 100 кэВ. Размер пикселя на восстанавливаемых изображениях был равен 2.2 мкм для SkyScan и 0.5 мкм для XRadia при размере образца – 8 мм в диаметре. Контрастные агенты в эксперименте не использовались.

СЭМ – Для достижения высокого разрешения (до 1 нм на пиксель) использовалась специальная технология подготовки образца, включающая насыщение смолой, обрезку, многостадийную полировку и финальное напыление проводящего материала на поверхность образца. В данной работе измерения проведены с разрешением в 100 нм (размер полученного изображения $\sim 80,000 \times 80,000$ пикселей).

ФИП-СЭМ - В рамках исследования СЭМ, с помощью фокусированного ионного пучка (ФИП) проводилось послойное вытравливание, что позволяет построить объемную картину внутренней структуры образца, с разрешением порядка 1 нм.

Эксперименты и их обсуждение

В первую очередь был проведен анализ представительности размера образца, а также изучено влияние пробоподготовки на сохранность и стабильность его структуры. Поводом для подобных исследований стали видимые различия ЯМР-характеристик выпиленных из единого куска цилиндров диаметром 22 и 8 мм: несогласие в коротковременной области распределений T_1 - T_2 указывает на изменение микроструктуры пород на фоне стабильности минерального скелета, слагающего более крупные поры. Наиболее вероятным объяснением является использование воды в качестве охлаждающе-смазочной жидкости при выбурировании цилиндров, а точнее ее низкой солености. Набухание глинистых минералов и последующая миграция мелкодисперсных частиц в первую очередь около поверхности образца изменили свойства пород и, как следствие, релаксационные характеристики. С помощью СЭМ были выявлены различия в центральной и краевых областях цилиндров, связанные с изменениями в структуре тонкодисперсной части минерального скелета. По краям 22 мм образца внутренняя структура стала более сложной, неоднородной, с множеством мелких обломочных пелитовых элементов, в то время как окатанные и гладкие зерна превалируют в его

центральных частях. Таким образом, множество факторов определяют представительность кернового образца, даже в случаях с очень однородными объектами. С целью нивелирования влияния дополнительных факторов на структуру породы все исследования были проведены на одном и том же цилиндрическом образце керна диаметром 8 мм и 10 мм высотой, выбуренном из песчано-глинистой породы Ван-Йоганского м-я. Данный размер позволяет проводить последовательные исследования на едином образце методами ЯМР, мКТ и СЭМ. Методами СЭМ и мКТ сканировалась маленькая часть этого цилиндра.

Распределения времен продольной релаксации T_1 сопоставлялись с двумя спектрами мКТ (SkyScan и XRadia) в рамках значения релаксационной активности, как подстрочного параметра, отвечающего за совпадение, наложение двух спектров. Независимо от принятой модели, значение релаксационной активности математически представляет коэффициент пропорциональности между размером пор и временем релаксации. В интерпретации данных микротомографии использовалась методика вписанных сфер, поэтому допускалась сферическая модель: $r = 3\rho T_1$, где r – радиус поры, ρ – релаксационная активность. Важно подчеркнуть, что коэффициент пропорциональности между временем релаксации и размером пор – величина, отражающая как геометрию поверхности поры, так и ее смачиваемость и магнитные свойства. Поэтому, более корректно называть введенный коэффициент ρ как псевдо-релаксационная активность или комплексная величина, отвечающая за релаксационные свойства, определяемые минерально-элементным составом скелета поры и ее удельной поверхности.

В результате сопоставления спектров T_1 и данных томографа Bruker SkyScan получено значение релаксационной активности $\rho_{T1} = 7.4$ мкм/сек. Полученные данные, позволяют рассчитать долю микропористости, находящуюся за пределами разрешающей способности использованного в работе рентгеновского томографа (менее ~ 5 мкм), ее величина соответствует доле в 29.7% от порового пространства, т.е. 8.2 единиц пористости.

Аналогичная настройка на основе времен T_2 привела к значению $\rho_{T2} = 24$ мкм/сек. Завышенные значения ρ_{T2} обусловлены вкладом диффузионного механизма релаксации ввиду значительных внутренних магнитных градиентов, влияние которых проявляется сильнее на аппаратуре с высокими значениями индукции магнитного поля или резонансной частоты (20.6 МГц). Различия в форме спектров времен T_1 и T_2 охарактеризованы двумерной картой T_1 – T_2 (Рис.1). Хорошо видно, что в исследуемом объекте присутствует область или часть порового пространства с завышенными значениями отношения T_1/T_2 (верхняя область карты), эта зона и обуславливает различие распределений T_1 и T_2 . Причина столь яркого разделения может быть связана как с частичным присутствием углеводородной фазы, оставшейся после экстракции, так и наличием контрастных зон поверхности пор с несколько завышенным содержанием парамагнитных центров, усиливающих локальные магнитные градиенты и, как следствие, резко уменьшающие T_2 . Ввиду выявленных различий в форме спектров T_1 и T_2 предпочтена отдано продольной релаксации, как независимой от магнитных градиентов величины и более устойчивой размерной характеристики мульти-минеральных систем.

Микро-рентгеновский томограф ZEISS XRadia обеспечивает несколько лучшую разрешающую способность, однако, при этом уменьшается и размер анализируемой области объекта. Расчёт распределений размеров пор, произведённый по томограммам различного разрешения даёт близкие результаты; т.е. дважды подтверждена морфология области крупных пор исследуемой горной породы – длинно-временная правая мода в рассчитанном распределении размеров пор по данным ЯМР (Рис.1).

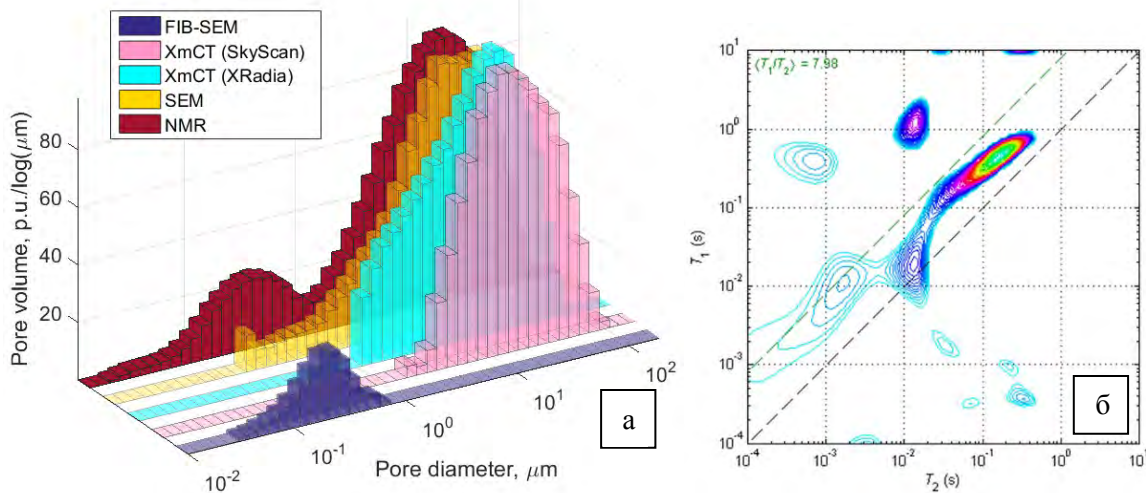


Рисунок 1: (а) Распределения размеров пор по данным различных методов (ЯМР T_1 , мКТ, СЭМ); (б) T_1 – T_2 карта образца песчаника, Западносибирская провинция, Ван-Йоган (Кварц=62%, Шпаты=20%, Глина=18%, K_n =27.8%, K_{np} =407мД).

После исследований цилиндрического образца методами рентгеновской микротомографии и ЯМР, на небольшом кусочке был выполнен анализ микропористой части структуры образца, невидимой для рентгеновской томографии (менее 1 мкм), методом объемной сканирующей электронной микроскопии (ФИП-СЭМ). Полученное распределение размеров пор также представлено на рис.1. Реконструкция изображения 3D геометрии порового пространства помогает визуализировать и детализировать мелкие гранулы и зерна, их поверхности, внутреннюю структуру полевых шпатов и скелеты глинистых минералов. Высокое разрешение метода открывает возможности для построения распределений самых мелких пор, размеры которых находятся в диапазоне от 50 до 1000 нм. Задача восстановления трёхмерной структуры по кадрам, полученным таким методом имеет свои особенности, связанные с тем, что мы видим не срез, а трёхмерную пористую структуру сбоку – видим сквозь пустоты, эти особенности вносят свои погрешности. Еще одним недостатком данного метода является очень маленькое поле зрения (15×15 мкм в нашем случае), что может отразиться на репрезентативности данных и затруднить емкостную интерпретацию. К счастью, изучаемый песчаник достаточно однороден и схож с изученной микро-областью, аналоги которой могут быть сличены методом СЭМ.

Метод СЭМ использовался для оценки объема породы, относящегося к микропористости и построения соответствующего распределения размеров микропор с помощью метода вписанных окружностей (Рис. 3). Эти данные также несут информацию о размерах пор, причем поле зрения значительно шире по сравнению с объемной СЭМ, хотя недостатком метода является двухмерность данных. Полученное оценочное распределение отражает пустотное пространство в широком диапазоне размеров пор (0.4 — 40 мкм). Повторяемость в результатах анализа морфологии микропор методами ЯМР и СЭМ указывает на схожесть в релаксационной активности поверхностей пор независимо от их типоразмера. Другими словами, значение псевдо-релаксационной активности поверхности крупных пор сравнимо аналогичным характеристикам тонкодисперсной части данной породы, что подтверждает обоюдный вклад минерального состава и удельной поверхности породы в механизм поверхностной релаксации.

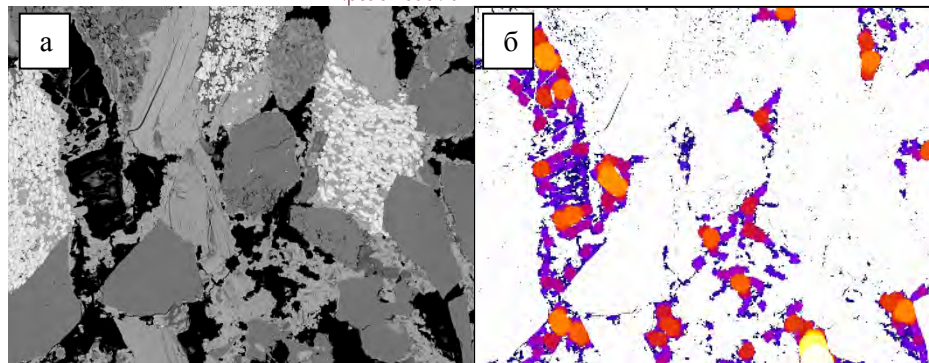


Рисунок 2: (а) Пример снимка СЭМ и технологии расчета геометрии пор на основе методики вписанных окружностей (б). Каждый цвет отражает определенный диаметр окружности

Выводы

Проведенные исследования подтвердили применимость предлагаемых методик, отразили их достоинства и недостатки, а что наиболее важно, – указали на целесообразность использования комплексного изучения структуры порового пространства горных пород методами, которые отражают как распределения тел пор, горловин и пережимов, так и свойства поверхности объекта. Внимательное изучение данных нескольких методов позволяет избежать ошибок в интерпретации спектров ЯМР, как в части длинных времен, отвечающих за эффективную емкость, так и области коротких времен - микропористости.

КОМПЬЮТЕРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ СТРУКТУРНО-ТЕКСТУРНЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ ПОРОД

Постников Александр Васильевич, Хасанов Ильнар Ильясович
РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина / Москва

В работе рассматриваются основные принципы моделирования осадочных пород посредством получения и компьютерной обработки цифровой информации об этих породах, полученной при анализе их цветовых параметров. Разработаны новые подходы в моделировании структурно-текстурных параметров осадочных пород, с применением современных технических средств их изучения, математического и программного аппарата обработки полученных данных. Разработка методики проводилась на основе изучения терригенных и глинисто-кремнистых пород мезозоя. Проведенные исследования показали возможность численного моделирования структурно-текстурных особенностей пород. Полученные параметры позволяют провести их сравнения, показывают элементы их общности и различия.

В настоящее время компьютерное моделирование широко используется в нефтегазовой литологии на различных масштабных уровнях, вплоть до крупных геологических объектов, размеры которых составляют порой десятки километров. Вместе с тем, на породном уровне большое количество качественной и цифровой информации, получаемой при литологических исследованиях нефтегазоносных отложений, математически не моделируется.

В литологии объекты характеризуются высокой степенью неоднородности и изменчивостью на всех масштабных уровнях, что осложняет процесс их моделирования. Модель породы сегодня характеризуется словесным описанием объектов, составляющих эту породу, их вещественного состава, структуры и текстуры. Такая модель носит субъективный характер и описывается качественными параметрами. Полученные данные

не подвергаются компьютерной обработке, и те подходы, которые существуют, не позволяют разрабатывать количественные модели пород.

В последние годы появляется всё большее количество технических средств и инструментов, таких как современная оптическая микроскопия, стереоскопия, растровая электронная микроскопия, рентгено-структурный анализ, микротомография и т.д., позволяющих изучать геологические объекты породного уровня. Все эти методы сегодня дают колоссальный набор цифровой информации. Например, несколько квадратных миллиметров породы в результате исследования в шлифе на оптическом микроскопе описываются десятками мегабайт информации, что эквивалентно описанию этой породы текстом, содержащим десятки миллионов символов.

Проблема в том, что объёмы этой информации об изучаемых объектах подвергаются весьма ограниченной компьютерной обработке. Строго говоря, эта информация используется только для передачи или визуализации в отчетах и на презентациях.

Данная работа является откликом на эту проблему и выражена в виде предлагаемого метода моделирования осадочных горных пород. Метод основан на получении с помощью оптической микроскопии цифровой информации о породе и дальнейшей её обработки. Объектом исследования при разработке данной методики являются шлифы осадочных горных пород, но основные её принципы применимы и при изучении отдельных макро-образцов пород и непрерывно отобранного керна.

Исследования осуществляются с помощью цифровых фотографий шлифов, полученных на оптических системах ZEISS, оснащенных оборудованием для получения цифровых изображений. Область шлифа для фотографирования должна быть подобрана исследователем так, чтобы наиболее точно охарактеризовать структурно-текстурные особенности данной породы (рисунок 1). На этих фотографиях маркируются сегменты, обладающие различными цветовыми характеристиками. Сегменты каждого компонента маркируются различным цветом (рисунок 2). Одинаковые по цвету сегменты образуют компонент, который в наибольшей степени приближен к одной из главных составляющих пород (ксерогеновая, кремнистая, карбонатная, глинистая, сульфидная или иная). По каждому компоненту создаётся бинарное изображение, в котором пиксели, соответствующие данному компоненту, маркируются единицами, а оставшиеся пиксели – нолями. Такие изображения обсчитываются в программе, делятся на сегменты, и по каждому сегменту считается набор его морфологических атрибутов, таких как площадь, периметр, форм-фактор, аспектное отношение, ориентировка главной оси инерции и т.д. (рисунок 3-5). Статистическая обработка полученных данных по каждому сегменту внутри каждого компонента позволяет судить о структурно-текстурных особенностях породы. Полученные параметры являются количественными, что позволяет напрямую использовать их при дальнейшем геологическом моделировании объектов большего масштаба, слагающихся этими породами. Подсчётные количественные параметры были выбраны таким образом, чтобы они максимально соотносились со стандартными качественными параметрами, характеризующими структуру и текстуру породы, таких как: «окатанность», «изометричность», «размер зерен», «сортировка», «ориентировка» и др.

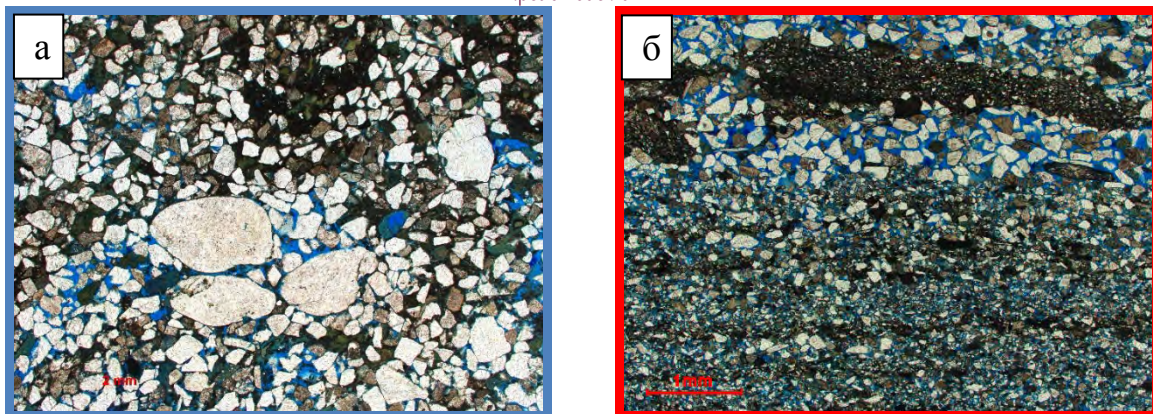


Рисунок 1. Изображения шлифов различных литотипов: а - песчаник мелко-среднезернистый с гравийными зёрнами полимиктовый с глауконитовым цементом пористый, б - песчаник мелкозернистый со сгустковым глинистым цементом с прослоями алевролита мелкозернистого со сгустковым карбонатно-глинистым цементом пористый

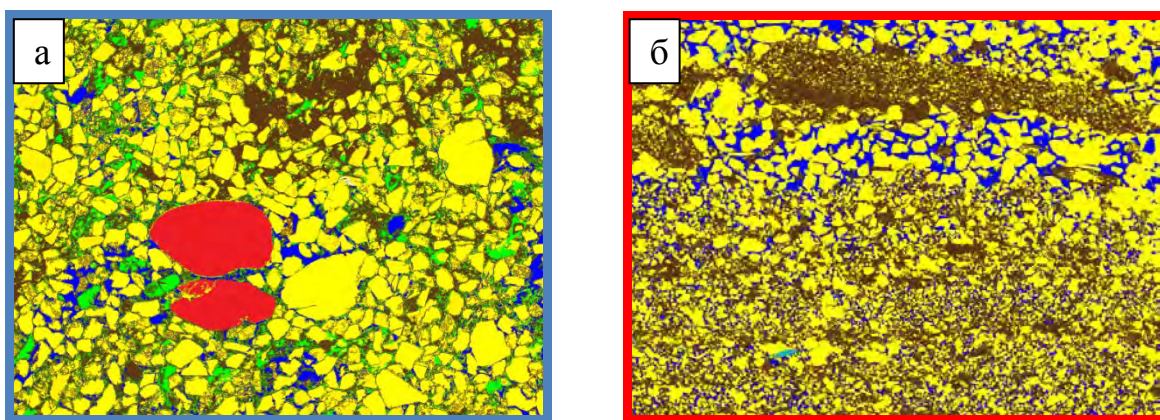


Рисунок 2. Цветовые модели изображений шлифов различных литотипов: а - песчаник мелко-среднезернистый с гравийными зёрнами полимиктовый с глауконитовым цементом пористый, б - песчаник мелкозернистый со сгустковым глинистым цементом с прослоями алевролита мелкозернистого со сгустковым карбонатно-глинистым цементом пористый.

Жёлтый – кварц-полевошпатовый компонент, коричневый – глинистый компонент, красный – кварцитовый компонент, зелёный – глауконитовый компонент, бирюзовый – слюдянистый компонент, синий – пустотное пространство.

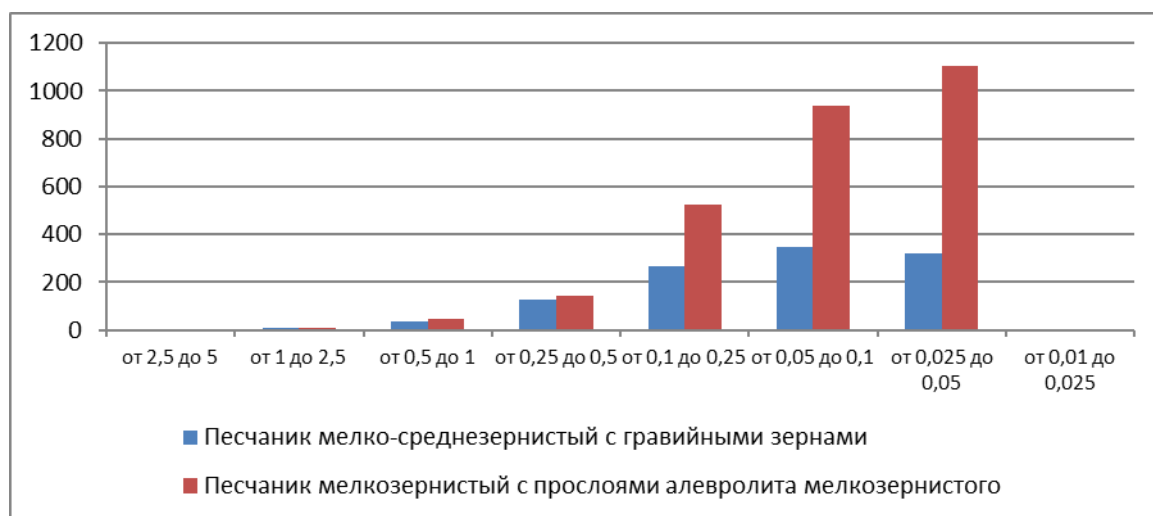


Рисунок 3. Диаграмма распределения количества элементов разного размера в двух типах пород.

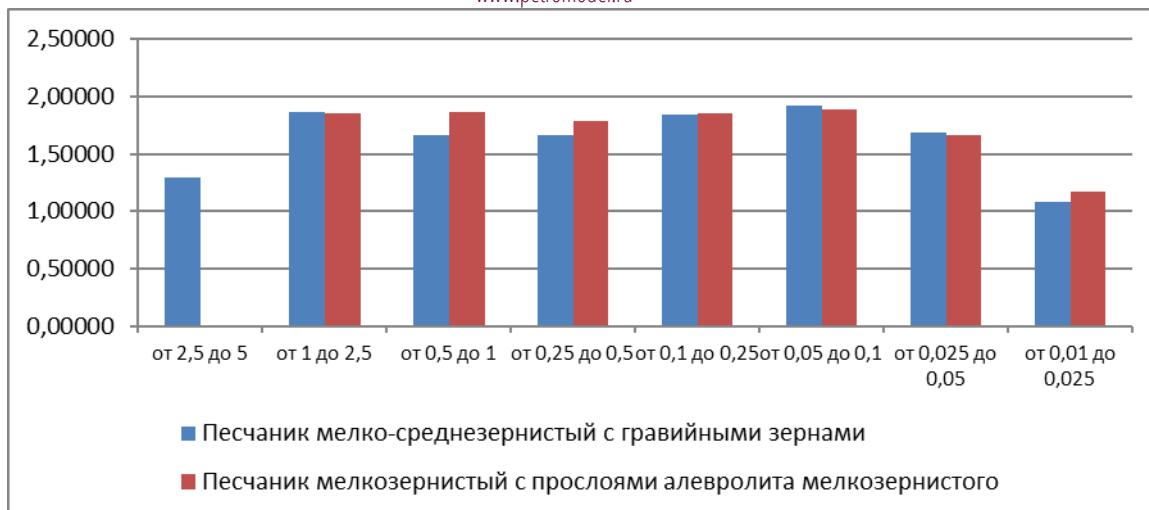


Рисунок 4. Диаграмма распределения изометричности элементов разного размера в двух типах пород.

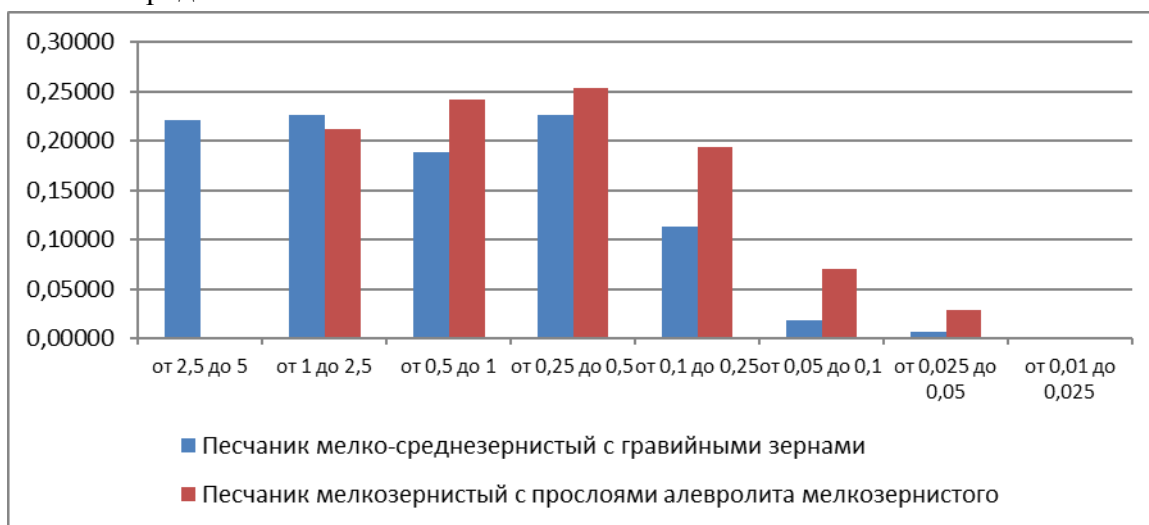


Рисунок 5. Диаграмма распределения суммарной площади элементов разного размера в двух типах пород.

Выявление общих структурно-текстурных особенностей различных типов пород позволяет надеяться на успешное применение полученных характеристик при сравнении пород различных генетических типов. Вместе с тем даже незначительные структурно-текстурные различия родственных пород позволяют открывают возможности для обоснования типизации и обобщенной характеристики отдельных литотипов.

Таким образом, методика моделирования структурно-текстурных параметров пород может использоваться как один из важнейших элементов исследований, и может являться составной частью геологического моделирования в современной нефтегазовой литологии.

ПЕРСПЕКТИВЫ 3D НАВИГАЦИИ В ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ МОДЕЛЯХ

Гасанов А.Б., Аббасов Е.Я., Дадашев А.

Институт геологии и геофизики НАН Азербайджана

Введение

Поиск залежей нефти и газа с каждым годом становится все более сложной задачей. Особенно это касается давно разрабатываемых районов добычи нефти и газа, в которых

большинство крупных структур детально разбурены и истощены многолетними разработками.

Один из таких районов это «Мекка» нефтедобычи – Апшеронский полуостров Азербайджана, где имеется достаточно высокая плотность сетки пробуренных скважин, а разработка долгое время осуществлялась в основном за счет крупных залежей сравнительно простого строения с высокими дебитами. Ввиду того, что месторождения региона в течение длительного времени эксплуатировались с высоким дебитом, в настоящее время среднегодовые темпы добычи резко упали. В частности, средняя эффективность разработки нефтяных запасов составляла не более 40%, вследствие чего значительное количество остаточных запасов нефти перешли в категорию неактивного резерва и продолжают оставаться вне активной разработки. В таких случаях для полного извлечения текущих запасов, необходимо уточнение распределения по площади месторождения резервов начального баланса, что возможно лишь с использованием 2D и 3D петрофизических моделей залежи. Подобные исследования неизбежны в процессе до разведки длительно эксплуатируемых нефтегазовых месторождений.

В настоящем докладе мы попытаемся изложить технологическую последовательность предлагаемой нами технологии до разведки оставшихся запасов и повышение эффективности нефтяных месторождений. Данная технология, основана на использовании комплекса геологических и геофизических методов для детального изучения геологического строения нефтегазового месторождения, распределения в пространстве продуктивных горизонтов и др.

Полигон использования предлагаемой технологии

В качестве полигона использования предлагаемой технологии выбрано месторождение Пираллахи, расположенное на одноименном острове Каспийского моря и входящего в состав Апшеронского Архипелага [5].

Геологическое строение месторождения включает Продуктивную толщу (ПТ), а также Акчагылский и Абшеронский ярусы. В некоторых скважинах вскрыт также Понтический ярус и верхняя часть Миоцена, которая представлена глинистыми породами как на востоке Апшерона. Калининская свита вскрыта в южной части острова и представлена серой, серо-бурой глиной и мелкозернистым песчаником мощностью до 250 м. Подкирмакинская свита представлена средне и крупнозернистыми ярко серыми кварцевыми песками, с прослойками серой глины, мощностью 110 м. Кирмакинская свита, отличаясь увеличением мощности и песчаности, представлена чередованием серых глин, песка, песчаника и алевролитов. Расположенные выше свиты (НКГ и НКП) по литологическому составу и мощности не отличаются от других свит Апшеронского полуострова. Их мощность изменяется от 45 м до 80 м, соответственно [5].

"Свита Перерыва" отличается хорошо отсортированными и слабо сцементированными песчаниками, мощностью до 140 м. Участвует в верхних отделах ПТ на отдаленных крыльях и в юго-восточной периклинали структуры залежи. По данным бурения, Балаханская свита характеризуется высокой песчаностью, а Сабунчинская и Сураханская свиты – высокой глинистостью [5].

По геологическому строению месторождение Пираллахи представляет собой разделенными друг от друга крупным разломом северную и южную антиклинальные поднятия (рис. 1).

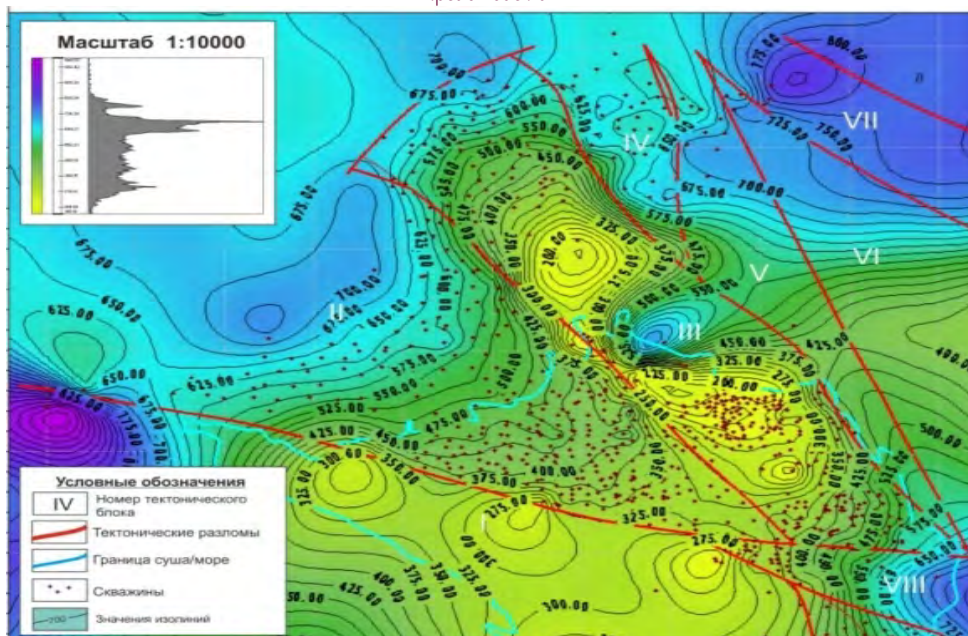


Рис.1 Структурная карта месторождения Пираллахи по кровле Кирмакинской свиты. Северное поднятие (складчатость) расположена в море. Складчатость осложнена продольным разломом и разделена на два крупных блока – западный и восточный. Амплитуда смещения по разлому достигает 90-100 м. Южное поднятие представляет собой большую антиклинальную складку осложненную амплитудой, достигающей 750 м [5]. Западное крыло складки смещено к востоку (Рис. 2). В седловине между двумя складками, а также на крыльях имеются несколько поперечных разломов с амплитудой 100 м.

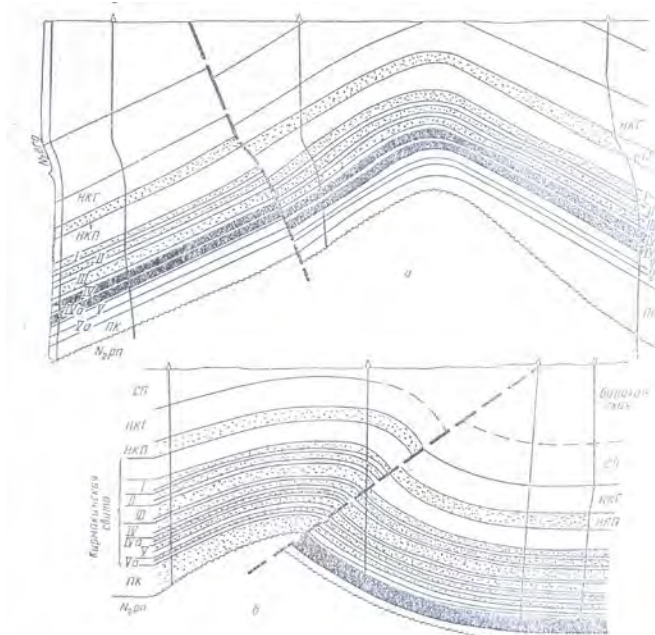


Рис. 2. Геологическое строение месторождения Пираллахи
 а - северная складка; б - южная складка.

В период разработки месторождения было пробурено 981 поисково-разведочных, эксплуатационных и 39 нагнетательных скважин. В настоящее время функционируют 298 нефтяных скважин [5].

В эксплуатационном фонде число недействующих скважин 42, ликвидированных 474 и 93 скважины ожидают ликвидации. Из скважин, предназначенных для нагнетания воды 6 не действуют и 12 ликвидированы. Из фонда нагнетательных скважин 27 скважин переданы в фонд разработки.

В целом число недействующих скважин на северной складке гораздо больше, чем на южной (41 на северной и 1 на южной).

Скважины бурились, в основном, по трех угольной сетке с расстоянием между скважинами 100-150 м. Начальная производительность скважин достигала 100-150 т/сутки, а в отдельных случаях (для ПКС) даже 200 т/сутки. Однако, средняя производительность по месторождению в тот период составляла 15-30 т/сутки [5].

В настоящее время среднесуточный дебит эксплуатационных скважин (жидкость/нефть) составляет [5]:

По северной складке в ПКС 3,1/1,4 т/сутки, КСк 1,2/0,3 т/сутки, КСп 2,1/0,7 т/сутки;

По южной складке в ПКС 4,1/0,6 т/сутки, КС 1,0/0,6 т/сутки.

За весь период разработки в пласты было закачано 18899,0 тыс. т воды, за счет чего было добыто дополнительно 1235,4 т нефти. Однако, с 1985 г. закачка воды была приостановлена из-за слабой эффективности и пр. технических причин (засорение трубопроводов, частые аварии и др.).

По причине слабого давления законтурной воды, добыча в начальной стадии разработки осуществлялась преимущественно в режиме растворенного газа, что, с учетом высокой вязкости добываемой из пластов нефти (12-70 мПа·с), резко отразилось в разработке месторождения в целом.

Коллекторские свойства нефтесодержащих пород.

При оценке запасов нефти, пористость пород считается одним из основных петрофизических параметров. Изучение пористости (а также других петрофизических параметров, характеризующих гранулометрический состав) тесно связано с изучением флюидонасыщенности продуктивных коллекторов.

Этот показатель, наряду с выявлением коллекторов и неколлекторов, имеет важное значение в определении характера распределения запасов углеводородов в пределах структуры месторождения.

При этом следует учитывать, что на больших глубинах продуктивные коллекторы могут сжиматься до полной утраты коллекторских свойств, а в случае образования вторичной трещиноватости, обретают способность закрытого флюидосодержания. С другой стороны, неколлекторы в результате сжатия и дегидратации, обретают вторичную трещиноватость и могут преобразоваться в водо-нефте-газо-содержащие коллекторы. Так, по лабораторным наблюдениям И.Д.Зхуса и И.И.Шмайса [4], глинистые породы палеогеновых толщ Ферганской Долины на глубине 6 км в процессе перехода от плотных сланцевых минералов (гидрослюда и хлориты) к рыхлым минералам (монтморрилониты и др.) теряют способность флюидосодержания с образованием вторичной трещиноватости. Аналогичные процессы выявил Н.Н.Павлов при исследовании необратимой деформации в породах разного литотипа. Автор доказал вероятность наличия критической глубины, изменяющейся от 2-3 км до 11 км для разных типов пород, а для всех типов песчано-алевритовых пород - от 5 км до 8,5 км. С увеличением объема цементирующего материала (и глинистого, и карбонатного) эти границы смещаются вверх.

Хорошо известно, что в глинах залегающих на глубине 6 км ЮКВ (Южно Каспийская Впадина) встречаются рыхлые глинистые минералы типа монтморрилонитов, а это свидетельствует об изменении первоначального состояния осадочных пород [1].

Кроме того, из обобщения данных промыслово-геофизических исследований осуществленных на нефте-газовых и газо-кондесатных месторождениях Азербайджана следует, что пористость коллекторов измеренная в лабораторных условиях и

установленная по материалам ГИС (геофизического исследования скважин) достаточно сопоставимы, а наблюдаемые расхождения имеют погрешностный характер [2, 3].

В таблице 1 приведены некоторые данные об обобщенных коллекторских свойствах пород, а в таблице 2 дана более детальная характеристика объектов разработки по месторождению Пираллахи.

По всей совокупности данных были построены двух- и трехмерные графические модели распределения пористости в пределах объектов разработки (Рис. 3-4).

Из осуществленных построений следует, что наиболее слабая пористость наблюдается в северной, наиболее погруженной части месторождения. В южном направлении значения пористости в пределах КС3, КС4 и КС5 повышаются до хороших показателей продуктивности, что подтверждается высокой пористостью песков НКП. В то же время слабая пористость наблюдается также в песках НКП и в глубоко залегающих горизонтах западного крыла. В восточном направлении значения пористости в горизонтах КС3, КС4 и КС5 возрастают, причем пески НКП также отличаются высокой пористостью.

Перспективы 3D навигации в петрофизических моделях.

Построенные двух- и трехмерные графические модели распределения пористости в пределах месторождения позволят создать базу для внедрения функции 3D навигации и могут использоваться как инструмент оптимизации доразведки месторождений углеводородов. В частности, по результатам построения 2 и 3D распределений продуктивной пористости могут выявляться зоны повышенной продуктивности по нефти, что даст возможность планировать первоочередность ввода скважин в эксплуатацию, ранжирование скважин по порядку ввода в эксплуатацию и др. При этом основной целью доразведки месторождения остается уточнение строения залежей, а также изучение перспектив нефтеносности и оценка промышленных запасов углеводородов в залежи.

Литература:

1. Буряковский Л.А., Джеваншир Р.Д. Взаимосвязь и взаимовлияние трансформации глинистых минералов с термобарическими условиями недр // Геохимия, 1986, №4, с. 512-521.
2. Гасанов А.Б., Меликов Х.Ф., Сеидов В.М. Оценка распределения коллекторов в пространстве по комплексу геофизических и петрофизических данных // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС, 2008. Выпуск 7(172). стр.50-57
3. Гасанов А.Б., Аббасов Э.Й. - Мящсулдар вя гейри-мящсулдар лайларын флйуидсахлама габиллийятинин юйрянилмяси. Азярбайъанда эеофизика йениликляри, 1-2, 2009, с. 36-39.
4. Зхус И.Д., Шмайс И.И. К вопросу о предельных глубинах распространения залежей нефти и газа / Доклады АН СССР, 1975, №2, т.220, с. 451-454.
5. Отчет о НИР - «Pirallahı neft-qaz yatağının Şimal qırışığının (quru-dəniz) Qırmakialtı lay dəstəsinin ilkin və cari ehtiyatlarının 3D geoloji modelləşdirilmə əsasında hesablanması və cari ehtiyatın aktiv işlənməyə cəlb edilməsi üzrə geoloji - texnoloji təkliflərin hazırlanması». Фонды Института геологии и геофизики, 2012, 113 с.

Таблица 1.

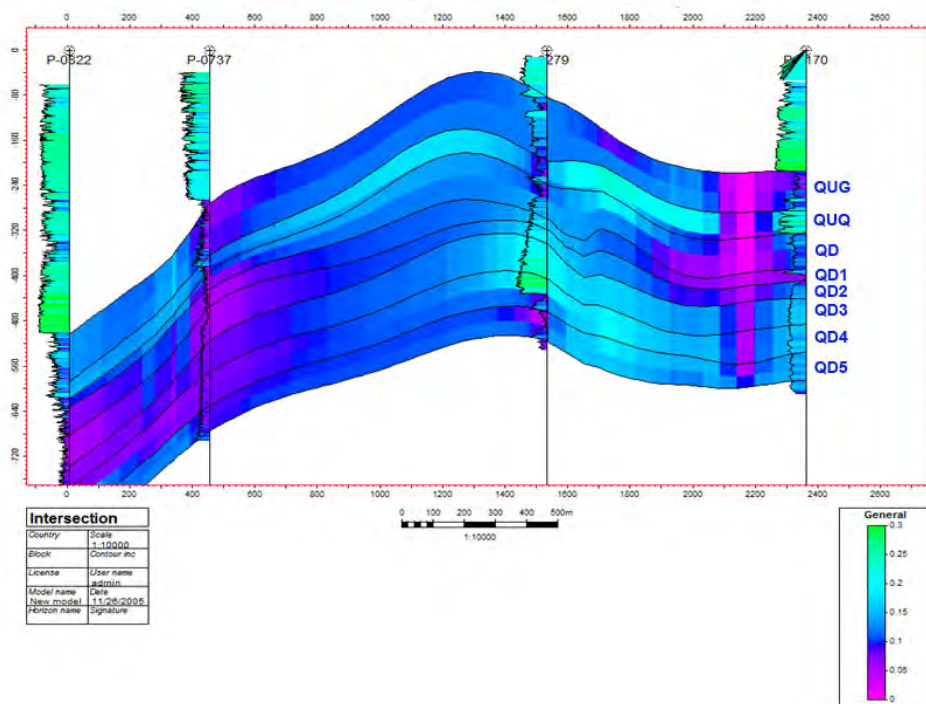
Свиты	Кол-во скважин	Глинистость, %			Карбонатность, %			Пористость, %			Проницаемость, 10^{-3} mkm^2		
		Кол-во анализов	Пределы вариации	Ср. значение	Кол-во анализов	Пределы вариации	Ср. значение	Кол-во анализов	Пределы вариации	Ср. значение	Кол-во анализов	Пределы вариации	Ср. значение
КСк	9	22	20.9-45.8	36.4	2	8.6-11.3	10.0	22	19.5-32.8	27.0	7	9-337	75
КСп	19	65	5,4-48,9	35,5	6	5,0-10,4	8,3	65	11,4-33,8	26,0	13	10-637	123
ПКС	23	62	5,5-45,8	23,3	31	3,0-13,4	7,2	45	11,4-34,7	28,0	8	46-360	147

Таблица 2.

№№ п/п	Характеристики	Северная складка			Южная складка		
		КСк	КСп	ПКС	QAD _c	QD _{ua}	QAD _{ua}
1	Средняя глубина залегания, м	560	550	381	200	250	500
2	Тип залежи	Пластового типа			Пластового типа		
3	Площадь нефтегазоносности, Га	824	983	1063	28	166	184
4	Средняя общая мощность, м	75	123	68	55	230	80
5	Средняя эффективная мощность, м	12,8	15,1	16	19	15	23
6	Пористость	0,24	0,26	0,28	0,28	0,25	0,28
7	Средняя нефте-газо насыщенность	0,74	0,75	0,78	0,72	0,70	0,78

8	Проницаемость, мкм ²	75	123	147	120	120	120
9	Песчанистость	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
10	Коэффициент переслаивания	9	9	9	9	9	9
11	Пластовая температура, °C	25	25	25	20	20	25
12	Начальное пластовое давление, МПа	6,3	7,2	8,1	5,0	5,5	7,8
13	Плотность нефти в пласте, т/м ³	0,879	0,874	0,858	-	-	-
14	Объемный коэффициент нефти	1,042	1,051	1,065	1,039	1,043	
15	Содержание газа в нефти, м ³ /т	77	76	35	-	-	5
16	Плотность воды в пласте, т/м ³	1,013	1,013	1,013	1,013	1,013	1,013

Pirallahı Şimal-Cənub kəsilişi üzrə məsaməliliyin paylanması



Pirallahı Qərb-Şərq kəsilişi üzrə məsaməliliyin paylanması

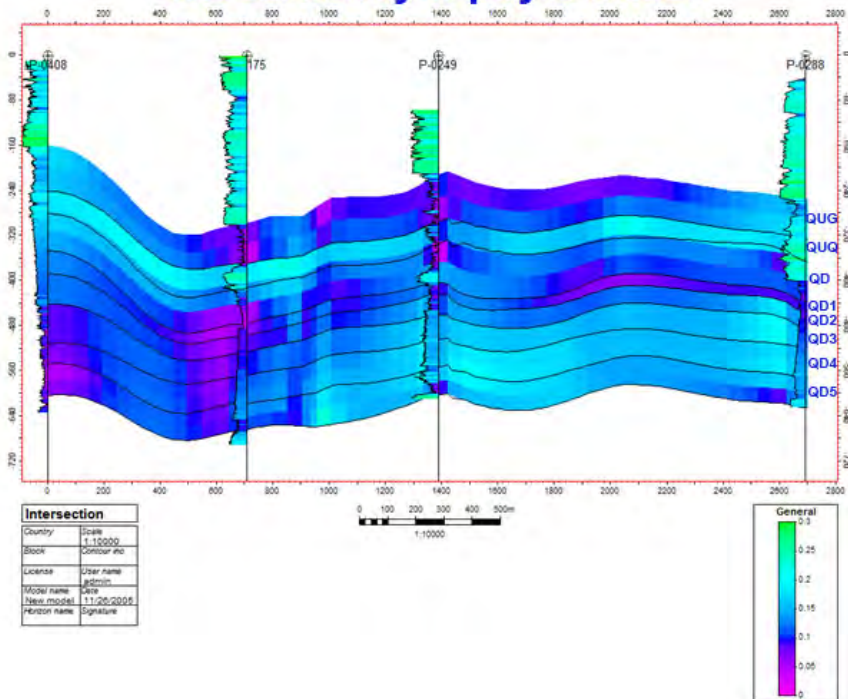


Рис. 3. Схема распределения пористости коллекторов вдоль продольного (а) и поперечного профилей (2D) по месторождению Пираллахи

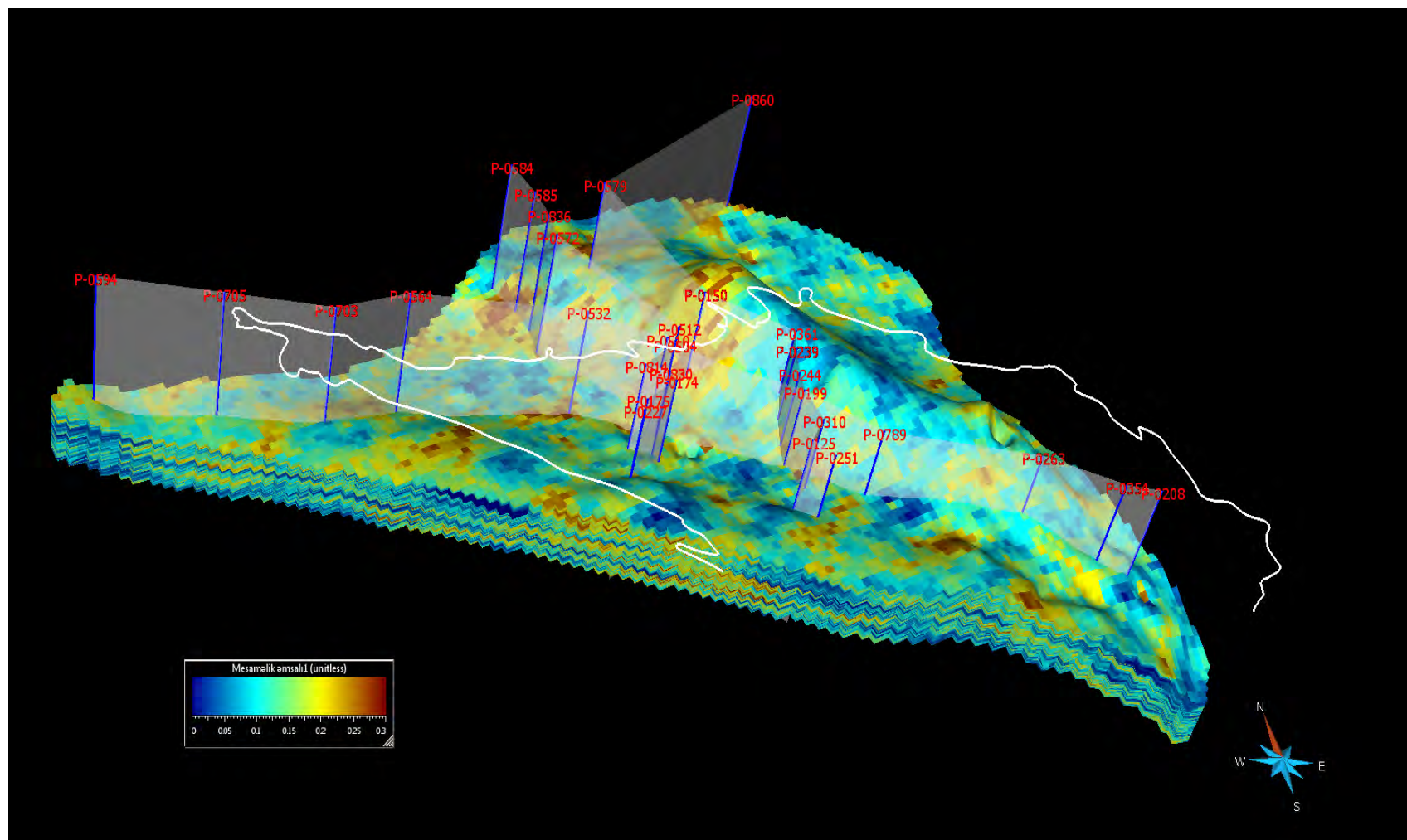


Рис. 4. Схема пространственного (3D) распределения пористости коллекторов по месторождению Пираллахи

СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ГРУНТОВ ШЕЛЬФА

Локтев А.С. к.г.-м.н., Куликов С.Н., Арушанян Л.А.
ОАО «АМИГЭ», Мурманск

Методы исследований грунтов, как объекта инженерных изысканий, на шельфе можно разделить на «прямые» и «косвенные». При этом под первыми традиционно понимают технологии, связанные с физическим контактом, отбором вещественных проб, их последующими лабораторными исследованиями. Такие методы обычно также называют *геотехническими* (geotechnical). К косвенным следует относить различные виды геофизического профилирования. При инженерных изысканиях основной целью является изучение и получение схематизированного инженерно-геологического разреза с выделением расчетных грунтовых элементов, охарактеризованных определенным набором физико-механических, гранулометрических, химических параметров. Очевидно, что таковые можно получить при лабораторных исследованиях проб, либо при испытаниях грунтов «в массиве».

Передовой отечественный и зарубежный опыт в этой области подразумевает широкое использование прямых и эффективных методов исследования грунтовой толщи, с определением ее физико-механических характеристик непосредственно в естественных условиях (при природном напряжении, влажности, плотности и пр.). Очевидно, также, что использование различных геофизических (непрямых) методов также позволяет получать важные параметры, но не количественные, а качественные, либо пространственно-количественные (мощность, протяженность слоев). В связи с этим достоверность таких методов, как инженерно-геологическое бурение, пробоотбор, всевозможные испытания грунтов «в массиве», становится исключительно важной.

Современные технологии с использованием пенетрации разнообразных зондов в грунт (различные виды зондирования СРТ, ТСРТ, SPT, SCPT, DPT, VT, T-bar и др.) обладают рядом достоинств (быстрота, эффективность, достоверность), хотя и не всегда позволяют однозначно интерпретировать полученную информацию. Набор различных модификаций зондов позволяет получать следующие виды характеристик: некоторые физические, прочностные и деформационные свойства, температуру, определять наименование (тип, вид) грунта, и даже визуально его текстурно-структурные особенности. Получаемый керновый материал может быть также использован и для других (не геотехнических) видов лабораторных исследований (палеонтология, минералогия, геохронология и пр.).

Информативность и применимость различных методов исследований грунтов приведена в Таблице 1. Перечень таких видов работ регламентируется различными нормативными документами, в частности, СП 11-114-2004 «Инженерные изыскания на континентальном шельфе для строительства морских нефтегазопромысловых сооружений». Из Таблицы 1 очевидно, что обобщенная информативность геофизических методов повышается только при сопоставлении с «прямыми» исследованиями или наличии достаточной базы наблюдений и сопоставлений для отдельных регионов, площадей, структур. Наиболее достоверной областью применения различных геофизических методов является определение пространственного расположения выделяемых тел и границ, а также картирование различных геологических опасностей.

Таблица 1

Характеристики и свойства	Вид исследований							
	Пьезостати- ческое зондирован- ие (PCPT)	Термозонди- рование (TCPT) и теплопрово- дность	Стандартное (SPT) и динамическое (DPT) зондирование	Скважинная крыльчатка VT	Прессиомет- р/ Т-обр. зонд	Сейсмозонди- рование SCPT	И/г бурение/ пробоотбор/ лаб. исследования	Геофизическ- ие методы
Идентификация грунта	++		++	++	++	+	+++	+
Относительная плотность	+++		++		+		+	
Угол внутреннего трения	++		+		++		+++	
Недренированное сопротивление сдвигу	+++		+	+++	++		+++	
Поровое давление	+++						+	
Коэффициент переуплотнения	+++		+	++	+		++	
Модуль деформации	++				++		+++	
Сжимаемость	++		+		++		+++	
Коэф. консолидации	+++						+++	
Коэф. фильтрации	++						++	
Сопротивление разжижению	+++		++		+		+++	
Температура		+++					+	
Теплофизические свойства		++					+++	+
Скоростные параметры						+++	+	+++
Геометрические параметры слоев	+++		++			+	+++	+++
Определение границ	+++	+	++			++	+++	++
Геологические опасности		++	+			++	+++	+++

Примечание: В таблице применены следующие обозначения соответствия «+++» - метод наиболее применим, «++» – метод может быть использован и «+» – крайне ограниченная возможность применим.

При интерпретации результатов пенетрационных испытаний также используются различные эмпирические корреляции и теоретические зависимости между различными параметрами, т.е. строго говоря, они тоже не «прямые». Однако, в данном случае речь идет о закономерной взаимосвязи между измеряемыми величинами и рассчитываемыми; например, поровым давлением, удельным лобовым сопротивлением под конусом и прочностями свойствами. Закономерности между такими параметрами получаются по многочисленным сопоставлениям (в частности, специальным лабораторным исследованиям, при которых формируются и испытываются образцы грунтов с заданными параметрами, аналогичными природным, в которых проводятся тесты in-situ).

Природные условия и сами грунты изменяются в разных районах (в зависимости от минералогического состава, генезиса, условий осадконакопления, воздействия вторичных факторов и пр.), поэтому подобные корреляции обычно устанавливают по региональному принципу (в том числе и для шельфа Российских море). Также очевидно, что для получения более достоверных результатов их следует периодически пересматривать, обновлять - по мере получения новых данных.

ФОРМИРОВАНИЕ ОБРАЗЦОВ НЕКОНСОЛИДИРОВАННЫХ ОСАДКОВ, СОДЕРЖАЩИХ ГАЗОГИДРАТЫ, И ИЗУЧЕНИЕ ИХ АКУСТИЧЕСКИХ СВОЙСТВ

Дучков Альберт Дмитриевич¹, Голиков Никита Александрович¹, Дучков Антон Альбертович^{1,2}, Манаков Андрей Юрьевич³, Пермьяков Михаил Евгеньевич¹, Дробчик Аркадий Николаевич¹, Орлов Ростислав Владиславович², Фадеева Ирина Игоревна^{1,2}

¹ *Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН*

² *Новосибирский государственный университет*

³ *Институт неорганической химии им. А.В. Николаева СО РАН*

Введение

Важной задачей является развитие геофизических методов поиска и изучения придонных скоплений газогидратов в донных осадках глубоких водоемов и в мерзлых породах криолитозоны. Для развития этих методов необходимо в лабораторных условиях изучить влияние гидратосодержания на физические свойства осадков, включая неконсолидированные образцы (придонные осадки водоемов).

В докладе представлены результаты измерений на вновь созданной установке, позволяющая моделировать гидратосодержащие неконсолидированные образцы и измерять их акустические свойства (скорости продольных и поперечных волн).

Установка для изучения акустических свойств гидратосодержащих образцов

Основным узлом установки является камера высокого давления, предназначенная для моделирования гидратосодержащих образцов и измерения их акустических свойств при различных РТ-условиях. Установка включает также блоки создания внешнего (осевого и бокового) давления на образец, доставки газа/жидкости в образец, термостатирования и измерительную систему, предназначенную для возбуждения и приема акустических волн.

Камера высокого давления имеет конструкцию типичную для камер осесимметричного трехосного сжатия (см. схему на рис. 1). Она состоит из стального цилиндра с внутренней резиновой манжетой и двух пуансонов с акустическими датчиками, между которыми помещается образец. Размеры камеры позволяют работать с образцами диаметром 30 мм и высотой 10-50 мм. Камера рассчитана на максимальное давление 45 МПа. Осевое давление передается на образец через верхний и нижний пуансоны. Нижний пуансон соединен со штоком гидроцилиндра. Перед экспериментом нижний пуансон выходит из камеры для

загрузки образца. Боковое давление передается на образец через кольцевую резиновую манжету. Газ/жидкость при гидратообразовании поступает в образец через каналы в пуансонах, соединенные с газовыми баллонами через вентильные порты.

Пьезокерамические датчики вмонтированы в верхний и нижний пуансоны и имеют одинаковую конструкцию. Датчики Р-волн и S-волн сделаны из дисков пьезокерамики ЦТС-9 диаметром 18 мм и толщиной 2 мм, поляризованных по оси и по диаметру диска соответственно. Хороший акустический контакт неконсолидированного образца и пьезокерамических датчиков обеспечивается применением свинцового протектора. При давлении около 10 МПа неконсолидированный образец вдавливается в протектор и значительно улучшает акустический контакт «образец – датчик».

Были автоматизированы измерения давления, температуры и процесс проведения акустических измерений, что позволяет проводить длительные (многодневные) эксперименты по наработке газогидрата в образцах и измерению их акустических свойств.

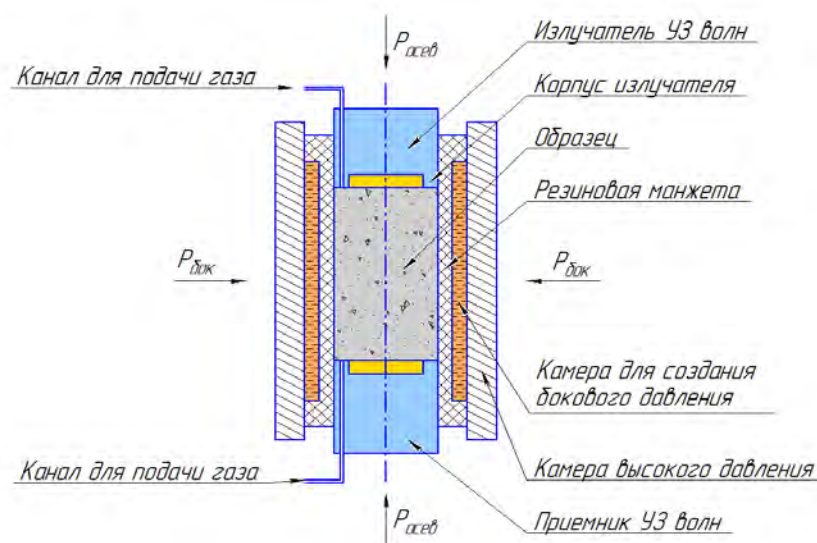


Рис. 1. Схема камеры высокого давления и акустических датчиков

Формирование гидратосодержащих образцов

Выполнено несколько экспериментов по моделированию образцов, содержащих гидраты метана. Гидратосодержащий образец формировался следующим образом. В камеру высокого давления загружалась цилиндрическая ячейка с влажным песком. Устанавливались сжимающее осевое давление (~15 МПа) и боковое поддерживающее давление (~10 МПа). Затем образец «промылся» метаном под давлением 8 МПа и подвергался многократным (4 цикла) изменениям температуры образца от 2 до –8 °С, так что он несколько раз проходил через фазовую границу «замерзания-оттаивания». При этом в порах нарабатывался метангидрат, что отмечалось заметными скачками давления при прохождении через равновесные условия формирования гидрата метана.

Автоматизация процессов возбуждения и регистрации упругих позволяет проводить акустические измерения с заданной частотой в ходе всего эксперимента. Трассы, записанные в ходе одного цикла «замерзания-оттаивания», показаны на рис. 2: слева (синим) показаны трассы генерации и регистрации Р-волн, справа (красным) – трассы для S-волн. Отметим, что все трассы отнормированы по максимуму, так что они не отражают изменение динамики волн при процессе замерзания или оттаивания образцов.

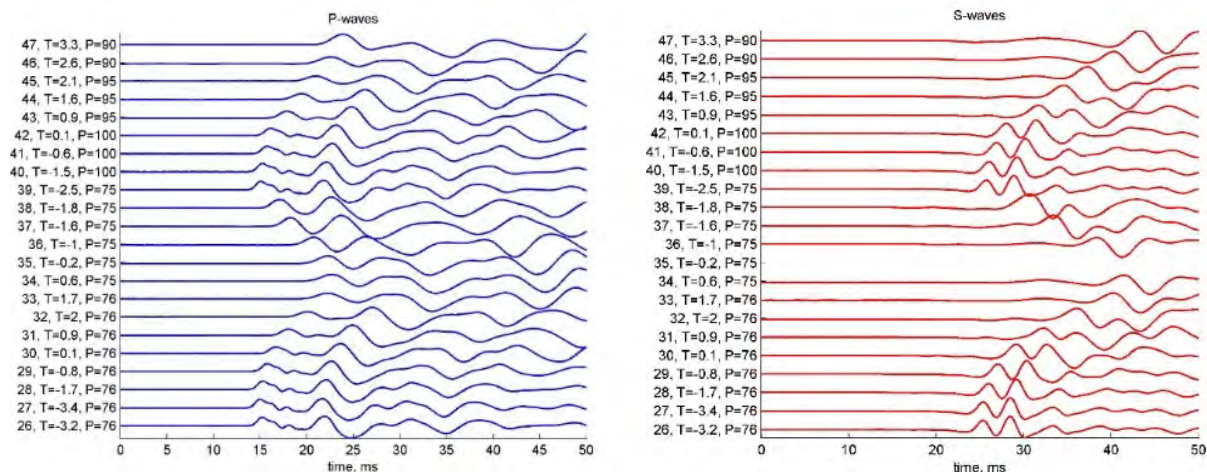


Рис. 2. Записи акустических измерений в ходе цикла «замерзание-оттаивание»: слева (синим) – трассы для Р-волн, справа (красным) – трассы для S-волн.

Длительный эксперимент по формированию гидратосодержащих образцов

Было проведено несколько длительных экспериментов по формированию гидрата метана в образцах песка и измерению из акустических свойств. Данные по одному из экспериментов приведены на рис. 3. Зеленым показаны вариации температуры образца (правая ось), видны несколько циклов «замерзания-оттаивания» для формирования газогидрата метана.

Из рисунка видно, что по мере увеличения количества газогидрата нижний предел изменения скорости на каждом температурном цикле увеличивается от 1000 м/с до 3340 м/с для Р- волн, и от 720 м/с до 2020 м/с для S-волн. Максимальная скорость Р-волн (для отдельного цикла) тоже увеличивается от 3300 м/с до 3400 м/с. Максимальная скорость S-волн увеличивается от 2000 м/с до 2070 м/с. Изменения скоростей с температурой на участке максимального гидратообразования (35-39 часов) незначительны. Это говорит о том, что к концу эксперимента уже было наработано большое количество газогидрата, который сцементировал образец (высокая скорость оставалась и при положительных температурах). Максимальная скорость Р-волн составляет 3500 м/с, скорость S-волн 2070 м/с.

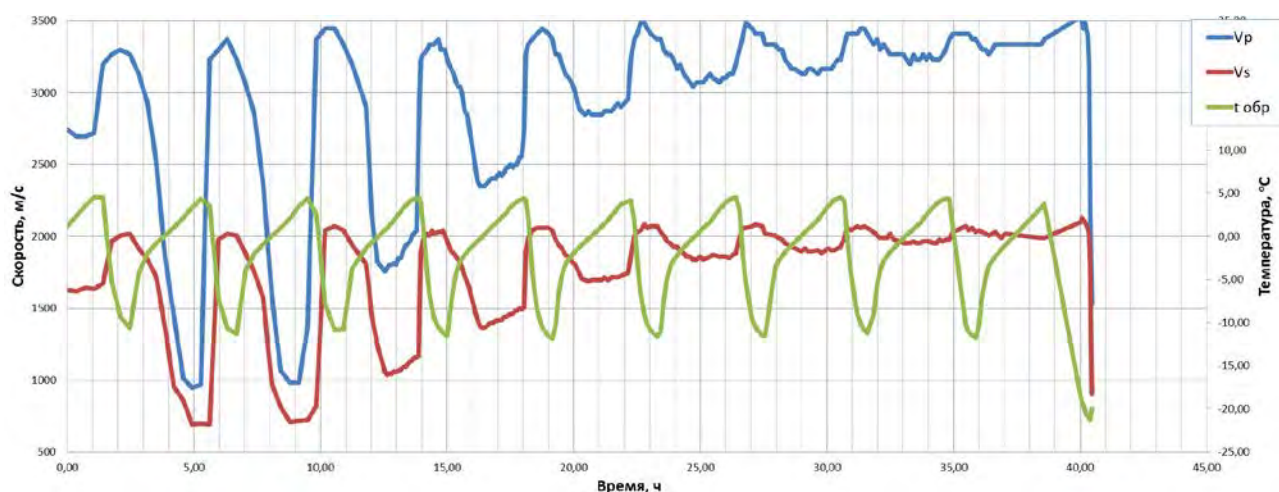


Рис. 3. Результаты длительного эксперимента по изменению скоростей Р-волн (синим) и S-волн (красным) в процессе образования газогидрата, зеленым показана температура.

Выводы

В докладе представлена лабораторная установка, предназначенная для моделирования гидратосодержащих (в том числе неконсолидированных) образцов и изучения их акустических свойств в разных РТ-условиях.

Проведены эксперименты по замораживанию влажного песка и длительные эксперименты по формированию в камере установки образцов, содержащих гидраты метана. Образование метангидрата в образцах подтверждалось характерными изменениями давления в системе. Измерения акустических свойств проводились как в процессе фазовых переходов, так и в стабильной обстановке после их полного завершения.

При замерзании влажного песка и при образовании в песке газогидрата в образцах наблюдалось резкое увеличение скоростей акустических волн. Переход через нулевую температуру показал, что в результате экспериментов удалось почти всю волю перевести в газогидрат метана.

В дальнейшем планируется серия экспериментов для разной водонасыщенности образцов, пористости и состава осадков.

Благодарности: Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда (проект №14-17-00511) в ИНГГ СО РАН и ИНХ СО РАН.

ВЫБОР МЕТОДИКИ ИНВЕРСИОННЫХ ПРЕОБРАЗОВАНИЙ ПРИ ИЗУЧЕНИИ СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ РЕЗЕРВУАРОВ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

Феоктистова О.В., Смирнов О.А., Зайцев А.Н., Охрименко А.Б., Недосекин А.С.
ООО ИНГЕОСЕРВИС

Краткая характеристика участка работ

Геологическая характеристика участка работ. В нефтегазоносном отношении - в южной части Байкитской НГО Лено-Тунгусской НГП. По подошве отложений кембрия участок находится на северо-западном склоне Зелеевского свода Байкитской гемиянтеклизы.

Терригенно-карбонатный разрез венда представлен оскобинской и катангской свитами. Наиболее перспективными на обнаружение залежей УВ являются отложения оскобинской свиты венда. Возможно наличие коллекторов трещинно-порового типа.

Участок расположен в зоне позднепалеозойского-раннемезозойского вулканизма. Структура генерации изверженного материала представляет из себя корни субвулкана центрального типа, обнаженные эрозией интрузий питающей магматической системы. Элементы вулканической структуры представлены в виде интрузий магматических депо (силлов, многоэтажных силлов, тел сложной формы). Породы трапповой формации вскрыты всеми скважинами.

Структурно-динамическая реконструкция развития. Развитие территории неразрывно связано с тектонической эволюцией формирования Ангарских складок.

Реконструкции тектоно-динамического развития территории показала, что исходная модель представляла собой серию блоков или тектонических пластин субмеридионального простираения, которые условно можно назвать как: Северный, Центральный и Южный блоки. Первая фаза после начала инверсии – это фаза сжатия, в которую начало формироваться структура взбросо-надвига. Во вторую фазу происходит окончательное формирование структуры взбросо-надвига и как, следствие, генерация эшелонированных сдвигов, которые приобретают вид структур сдвиговых деформаций. Мы считаем, что фаза транспрессии наступила позже или сразу после сжатия, т.к. сдвиговые движения имеют подчиненное

значение. На рисунке 1 приведена реконструкция фазы одновременной реализации во времени левостороннего сдвига и бокового сжатия, которая сопровождалась формированием трещин скола и отрыва.

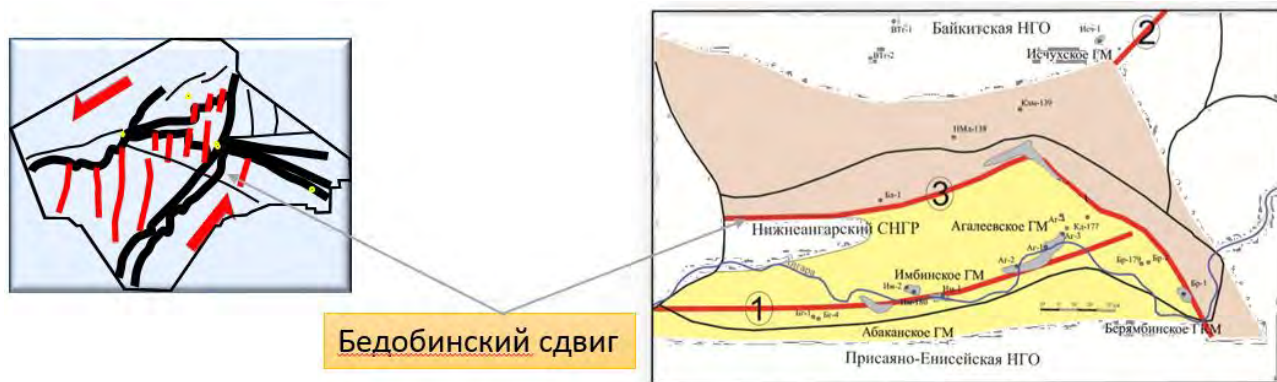


Рисунок 1. Схема расположения месторождений относительно региональных разломов.
1-Ангарский сдвиg; 2-Бедошмо-Юдуконский сдвиg; 3-Бедобинский сдвиg

Активные тектонические движения привели к формированию тектонических нарушений, образующих систему блоков в интервале продуктивной части разреза.

Выделение форм залегания интрузивных тел.

При анализе временных сейсмических кубов были установлены следующие тела, имеющие характерные пространственные формы: трубки, штоки, магматические диапиры, дайки (рис.2). Вытянутые в прямую линию сейсмические образы даек и штоков подчеркивают наличие глубинных разломов, игравших роль магмопроводящих путей вулканов трещинного типа. Территорию изучения можно разделить на две части по характерно развитым интрузивным формам: на севере развиты преимущественно одиночные формы – это штоки, трубки, диапиры, на юге – дайки, сформировавшиеся в теле вулканов трещинного типа.

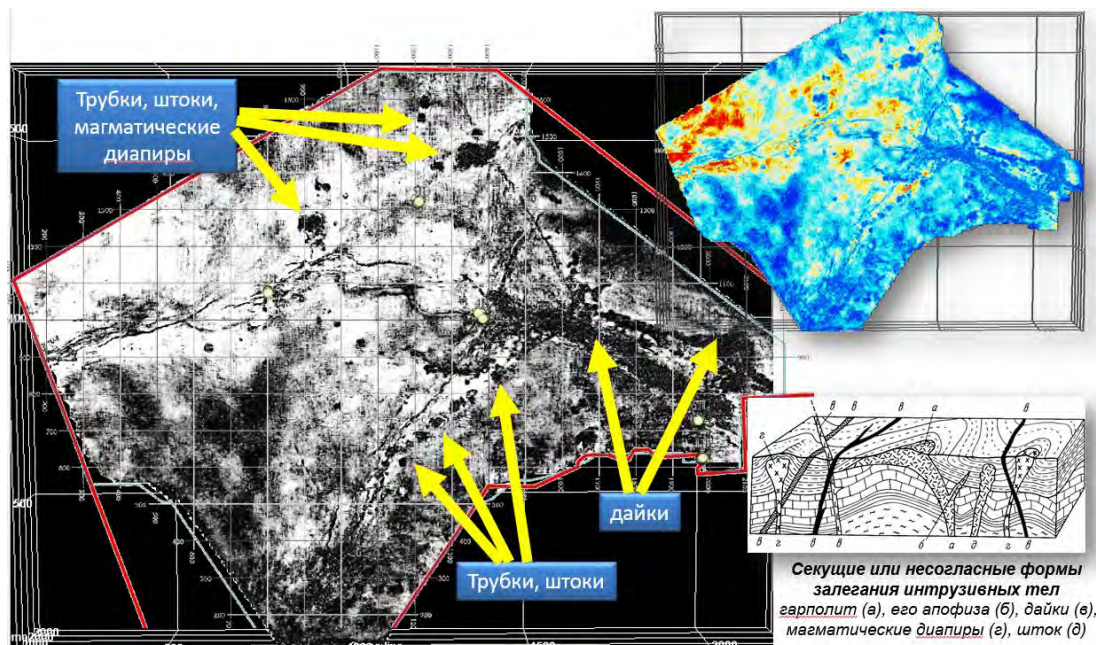


Рисунок 2. Выделение интрузивных форм.
Горизонтальный слайс амплитудного куба в интервале усольской свиты

**Технология прогнозирования коллекторов и их свойств.
Объемное выделение классов по бинарному принципу – решение
петрофизического уравнения на основе кубов V_p и RHO_V в глубинном масштабе**

Для решения задач прогноза параметров и построения геологической модели была разработана технология, использующая новые подходы применения инверсионных преобразований.

Методика работы:

1. Обоснование правила деления кубов на класс коллекторов и неколлекторов по V_p и плотности.
2. Работа с глубинными кубами V_p и RHO_V .
3. Построение куба класса коллекторов.
4. Учет куба «трещиноватость» при построении прогнозных карт.
5. Построение прогнозных карт распределения эффективных толщин.
6. Построение куба трещинных коллекторов. Районирование участков, предрасположенных к трещинообразованию.
7. Построение прогнозных карт распределения K_p для класса коллекторов.

Анализ методики интерпретации данных ГИС.

Выполнен анализ корреляционных полей пористость-проницаемость и определение областей порового и трещинного коллектора, анализ тектонической трещиноватости по керну и установлены значения $K_{пр}$ для порового коллектора и для коллектора с широко развитой трещинной составляющей (матрицей).

Далее была проведена оценка качества связей с упругими параметрами для отложений оскобинской свиты. Анализ чувствительности параметров V_p , V_s , RHO_V к насыщению проведен на основе кросс-плотов изменения параметра V_p/V_s от акустического импеданса с использованием эмпирических связей (палетка изменения уплотнения пород (по Zakir Hossain and Yijie Zhou, 2014г), в результате чего было установлено, что для данного объекта параметры V_p , V_s , RHO_V чувствительны только к изменению плотности пород, а условием разделения на коллектор/неколлектор является задание системы уравнений заданных петрофизических параметров. Получена финальная модель прогноза и районирования коллекторов оскобинской свиты по типу пустотного пространства (рис. 3).

Результаты прогнозирования параметров продуктивной толщи. Геологическая модель продуктивной толщи. В результате работ предложена модель коллектора по типу пустотного пространства (рис. 3). В результате реализованной технологии построены прогнозные карты эффективных толщин, ФЕС.

На основе прогнозного куба объемной плотности, построенного с учетом активных ячеек, отнесенных к классу коллекторов, построена карта прогнозного распределения открытой пористости коллекторов оскобинской свиты. Получено пространственное распределение коллекторов по преобладающему типу пустотного пространства (Рис. 4).

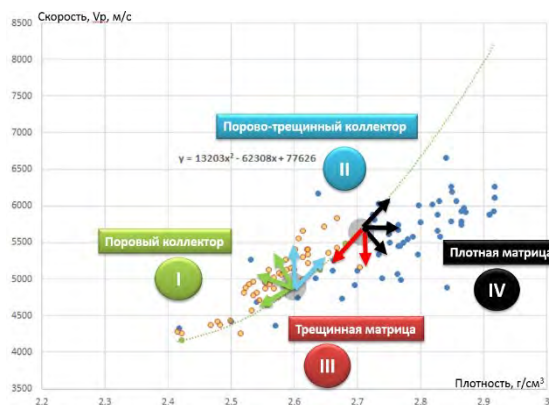


Рисунок 3. Модель прогноза коллектора по типу пустотного пространства

В интервале продуктивных пластов доказано широкое распространение в терригенных коллекторах трещинно-порового типа пустотного пространства. Широкое развитие трещин на севере площади позволяет говорить о разгрузке тектонического напряжения в этой части участка, что, как мы считаем, предрасположено широким развитием карбонатного цемента в породах в интервале оскобинской свиты. Наличие трещинной матрицы является необходимым условием флюидодинамической системы данного типа коллектора. Поэтому такие зоны являются перспективными с точки зрения бурения скважин.

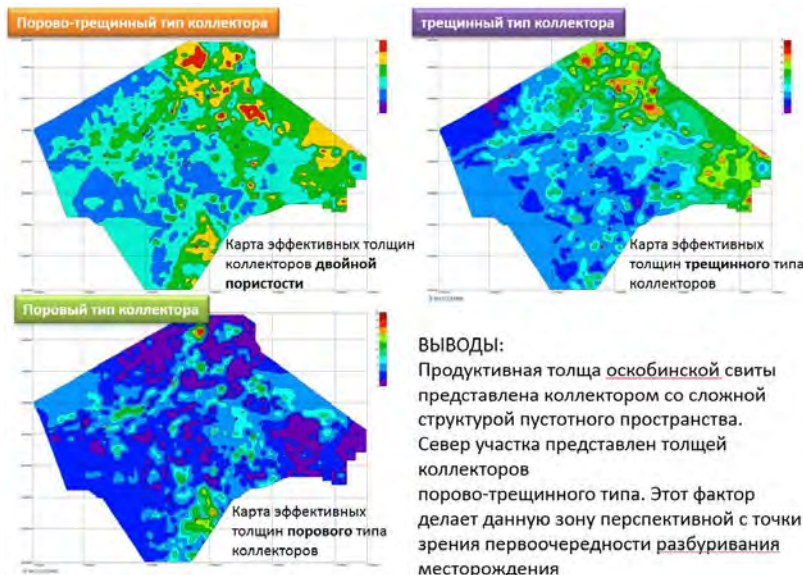


Рисунок 4. Прогнозные карты распределения K_p продуктивных пластов оскобинской свиты

Выводы.

На территории исследований установлено, что положительные структурные формы участка образовались в результате сдвига-сжатия, при активном участии вулканических процессов, вплоть до образования вулканогенных структур. Изучено распространение интрузивных тел по площади.

По результатам исследований керн уточнены принятые граничные значения открытой пористости. Установлен тип коллектора – поровый и трещинно-поровый - и значения $K_{пр}$ для обоих типов коллектора.

Анализ чувствительности параметров V_p , V_s , $R_{НОВ}$ показал, что параметры V_p , V_s чувствительны только к изменению плотности пород, а условием разделения на коллектор/неколлектор является решение системы уравнений для двух кубов: плотности и V_p .

В результате реализованной технологии, которая выполнялась по глубинным кубам, была построена прогнозная карта распределения эффективных толщин, выделены участки с повышенными толщинами. Получена геологическая модель прогнозного распределения коллекторов оскобинской свиты по типу пустотного пространства.

Литература

1. Мельников Н.В., Смирнов Е.В. «Особенности геологического строения Нижнеангарского самостоятельного нефтегазоносного района» / Нефтегазовая геология, №4, 2012г. С 46-53
2. Сапронов Н.Л., Москалев В.А. «Составление структурно-палеовулканологической карты масштаба 1:500000 с врезками масштаба 1:200000 в пределах тунгусской серии листов для ГСР-200 в 1995-1999 гг.», г. Красноярск, 1999 г.
3. Хоменко А.В. Автореферат «Влияние траппового магматизма на нефтегазоносность Тунгусского осадочного бассейна», Новосибирск, 1997 г.

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРО-ВОСТОКА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Найденов Леонид Федорович

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, Тюмень

Территория исследований охватывает северо-восточные районы Западной Сибири, от реки Таз на юге до побережья Карского моря (восточная часть Гыданского полуострова, левобережье реки Енисей), рис. 1.



Рис. 1. Обзорная карта территории исследований

В соответствии с «Решением 6-го МСС по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири» [1], келловей-верхнеюрские отложения исследуемой территории относятся к Тазо-Хетскому, Фроловско-Тамбейскому и Гыданскому структурно-фациальным районам.

Тазо-Хетский тип разреза келловей-верхнеюрских отложений представлен тремя свитами: точинская (бат-келловей), сиговская (оксфорд – кимеридж) и яновстанская (кимеридж-титон-берриас).

Точинская свита сложена темно-серыми глинами и аргиллитами с редкими прослоями алевролитов. В основании свиты залегает пахомовская пачка, которая представлена уплотненными песчаниками и алевролитами. Мощность свиты составляет 50-60 м.

Сиговская свита подразделяется на две подсвиты. Нижняя сложена серыми песчаниками и алевролитами, формирующими пласты СГ₅-СГ₇, с прослоями аргиллитов, общей мощностью от 60 до 110 м. Верхняя подсвита в северных районах Западной Сибири представлена серыми глинами и аргиллитами с прослоями алевролитов. Мощность подсвиты 50-80 м.

Яновстанская свита сложена глинами и аргиллитами мощностью 300-350 м. Песчано-алевролитовые пласты группы ЯН, приуроченные к верхней части свиты, на большинстве площадей заглинизированы.

Фроловско-Тамбейский тип разреза представлен двумя свитами: абалакская (бат-ранний титон) и баженовская (титон-берриас). На территории исследований Фроловско-Тамбейский разрез впервые вскрыт на Пякяхинской площади поисковой скважиной № 2011 (2012 год).

Абалакская свита состоит из двух подсвит. Породы представлены глинами аргиллитоподобными темно-серыми тонкоотмученными до алевроитовых. В нижней подсвите присутствуют стяжения пирита, для верхней подсвиты характерен глауконит. Мощность в скважине № 2011 – 75 м.

Баженовская свита сложена аргиллитами черными битуминозными с коричневатым оттенком, разной степени плитчатыми, плотными с прослоями рыхлых листоватых разностей (баженитов). Часто встречаются прослои известняков, образующие отдельные пачки. Мощность свиты в скважине № 2011 составляет 150 м.

Отметим, что верхняя часть келловей-верхнеюрского разреза на Пякяхинской площади содержит признаки переходного (харампурского) типа и на каротажных диаграммах имеет большее сходство с марьяновской свитой, упраздненной в действующих стратиграфических схемах.

Гыданский тип разреза в изучаемом районе представлен гольчихинской свитой, сложенной глинами и аргиллитами темно-серыми до серых, иногда со слабым буровато-коричневатым оттенком, прослоями битуминозными.

Верхнеюрский нефтегазоносный комплекс на территории исследований выделяется в объеме нижнесиговской подсвиты Тазо-Хетского структурно-фациального района, пласты СГ₅ - СГ₇. Точинская, абалакская, яновстанская и баженовская свиты сложены, в основном, глинами и аргиллитами, песчано-алевролитовых коллекторов не содержат.

Нижняя и средняя юра исследуемой территории относятся к Усть-Енисейскому и Ямало-Гыданскому структурно-фациальным районам.

Расчленение ниже- среднеюрского разреза по свитам в двух данных районах совпадает. Нижняя юра представлена зимней, левинской, шараповской, китербютской и надояхской свитами, средняя – лайдинской, вымской, леонтьевской и малышевской, рис. 2.

Юрские отложения Северо-Востока Западной Сибири изучены слабо, глубокие скважины, вскрывшие юру, пробурены на положительных структурах – Лодочном, Сузунском, Среднемессояхском, Соленинском, Малохетском, Танамском валах, рис. 3. Большехетская впадина, представляющая собой крупный отрицательный элемент Западно-Сибирской плиты и являющаяся уникальным очагом нефтегазогенерации, исследована глубоким бурением на юрские отложения только в последние годы.

На Туколандо-Вадинской площади в начале 2000-х годов пробурена скважина 320, вскрывшая отложения малышевской свиты средней юры. В пределах Хальмерпаютинского вала в 2005-2012 гг. ТПП «Ямалнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» пробурены две глубокие скважины Хальмерпаютинская 2099 и Пякяхинская 2011, которые также вскрыли малышевскую свиту.

Изучению юрско-мелового разреза скважины Туколандо-Вадинская 320 посвящен большой объем публикаций и фондовой литературы таких научных организаций, как СНИИГГиМС, ИГНГ СО РАН, ТПУ, КНИИГГиМС и других. Исследования разрезов скважин Хальмерпаютинская 2099 и Пякяхинская 2011 проведены организациями ИГНГ СО РАН, ЗАО «ИГГ РАЕН» в 2006-2012 гг.

Рассмотрим рисунок из отчета «Геохимические исследования шлама и образцов керна по поисковой скважине 2011 Пякяхинского месторождения», ЗАО «ИГГ РАЕН», Н.В. Лопатин и др. [2].



Рис. 2. Выкопировка из «Региональной стратиграфической схемы нижней и средней юры Западной Сибири» [1]

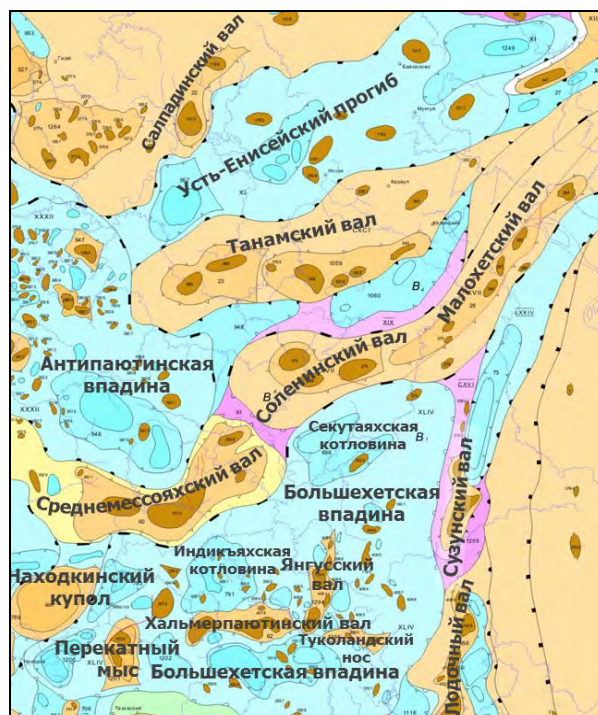


Рис. 3. Выкопировка из тектонической карты мезозойско-кайнозойских отложений ортоплатформенного чехла Западной Сибири (ЗапСибНИГНИ, ред. В.С. Бочкарев, 1990)

Согласно рисунку 4 процесс нефтегазообразования в интервале юрских отложений в кратком виде можно представить следующим образом:

- Яновстанская свита и её аналоги прошли активную реализацию нефтегенерационного потенциала в неогене – четвертичном времени, градация катагенеза МК₂. Данная толща является основным источником нефти в северных районах Западной Сибири.
- Малышевская свита пребывает в зоне катагенеза МК₃ ($R^0=0,97-1,10\%$), когда интенсивно реализуется ее газоконденсатный потенциал, а также идёт образование легких нефтей.
- Отложения нижней юры, а во впадинах – и средней активно генерируют газ и газоконденсат.

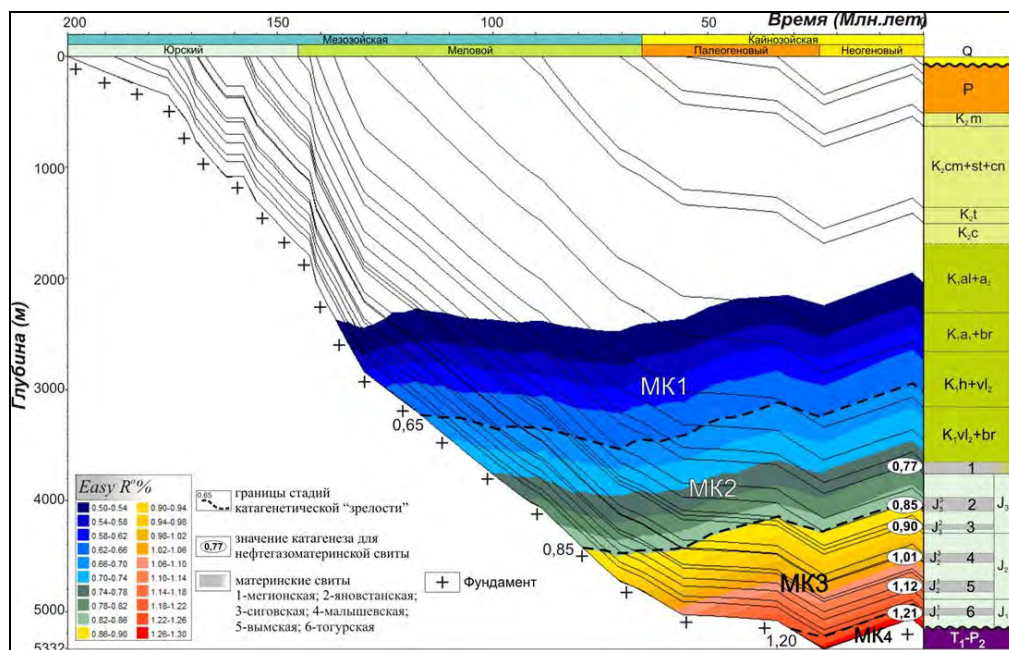


Рис. 4. Катагенетическая «зрелость» органического вещества пород осадочного разреза скв. №2011 Пяяхинской площади по модели Easy R⁰% (ЗАО «ИГГ РАЕН», Н.В. Лопатин и др.)

Учитывая, что в пределах исследуемой территории во впадинах мощность отложений юры может достигать 10 км, её нефтегазогенерационный потенциал колоссален.

Запасы углеводородов уже открытых месторождений Большехетской впадины и обрамления, а также Гыданского полуострова оцениваются не менее чем в 5 млрд. т.н.э. Распределение месторождений по фазовому состоянию УВ в северо-восточных районах Западной Сибири представлено следующим образом: газонефтяные и нефтегазоконденсатные месторождения приурочены к обрамлению Большехетской впадины; газоконденсатные Хальмерпаютинское и Южно-Мессояхское, Пякяхинское нефтегазоконденсатное – к положительным структурам, осложняющим ложе впадины, для полуострова Гыдан характерны газовые, газоконденсатные месторождения.

Основной объем запасов приурочен к апт-альб-сеноманскому НГК, в меньшей степени – неокомскому, доля верхнеюрского и нижне- среднеюрского комплексов в структуре запасов ничтожно мала.

Минимальный объем открытых залежей в юре обусловлен геологическими и технологическими причинами. Фильтрационно-ёмкостные свойства пластов в верхнеюрском НГК (пласты СГ₅ - СГ₇ сиговской свиты) низкие, относятся к V классу по А.А. Ханину: $K_{пр} - 0,01-10 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$, $K_{п} - 12-14 \%$, а в нижне- среднеюрском НГК песчано-алевролитовые пласты, за редким исключением, относятся к неколлекторам. Тем не менее, получение промышленных притоков газообразных УВ из низкопроницаемых коллекторов реально. Наличие зоны аномально высоких пластовых давлений с глубин распространения глинистых нижневаланжинских отложений и ниже, в свою очередь, благоприятствует выходу УВ из матрицы коллектора. Фонтаны газоконденсата дебитом до сотен тыс. м³/сут из юрских отложений получены на Тазовском, Тагульском и Русско-Реченском месторождениях.

ВЫВОДЫ

- Юрские отложения северо-востока Западной Сибири обладают огромным нефтегазогенерационным потенциалом.
- На территории Большехетской впадины, по результатам геохимических исследований разрезов опорных скважин территории ТПП «Ямалнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», показано, что верхнеюрские отложения генерировали нефть и газ, средне- и нижнеюрские – в основном газ и конденсат.
- Кроме нефтегазогенерационной составляющей, юрские отложения содержат залежи УВ: верхнеюрские – в Тазо-Хетском фациальном районе, среднеюрские – практически повсеместно, в зонах, связанных с развитием улучшенных коллекторов.
- На территории полуострова Гыдан требуется проведение дополнительных геологоразведочных работ, включающих сейсморазведку и бурение глубокой параметрической скважины.

Литература

1. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири, Новосибирск 2003 г. - Новосибирск: СНИИГГиМС, 2004. – 114 с., прил. 3/31 л.
2. Геохимические исследования шлама и образцов керна по поисковой скважине 2011 Пякяхинского месторождения: отчет / ЗАО «ИГГ РАЕН»; отв. исполн. Лопатин Н.В. – М., 2012. – 273 с.

ПАЛЕОГЕОГРАФИЧЕСКИЕ РЕКОНСТРУКЦИИ ВЕРХНЕЮРСКИХ ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ СУЗУНСКОГО НГР ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Низяева Ирина Сергеевна, Шиманский Владимир Валентинович, Танинская Надежда
Владимировна, Колпенская Наталья Николаевна
ФГУ НПП "Геологоразведка", Санкт-Петербург

Сузунский нефтегазоносный район (НГР) находится на северо-востоке Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции и входит в состав Пур-Тазовской нефтегазоносной области (Рис.1). На территории Сузунского НГР продуктивной в верхнеюрских отложениях является нижнесиговская подсвета (пласты СГ5-7) - аналог верхней васюганской подсветы (пласты Ю1-1, Ю1-2, Ю1-3) [1]. Мощность отложений подсветы колеблется от 60 до 155 метров.

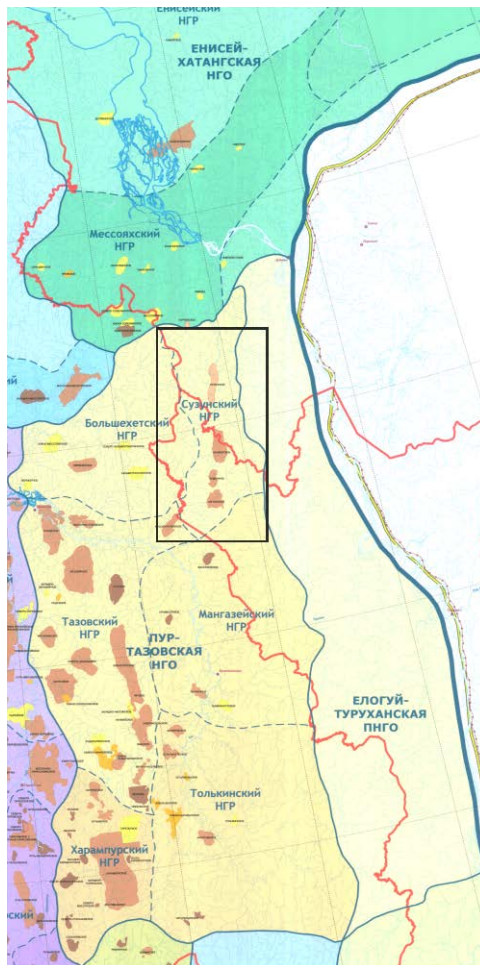


Рисунок 1. Обзорная карта территории исследований.

Выполнено детальное седиментологическое описание керна по 6 скважинам, петрографический, палинологический, микрофаунистический анализы, выделены фации по данным керна и ГИС и проведены палеогеографические реконструкции с целью определения фаций, благоприятных для формирования коллекторов.

Литологические разности пород по разрезу и по латерали варьируют от песчаника мелко-среднезернистого, мелкозернистого с примесью алевро-песчано-глинистого материала до аргиллита алевроитистого с линзочками и тонкими прослоями алевроитового материала. Присутствие в разрезе большего количества и большей мощности песчаных пропластков характерно для юго-восточной части района исследований. Тектурный анализ пород показал присутствие троговой слоистости, волновой ряби, штормовых прослоев, биотурбации, градиционной слоистости и резких границ между песчаными и глинистыми

осадками. Биотурбация разной степени интенсивности от слабой в песчанике до сильной в глинисто-песчанистых отложениях. Ходы илоедов ихнофагий *Cruziana* и *Skolithos* [2]. Присутствие крупных ходов (до 4-6 см) *Teichichnus* в скважинах свидетельствуют о быстром поступлении материала в бассейн седиментации (Рис.2, 3). В керне встречены единичные ростры белемнитов, единичные отпечатки раковин аммонитов, раковины двустворок, раковинный детрит. Отмечаются линзы пирита, единичные зерна глауконита и пятна ожелезнения, указывающие на восстановительные условия среды.

	
Рисунок 2. Крупный ход <i>Teichichnus</i> в биотурбированном переслаивании песчаника тонкозернистого и алевролита глинистого (<i>Phycosiphon</i>).	Рисунок 3. Песчаник тонкозернистый с бугорчатой слоистостью, образованной штормовыми волнами с прослоями алевролита глинистого биотурбированного (<i>Phycosiphon</i>).

Петрографический анализ шлифов нижнесиговских отложений показал, что с востока на запад происходит изменение гранулометрических показателей и состава цемента, что повлияло на качество коллекторов. Наилучшие коллекторы встречены в Тагульских скважинах, где доминирует песчаник мелкозернистый алевролитовый с хорошей сортировкой и преимущественно глинистым цементом каолинистового состава. Западнее в сторону Русско-Реченских скважин песчаник становится алевролитистым полимиктовым со средней и плохой сортировкой, с глинисто-карбонатным и карбонатно-глинистым цементом каолинит-кальцит-сидерит-доломитового состава.

По данным палинологического анализа установлено присутствие во всех изученных скважинах морского микрофитопланктона 4,3-50,3 %; пыльцы *Classopollis* 14,7-28,8 %. Микрофаунистический анализ показал присутствие в породах эврибионтных фораминифер.

На основании проведенного описания кернового материала и результатов палинологического и микрофаунистического анализов установлено, что формирование подсвиты происходило в мелководно-морских и прибрежно-морских условиях осадконакопления с преобладанием волновых процессов. Анализируя данные керна, ГИС и петрографического анализа можно сделать вывод, что основной источник сноса материала находился на востоке. По данным ГИС прослеживается присутствие маломощных песчаных тел в северо-восточной части территории.

По комплексу каротажных кривых с использованием методики В.С. Муромцева [3] в районе исследований выделено 5 фаций: вдольбереговых баров и барьерных островов, нижней и верхней предфронтальных зон пляжа, мелководно-морского шельфа.

Закартированы предполагаемые зоны распространения по площади выделенных фаций (Рис.4). Сделан вывод, что наиболее перспективными для формирования коллекторов и поисков УВ являются фации вдольбереговых баров и барьерных островов.

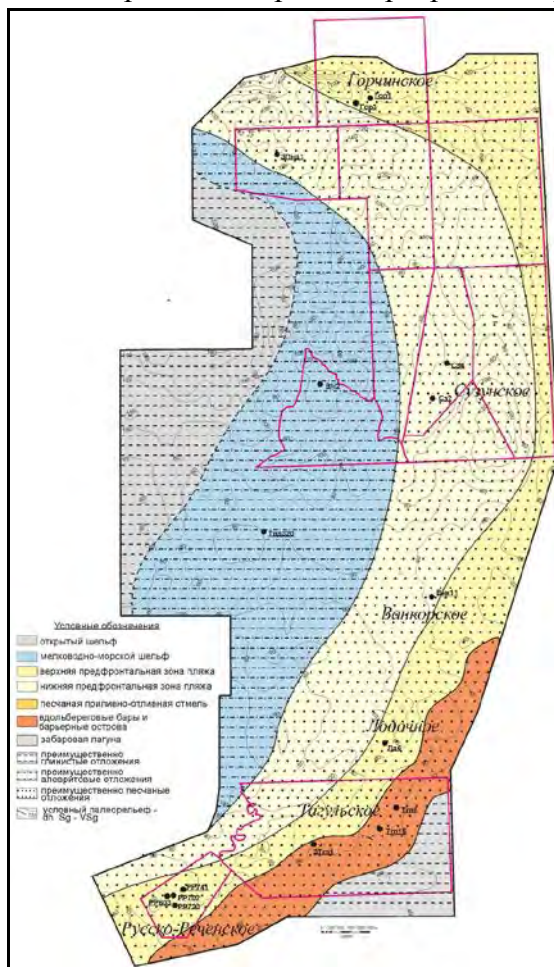


Рисунок 4. Литолого-фациальная карта на время формирования нижней подсвиты
сиговской свиты

Литература:

1. Атлас "Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа". Ханты-Мансийск: ГП НАЦ РН им В.И. Шпилемана, 2004. 148 с.
2. Pemberton S. G, K. Shanley, J. Dolson. Core Description Manual for Siliciclastic Cores. For TNK-BP. Tyuman, Russian Federation, 2007. 133 p.
3. Муромцев В. С. Электрометрическая геология песчаных тел—литологических ловушек нефти и газа. Л.: Недра, 1984. 260 с.

УТОЧНЕНИЕ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ И КОЛИЧЕСТВЕННОЙ ПРОГНОЗНОЙ ОЦЕНКИ РЕСУРСОВ УВ ОРЕНБУРГСКОГО СЕГМЕНТА ПРЕДУРАЛЬСКОГО КРАЕВОГО ПРОГИБА.

Политыкина Марта Андреевна, Багманова Светлана Владимировна
ООО «ВолгоУралНИПИгаз», г. Оренбург

Состояние сырьевой базы газовой промышленности России в целом характеризуется высокой выработанностью базовых месторождений – гигантов и выработкой активных

запасов с невысокими темпами наращивания запасов. Очевидно, что в настоящее время структура ресурсов УВ характеризуется преобладанием доли трудноизвлекаемых, связанных с низкопоровыми, малопроницаемыми, как терригенными, так и карбонатными коллекторами.

Оренбургская область обладает высоким потенциалом УВ сырья. Последняя количественная оценка и анализ структуры ресурсов УВ Оренбургской области по состоянию на 01.01.99 г., т.е. почти десятилетие назад (В.С. Коврижкин).

Согласно нефтегеологическому районированию, принятому в Оренбургском регионе, Предуральский прогиб расположен в пределах Сакмаро-Илекского нефтегазоносного района (НГР) Южно-Предуральской нефтегазоносной области Волго-Уральской провинции. На западе Сакмаро-Илекский НГР граничит с Восточно-Оренбургским и Соль-Илецким. На востоке – с оренбургским сегментом зоны передовых складок Урала, который пока не включен ни в один НГР.

Выделено восемь нефтегазоносных комплексов: эйфельско-франский карбонатно-терригенный, франско-турнейский карбонатный, визейский преимущественно терригенный, окско-башкирский карбонатный, верейский терригенный, средне-верхнекаменноугольный карбонатный, нижнепермский карбонатный, верхне-пермский терригенно-карбонатный. Для территории характерна различная плотность разведанных запасов нефти и газа. Следует отметить низкую геологическую изученность исследуемого района.

Изученность Предуральского прогиба сейсморазведкой МОГТ к моменту начала ГРП ООО «Газпром добыча Оренбург» была крайне низкой: плотность профилей 0,33 пог.км/км². Широкомасштабные геофизические работы начаты в конце 2001 г. К настоящему времени на территории области выполнен значительный объем ГРП, включающий параметрическое, поисковое и разведочное бурение, региональную, поисковую и детальную сейсморазведку МОГТ в модификациях ШП, 2Д и 3Д, гравиразведку, низкочастотную акустическую разведку АНЧАР, сейсмическую локацию бокового обзора, электроразведку ДНМ и геохимическую съемку. Плотность сети всех видов профилей достигла 2,1 пог. км/км². Объем региональных сейсморазведочных работ МОГТ, выполненных силами ООО «Газпром добыча Оренбург», составил 846,5 пог. км (МОГТ-2Д - 210 пог. км; МОГТ-ШП – 636,5 пог. км). Объем площадных сейсморазведочных работ МОГТ, выполненных силами ООО «Газпром добыча Оренбург» составил 7944,8 пог. км (МОГТ-2Д – 7583 пог. км; МОГТ-ШП – 361,8 пог. км). Объем выполненной трёхмерной сейсморазведки МОГТ-3Д на Корниловской, Северо-Корниловской, Кызылбинской, Беляевской, Вершиновской и Нагумановской площадях составил 1865,3 км².

В результате форсированных ГРП силами ООО «Газпром добыча Оренбург» в Предуральском прогибе открыто 2 месторождения – Акобинское и Западно-Рождественское.

За период 2002-2014 г.г. извлекаемые перспективные ресурсы Предуральского прогиба категории С₃, по сравнению с 2002 г., увеличились в 3 раза; прогнозные ресурсы категории Д¹л - в 3,3 раза.

На 01.01.2015 г. в Предуральском краевом прогибе (в зоне деятельности ООО «Газпром добыча Оренбург») находятся 19 подготовленная к глубокому бурению и 40 выявленных структур. Глубина залегания продуктивных отложений изменяется от 2900 м до 6000 м.

Исходя из количественной оценки перспективных и прогнозных ресурсов УВ Предуральский краевой прогиб представляет огромный практический интерес. Здесь сосредоточены огромные ресурсы УВ, и в первую очередь свободного газа.

СЕКЦИЯ «ГЕОМЕХАНИКА»

ПРЯМЫЕ И ОБРАТНЫЕ ЗАДАЧИ ГЕОМЕХАНИКИ: ПРОШЛОЕ, НАСТОЯЩЕЕ И БУДУЩЕЕ

Назарова Лариса Алексеевна, Назаров Леонид Анатольевич

ФГБУН Институт горного дела им. Н. А. Чинакала СО РАН, Новосибирск

I. Геомеханика как самостоятельная дисциплина, изучающая процессы деформирования и разрушения массивов горных пород под действием естественных и техногенных факторов, окончательно сформировалась к середине 60-х годов прошлого века, что было закреплено образованием Международного общества механики горных пород (ISRM). Ее теоретической базой служат модели механики континуума и дискретных сред, а также соответствующие методы математической физики решения задач.

Проведен ретроспективный анализ имеющихся аналитическое решение прямых задач механики сплошных сред, нашедших приложение в геомеханике на начальном этапе ее развития для оценки устойчивости породных массивов и различного рода сооружений. Эти задачи, связанные с именами Буссинеска, Галина, Кельвина, Кирша, Ламе, Леви, Митчела, Фламана, Черутти и многих других, послужили методической базой для дальнейшего развития методов анализа и интерпретации полей напряжений и деформаций, формирующихся в окрестности возводимых геотехнических объектов и их конструктивных элементов. На современном этапе для прямых задач теоретической геомеханики характерны:

- ♦ мультидисциплинарные постановки, когда при описании деформирования объектов учитывается комплекс воздействий различной физической природы (механические, гидродинамические, электромагнитные, химические);
- ♦ заметное уменьшение доли абстрактных исследований (например, создание новых моделей необратимого деформирования породных массивов) и увеличение числа работ, посвященных анализу состояния реальных объектов на основе *in situ* данных;
- ♦ использование многопроцессорных систем и широкое распространение “универсальных” программных комплексов.

Последнее обстоятельство создает иллюзию разрешимости любой задачи и, как следствие, опасную тенденцию в образовательном процессе, когда происходит разрыв между пониманием физических основ природного или техногенного явления и “откликом” среды – смещениями, напряжениями и деформациями, рассчитанными с помощью этих комплексов.

II. Предшественниками обратных задач геомеханики послужили, по-видимому, задачи интерпретации данных измерения смещений контура скважины при реализации методов определения напряжений (обуривания керна, щелевой разгрузки). С внедрением численных методов в практику геомеханических расчетов появилась возможность верификации математических моделей, которая осуществлялась простым варьированием параметров и выбором подходящего варианта по одному, доминирующему критерию, например, “прогиб кровли выработки не должен превышать предельного значения”.

Строгие постановки обратных задач геомеханики для упругих и пороупругих моделей применительно к проблеме диагностики состояния и определения механических и фильтрационных свойств породного массива были выполнены авторами сравнительно недавно [1-4]. Перечислим основные, на наш взгляд, обстоятельства, затрудняющие широкое использование обратных задач для исследования геотехнических и природных объектов.

1. Высокая (по сравнению с геофизикой) стоимость *in situ* экспериментов для получения входных данных и, как следствие, их малый объем.

2. Большинство процессов, протекающих в массиве горных пород, - квазистатические. Это обуславливает:

- ♦ преобладание пассивных методов регистрации параметров физических полей;
- ♦ быстрое (по сравнению с динамикой) пространственное затухание возмущений, которые могут быть использованы в качестве входной информации.

3. Породный массив имеет блочно-иерархическую структуру, при идентификации которой присутствуют элементы субъективности: имеет место неопределенность при построении геометрической модели объекта и учета в ней дискретных данных наблюдений.

III. Если для геофизики одной из основных проблем является выявление структуры и физических свойств исследуемого объекта, то для геомеханики – установление напряженно-деформированного состояния породного массива. Проиллюстрируем возможность решения этой задачи с помощью инверсии данных акустического зондирования.

Известно, что скорость распространения упругих волн в породах зависит от напряжений. Воспользуемся данными [5] лабораторных измерений скорости продольных волн V при гидростатическом сжатии аргиллита, которые можно аппроксимировать функцией

$$V(\sigma) = B - (B - A) \exp(-\alpha\sigma), \quad (1)$$

где $A = 2710$ м/с, $B = 4210$ м/с, $\alpha = 6 \cdot 10^{-8}$ 1/Па, σ - среднее напряжение.

Рассмотрим протяженную в горизонтальном направлении выработку сводчатого очертания (такая форма обеспечивает наилучшую устойчивость [6]), расположенную в породном массиве, находящемся в поле гравитационных и тектонических напряжений. Последние будем характеризовать коэффициентом бокового отпора q . Массив моделируется однородной упругой средой (плотность ρ , параметры Ламе λ и μ). В вертикальном сечении вкрест простирания выработки выберем расчетную область D - прямоугольник со сторонами X и Z на порядок большими поперечных размеров выработки. На ∂D сформулируем граничные условия, представленные на рис. 1, где σ_{ij} - компоненты тензора напряжений ($i, j = x, z$); (x, y, z) - декартовы координаты, ось y направлена по простиранию выработки; u_i - смещения; S - литостатическое напряжение.

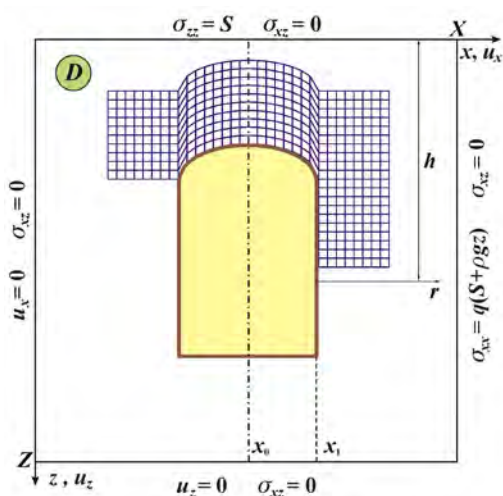


Рис. 1. Схема области, граничные условия и фрагмент сетки конечных элементов.

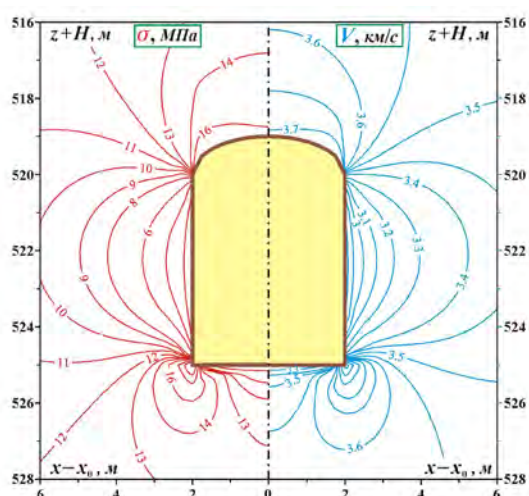


Рис. 2. Изолинии среднего напряжения σ и скорости волн V в окрестности выработки.

Напряженно-деформированное состояние в окрестности выработки, описываемое линейно-упругой моделью, рассчитывалось методом конечных элементов с

использованием оригинального кода [7]. На рис. 2 показаны результаты решения прямой задачи: слева распределение среднего напряжения $\sigma=0.5(\sigma_{xx}+\sigma_{zz})$ при $X=100$ м, $Z=60$ м, $\rho=2000$ кг/м³, $\lambda=\mu=8$ ГПа, $S=10$ МПа (соответствует глубине $H=500$ м) и $q=1.5$; справа – найденные по (1) скорости продольных волн V . Оказалось, что при $q<1$ (сбросовый геодинамический режим) пространственный градиент V максимален в кровле и почве выработки, а при $q>1$ (взбросовый режим) – в ее бортах. Этот факт и определяет положение трассы на контуре выработки, вдоль которой устанавливаются источник и приемники при реализации акустического метода определения напряжений.

Пусть в массиве действует взбросовый геодинамический режим. Выберем следующую систему регистрации: на глубине h от верхней границы области D (рис. 1) на одном из бортов выработки расположим источник (в пункте с координатой $y=0$), а по простиранию выработки на расстоянии b друг от друга – N приемников. Обозначим t_n время прихода головной волны в пункт с координатой $y_n=nb$. При известных свойствах среды (A , B , α , и ρ) значения t_n зависят только от S и q , поэтому введем целевую функцию

$$\Omega(S, q) = \sqrt{\sum_{n=1}^N [t_n(S, q) - T_n]^2 / N},$$

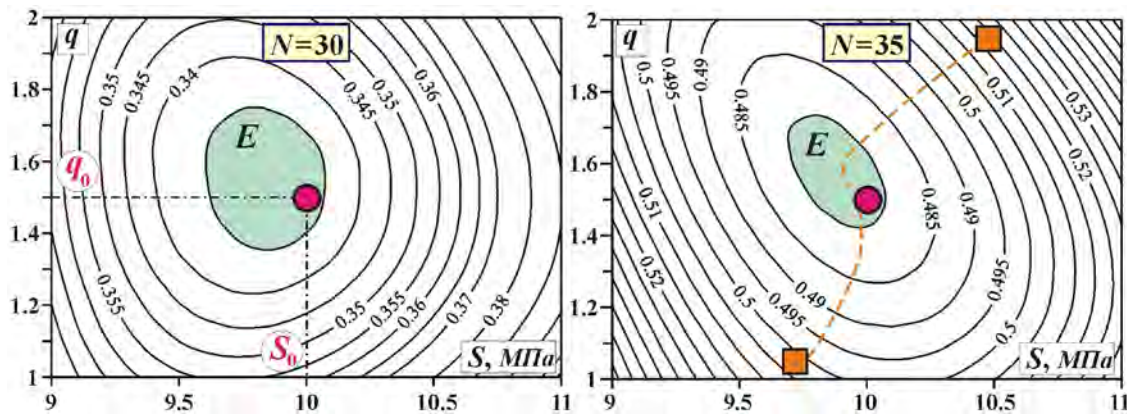
где T_n измеренные *in situ* данные; “теоретические” времена t_n находятся лучевым методом для скоростной модели среды в плоскости $z=h$, а распределение $V(\sigma)$ – по (1) с учетом решения краевой задачи. Годограф головной продольной волны вычислялся по известным формулам:

$$y_n(r) = 2 \int_0^r \frac{V(\zeta) d\zeta}{\sqrt{W^2(r) - V^2(\zeta)}}, \quad t_n(r) = 2W(r) \int_0^r \frac{d\zeta}{V(\zeta) \sqrt{W^2(r) - V^2(\zeta)}},$$

где $W(r) = \max_{0 \leq \zeta \leq r} V(\zeta)$, $r=x-x_1$, x_1 – абсцисса борта выработки (рис. 1).

Минимум Ω доставляет решение обратной граничной задачи определения горизонтальной и вертикальной составляющих внешнего поля напряжений по данным акустического зондирования. Для исследования ее разрешимости сгенерируем синтетические входные данные $T_n=(1+\xi_n) t_n(S_0, q_0)$, где $S=S_0$, $q=q_0$ – точное решение; ξ_n – равномерно распределенные на отрезке $[-\delta, \delta]$ случайные величины; δ – амплитуда мультипликативного шума.

На рис. 3 показаны линии уровня Ω при $S_0=10$ МПа, $q_0=1.5$, $\delta=0.05$, $h=22$ м, $x_1=48$ м, $r=10$ м и $b=1.5$ м, для различного числа приемников N . Область эквивалентности E , где изменение Ω не превышает 2%, выделена тоном. При $\delta \leq 0.05$ целевая функция унимодальна, для поиска ее минимума использовался модифицированный метод градиентного спуска [8]. Оказалось, что при любом начальном приближении (квадраты на рис. 3) предельная точка итерационного процесса (траектории показаны штриховыми линиями) расположена в E .



5. Pervukhina M., Gurevich B., Dewhurst D.N., Siggins A.F. Applicability of velocity–stress relationships based on the dual porosity concept to isotropic porous rocks // *Geophysical Journal International*. 2010. V. 181. N 3. P. 1473–1479.
6. Бронников Д.М., Замесов Н.Ф., Богданов Г.И. Разработка руд на больших глубинах. М.: Недра, 1982. 292 с.
7. Назарова Л.А. Моделирование объемных полей напряжений в разломных зонах земной коры // Доклады Академии наук. 1995. Т. 342. № 6. С. 804-808.
8. Назаров Л.А., Назарова Л.А., Карчевский А.Л., Панов А.В. Оценка напряжений и деформационных свойств породных массивов на основе решения обратной задачи по данным измерений смещений на свободных границах // *Сибирский журнал индустриальной математики*. 2012. Т. 15. № 4. С. 102-109.

ТРИ УРОВНЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ ТОЧНОСТИ И ДОСТОВЕРНОСТИ ГЕОМЕХАНИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ.

Федотов Сергей Леонидович

CGG, Москва

Введение

Геомеханические факторы играют важную роль на всех стадиях жизни резервуара. Вследствие этого возникает необходимость их оценки и управления ими, начиная с прогноза рисков проводки отдельных скважин на месторождении и кончая максимизацией объема добычи. Геомеханические модели жизненно необходимы при планировании бурения скважин с целью прогноза возможных осложнений при бурении. Устойчивость ствола скважины в сочетании с поровым давлением определяют ограничения на вес бурового раствора, необходимого для безопасного бурения. Жизненно необходима достоверная геомеханическая модель и при планировании гидроразрыва пластов с целью интенсификации добычи УВ. Поиски углеводородов в сложнопостроенных коллекторах и труднодоступных условиях, а также дальнейшая их разработка требуют более совершенных и инновационных подходов. В связи с этим использование сейсмических данных для построения геомеханических моделей таких месторождений все больше входит в практику геофизических работ.

1D геомеханическая модель

Первый уровень использования сейсмических данных при построении 1D геомеханической модели основан на использовании детального структурного каркаса, полученного на основе интерпретации сейсмических данных. На этом уровне использование сейсмических данных позволяет учесть важные факторы, связанные с изменением толщин и структурного положения комплексов с разными физическими свойствами – особенно таких, как соли и рифовые массивы, обладающие контрастными по отношению к вмещающим породам свойствами. Однако, при этом пространственное распределение геомеханических свойств осуществляется путем интерполяции между скважинами, что во многих ситуациях является недостаточно достоверным.

3D геомеханическая модель

Второй уровень использования сейсмических данных при построении полноценной объемной (3D) геомеханической модели основан на использовании оценок упругих свойств и базовых модулей породы по результатам детерминистической и геостатистической инверсий

сейсмических данных. Результаты детерминистической синхронной инверсии обеспечивают оценку 3-мерного распределения упругих свойств горных пород в значительном интервале глубин в сейсмическом диапазоне частот, что дает возможность оценки ряда геомеханических свойств среды, необходимых при планировании проводки скважин (например, проектирование удельного веса бурового раствора). Результаты геостатистической инверсии обеспечивают оценку геомеханических свойств с детальностью данных ГИС в продуктивных интервалах разреза, что дает возможность правильно спроектировать как процесс вскрытия пласта, так и проводку горизонтальной части скважины и осуществить дизайн ГРП.

Полная 3D геомеханическая модель

Третий уровень использования сейсмических данных предполагает извлечение информации об анизотропных свойствах среды, ставшей доступной благодаря широкоазимутальным полевым 3D наблюдениям. Анизотропная инверсия сейсмических данных на основе оценки направления и величины анизотропии позволяет установить, в зависимости от конкретной ситуации, либо направление и величину минимального стресса, либо направление и интенсивность естественной трещиноватости пород. Эта информация критически важна как при проектировании направления бурения горизонтальных скважин, так и при дизайне ГРП. Вместе с результатами детерминистической и геостатистической инверсий результаты анизотропной инверсии обеспечивают построение наиболее полной и достоверной геомеханической модели месторождения.

Таким образом, сейсмические данные способны существенно улучшить качество построения геомеханических моделей для широкого круга ситуаций и доступности тех или иных видов сейсмической информации.

РОЛЬ ПЕТРОФИЗИКИ И РОК-ФИЗИКИ ПРИ ПОСТРОЕНИИ ГЕОМЕХАНИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ (НА ПРИМЕРЕ ПЛАСТА ДКТ ОРЕНБУРГСКОГО РЕГИОНА)

Некрасова Татьяна Владимировна, Яковлева Ирина Петровна, Павловский Юрий
Викторович

CGG Москва, CGG Москва, Газпромнефть НТЦ Санкт-Петербург

Введение

В нефтегазовой отрасли геомеханические модели начали использоваться относительно недавно, но по мере возрастания дисциплин, где учет геомеханических параметров является критичным – это и бурение скважин, и разработка месторождений, и интенсификация пласта, - быстро набирает свою популярность. Так с чего же следует начать построение геомеханической модели?

Ни для кого не секрет, что результаты скважинной интерпретации являются отправной точкой в получении необходимого набора данных при построении геологических моделей и выполнении сейсмических инверсий. Геомеханические модели – не являются исключением. И начинать построение данных моделей необходимо именно с анализа скважинной информации.

Схематично процесс работы со скважинными данным представлен на рисунке 1, где показано, что, выполнив петрофизическую интерпретацию, построив петроэластические модели для восстановления и коррекции данных скорости продольных и поперечных волн, в

дальнейшем мы можем получить набор геомеханических параметров по всем интересующим скважинам.



Рисунок 1. Этапы скважинной интерпретации в оценке геомеханических параметров

Сейсмическая инверсия является одним из самых достоверных способов прогноза упругих свойств в межскважинном пространстве. Имея откалиброванные по скважинам связи упругих параметров с геомеханическими, реализуется возможность постоянного учета изменения этих параметров пласта в процессе его разработки и соответствующей корректировки геомеханической модели.

В докладе приведен пример применения описанного выше подхода, использующего рок-физику, при построении геомеханической модели пласта Дкт с дальнейшим использованием сейсмической инверсии для восстановления упругих и геомеханических параметров в межскважинном пространстве.

Пласт Дкт.

Трудноизвлекаемые коллектора пласта Дкт залегают в подошве нижней пачки колганской толщи верхнефранского подъяруса. Пласт представлен частым чередованием проницаемых, низкопроницаемых и плотных песчаников сложного состава, с прослоями аргиллитов. Покрышкой для пласта служит мощная толща непроницаемых глинистых терригенных и карбонатных пород верхнефранского возраста. Мощность пласта варьируется от 30 до 80 метров. Помимо матричной компоненты коллекторов, значимую часть в общую продуктивность вносят геомеханические параметры и проектирование разработки с учетом таких параметров как первоначальные разнонаправленные напряжения породы, ее хрупкость, так же изменения свойств пород после выполнения гидроразрыва пласта.

Первым этапом в анализе скважинных данных является построение объемной петрофизической модели в поточечном виде. Необходимо учитывать, что как при выполнении сейсмической инверсии, так и при оценке геомеханических параметров исследуемый интервал помимо продуктивного пласта, должен включать выше- и нижележащие отложения. В результате, объемная модель была оценена в пределах от верхнефранского яруса до пашийского горизонта и включала:

- объемную глинистость;
- объемное содержание компонент скелета породы: известняк, доломит, кварц;
- пористость породы.

Анализ и моделирование упругих свойств был проведен во всем интервале. Данный этап был разделен на два подэтапа:

- 1) Эмпирическое моделирование – коррекция в интервалах размыва ствола скважины и синтезирование кривых плотности и скорости продольных и поперечных волн в

интервалах отсутствия записи при помощи известных эмпирических уравнений Гарднера и Гринберга-Кастанья, настроенных на данное месторождение. Данный подэтап необходимо использовать для оценки сейсмического импульса и надежной привязки сейсмических и каротажных данных, а также для оценки геомеханических параметров по всему стволу скважины.

- 2) Теоретическое моделирование – детальное моделирование упругих свойств горных пород, основанное на строгих теоретических подходах рок-физики. Входной информацией являются объемная петрофизическая модель, определение теоретической модели для получения упругих модулей сухой породы и оценка параметров модели и упругих модулей каждой из компонент породы. Результаты данного подэтапа используются при интерпретации сейсмической инверсии, а также для детальной оценки геомеханических свойств, которые в дальнейшем могут быть использованы при выполнении дизайна ГРП.

Оценка геомеханических параметров включала расчет модуля Юнга (динамического и статического), коэффициента Пуассона, основных стрессов, хрупкость породы, порового давления и напряжения сжатия. Керновая информация использовалась при настройке статического модуля Юнга и напряжения сжатия в продуктивном интервале.

На рисунке 2 показан результат выполнения всех трех этапов скважинной интерпретации с полученным результатом дизайна трещины ГРП.

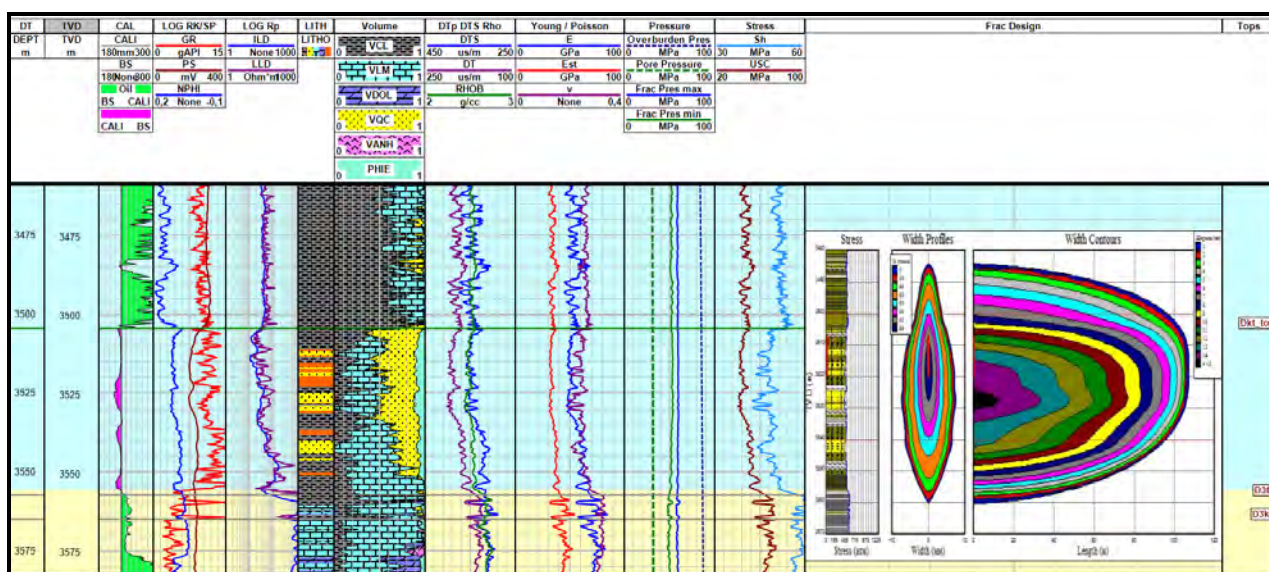


Рисунок 2. Результаты 3-х этапов скважинной интерпретации и результат дизайна трещины ГРП

Анализ полученных результатов показывает достаточно тесные связи некоторых геомеханических параметров с продуктивностью (рисунок 3), что говорит о важности оценки данных параметров при разработке месторождения.

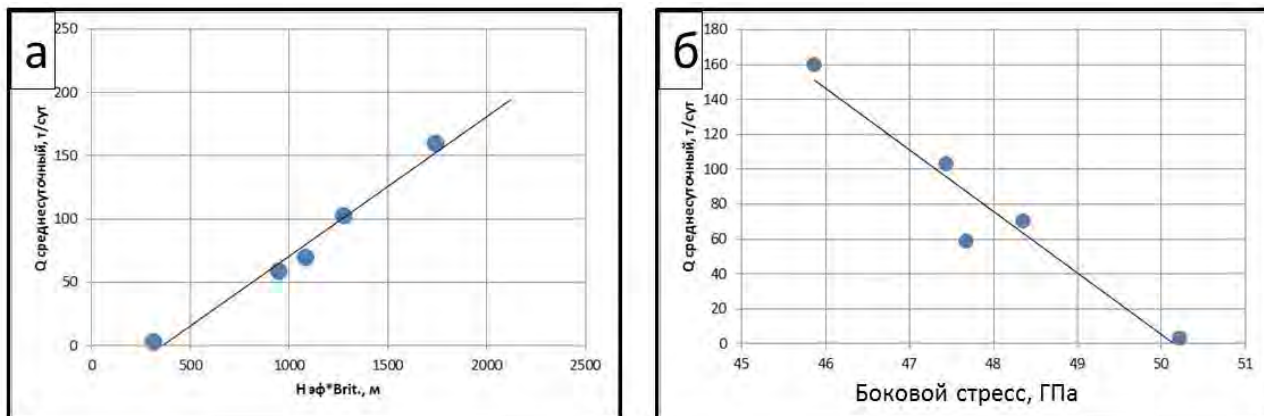


Рисунок 3. Сопоставление среднесуточного дебита с хрупкостью коллектора* (а) и с боковым стрессом пласта $D_{кт}$ (б)

*) хрупкость коллектора, в данном случае, является произведением коэффициента хрупкости коллектора, умноженного на эффективную мощность пласта $D_{кт}$

Выводы.

Концепция использования трех этапов интерпретации скважинных данных дает надежную и согласованную петрофизическую основу для построения геомеханической модели. Важным моментом является то, что данный подход использует всю имеющуюся исходную информацию и при наличии дополнительных данных, легко можно их учесть и выполнить коррекцию существующей модели. Так же необходимо отметить, что отсутствие поперечной волны акустического каротажа не является критичным. Применение рок-физики дает возможность качественно восстановить эти данные, и в последствии использовать полученные результаты при дизайне ГРП. А применение сейсмических инверсий с целью прогноза параметров в межскважинном пространстве дает возможность разработчикам рассчитывать оптимальные траектории скважин и выполнять дизайн ГРП в потенциальных скважинах. Наличие надежных связей продуктивности с геомеханическими параметрами говорит о целесообразности такого подхода.

МЕТОДИКА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ШИРОКОАЗИМУТАЛЬНЫХ СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ ПРИ ПОСТРОЕНИИ ГЕОМЕХАНИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ РЕЗЕРВУАРА С ЦЕЛЬЮ ОПТИМИЗАЦИИ РАЗРАБОТКИ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

Яковлева Ирина Петровна¹, Филиппова Ксения Евгеньевна¹, Павловский Юрий Викторович²

CGG¹, ООО «Газпромнефть НТЦ»²

Известно, что при разработке низкопроницаемых коллекторов с использованием горизонтальных скважин и многостадийного ГРП особенно важным моментом является построение достоверной геомеханической модели резервуара, позволяющей выбрать правильное направление стволов и интервал проведения гидроразрыва. Направление трещины ГРП контролируется профилем напряжений в пласте. Если максимальное напряжение в пласте является сжимающим, то образующиеся трещины будут иметь тенденцию к линейной упорядоченности параллельно главной оси сжатия. Различия в горизонтальных напряжениях на сейсмических данных будут проявляться в виде эффектов сейсмической анизотропии.

В докладе на примере пласта Дкт одного из Оренбургских месторождений показаны подходы к использованию результатов азимутальной сейсмической инверсии сейсмических данных (после специальной обработки) для уточнения параметров геомеханической модели резервуара, в том числе направления максимального горного давления в пласте. Широкоазимутальная сейсмическая съемка высокой кратности позволила в ходе обработки сейсмических данных сформировать по 5 частично-кратных сумм (0-600, 500-1100, 1000-1800, 1700-2400, 2300-3000м) по 6 азимутальным секторам (0-30, 30-60, 60-90, 90-120, 120-150, 150-180°).

Присутствие эффектов анизотропии может быть выявлено уже на этапе анализа сейсмических данных (рис.1), однако для прогноза параметров анизотропии по результатам азимутальной инверсии необходимо, чтобы качество обработки сейсмических данных (в первую очередь, отношение «сигнал-шум») позволило отделить эффекты анизотропии от влияния других факторов. На рис. 1 приведены псевдосейсмограммы, сформированные из частично-кратных сумм для разных азимутальных секторов в точке скважины (1-ая панель – 1-ый азимутальный сектор (0-30°), 2-ая панель - 2-ой азимутальный сектор (30-60°) и т.д.) Четко видно, что волновое поле выше целевого интервала (1-1,2с) выглядит одинаково для разных азимутальных секторов, что говорит об изотропности рассматриваемого интервала. А в целевом интервале видно, что волновое поле сильно изменяется от одного азимутального сектора к другому. Наличие анизотропии в целевом интервале также подтверждает скважина, в которой коэффициент анизотропии был оценен по данным ХМАС и составляет до 7-8%.

Азимутальная инверсия выполнялась в программном пакете Jason (JGW). Алгоритм азимутальной синхронной инверсии реализован с использованием уравнения Рюгера. На первом этапе происходит расчет упругих параметров для различных азимутальных секторов с использованием полного уравнения Кнотта-Цепритца. В дальнейшем по результатам восстановления упругих параметров для разных азимутальных секторов, а именно отношения V_p/V_s и плотности, как наиболее чувствительным к проявлению анизотропии, происходит оценка коэффициента и азимута анизотропии. Отдельно следует отметить, что в интервалах с низкими значениями анизотропии, где горная порода практически изотропна, достоверность определения азимута анизотропии сильно снижается. Поэтому направление анизотропии следует оценивать только для участков разреза с выраженной анизотропией.

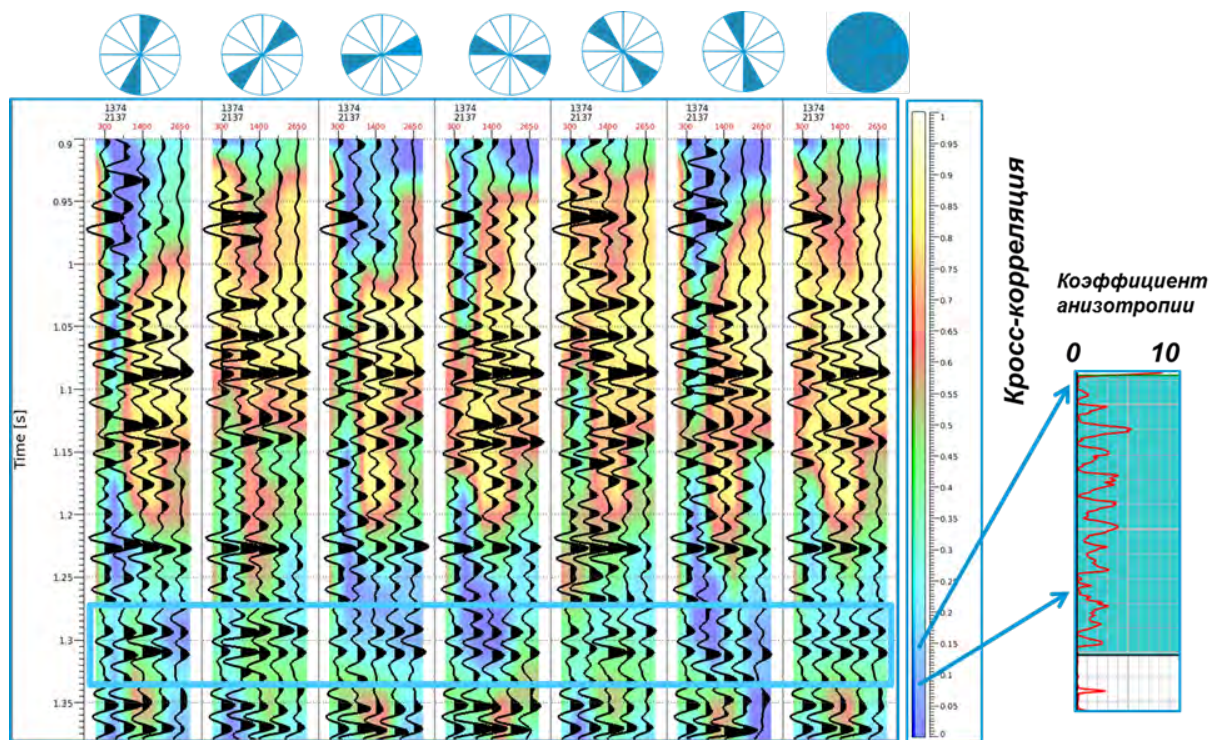


Рис. 1 Проявление анизотропии на сейсмических данных

Знание профиля напряжений в пласте позволяет предсказать направление трещины ГРП. Если максимальное напряжение в земной коре является сжимающим, то образующиеся трещины будут иметь тенденцию к линейной упорядоченности параллельно главной оси сжатия. Поэтому при бурении наклонных и горизонтальных скважин (для последующего ГРП) направление ствола скважины должно совпадать с направлением напряжения в пласте. Мониторинг до и после ГРП с помощью исследований MSD показывает, что после ГРП направление анизотропии остается прежним, а интенсивность анизотропии увеличивается до 10 раз. Таким образом, прогноз величины и направления анизотропии по сейсмическим данным позволяет планировать дальнейшую разработку месторождения.

На рис. 2 приведены результаты азимутальной синхронной инверсии для целевого интервала: на верхней части рисунка показан коэффициент анизотропии, в нижней части – ориентировка анизотропии, которая изменяется по латерали. Так как на изучаемом месторождении анизотропия связана с напряженным состоянием пласта, то величина дебита до ГРП связана только с наличием порового коллектора в скважинах. На рисунке видно, что прогнозируемый по результатам инверсии коэффициент анизотропии хорошо согласуется с коэффициентами анизотропии, определенными по скважинным данным MSD и ХМАС. На месторождении в 6 скважинах были проведены исследования ХМАС и MSD, позволяющие оценить направление анизотропии в скважине, которое в целом согласуется с результатами его прогноза по азимутальной инверсии (рис. 3). На участках с низкими значениями анизотропии, где горная порода практически изотропна, достоверность определения азимута анизотропии сильно снижается.

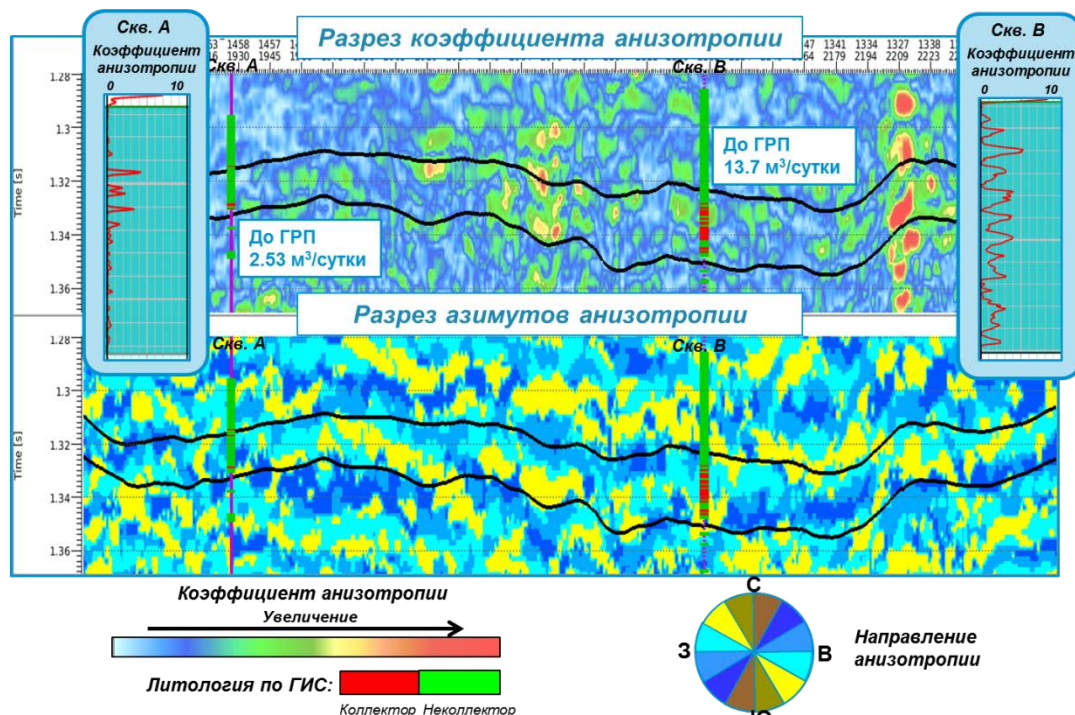


Рис. 2 Результаты азимутальной инверсии: разрезы коэффициента и направления анизотропии.

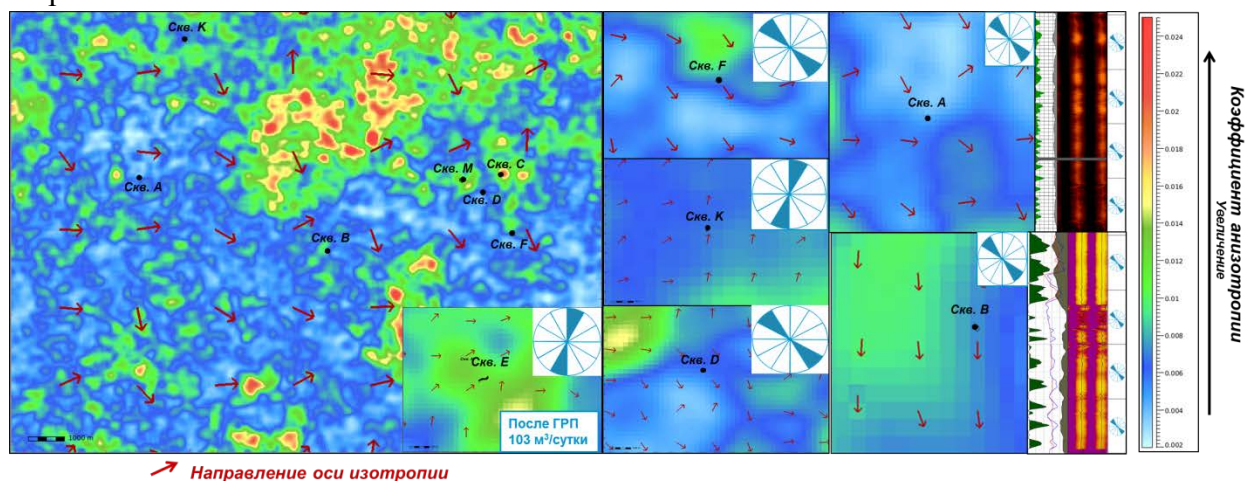


Рис. 3 Сравнение направлений анизотропии в точках скважин по данным XMAC и MSD с направлениями анизотропии по результатам азимутальной инверсии.

Корректное восстановление в объеме упругих параметров разреза, таких как скорости продольных и поперечных волн, коэффициент Пуассона для каждого азимутального сектора позволяет выполнить прогноз в межскважинном пространстве зон, наиболее благоприятных для проведения высокодебитных ГРП.

Решение сложных и тонких геологических задач накладывает больше требований к качеству и количеству входных данных. Для построения наиболее полной геомеханической модели резервуара необходимо использовать более сложные подходы: объемное распределение упругих свойств, полученное по результатам детерминистических и геостатистических инверсий - для построения объемной геомеханической модели, а результаты анизотропной инверсии - для определения направления и величины максимального горизонтального стресса, так как правильное определение анизотропных свойств является ключевым вопросом при идентификации перспективных зон для разработки пласта и ориентировки стволов скважин.

МЕТОДИКА ПОДГОТОВКИ ПОИСКОВЫХ ОБЪЕКТОВ В СЛОЖНЫХ СКЛАДЧАТЫХ ЗОНАХ НА ОСНОВЕ КОМПЛЕКСИРОВАНИЯ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ И СТРУКТУРНО-ГЕОМЕХАНИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

М.В. Губарев

ООО «НК «Роснефть»-НТЦ»

Проблемы неопределенности и противоречивости структурно-кинематических моделей в складчатых зонах актуальны для многих сложнопостроенных геологических объектов. Значительные площади нефтеперспективных отложений находятся в поднадвиговых частях взбросо-складок, где структурно-тектонические особенности благоприятны для формирования ловушек различного генотипа. Стандартная сейсмическая разведка в таких зонах, как правило, носит неинформативный характер (сложная геометрия горизонтов, наличие «теневых зон», неопределенности скоростной модели и т.д.), что делает невозможным применение интерпретационных технологий для картирования структурного плана и прогноза коллекторов. К сожалению, в практике поисково-разведочных работ на нефть и газ, при наличии сложнодислоцированных объектов, данному направлению уделяется недостаточно внимания. Это приводит к увеличению структурных рисков при построении геологических моделей, планировании ГРП и оценке ресурсов. В то же время внедрение структурно-геологической экспертизы, как части комплексных работ, позволит существенно сократить риски при геологоразведке и разработке нефтегазовых объектов.

В докладе представлены решения в области комплексирования данных высокоплотной сейсморазведки, структурно-кинематического и геомеханического моделирования - как интегрированного процесса подготовки объектов на примере складчато-разломных объектов юга России.

Известно, что существенная роль в построении структурных каркасов геологических моделей отводится сейсморазведке. В последнее время на юге России, при подготовке поисковых объектов в горных районах, активно внедряется высокоплотная сейсмика. Поиск решения проблемы в получении информативного сейсмического материала лежит в применении многоканальных систем регистрации данных. Последнее существенно решает проблемы с пространственным айдиснгом поверхностных волн, подбором скоростей на малой базе суммирования на крутых границах и т.д. Так, в зоне сочленения Кавказа и Западно-Кубанского прогиба, с внедрением высокоплотной сейсморазведки удалось осветить детали строения складчатого комплекса, в том числе, получить прирост сейсмической информации в «слепой» поднадвиговой части разреза, ранее не затронутой бурением (рис. 1).

Следующим этапом работ является проверка непротиворечивости структурных моделей методом балансировки разрезов. Методика построения структурных моделей в сложных складчато-разломных условиях несколько отличается от методики построения стандартных геологических моделей. Это связано с тем, что при сильной изменчивости структуры сложнодислоцированных объектов их лучше визуализировать с помощью поперечных геологических разрезов, а не карт. Геологические разрезы подобных объектов строятся по определенным структурным принципам и подвергаются особой проверке - физической и геометрической достоверности (рисунок 2). Поэтому, при структурной интерпретации сложных складчато-разломных объектов моделируется геометрия и кинематика складок.

На рис. 2 приведен пример проверки возможных кинематических моделей

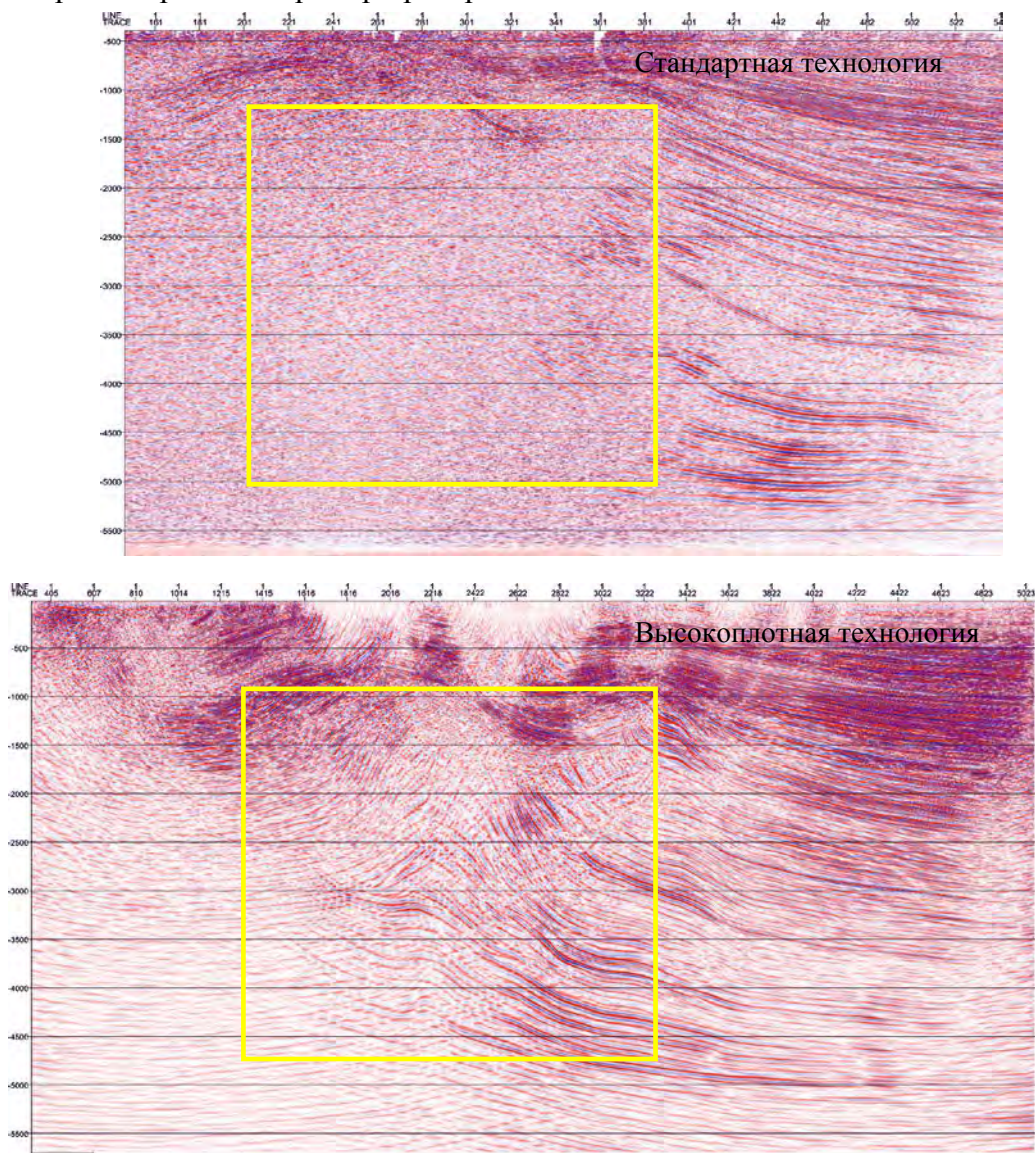


Рис. 1. Сравнение временных профилей 2Д, полученных по разным технологиям

образования складок:

- 1) Модель образования с обратным надвигом и складкой срыва в лежащем крыле;
- 2) Модель образования с практически вертикальным надвигом, меняющим свою вергентность и напоминающий цветковую структуру (wrench fault). Формирование такого рода нарушений, вероятно, сопровождалось процессами транспрессии (сдвига-надвига).

Последующим этапом работ является геомеханический прогноз трещиноватости по целевым отложениям. Методика геомеханического анализа обуславливается фундаментальными представлениями о сценариях деформации упругих тел, а также показана в многочисленных публикациях.

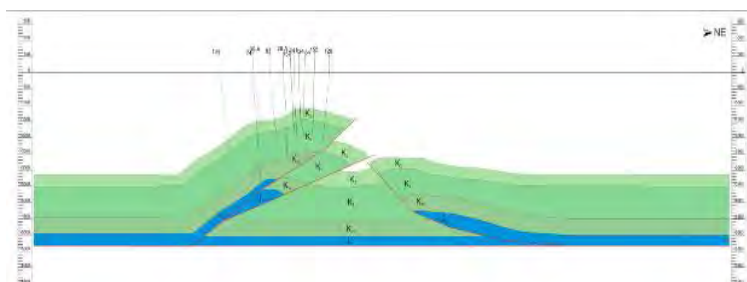
В представленном варианте геомеханическое моделирование выполнено в ПО MOVE (Midland Valley) - системе для кинематического и геомеханического моделирования осадочных отложений.

Методика основана на восстановлении предеформационного состояния модели геологической среды, и продвинутого структурного анализа. Она позволяет проверить действия на изучаемые отложения таких параметров, как напряжение, деформация и дилатансия (т.е. растяжения) горных пород.

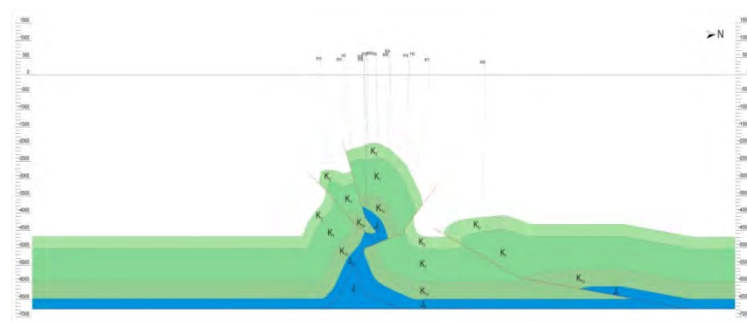
Исходный сейсмический разрез 2Д



Концептуальная модель структуры 1



Концептуальная модель структуры 2



Схематический процесс структурно-кинематического моделирования

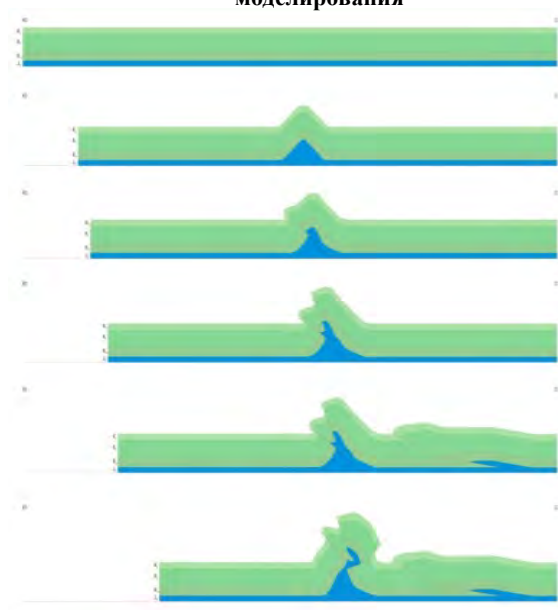


Рис. 2. Структурно-кинематическое моделирование складки

В качестве входных параметров для геомеханического моделирования необходимы модуль Юнга (E), коэффициент Пуассона (σ) и плотность пород (ρ), а также структурные поверхности, полученные на предыдущем этапе работ. При этом достоверность результатов моделирования зависит от детальности описания пластов в модели, а также наличия в разрезе компетентных и некомпетентных толщ.

На рис. 3. представлены результаты геомеханического анализа на примере моделирования карбонатной пачки в висячем крыле складки в виде параметра дилатансии (изменение объема материала при сдвиговой деформации), где отрицательные значения показывают сжатие, а положительные – растяжение. Результаты проведенного анализа показывают, что максимальные значения параметра дилатансии приурочены к структурным элементам изгиба складки и, вероятно, соответствуют областям растяжения горных пород, что является благоприятным признаком с точки зрения прогноза трещиноватости.

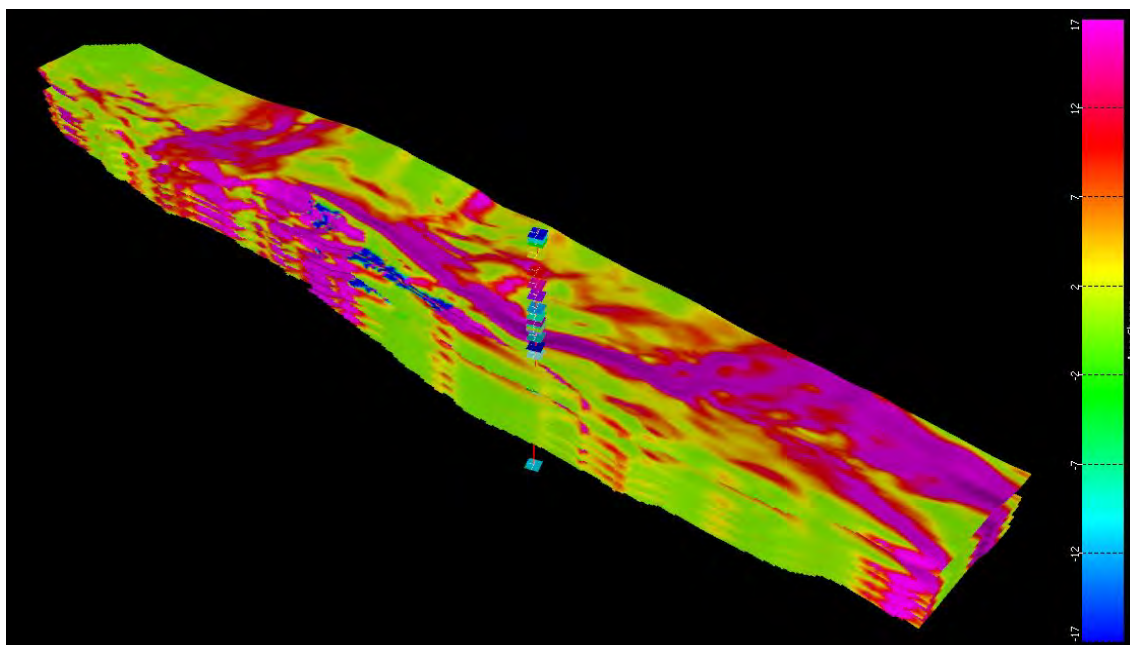


Рис. 3. Модель с визуализацией (структура в аллохтоне)

Таким образом, внедрение в практику геолого-разведочных работ комплексной технологии высокоплотной сейсморазведки, структурно-кинематического и геомеханического моделирования позволяет снизить риски при подготовки сложных складчатых объектов под поисково-разведочное бурение.

МЕТОД КОЛИЧЕСТВЕННОЙ ОЦЕНКИ МАКСИМАЛЬНОГО ГОРИЗОНТАЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ НА ОСНОВЕ АНАЛИЗА ТРЕЩИНОВАТОСТИ

Дубиня Никита Владиславович, Ежов Кирилл Александрович

ООО «Газпромнефть НТЦ» Санкт-Петербург, Schlumberger Logelco Inc. Москва

Данная работа относится к области геомеханического анализа, отдельной дисциплины, которая объединяет в себе обработку и анализ информации, поступающей геофизикам, буровым инженерам, петрофизикам и инженерам-гидродинамиками. Сюда можно отнести и снижение рисков, связанных с разведкой, и предотвращение аварийных ситуаций, связанных с зонами аномального пластового давления (АВПД), и выбор оптимальной траектории скважины, и много других актуальных и диверсифицированных задач.

Основным источником информации служат данные сейсморазведки, для построения структурной модели, информация о событиях, произошедших в процессе бурения, для достоверной калибровки, данные каротажа, механических исследований керна и результаты испытаний пласта. Но, даже имея в наличие весь вышеперечисленный комплекс, зачастую бывает весьма непросто переходить к количественному определению основных характеристик. Это вызвано масштабным эффектом, когда свойства небольшого объема породы распространяются на ее массив.

При построении геомеханической модели, как скважинной, так и объемной, критическую роль играет информация о граничных условиях. Несмотря на то, что поля напряжений, действующих в массиве горных пород, подчиняются в простейшем случае системе основных

уравнений пороупругости, на практике решение задачи об их определении сопряжено со значительными трудностями: не существует прямых методов поиска точных значений напряжений или смещений на границе области.

Для корректного задания граничных условий существуют различные методики: часть из них связана с анализом сейсмичности региона и его геологического строения. В то же время, существуют способы исследования, реализуемые в комплексе исследований, сопутствующих процессу нефтедобычи. Пробуренные скважины могут быть использованы для проведения специальных измерений, косвенным образом позволяющих получить информацию о локальных напряжениях.

Для сравнительного анализа предложен следующий список: метод Мора-Кулона, деформационная модель, анализ скважинных микросканеров и интерпретация данных кросс дипольной широкополосной акустики.

Вначале следует кратко описать основные данные, которые необходимы той или иной модели:

1) Вертикальное напряжения – одно из трех основных напряжений, рассчитывается как интеграл плотности по глубине. Существует ряд эмпирических зависимостей, которые могут помочь приблизительно рассчитать плотность вплоть до дневной поверхности (т.н. overburden interval);

2) Поровое давление – величина, которая участвует в расчете эффективных напряжений, несколько снижая нагрузку извне. Ее значение может быть определено непосредственно в ходе работы испытателя пласта, а затем распространено на весь интересующий интервал;

3) Константа Био – величина, которая зависит от состава флюида, заполняющего пустотное пространство породы, и характеризующая сжимаемость пор. Определяется в ходе лабораторных исследований керна и используется для расчета эффективных напряжений;

4) Упругие модули – в первую очередь речь идет о модуле Юнга и коэффициенте Пуассона. Важно различать динамическую вариацию, которая рассчитывается по времени пробега упругой волны в породе или через образец керна, и статическую вариацию, которая может быть замерена только на керне. Для корректного использования деформационной модели необходимы именно статические упругие модули;

5) Прочностные свойства – количественные характеристики, определяющие характер поведения породы при определенных нагрузках, связанных со сжатием или с растяжением.

Метод Мора-Кулона основан на информации о текущем режиме напряжений, данных об эффективном вертикальном стрессе и величине угла внутреннего трения. Результатом является так называемое окно «не разрушения» породы, а говоря проще: определяются физически допустимые пределы изменения горизонтальных напряжений – и минимальных, и максимальных (рис.1). Результаты такого расчета следует использовать как критерий достоверности полученных значений горизонтальных напряжений по другим методикам.

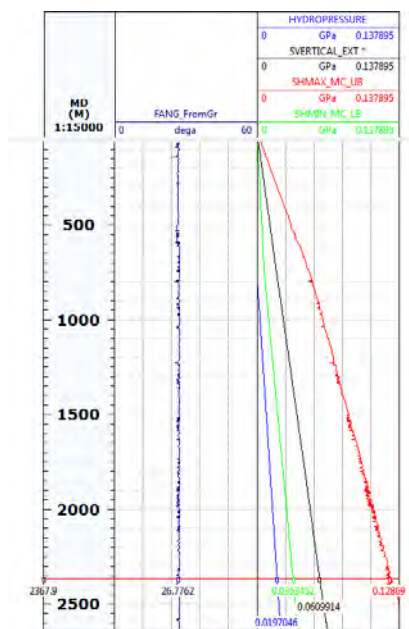


Рисунок 1. На данном рисунке представлен планшет с исходными данными и результатами расчета по методу Мора-Кулона: первый трек слева - глубина по стволу скважины, второй трек – угол внутреннего трения, третий трек – гидростатическое давление, вертикальное напряжение и границы минимального и максимального горизонтальных напряжений (в ГПа). В качестве примера отображены величины для глубины 2367.9 м.

Деформационная модель – является представлением формулы А.Н.Динника с учетом тектоники, задаваемой двумя параметрами: относительными деформациями в горизонтальной плоскости Кроме этого, необходима информация о профиле вертикального напряжения, статических упругих модулях и величине порового давления

С высокой точностью определены минимальные горизонтальные напряжения. Точность определения этой величины напрямую связана с количеством и качеством опорных точек – мини- и микро-ГРП, расширенные испытания на приемистость и/или данные по закачке.

Максимальные горизонтальные напряжения определяются с большой погрешностью, не носящей (в отличие от модели Мора-Кулона) физический характер.

Анализ скважинных микросканеров представляет собой весьма трудоемкую аналитическую работу, где главную роль играет человеческий фактор. Отсюда и невозможность полной автоматизации. Вкратце: по анализу полярной меры длины вывалов определяется величина максимального горизонтального напряжения, а при помощи решения задачи теории упругости в радиальных координатах – величина минимального горизонтального стресса.

Интерпретация скважинной кросс дипольной акустики позволяет количественно определить величины напряжений в около скважинной области для пород, подверженных упругим деформациям. Используются данные по анизотропии распространения поперечной волны. Процесс обработки и интерпретации также требует непосредственной экспертной оценки.

Обобщенная информация по существующим методам расчета горизонтальных напряжений и используемым данным приведена в таблице 1.

	Используемые данные						Результат			
	Стандартный комплекс ГИС	Данные АКШ	Керновые исследования		Микро-ГРП	Данные микросканеров	Ориентация локальных стрессов	Значение минимального горизонтального стресса	Значение максимального горизонтального стресса	Диапазон горизонтальных стрессов
			Статические модули	Прочностные свойства						
Модель Мора-Кулона										
Деформационная модель										
Анализ микросканеров										
Интерпретация кросс дипольной АКШ										

Таблица 1. Методы расчета локальных напряжений и их ограничения, налагаемые спецификой используемых данных.

Авторами создан прототип методики, позволяющей определять значения максимальных горизонтальных напряжений в трещиноватых коллекторах. Обнаружено, что эти напряжения могут быть оценены после анализа распределения открытых и закрытых естественных трещин по углам и глубинам.

Процесс разделения трещин на открытые и закрытые проводится, чаще всего, вручную и сильно зависит от экспертной оценки интерпретатора. Наиболее точные сведения можно получить по одновременному анализу электрических и акустических микросканеров.

Предлагаемую концепцию можно описать следующим порядком действий:

1. На плоскость Мора наносятся трещины (известны углы);
2. Сравнение с критерием проводящих трещин, разделение на два класса;
3. Доля открытых трещин – измеряемый параметр;
4. Варьируется величина σ_2 (σ_H для режима обычного сброса).

При чем, значения σ_3 (σ_h) и σ_1 (σ_v) считаем рассчитанными заранее.

В результате получаем зависимость доли открытых трещин от величины максимального горизонтального стресса (рис.2).

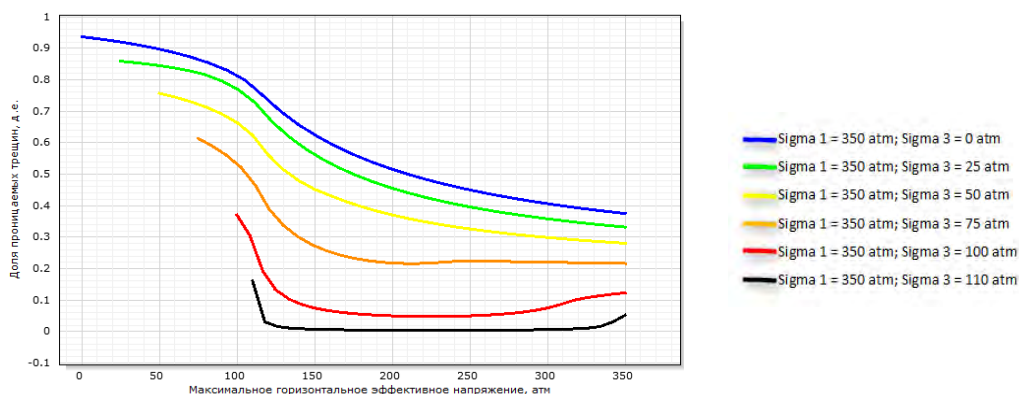


Рисунок 2. Зависимость доли открытых трещин от величины максимального горизонтального напряжения при известных σ_1 и σ_3 .

На текущий момент на базе скважинной программной платформы Techlog создан прототип расчетного модуля, использующего обозначенные данные в качестве начальных условий для определения максимальных горизонтальных напряжений. Эти напряжения были рассчитаны для нескольких нефтедобывающих скважин, причем их значения легли внутрь диапазона допустимых значений, полученного по другим методикам, а погрешность в их определении оказалась сравнительно малой. Ведутся дальнейшие испытания предложенного алгоритма.

Литература

4. Mark D. Zoback. Reservoir geomechanics. Department of geophysics. Stanford University. 2007
5. E. Fjaer, R.M. Holt et al. Petroleum related rock mechanics. Second Edition. Elsevier. 2008
6. В.Н. Николаевский. Геомеханика. Том 2. Москва. 2010

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЧИСЛЕННОГО ГЕОМЕХАНИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ДЛЯ ОПИСАНИЯ СЕЙСМИЧЕСКОЙ ЭМИССИИ ПРИ РОСТЕ ТРЕЩИН

Дучков Антон Альбертович^{1,2}, Стефанов Юрий Павлович^{1,2}, Яскевич Сергей Владимирович^{1,2},
Логинов Георгий Николаевич^{1,2}

¹ *Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН*

² *Новосибирский государственный университет*

Введение

Микросейсмический мониторинг ГРП сейчас часто используется при разработке трудно извлекаемых углеводородов. Неотъемлемой частью обработки микросейсмических данных стала инверсия тензора момента. Тензор сейсмического момента источника предоставляет важную информацию о механизме разрушения горных пород в результате генерации микросейсмического события. Таким образом, тензор момента важен для интерпретации данных и дает возможность связать их с геомеханическими моделями гидроразрыва.

Механизм двойной пары сил наиболее часто наблюдается в реальных микросейсмических данных. Этот механизм соответствует сдвиговому разрушению горных пород. Стандартные геомеханические модели ГРП предполагает открытие вертикальной трещины, которая должна привести к источникам типа растяжения или дипольного типа. Есть два самых популярных объяснения генерации источников типа двойной пары сил во время ГРП: фильтрация жидкости и увеличение порового давления, которое делает существующие касательные напряжения критическими [Shapiro, 2008], рост основной трещины может затронуть существовавшие ранее трещины вызывая в результате сдвиговые механизмы очагов [Maxwell, 2011].

В этой статье мы проводим численное геомеханическое моделирование различных сценариев роста трещин. Это моделирование включает в себя генерацию и распространение упругих волн. Эти волны анализируются для того, чтобы описать их эффективным точечным источником, который предполагается при микросейсмическом мониторинге. Эти результаты будут использованы для совместной интерпретации геомеханических моделей сценариев

роста трещины ГРП и тензоров сейсмических моментов, которые могут быть получены из микросейсмических данных.

Геомеханическое моделирование роста трещины

Мы выполнили численное моделирование развития трещины учтя акустическую эмиссию (динамические эффекты). Для этого мы решили систему уравнений: уравнения движения и непрерывности. Рост трещины был описан явно путем образования и роста новых свободных поверхностей посредством разделения узлов расчетной сетки [Wilkins , 1999; Stefanov, 2008].

При моделировании мы решали уравнения непрерывности и движения (первый закон Коши) :

$$\frac{d\rho}{dt} + \rho u_{i,i} = 0, \quad \sigma_{ij,j} + \rho F_i = \rho \frac{du_i}{dt},$$

где ρ - плотность, u_i компоненты вектора смещений, σ_{ij} компоненты тензора напряжений, F_i - массовые силы.

Упругие напряжения определяются по гипотезе Гука:

$$\hat{s}_{ij} = 2\mu \left(d_{ij} - \frac{1}{3} d_{kk} \delta_{ij} \right), \quad \dot{\sigma} = -K \dot{V} / V,$$

где $\hat{s} = \dot{s}_{ij} - s_{ik} \dot{\omega}_{jk} - s_{jk} \dot{\omega}_{ik}$ - производная Яумана, K и μ модули сжатия и сдвига; точка над переменной обозначает производную по времени; V - объем. Соответствующие соотношения записаны с использованием разложения тензора напряжения на сферическую и девиаторную части: $\sigma_{ij} = -\sigma \delta_{ij} + s_{ij}$, где $\sigma = -\sigma_{kk} / 3$ давление; s_{ij} девиаторная часть; δ_{ij} символ Кронекера.

Тензор деформации d_{ij} и тензор вращения ω_{ij} определяются соотношениями:

$$d_{ij} = (u_{i,j} + u_{j,i}) / 2, \quad \omega_{ij} = (u_{i,j} - u_{j,i}) / 2.$$

Рост трещины - удаление напряжений и приращение трещины осуществляется непрерывно. Эта процедура создает эффект прироста трещины в один шаг сетки. В этом случае длина излучаемого импульса связана пропорционально с продолжительностью снятия напряжения, который позволяет нам рассмотреть вопрос о создании испускаемых импульсов с достаточной детальностью для численной схемы.

Численные примеры

Мы провели ряд численных экспериментов приращения трещины с учетом различных типов напряженного состояния, типа разрушения, шага роста трещины, пластичности. Здесь мы показываем некоторые из результатов.

Схема моделирования представлена на рис. 1, слева. Первоначальная форма трещины показана черной сплошной линией (снизу в центре), конечная форма после приращения показана пунктирной линией. Горизонтальное напряжение – 40 МПа, вертикальное – 60 МПа. Сгенерированное упругое поле было записано на круговой линии, показанной синей линией на рис. 1, слева. На рис. 1, сразу покажем соответствующие сейсмограммы: радиальная (вверху) и поперечная (внизу) компоненты, горизонтальная ось показывает угол между направлением на приемник и вертикалью, относительно вершины трещины. Можно ясно видеть Р- и S-волны на радиальной и поперечной компонентах соответственно.

Теперь мы интерпретируем эти записи как записи волн, генерируемых эффективным точечным источником. В сейсмических трассах мы выбрали окна, содержащие Р- и S-волны,

они показаны синими и красными линиями на рис. 1, справа. Для этих окон мы рисуем траектории движение частиц на рис. 2. Опять же, синие кривые соответствуют Р-волне, в то время как красные - S-волне. Видно, что поляризация обеих волн близка к линейной и хорошо соответствует теоретическим поляризации Р- и S- волн. Далее, мы измеряем максимальные амплитуды в пределах выбранных окон и рассматриваем их как амплитуды соответствующих волн. Таким образом, мы строим диаграмму направленности эффективного точечного источника для обеих волн (см. рис. 2), центр которой находится в хорошем соответствии с теоретической диаграммой (см. рис. 2, справа).

Мы также рассмотрели модель роста трещины, вызванного сдвиговым типом деформации. Траектории движения частиц показаны на рис. 3 слева. Синие кривые соответствуют Р-волне, красные S-волне. Диаграммы направленности для Р- и S-волн показаны на рис. 2, справа. Видно, что эти диаграммы направленности являются асимметричными и значительно отличаются от идеального механизма источника двойной пары сил. Излучение поперечных волн почти в два раза сильнее в направлении, ортогональном трещине по сравнению с направлением вдоль трещины. Излучение Р-волны сильнее назад от окончания трещины чем вперед от него.

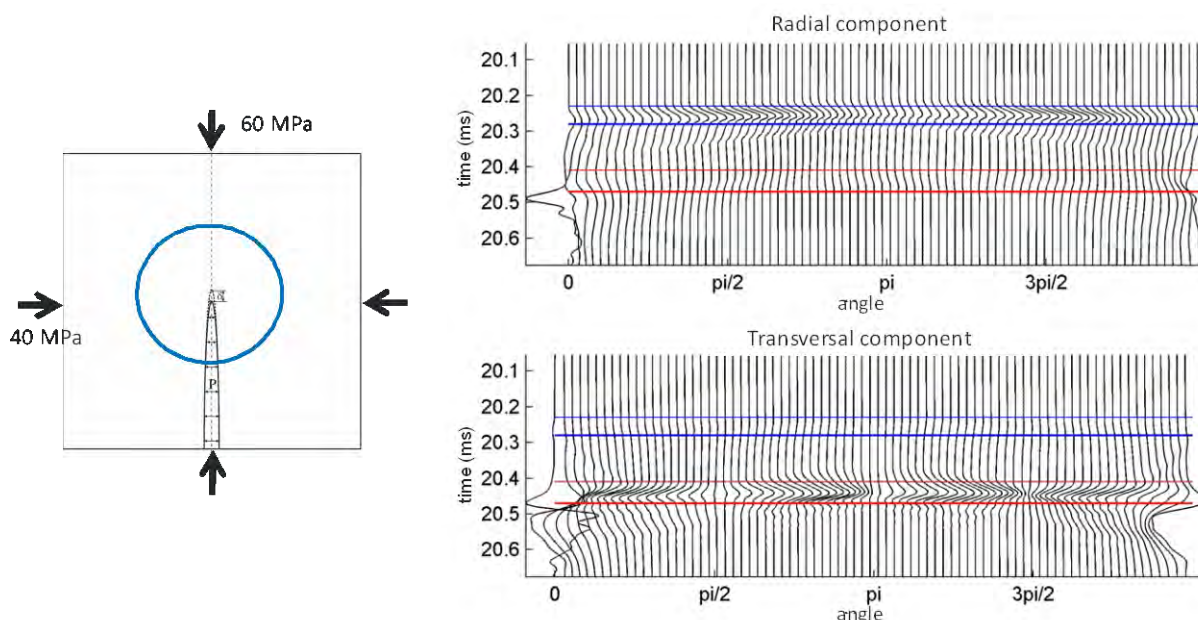


Рис. 1. Рост трещины и генерация волнового поля. Схема роста трещины на левой: существующие трещины продвигается вперед для конечной стадии δ ; волновое поле записывается на синем круге окружающем окончание трещины. Упругое волновое поле показано справа: радиальная (вверху) и поперечная (внизу) компоненты; цветные линии показывают окна для анализа поляризации и амплитуды (синие линии для Р-волны , красные - для S-волны).

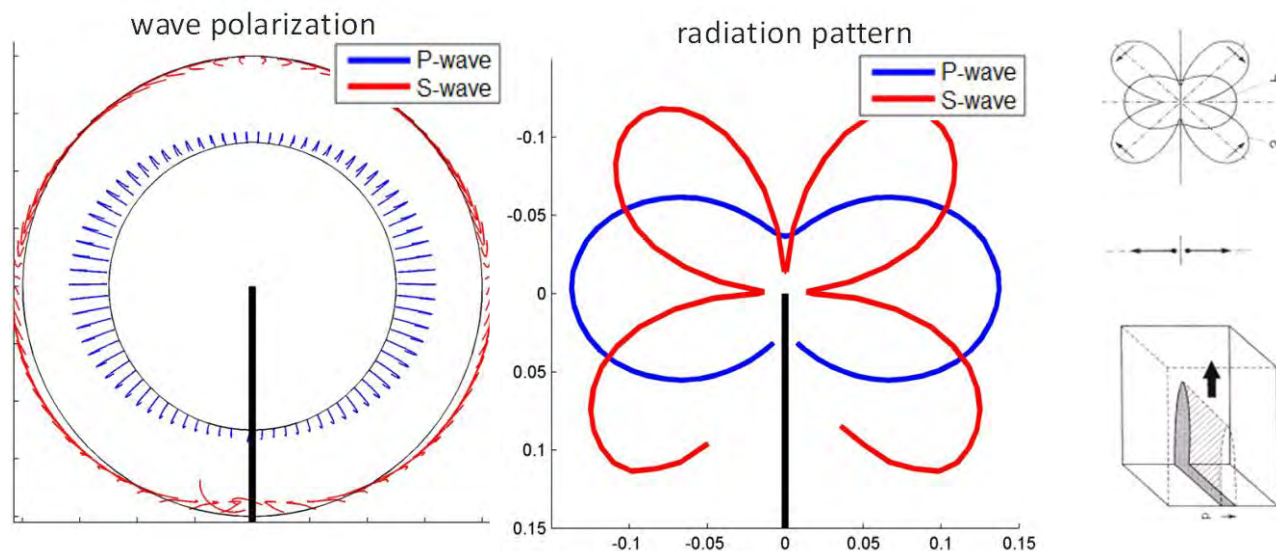


Рис. 2. Раскрытие трещины волновой анализ. Слева: траектории движения частиц для P- и S-волн. Центр: диаграмма направленности для P- и S- волн. Справа: теоретическая диаграмма направленности для открытия трещины.

Выводы

Мы провели ряд численных экспериментов и сделали несколько наблюдений по поводу генерации волн во время роста трещины. Это позволило сделать несколько выводов. В частности, когда трещина достигает уже существующие трещины, то это создает более сильные микросейсмические события по сравнению с ростом трещины в однородной среде. Диаграмма в этом случае очень близка к механизму источника типа растяжение. В других экспериментах мы наблюдали, что при введении пластичности рост трещины становится практически асейсмичным.

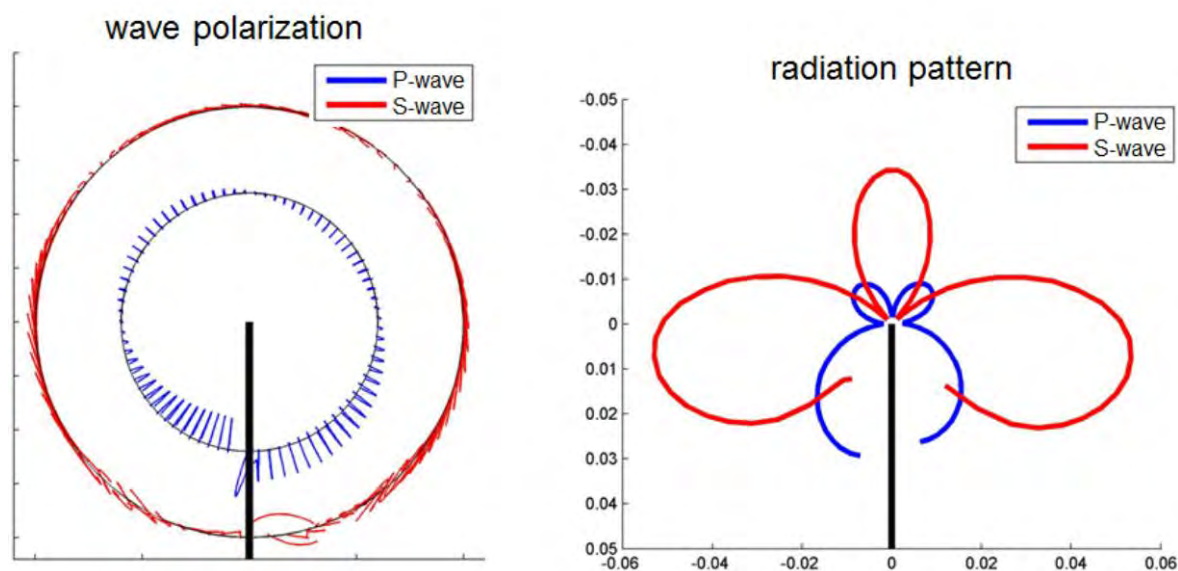


Рис. 3. Анализ упругих волн для сдвигового роста трещины. Слева: траектории движения частиц для P- и S- волн. справа: диаграмма направленности для P- и S- волн.

Мы разработали и проиллюстрировали подход к моделированию упругих волн в процессе роста трещин. Затем построены диаграммы направленности, так что они могут быть интерпретированы как генерируемая энергия эффективных точечных источников. Полученные свойства источника показывают, как различные геомеханические процессы можно наблюдать и, вероятно, оценивать из микросейсмических данных. Таким образом,

тензора моментов, определяемые при инверсии микросейсмических данных, могут быть связаны с различными геомеханическими сценариями роста трещины гидроразрыва. Результаты исследования могут быть использованы для разработки методов калибровки моделей ГРП.

Особый интерес представляет собой разработка анизотропных геомеханических моделей роста трещин, так как сейсмическая анизотропия имеет важное значение для микросейсмических приложений при разработке сланцевых углеводородов [Grechka, Duchkov, 2011].

Работа была поддержана в рамках Соглашения со Сколтехом (№ 711-MRA).

Ссылки

1. Grechka, V., Duchkov, A.A., “Narrow-angle representations of the phase and group velocities and their applications in anisotropic velocity-model building for microseismic monitoring”, Geophysics, 76 (6), WC127-WC142 (2011).
2. Maxwell, S.C., 2011, “Hydraulic Fracture Height Growth”, Recorder, 36 (8), 18-22 (2011).
3. Shapiro, S.A., “Microseismicity: A Tool for Reservoir Characterization”, EAGE Publications, Houten, The Netherlands, 2008.
4. Stefanov, Yu.P., “Numerical modeling of deformation and failure of sandstone specimens”, Journal of Mining Science, 44 (1), 64-72 (2008).
5. Wilkins, M.L., “Computer Simulation of Dynamic Phenomena”, Springer-Verlag, 1999, 246 p.

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ МНОГОМЕРНЫХ ЗАДАЧ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ В ТРЕЩИНОВАТЫХ ПЛАСТАХ

Муратов Максим Викторович, Петров Игорь Борисович

ФГАОУВПО «МФТИ (ГУ)», г. Долгопрудный

Был разработан программный комплекс, позволяющий проводить численное моделирование распространения упругих волн в геологической среде в задачах сейсморазведки. Программа дает возможность проводить расчеты волновых откликов, образующихся на различных геологических структурах. Имеется возможность рассчитывать данный спектр задач как в случае двумерной, так и трехмерной модели гетерогенной геологической среды.

Моделирование проводится с использованием сеточно-характеристического численного метода [1-2]. В отличие от широко применяющегося конечно-разностного моделирования с использованием метода эффективной среды [3], используемый подход делает возможным обходить все неоднородные включения в геологической среде, непосредственно задаваемые в области интегрирования как граничные условия и условия контакта.

Стоит отметить, что в расчетах используют как регулярные сетки, так и неструктурированные: треугольные в двумерном случае и тетраэдральные в случае трехмерных задач. Так же имеются собственные средства для построения таких сеток, учитывающие особенности используемого численного метода при задании геометрии.

Помимо строителя сеток и расчетного модуля были разработаны средства визуализации и обработки полученных данных с целью их наглядного представления и анализа для сравнения с полевыми результатами. Визуализация возможна как в виде

наглядных трехмерных полей скоростей и напряжений в пространстве, так и в более удобных для анализа формах двумерных полей и синтетических сейсмограмм.

Особенностью используемого в работе подхода является непосредственное задание неоднородностей в области интегрирования, в чем его выгодное отличие от распространенных моделей эффективных сред [9-11]. Он дает более детальные картины волнового отклика и позволяет наблюдать качественно новые эффекты. Трещины задаются в виде контактных или граничных условий, наиболее точно приближающих к модели с заданием физических свойств насыщающего трещины флюида.

Основной наиболее важной рассматриваемой в данный момент задачей является изучение трещиноватости различных размеров. Для нефтяных и газовых месторождений в карбонатах и плотных песчаниках характерно развитие систем субвертикальных трещин разного масштаба. Их роль в фильтрационных свойствах продуктивных резервуаров весьма значительна, что определяет важность оценок их пространственного положения и характеристик. Различаются несколько категорий трещин: *макротрещины* с протяженностью по высоте от первых десятков до первых сотен метров; *мезотрещины* с высотой, равной первым метрам и *микротрещины* протяженностью по высоте первые сантиметры. В последнее время выявление систем однородно ориентированных субвертикальных трещин и определение их параметров основывается на оценке эффекта анизотропии кинематических и динамических характеристик продольных сейсмических волн. Исходными данными при этом в основном являются записи широкоазимутальных съемок с регистрацией вертикальной (Z) компоненты продольных волн. Принципиально новые возможности в исследовании систем однородно ориентированных субвертикальных макротрещин наметились исследованиями с применением численного моделирования распространения упругих волн. На первом их этапе, при использовании только вертикальной (Z) компоненты и соответственно только продольных волн [4-5], было выявлено 1) образование многофазного фронта продольных рассеянных (дифрагированных) волн, так называемой «коды» волн и 2) ослабление волн, проходящих через трещинную зону. Из-за низкой интенсивности многофазных фронтов «коды» на фоне отражений от границ слоистого разреза широкого применения этих результатов не было.

Уже при двухкомпонентной регистрации отклика можно наблюдать новые эффекты, недоступные при наблюдении только на Z-компоненте. На X-компоненте достаточно отчетливо видна поперечная составляющая отклика рассеянной волны на кластере флюидонасыщенных трещин. Из анализа структуры этого отклика можно получить оценки геометрии таких трещиноватых образований и, как следствие, получить информацию об объеме насыщающего флюида [6-7]. При трехкомпонентной регистрации можно получить еще больше информации, в том числе о пространственной структуре системы трещин.

Было показано, что основополагающую роль при образовании отклика системы трещин играют межтрещинные отражения – волна отразившаяся от трещины или рассеянная на ее конце повторно отражается и рассеивается на соседней. В результате формируется интерференционная картина сложного многофазного отклика, амплитуды которого сопоставимы с амплитудами откликов контактных границ.

Результаты двумерных расчетов [6-8] показали необходимость регистрации X-компоненты. Эта необходимость возрастает в случае многослойного разреза с субгоризонтальными границами. Это связано с почти полным отсутствием отражений от границ разреза на этой компоненте. Высокая относительная интенсивность амплитудной аномалии фронта рассеянных обменных волн позволяет рассматривать его как благоприятный показатель наличия трещиноватой зоны. Выше сказанное иллюстрируется на

рис. 1 сейсмограммами, полученными для 5-тислоного разреза с горизонтальными границами карбонатного типа пластов.

Были проведено сравнение откликов макротрещин и мезотрещин, выявлены их различия и общие черты. Так же получены некоторые эмпирические зависимости откликов от геометрии трещинных образований.

Отдельным исследованием является изучение трещинных разломов или мегатрещин. Были рассмотрены различные модели таких образований, как с использованием осреднения, так и без него. Полученные результаты сравнивались.

Кроме того проводилось численное моделирование откликов трещин сложной формы: ступенчатых, прерывистых, с включениями. Везде проводилось сравнение с откликом идеальной трещины, изучалось влияние неидеальности трещины на отклик [8].

подавляющее большинство расчетов было проведено с использованием начального импульса плоской волны. Имело место сопоставление с откликом при точечном возбуждении, а так же методе ОГТ (рис. 2).

Трехмерное моделирование позволило получить трехкомпонентные сейсмограммы [9] (рис. 3). Информацию о пространственной структуре системы трещины дает возможность получить различная ориентация линии расстановки приемников (на рис. 3 представлены сейсмограммы для случая расстановки вдоль и поперек направления трещин).

На рис. 4 представлены площадные картины отклика, полученные с участием двумерной сетки приемников, расположенных на дневной поверхности.

Работа выполнена в рамках проекта РНФ №14-11-00263 на базе МФТИ.

Литература:

1. Магомедов К.М, Холодов А.С. Сеточно-характеристические численные методы. Наука, 1988, 288с.
2. Иванов В.Д., Петров И.Б. и др. Сеточно-характеристический метод расчета динамических деформаций на нерегулярных сетках // Математическое моделирование, Т11, №7, 1999, С. 188-197
3. Coates R.T., Shoenberg M. Finite-difference modeling of faults and fractures // Geophysics, V. 60, 1995, P. 1514 – 1523.
4. Nakagawa S., Nihei K.T., Mayer L.R. Numerical modeling of 3D elastic wave scattering off a layer containing parallel periodic fractures // SEG, 2002, P. 1967 – 1970.
5. Willis M.E., Burns D., Rao R. Spatial orientation and distribution of reservoir fractures from scattered energy // SEG, 2004.
6. Левянт В.Б., Петров И.Б., Квасов И.Е. Численное моделирование волновых откликов от субвертикальных макротрещин, вероятных флюидопроводящих каналов // Технологии сейсморазведки, №4, 2011, с. 41 – 61.
7. Левянт В.Б., Петров И.Б., Муратов М.В. Численное моделирование волновых откликов от системы (кластера) субвертикальных макротрещин // Технологии сейсморазведки, №1, 2012, с. 5 – 21.
8. Левянт В.Б., Петров И.Б., Муратов М.В., Быко С.А. Исследование устойчивости образования фронта рассеянных обменных волн от зоны макротрещин // Технологии сейсморазведки, №1, 2013.
9. Левянт В.Б., Петров И.Б., Голубев В.И., Муратов М.В. Численное 3D-моделирование объемного волнового отклика от систем вертикальных макротрещин // Технологии сейсморазведки, 2014, №2, с. 5-23

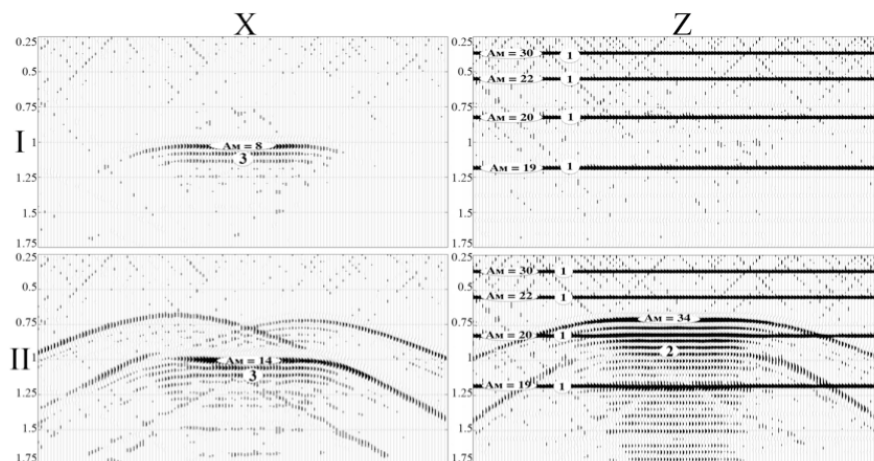


Рис. 1. Характер отклика – фронта рассеянных волн в многослойном разрезе от кластеров водо- (I) и газо- (II) насыщенных макротрещин. 1 – отражения от границ, 2 и 3 – фронты рассеянных продольных и обменных волн; $Am = 22$ — оценки максимальных амплитуд.

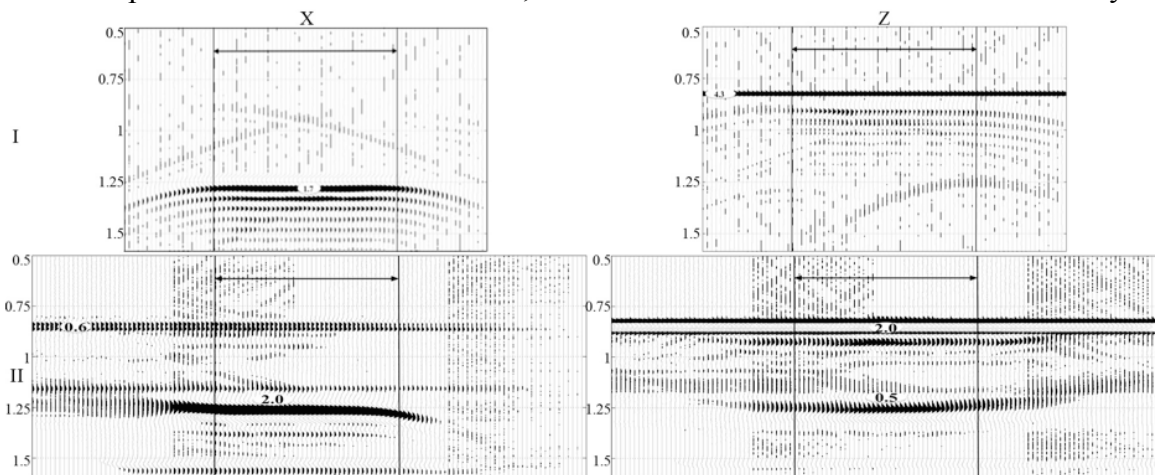


Рис. 2. Выделение кластера макротрещин по аномальной интенсивности фронта рассеянных обменных волн при многокомпонентной (X и Z) регистрации с возбуждением типа «плоский фронт» (А) и при точечном возбуждении с регистрацией в системе МОГТ (Б). База приема при «ПФ» - 4 км, при МОГТ – 6 км. Кластер протяженностью 2 км; число трещин 21; глубина отражающей границы - 1,9 км, кластера -2,0км. |-----| - граница кластера. Оценки интенсивности – 2.0 у.е.

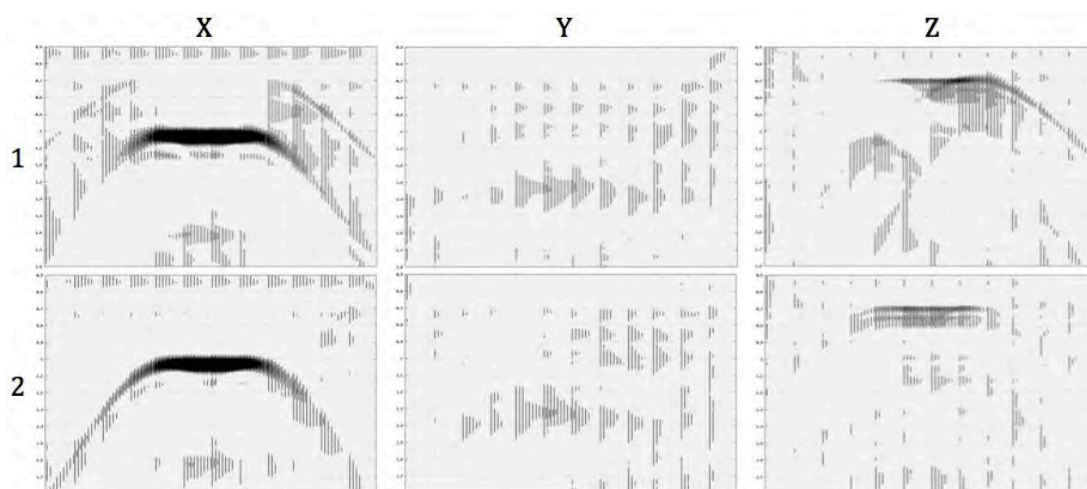


Рис. 3. Сейсмограммы отклика трехмерного кластера 31 трещины (протяженность 3 км). Высота трещин 100 м. 1 – сейсμοприемники расположены поперек направления трещин. 2 – сейсμοприемники вдоль направления трещин.

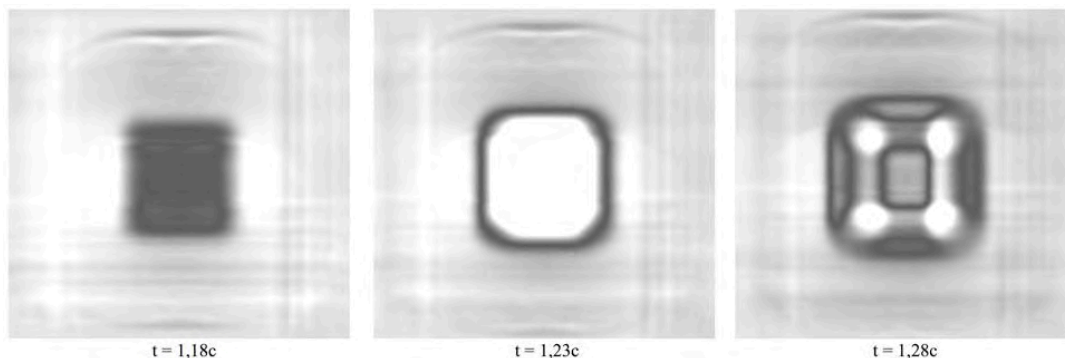


Рис. 4. Двумерные площадные картины отклика (двумерные волновые картины в плоскости поверхности среды, где расположены приемники), полученная сразу со всех датчиков на поверхности в три разных момента времени в процессе прихода основной энергии отклика.

ГЕОЛОГИЯ ОСАДОЧНЫХ СЛОЕВ, НАКОПЛЕНИЕ ГАЗОВЫХ ГИДРАТОВ И ФОРМИРОВАНИЕ АВПД И BSR

Суетнова Е.И.

ИФЗ РАН

Геология осадков определяет процессы уплотнения осадков в течение осадконакопления и формирование порового давления и эволюцию скоростей насыщающих флюидов [Suetnova, 2000]. Математическим моделированием показано, что наиболее мощным механизмом поступления газа в зону термобарической стабильности газовых гидратов в морском дне является фильтрация [Davie, Buffett, 2003], которая обеспечивает поступление необходимой для образования и стабильности гидратов концентрации газа, растворенного в поровом флюиде. Сейсмическую границу BSR отождествляют с нижней границей устойчивости газовых гидратов в морских осадках и ее положение должно соответствовать глубине пересечения кривой термобарической устойчивости газовых гидратов и геотермы в осадках [Гинсбург, Соловьев, 1994]. Как правило, при определении глубины зоны стабильности газовых гидратов в морских осадках принимается что давление порового флюида гидростатическое. При этом в некоторых случаях оказывается, что положение наблюдаемой BSR не соответствует глубине пересечения кривой устойчивости и геотермы. Одной из причин этого может быть неучет надгидростатического давления порового флюида (АВПД) в осадках. Оценка порового давления в морских осадках, потенциально содержащих газовые гидраты, необходима как для интерпретации сейсмических данных, так и для обеспечения безопасности бурения. Поровое давление в осадках формируется в результате комплексного механико-гидродинамического процесса уплотнения осадочной среды и фильтрации в ней насыщающего флюида. Течение этих процессов зависит от реологических и фильтрационных свойств среды осадков и скорости осадконакопления [Suetnova, 2000]. Формирование газовых гидратов в приповерхностном слое морских осадков, где реализуются термобарические условия их стабильности, вносит возмущения в процесс фильтрации флюида и распределение порового давления, тем самым влияя на эффективное давление и на деформацию осадков под действием внешнего давления. Такое взаимовлияние было исследовано количественно для случаев однородного осадконакопления (постоянные реологические и гидродинамические свойства поступающих

на морское дно осадков) [Суетнова, 2007] и исследованы случаи образования АВПД . Однако, геофизические исследования морского дна в гидратоносных регионах показывают, что осадконакопление не было однородным в течение истории формирования осадочных структур и свойства накапливавшегося осадочного материала зависели от условий на поверхности. Математическое моделирование влияния различий свойств последовательно накапливающихся слоев осадков на формирование в них газовых гидратов показало, что эволюция гидратных скоплений (эволюция гидратонасыщенности) зависит от различий реологических и флюидодинамических свойств осадков при одинаковой скорости осадконакопления [Суетнова, 2011, 2013].

В настоящей работе приводятся некоторые результаты исследования влияния различий свойств последовательно накапливающихся слоев осадков на формирование в них АВПД и газовых гидратов и возможное влияние этих изменений свойств осадков на потенциальное перемещение границы BSR.

Метод исследования- математическое моделирование взаимосвязанных геомеханических, гидродинамических и термодинамических процессов, происходящих в морских осадках в процессе их накопления и аккумуляции в них газовых гидратов. В рамках разработанной комплексной математической модели характерное течение процессов вязкоупругого уплотнения осадков растущей мощности и фильтрации флюидов при уплотнении накапливающихся осадков и аккумуляции газовых гидратов в зоне реализации РТ условий их стабильности описывается нелинейной системой из 8 уравнений в частных производных. На модельных примерах, рассчитанных с использованием данных геофизических наблюдений, показано, что скорость гидратонакопления зависит от реологических и флюидодинамических характеристик поступающих на дно моря осадков. Показано, что изменение типа осадков в течение истории осадконакопления приводит к развитию возмущения порового давления и скоростей уплотнения и фильтрации и, как следствие, скорости аккумуляции газовых гидратов в порах. В случае накопления менее вязких и менее проницаемых осадков поверх более вязких и более проницаемых осадков происходит изменение градиента порового давления, поровое давление в верхних горизонтах осадочного слоя повышается (значения АВПД зависят от величины уменьшения вязкости и проницаемости). На рис.1 приведены (в безразмерном виде) результаты модельных расчетов эволюции порового давления в верхнем слое осадков для такого процесса. Модельные расчеты с использованием типичных параметров осадков показывают, как развивается АВПД в осадках и как соответственно меняется глубина BSR.

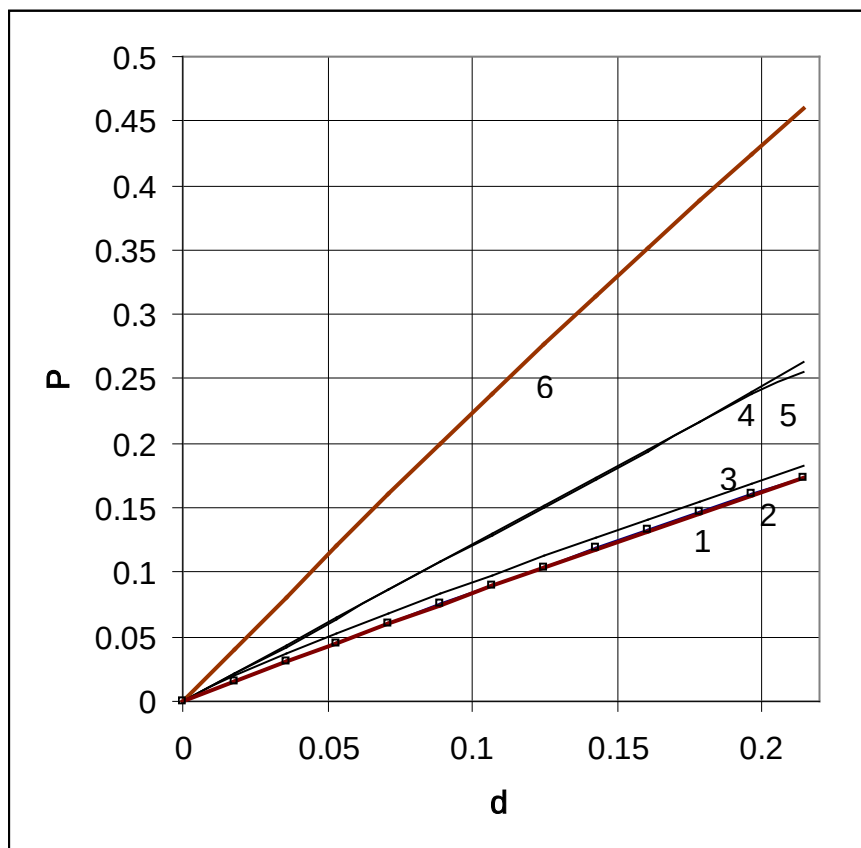


Рис. 1. Эволюция распределения порового давления по глубине в верхнем слое осадков в течение осадконакопления при котором происходит уменьшение коэффициентов вязкости и проницаемости поступающих на поверхность дна осадков ($\eta_1=0.5 \cdot \eta_0$, $k_1=0.01k_0$) с момента безразмерного времени $t=11.2$. Обозначения: кривая 1-гидростатическое давление. Давления в моменты времени истории осадконакопления: кривая 2 - $t=11.2$, кривая 3 - $t=13.5$, кривая 4 - $t=18$, кривая 5 - $t=22.4$; кривая 6- литостатическое давление (все величины представлены в безразмерном виде).

Градиент порового давления растет после начала накопления в момент времени осадков с меньшей вязкостью и проницаемостью $\eta_1=0.5 \cdot \eta_0$, $k_1=0.01k_0$. В представленном на рис.1 примере глубина зоны стабильности газовых гидратов, рассчитанная по температуре и давлению в предположении гидростатического градиента порового давления, расположена на глубине $d=0.12$. Рост градиента порового давления должен приводить к увеличению мощности зоны стабильности газовых гидратов при том же градиенте температуры в осадках. При повышении порового давления газовые гидраты могут быть стабильны при большей температуре, то есть на большей глубине. В этом случае граница стабильности газовых гидратов переместится глубже в осадках. В рассмотренном в данной работе случае это перемещение оказывается порядка 10 метров. В процессе этого перемещения будет формироваться новая BSR, а старая будет диссипировать, попав в зону термобарической стабильности газовых гидратов.

В случае другой последовательности накопления слоёв осадков, когда осадки с относительно меньшей вязкостью и проницаемостью накапливались вначале процесса седиментации, модельные расчеты (при тех же значениях используемых параметров осадков, скорости осадконакопления и геотермического градиента) показывают, что градиент порового давления уменьшается со временем и увеличением мощности осадочного слоя. Этот процесс приводит к уменьшению глубины зоны стабильности газовых гидратов,

гидраты, оказавшиеся вне зоны стабильности, ниже в осадках, должны разлагаться, и начинает формироваться новая BSR, находящаяся ближе к поверхности. В этом случае BSR, сформированная до изменения свойств поступающих осадков может существовать достаточно долго (в зависимости от фильтрационных свойств осадков, градиента давления и градиента растворимости газа в поровом флюиде).

Таким образом, результаты проведенного моделирования показали, что механические и гидродинамические процессы в слоях осадков происходящие в процессе уплотнения накапливающихся осадков могут быть одной из причин перемещения положения BSR.

Литература

- Гинсбург Г.Д., Соловьев В.А. Субмаринные газовые гидраты. ВНИИОкеангеология, 1994. 199 с.
- Суетнова Е.И. Накопление газгидратов и уплотнение накапливающихся осадков: проблема взаимовлияния процессов // Докл. РАН. 2007. Т. 415, № 6. С. 818–822
- Суетнова Е.И. Аккумуляция газовых гидратов в морском дне при последовательном накоплении осадков с различными транспортными свойствами. // Доклады РАН. 2011. т.438. №6. С. 813-816
- Суетнова Е.И. Аккумуляция газовых гидратов в порах в процессе уплотнения наращиваемой реологически слоисто-неоднородной среды осадков // Геофизические исследования. 2013, том 14, № 1, с.30–35
- Davie M.K., Buffett B.A. Sources of methane for marine gas hydrate: inferences from a comparison of observations and numerical models // Earth Planet. Sci. Lett. 2003. V. 206. №1–2. P.51– 63.
- Suetnova E.I., Vasseur G. 1-D Modelling rock compaction in sedimentary basin using visco-elastic rheology // Earth and Planet. Sci. Lett. 2000. V. 178. P. 373–383.

ПОСТРОЕНИЕ ГЕОМЕХАНИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ И РАСЧЕТ СТАБИЛЬНОСТИ СТВОЛА СКВАЖИНЫ НА ПРИМЕРЕ ОДНОГО ИЗ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПЕРМСКОГО КРАЯ

Предеин Андрей Александрович, Клыков Павел Игоревич

Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг" "ПермНИПИнефть" в г.Перми

Добыча трудноизвлекаемых запасов девонской системы путем бурения горизонтальных скважин является одним из наиболее актуальных направлений разработки месторождений в Пермском крае. Основные проблемы при строительстве скважин с горизонтальным окончанием на отложения девонской системы связаны с потерей устойчивости глинистых пород в интервале тиманских терригенных отложений. Разрушение глинистых пород является результатом воздействия таких факторов, как разгрузка текущего тектонического напряжения при вскрытии массива пород скважиной, а также потеря устойчивости пород вследствие эффекта расклинивания микротрещин под влиянием бурового раствора. Решение данной проблемы невозможно без адекватного геомеханического моделирования деформационных процессов, проходящих в глинистых породах в околоскважинном пространстве и исследования процессов изменения состава, структуры и физико-механических свойств отложений девонской системы под воздействием буровых растворов.

Осыпи и обвалы ствола скважины, кавернообразование, затяжки (посадки) и последующие прихваты бурильного инструмента приводят к значительным материальным убыткам для компании оператора, связанным с дополнительными временными затратами и потерей скважинного оборудования, а в некоторых случаях нарушение устойчивости ствола ведет к перебуриванию скважины. Пермский край в этом плане не стал исключением. Бурение первых горизонтальных скважин на отложения девонской системы сопровождалось прихватами бурильного инструмента, при промывке на выходе из скважины наблюдалось значительное количество шлама обвального характера. Традиционные решения, а именно, использование растворов на углеводородной основе, повышение плотности бурового раствора при вскрытии проблемных интервалов под большими зенитными углами (более 70^0) не привели к положительному эффекту. В результате осложнений время строительства скважин значительно возросло, а некоторые скважины вообще не были пробурены по проектному профилю. На основании результатов строительства этих скважин сделан вывод, что недостаточная изученность отложений девонской системы с точки зрения их физико-химических, механических и структурных свойств, а также факторов, влияющих на их разупрочнение, не позволяет в полной мере учесть все факторы, определяющие потерю устойчивости глинистых пород и внести изменения в технологию бурения скважин. Строительство горизонтальных скважин на отложения девонской системы было приостановлено.

Перед филиалом ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг" "ПермНИПИнефть" в г. Перми поставлена задача разработки комплексной технологии безаварийной проводки скважин с горизонтальным окончанием на отложения девонской системы. Разработка такой технологии невозможна без детального изучения прочностных, физико-химических и др. свойств горных пород. Необходимость в построении геомеханической модели устойчивости пород стала как никогда актуальна.

Геомеханическое моделирование как способ борьбы с осложнениями

В современной нефтяной промышленности, геомеханика является дисциплиной, объединяющей механику горных пород, геофизику, петрофизику и геологию с целью расчета реакции Земли на любые изменения горного напряжения, порового давления и температуры образования. Хотя геомеханика стала применяться в нефтегазовой области относительно недавно, она получила широкое признание среди многих компаний в отрасли и продолжает стремительно развиваться. В результате успешного применения геомеханики в сферах бурения и добычи, она стала важной и неотъемлемой частью планов разработки месторождений – от ранних стадий разведки до более поздних стадий ликвидации. В связи с возрастающим интересом к нетрадиционным ресурсам нефти и газа, месторождения которых отличаются повышенной сложностью, использование принципов геомеханики стало еще более актуально.

Геомеханическое моделирование повышает эффективность строительства скважин за счет уменьшения затрат, снижения рисков при бурении и освоении скважин, благодаря решению следующих задач:

- оптимальная траектория скважины;
- интервалы неустойчивости и потери циркуляции;
- оптимальная статическая и циркуляционная плотность бурового раствора;
- профили пластового давления и градиента разрыва;
- оптимальные глубины посадки обсадной колонны.

Использование геомеханического моделирования позволяет достигнуть следующих эффектов при строительстве скважин:

- построение траекторий целевых скважин с учетом полученного «безопасного окна плотности» бурового раствора;
- оптимизация конструкции скважины и программы по буровым растворам;
- снижение количества осложнений (размывов, вывалов, потерь циркуляции и т.д.);
- повышение надежности технологических операций (СПО, отбора керна).

В области бурения скважин одной из основных задач геомеханики традиционно считается построение модели устойчивости ствола.

Построение геомеханической модели

Естественные напряжения в земной коре принято называть геостатическим или горным давлением, то есть давлением обусловленным весом толщи вышележащих пород. В нормальных условиях геостатическое напряжение равно вертикальному напряжению. Традиционно вертикальное напряжение рассчитывается путем интеграции значений объемной плотности горных пород от поверхности к определенной глубине.

$$\sigma_v = g \int_0^h \rho_b(z) dz, \quad (1)$$

где σ_v – давление геостатическое;

g – ускорение свободного падения ($9,8 \text{ м/с}^2$);

$\rho_b(z)$ – объемная плотность, г/см^3 ;

Z – вертикальная глубина, м.

Основным источником данных объемной плотности пород в ГИС является радиоактивный каротаж (ГГКп). В отсутствии данных ГГКп прибегают к расчету псевдоплотности с помощью данных акустического каротажа, используя метод Гарднера.

Пластовое давление флюида в порых слабопроницаемых или непроницаемых пород принято называть поровым давлением. Большинство методов оценки порового давления по косвенным геофизическим измерениям основывается на том, что пористость глин постепенно убывает с ростом эффективного напряжения. Зависимость эффективного напряжения от величины порового давления впервые установлена Карлом Терцаги в 1943 году.

$$\sigma_{eff} = \sigma_v - \alpha \sigma_p, \quad (2)$$

где σ_{eff} – эффективное напряжение;

σ_v – вертикальное напряжение;

σ_p – поровое давление;

α – пороупругая константа Био.

Существуют различные методы оценки порового давления, такие как метод d-экспоненты, метода эквивалентных глубин и метод Итона.

Значение порового давления, полученное с помощью метода Итона, было откалибровано исходя из результатов работы пластоиспытателем.

Давление гидроразрыва горной породы – давление столба жидкости в скважине на определенной глубине, при котором происходит разрыв породы и образование в ней трещин. В общемировой практике широкое применение нашли метод Итона [3] и метод Метьюса и Келли.

Минимальная плотность бурового раствора, необходимая для предотвращения разрушения пород под действием сдвигового напряжения, на всех глубинах вдоль ствола скважины вычисляется на основе заданных исходных данных [5]:

- вертикальное напряжение;

- поровое давление;
- давление гидроразрыва;
- прочностные свойства пород (UCS, CS, FA).

Результатом построения модели стабильности ствола является набор кривых или табличных значений с границами так называемого окна веса бурового раствора для безаварийного бурения (совмещенный график давлений) одной заданной траектории скважины. Традиционно подобная задача решается с помощью анализа соседних пробуренных и описанных каротажем скважин. Строятся модели для нескольких скважин, и принимается, что условия в пробуренных скважинах повторятся при бурении проектной. Результатом таких построений является график зависимости плотности бурового раствора от конкретных значений угла и азимута в каждой точке профиля скважины (стереографик).

Основой для стереографика служит проекция нижней полусферы, которую формирует множество всех возможных комбинаций значений угла наклона и азимута скважины. Удаленность от центра проекции характеризует угол наклона скважины, вращение по радиусу характеризует азимут. Вертикальные скважины расположатся в центре, горизонтальные будут максимально удалены от центра. На рисунке 1 изображен стереографик, полученный по результатам геомеханического анализа для одного из месторождений Пермского края с нанесением пространственного положения стволов скважин на момент вскрытия тиманского терригенного горизонта.

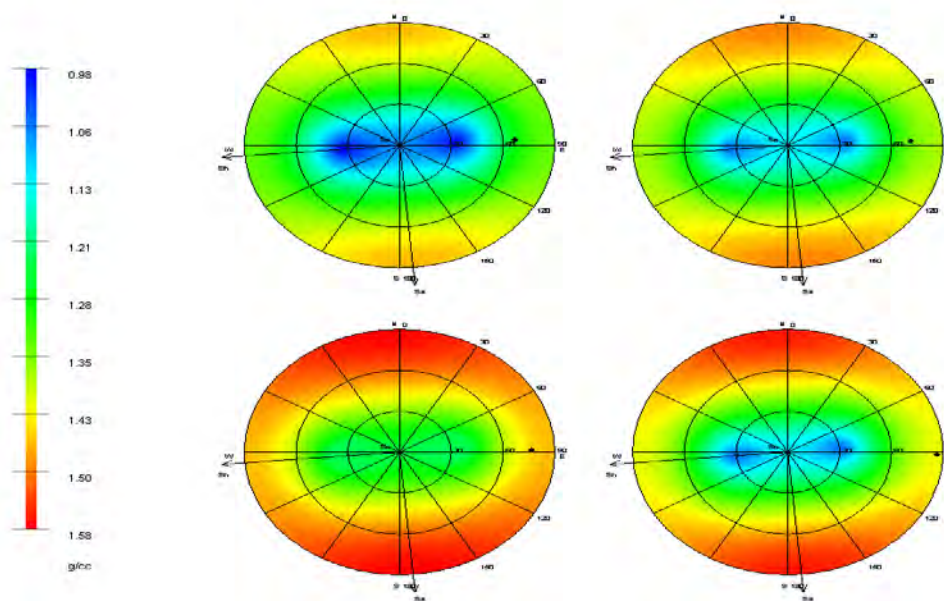


Рисунок 1 – Стереографик плотности бурового раствора в зависимости от траектории скважины с привязкой по глубине

Список литературы

1. Eaton B.A. 1972. Graphical method predicting pressure worldwide. // World Oil. Volume 185. PP. 51 - 56.
2. Eaton B.A. , Eaton T.L.1997. Fracture gradient prediction for the new generation. // World Oil. Volume 185. PP. 51 - 56.

3. Gardner G.H., Gardner L.W., Gregory A.R. 1974. Formation Velocity and Density. The diagnostic basis for stratigraphic traps // Geophysics. V. 39. №. 6. P. 2085-2095.
4. Horsrud P. 2001. Estimating Mechanical Properties of Shale From Empirical Correlations. paper SPE-56017-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/56017-PA>
5. Zoback M.D. 2007. Reservoir Geomechanics. Cambridge University Press, 423–443. - ISBN-978-0-521-77069-9.
6. Кашников Ю.А., Ашихмин С.Г. 2007. Механика горных пород при разработке месторождений углеводородного сырья. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр». – 467.ил. ISBN 978-5-8365-0284-3
7. Хаин В.Е., Ломизе М.Г. 1995. Геотектоника с основами геодинамики: Учебник — М: Изд-во МГУ, 480 с.

СЕКЦИЯ «ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН И ПЕТРОФИЗИКА»

ПРОБЛЕМЫ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ ГИС СЛОЖНЫХ ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЦАРИЧАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ПУТИ ИХ РЕШЕНИЯ

Клятышева Л.Р., Мухидинов Ш.В., Стремичев Е.В.

ООО «Газпромнефть-НТЦ»

Сегодня, казалось бы, в изучении терригенных отложений достигнуты большие успехи. Разработан ряд методик и технологий по изучению песчано-глинистых пород, которые успешно применяются. Однако применимость этих технологий ограничивается изучением лишь традиционных объектов Западной Сибири.

Исследование терригенных пород Царичанского месторождения требует поиска новых подходов в решении задач, стоящих перед комплексом методов геофизических исследований скважин (ГИС).

Терригенные отложения Царичанского месторождения, которые представляют особый интерес при разведке и разработке углеводородного сырья, приурочены к колганской толще. Колганская толща, которая представлена песчаниками, алевролитами, аргиллитами и известняками, сформирована в результате размыва Соль-Илецкого выступа и перемещения разрушенных пород в северном направлении [1].

Наиболее важной проблемой при изучении данных отложений является выделение коллекторов. Основными причинами непригодности традиционных способов изучения коллекторов в разрезе Царичанского месторождения являются высокая минерализация пластовой воды, технологические условия проводки скважин, сложный полиминеральный состав пород, неоднородная структура порового пространства, аномальная радиоактивность пород. Кроме того, отмечается огромное количество тектонических нарушений, что обуславливает латеральную изменчивость разреза и фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) в пределах изучаемого района.

Изучением колганской толщи занимался ряд исследователей, среди которых можно выделить Шибину Т.Д., Побережского С.М., Павлинову Н.В., в чьих работах отмечаются основные особенности строения данных отложений [2]:

- распределение мощностей песчаных литофаций и суммарных мощностей колганской толщи имеет ячеистый характер;
- резкое изменение мощностей от минимальных значений к максимальным на небольших расстояниях.

По данным анализа керна песчаники пласта Дкт не отличаются хорошими коллекторскими (фильтрационными) свойствами. Об этом же свидетельствуют и результаты опробования в скважинах, когда притоки нефти получали только после грязекислотных обработок пласта или ГРП.

Вскрытие продуктивных пластов проводилось с использованием растворов с различными физическими характеристиками: глинистый, малоглинистый, карбонатно-глинистый, полимерный, стабилизированный ингибированный карбонатно-глинистый, соленый. Применение того или иного бурового раствора оказывает влияние на результаты определенных методов ГИС.

При переслаивании различных литотипов пород происходит размыв и активное разрушение стенок скважины, что резко снижает эффективность всех видов исследований, выполняемых приборами с прижимными устройствами (МК, БМК, ГТКП, ГДК, ОПК, СКО). Наличие желобов, каверн и других отклонений от круглого сечения ствола скважины приводит к трудно учитываемым искажениям показаний зондов БКЗ, БК, ИК и нейтронных методов (НГК, ННК).

Необходимо отметить, что на начальном этапе работ имеющаяся геолого-геофизическая информация была в недостаточном объеме: данные ГИС по 14-ти скважинам, специальные исследования (ИННК) – 1 скважина, стандартные исследования керна – 10 скважин.

Вследствие указанных выше особенностей надежно выделить коллектора по таким качественным признакам, как наличие глинистой корки, положительных приращений на кривых микрокаротажа, радиального градиента сопротивлений по разноглубинным зондам, довольно затруднительно. А прямые методы исследования пластов ОПН и ГДК, подтверждающие наличие коллектора выполнены в единичных скважинах.

При интерпретации имеющихся геолого-геофизических данных были получены противоречивые результаты: в предположительно нефтенасыщенных коллекторах при испытаниях были получены притоки воды; в интервалах коллекторов значительной мощности в процессе испытания притока не получено.

Анализируя существующие проблемы изучения сложных терригенных отложений Царичанского месторождения, авторами было рекомендовано проведение дополнительных специальных методов ГИС, включающих в свой состав методы импульсного нейтрон-нейтронного каротажа (ИННК) и ядерно-магнитного каротажа (ЯМК) [3].

Данные метода ИННК применяются для литологического расчленения разреза скважин, а в данном случае, по приращению показаний малого зонда над большим – для выделения коллекторов (рис.1).

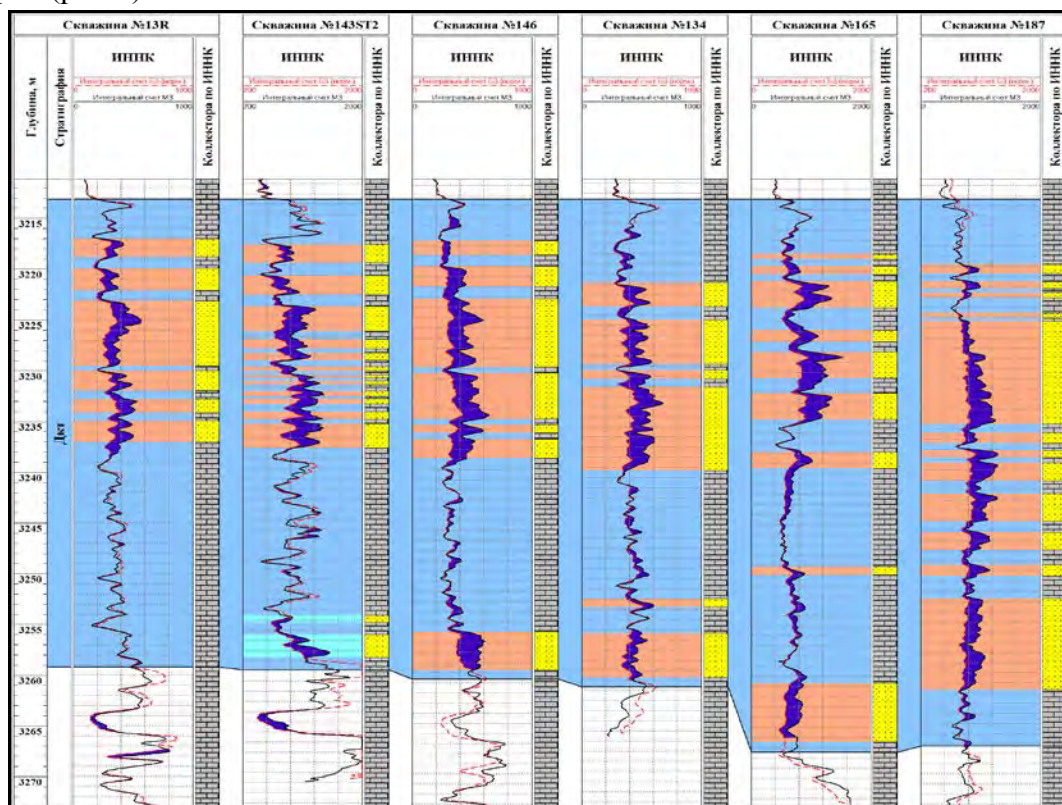


Рисунок 1. Пример корреляции и выделения коллекторов по данным ИННК.

По данным ЯМК информация спектров позволяет судить об особенностях структуры порового пространства: диапазон изменения размеров пор, преобладание определенных

групп пор и др. (рис. 2). Использование стандартного методического обеспечения подрядчиками является недостаточным. Необходимо уточнить отсечку Т2 (граничное значение), по которому оценивается Кво (Кпэф) и коэффициенты, входящие в уравнение расчета проницаемости.

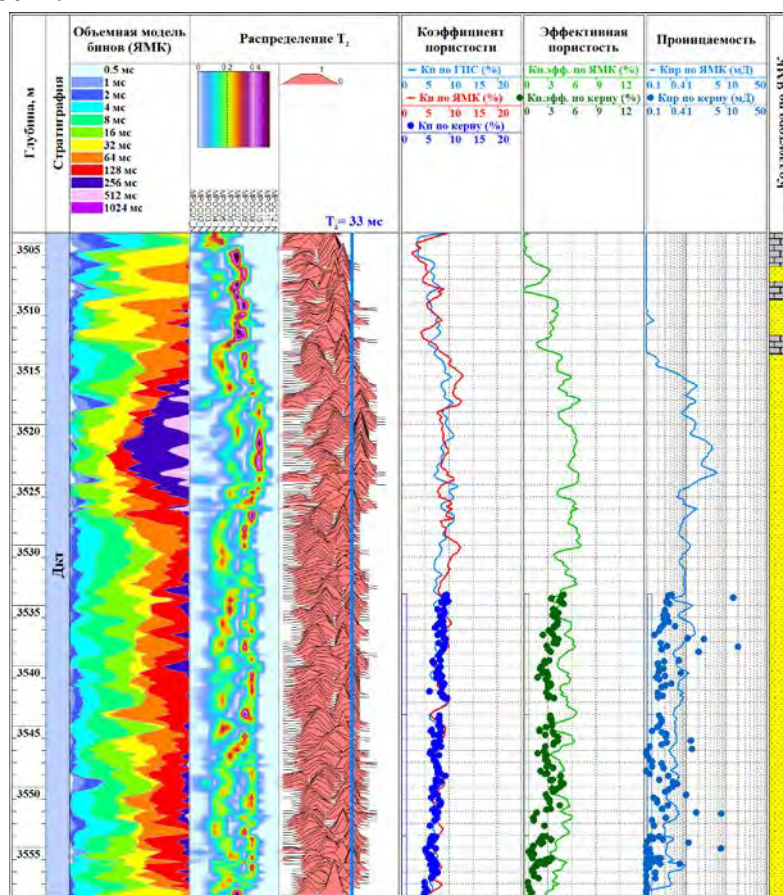


Рисунок 2. Геолого-геофизическая характеристика пласта Дкт. Данные ЯМК.

При выполнении работы были использованы геолого-геофизические данные по 68 скважинам месторождения, из них 18-ть скважин – с данными исследования керна, 9 – данные ЯМК, 35 – данные ИННК. Совокупность этих данных исключает неоднозначность при выделении коллекторов в разрезе и определении их фильтрационно-емкостных характеристик.

По выбранным эталонным скважинам были сопоставлены данные ЯМК и ИННК в интервале, соответствующем продуктивной части разреза. Эта часть разреза характеризуется наиболее крупными размерами пор по ЯМК.

Наличие новых данных исследований керна, методов ИННК и ЯМК позволило разработать эффективную петрофизическую модель и повысить достоверность результатов интерпретации данных ГИС (рис.3).

Таким образом, анализируя полученные результаты, можно сделать следующие выводы. Проблемы изучения сложных терригенных отложений Царичанского месторождения комплексом ГИС и выделения коллекторов связаны с геолого-техническими условиями проводки скважин, литолого-фациальной изменчивостью отложений по разрезу и латеральной неоднородностью. Кроме того, в данном районе исследований огромное влияние оказывает несовершенство метрологического обеспечения и неоптимальный комплекс ГИС. Что обуславливает неоднозначность оценки геофизических параметров.

С целью устранения проблем изучения сложных терригенных отложений Царичанского месторождения был разработан оптимальный комплекс ГИС, включающий методы ИННК и

КОРРЕКТИРОВКА УДЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОПРОТИВЛЕНИЙ В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ ПРИ НАЛИЧИИ ТИПОВОГО КОМПЛЕКСА ГИС

Парфенов Никита Андреевич

ООО «Газпромнефть НТЦ», Санкт-Петербург

В последнее время широкое распространение приобрело бурение скважин с горизонтальным и субгоризонтальным окончанием. Использование подобных скважин позволяет решить ряд проблем, и, прежде всего, это проблема интенсификации добычи нефти. Основным источником информации, необходимой для бурения и эксплуатации скважин является комплекс ГИС. Однако здесь возникает проблема, т.к. по сравнению с вертикальными скважинами интерпретация данных ГИС в горизонтальных скважинах усложняется. Это связано с особенностями пространственного расположения ствола горизонтальной скважины.

Рассмотрим, например, прибор электрического каротажа в вертикальной и горизонтальной скважине (рис. 1). В случае вертикальной скважины прибор регистрирует показания латерально (т.е. в изотропной плоскости). В результате кажущееся сопротивление R_a будет зависеть только от горизонтальной компоненты R_h (рис. 1а). В случае горизонтальной скважины на показания электрического прибора начинает влиять вертикальная составляющая R_v (рис. 1б), которая практически всегда больше R_h (рис. 2). Таким образом, R_a в горизонтальных скважинах завышается, поэтому применение стандартных методик интерпретации для подобных скважин не корректно.

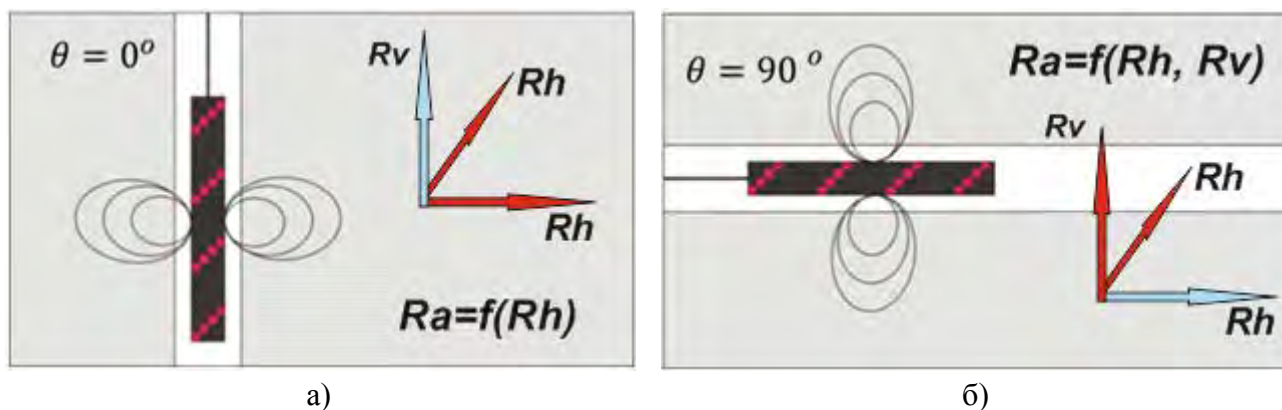


Рис. 1 Влияние положения ствола скважины на регистрируемые компоненты сопротивлений, в случае вертикального (а) и горизонтального ствола (б).

Для наиболее корректного определения удельного электрического сопротивления (УЭС) пласта в горизонтальных скважинах следует использовать современные азимутальные приборы, которые позволяют регистрировать показания во взаимно перпендикулярных направлениях. Однако использование подобных приборов ведёт к увеличению стоимости скважины, поэтому в абсолютном большинстве случаев в скважинах с горизонтальным окончанием используют типовые приборы и комплекс ГИС выглядит примерно так: РК(ГК, НКТ, ГГКп), ВИКИЗ/ИК/БК, инклинометрия.

Таким образом, целью данной работы являлось решение проблемы оценки удельных электрических сопротивлений пласта в горизонтальных и субгоризонтальных скважинах при наличии типового комплекса ГИС.

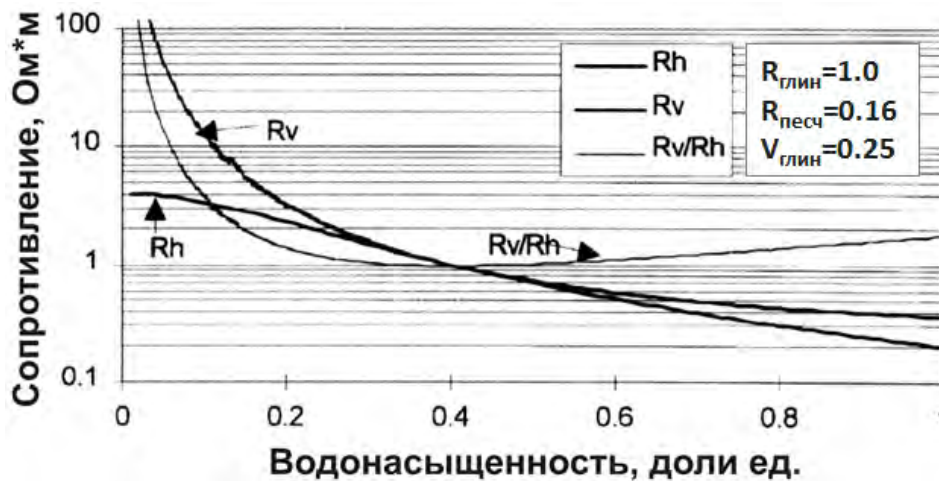


Рис. 2 Зависимости вертикальной и горизонтальной компонент сопротивления от коэффициента водонасыщенности (W. Hal Meyer, 1998)

В одной из статей [3] авторами была выведена формула связи кажущегося удельного электрического сопротивления с вертикальной и горизонтальной компонентами, а также углом между осью прибора и нормалью к плоскости напластования:

$$R_a = \frac{\sqrt{R_v \cdot R_h}}{\sqrt{\frac{R_v}{R_h} \cdot \cos^2 \theta + \sin^2 \theta}} \quad (1)$$

где R_a – кажущееся УЭС, R_h – горизонтальная компонента УЭС, R_v – вертикальная компонента УЭС, θ – угол между осью прибора и нормалью к плоскости напластования. Выражая из уравнения (1) необходимую величину R_h получим:

$$R_h = \frac{R_a}{\lambda} \cdot \sqrt{\lambda^2 \cdot \cos^2 \theta + \sin^2 \theta} \quad (2)$$

$$\lambda = \sqrt{\frac{R_v}{R_h}} \quad (3)$$

где λ – коэффициент электрической анизотропии пласта.

Таким образом, для нахождения истинного УЭС пласта необходимо знать кажущееся сопротивление, коэффициент электрической анизотропии и угол между осью прибора и нормалью к плоскости пласта. Первое регистрирует прибор ГИС, последнее находится из зенитного угла и угла падения пласта. В результате неизвестной величиной в правой части уравнения (2) остается только коэффициент электрической анизотропии. Этот параметр можно оценить, используя ближайшую вертикальную скважину или пилотный ствол путём решения системы уравнений:

$$\begin{cases} R_h = \frac{R_a^{BC}}{\lambda} \cdot \sqrt{\lambda^2 \cdot \cos^2 \theta^{BC} + \sin^2 \theta^{BC}} \\ R_h = \frac{R_a^{GC}}{\lambda} \cdot \sqrt{\lambda^2 \cdot \cos^2 \theta^{GC} + \sin^2 \theta^{GC}} \end{cases} \quad (4)$$

где R_a^{BC} , θ^{BC} и R_a^{GC} , θ^{GC} – параметры для вертикальной (BC) и горизонтальной (GC) скважины соответственно. Принимая, что в вертикальной скважине $\theta^{BC} \approx 0$ получим:

$$\begin{cases} R_h = R_a^{BC} \\ R_h = \frac{R_a^{GC}}{\lambda} \cdot \sqrt{\lambda^2 \cdot \cos^2 \theta^{GC} + \sin^2 \theta^{GC}} \end{cases} \quad (5)$$

Найдя коэффициент λ для исследуемого пласта из (5), можно скорректировать УЭС пласта в горизонтальных скважинах в условиях отсутствия близлежащих вертикальных скважин.

Для проверки данной методики, она была апробирована на двух месторождениях. Объектом исследования являлись:

- 1) Юрские пласты – Ю1 (пласты с глинисто-карбонатным цементом).
- 2) Меловые пласты – АВ1 («рябчик»)

В первом случае использовалась многозабойная горизонтальная скважина с пилотным стволом, во втором случае – горизонтальные скважины с пилотными стволами. Как показали исследования, коэффициент анизотропии для случая 1 (пласт Ю1) имеет величину порядка 1.3, а для случая 2 (пласт АВ1) варьируется в разных участках месторождения в пределах $1.184 \div 1.227$ (среднее 1.2). График сопоставления удельных электрических сопротивлений в ВС и ГС до и после корректировки представлен на рис. 3.

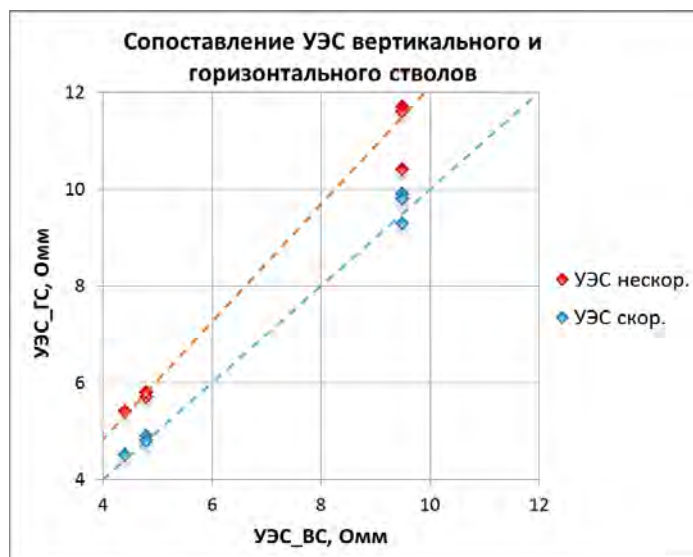


Рис. 3 Сопоставление УЭС в горизонтальной скважине (УЭС_ГС) и ближайшей вертикальной (УЭС_ВС)

Как видно из последнего графика, удельные электрические сопротивления в горизонтальных скважинах с учетом корректировки намного лучше соответствуют удельным электрическим сопротивлениям в соседних вертикальных скважинах.

Предложенная в данной работе методика позволит точнее оценивать запускные потенциалы горизонтальных скважин, а также позволит принимать корректное решение о способе заканчивания скважины.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Singer J.M. An Example of Log interpretation in horizontal wells // ONGC-Schlumberger Wireline Center: The Log Analyst. – New Dehli, India, March-April 1992. – С. 85-95.
2. W. Hal Meyer Interpretation of propagation resistivity logs in high angle wells // SPWLA 39th Annual Logging Symposium. – May 26-29, 1998.
3. Moran J.H., Gianzero S. Effects of formation anisotropy on resistivity-logging measurements // Geophysics 44. – 1979. – № 7. – С. 1266-1286.

КОРРЕКТИРОВКА ПЕТРОФИЗИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ГЛУБОКОПОГРУЖЕННОГО КУМСКОГО ГОРИЗОНТА НА ПРИМЕРЕ СЕВЕРСКО-ЗАПАДНО-АФИПСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.

Посысоев Андрей Анатольевич

ООО «НК «Роснефть»-НТЦ»

В процессе эксплуатации газоконденсатной залежи глубокопогруженного кумского горизонта выяснилось, что во многих скважинах значительные толщины, определенные по качественным признакам ГИС в большинстве скважин слабо соответствуют ожидаемым высоким дебитам. Целью настоящей работы является попытка объяснить это несоответствие, и предложить модель, более адекватную истории разработки.

Месторождение расположено на территории Северского района Краснодарского края, в 35 км от г. Краснодара

В 1965 году было доказано промышленное значение кумского глубокопогруженного горизонта – в феврале 1965 года с глубины 4357 из скв 785 Левкинской площади получен фонтан нефти дебитом 2500 м³/с. Открытие Левкинского месторождения послужило основанием для поисков месторождений УВ в глубокопогруженной зоне соседних территорий.

Пробуренная в сводке выявленной Северско-Западно-Афипской структуры в 1972 году скв. 1 вскрыла газоконденсатную залежь в кумском горизонте (эоцен), которая была в последствии разведана. Всего пробурено 11 скважин: 2 параметрические, 4 поисковых, 5 разведочных.

Согласно геодинамической модели земной коры Краснодарского края зона развития кумского горизонта принадлежит рифтовой депрессии, образовавшейся в постмеловое время. В течение палеоцена-эоцена рифт заполняется флишевыми песчано-глинистыми отложениями, в которых впоследствии сформировалась газоконденсатная залежь.

На основе изучения кернового материала сделан вывод, что отложения кумского горизонта были сформированы в условиях глубоководных конусов выноса (турбидиты). По своему типу они относятся к мутьевым потокам, которые, как правило, возникают вследствие разнообразных процессов и перемещаются в виде автосуспензии на большие расстояния (десятки-сотни км) без заметной эрозии или отложения осадка до тех пор, пока угол склона остается постоянным. В подножье континентального склона они формируют наиболее масштабные турбидитные конуса.

Отложения кумской свиты залегают на глубинах 5100-5300 м. Кумский горизонт не рассматривается как единый объект, он разбит на пачки, на группы пластов, которые прослеживаются от скважины к скважине, от месторождения к месторождению.

По нашему предположению, Северско-Западно-Афипское месторождение вначале представляло собой нефтяное месторождение с газовой шапкой. В послераннемайкопское время вследствие погружения на большие глубины - от 900 до 5210 м возросла температура от 50 до 177 °С, в результате произошло испарение легких фракций нефти и растворение их в газе газовой шапки: нефтяная часть залежи подверглась естественному крекингу, кое-где в уплотняющемся коллекторе остались битумоиды (в основном в нижней пачке), залежь преобразовалась в газоконденсатную.

Прирост глубин после накопления основной массы УВ, составивший 4300 м, привел к увеличению геостатического и пластового давлений соответственно до 103 МПа и 61,3 МПа. Под влиянием роста давлений снизилась пористость коллекторов до 11,9 %, (среднее

значение). Наиболее существенное влияние оказало снижение проницаемости, которое изменяется от сотых мД на крыльях до 3,4 мД в своде (по керну). Это привело к тому, что основная масса газа оказалась защемленной в поровом пространстве.

Эффективные толщины, ранее выделены на основании имеющихся материалов ГИС по классическим качественным признакам коллектора: (уменьшение диаметра скважины, приращение по микрозондам, присутствие радиального градиента), и утверждены в ГКЗ. В качестве вспомогательного использовался количественный критерий – $K_p \text{ гр} = 10\%$.

В процессе эксплуатации месторождения выявлено несоответствие между эффективными толщинами промысловыми характеристиками скважин. Например – в скважине №2 Северская, раздельно опробованы три интервала и не получен приток, при этом $h_{\text{эф}}$ определена 50 м.

С целью объяснения этого факта, и создания модели, в большей степени отвечающей материалам работы скважин, проведена переинтерпретация ГИС, выполнены дополнительные исследования керна, шлифов из скважины Северско-Западно-Афипская 10, проведен анализ отчетов исследователей, занимавшихся изучением процессов, происходящих в глубоководных коллекторах.

Образцы керна представлены преимущественно алевролитами

Проанализированы статистически значимые результаты петрофизических свойств (глинистость-40 образцов, гранулометрия-40 образцов, карбонатность -388 образцов, пористость – 618 образцов, проницаемость -391 образец)

Пористость при среднем значении 10.1 % изменяется в диапазоне 0.3 – 20.9 % .

Интерес представляет факт наличия единичных образцов с пористостью 20.9 % на глубине свыше 5000 метров на фоне низкой пористости, которые, по всей вероятности, и обеспечивают основную долю притока.

На основании имеющихся и вновь полученных данных при интерпретации ГИС опробованы три варианта граничных значений коллектора.

- 1) При $K_p \text{ эф} = 0$, $K_p \text{ гр} = 5\%$
- 2) $K_p \text{ гр} = 10\%$ (граничное значение, принятое предыдущими исследователями для подсчета запасов)
- 3) $K_p \text{ гр} = 13\%$. При проницаемости = 1 мД.
- 4) В результате проведенной работы сделан вывод, что для корректного определения эффективной толщины, адекватной истории разработки, необходимо принять более жесткую границу пористости. Это значение предлагается на уровне 13 % , и соответствует проницаемости 1 мД на графике $K_{\text{пр}} = f(K_p)$. Значение 1 мД, как установлено в результате проведенного эксперимента [1] является минимальной величиной, при которой породы способны отдавать флюид.

Было замечено, что скважины со сплошными эффективными толщинами всегда более продуктивны, чем скважины, с высокой суммарной толщиной коллектора, но его частым переслаиванием с непроинцаемыми разностями. Этот фактор, по нашему мнению, является определяющим при прочих равных условиях

Авторами работы [2] указывается, что к кровле и подошве глубоководных пластов в песчаниках увеличивается количество уплотненных участков, а в центральных частях газонасыщенных пластов очень слабое уплотнение и максимальное количество открытых пор.

В скважине №7 был отобран керн с характеристикой по макроописанию «рыхлый до мягкого», разбитый трещинами.

Возможным объяснением этим фактам, на наш взгляд, является процесс, в результате которого из циркулирующих растворов в кровле и подошве мощных пластов (> 4

м) выпадает в осадок карбонат кальция, консервируя при этом высокопористую среднюю часть. Осадок выпадает при уменьшении Ph в алевролитах относительно вмещающих глин. В тонких пластах выпадающий в осадок $CaCO_3$ значительно уменьшает эффективную пористость и проницаемость по всей их толщине. Для подтверждения этой гипотезы необходимо проведение профиля притока.

В результате переинтерпретации ГИС эффективные толщины уменьшились относительно принятых ранее, что повлекло уменьшение промышленных запасов категории C_1 . Заниженное количество запасов газа подтверждается историей разработки месторождения.

Пористость определена по акустическому каротажу, по уравнению среднего времени.

K_g принято единым значением по результатам центрифугирования образцов скважины 10 С. $K_{во}=0.33$. Исходя из этого: $K_g=1-0.33=0.67$.

В результате проведенной работы были сделаны следующие выводы:

1) *Выделение коллектора по качественным признакам для кумского глубокопогруженного коллектора требует применения дополнительного количественного критерия (граничное значение пористости).*

2) *После нескольких итераций граничное значение по коэффициенту пористости принято 13 %.*

3) *На глубинах более 5000 метров могут залежать высокопористые песчаники и алевролиты (пористость 20%). Необходимым условием сохранения такого коллектора является его достаточная толщина, и наличие плотных пород в его кровле и подошве*

4) *Уменьшение толщин в результате переинтерпретации ГИС привело к уменьшению промышленных запасов категории C_1 , что подтверждается историей разработки.*

5) *Для подтверждения работы выявленных эффективных толщин необходимо проведение профиля притока.*

Литература

- 1) Н.С. Гудок; Н.Н.Богданович;В.Г.Мартынов. Определение физических свойств нефтесодержащих пород. Москва Недра 2007
- 2) Горбанец И.М., Дементьева О.Ф. и др. Результаты петрофизических исследований коллекторов мезокайнозой западного Предкавказья. Краснодар, 1977.

ОБРАБОТКА И ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДАННЫХ ГИС КАК ПЕТРОФИЗИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРОГНОЗА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПО ДАННЫМ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ (НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ОЛИГОЦЕНОВОГО ВОЗРАСТА АССАМСКОГО БАСЕЙНА)

Шаталова Ирина Александровна

Институт физики Земли им. О.Ю.Шмидта РАН

К основным методам поисков и разведки углеводородов относятся сейсморазведка ОГТ и различные методы геофизических исследований скважин (ГИС). При этом роль ГИС состоит как в непосредственном определении коллекторов и покрышек, так и в обосновании

возможности определения коллекторских свойств и нефтегазоносности по данным сейсморазведки.

Целью данного исследования является разработка методики, позволяющей по данным сейсморазведки и ГИС:

1. Определять литологические типы пород
2. Разделять коллектор и неколлектор
3. Определять фациальные обстановки
4. Прогнозировать фильтрационно-емкостные свойства.

В докладе показано как данные комплекса ГИС (радиоактивный каротаж, кавернометрия, акустический и плотностной каротаж, метод самопроизвольной поляризации и методы сопротивления) позволяют выбирать оптимальные методы сейсмических исследований, обработку и интерпретацию их результатов, направленные на решение поставленной задачи. Описывается методика обработки и интерпретации данных ГИС.

В частности демонстрируется, что:

1. Имеющийся комплекс ГИС позволяет уверенно выделять коллекторские/неколлекторские разности и определять тип флюидонасыщения в окрестности скважин.
2. Для решения задачи выделения коллекторов по данным сейсморазведки необходимо независимое определение параметров V_p , V_s и плотности, т.е. проведение упругой инверсии.
3. ФЕС коллекторов уверенно коррелируют со значениями акустического импеданса, что доказывает возможность определения ФЕС по данным акустической инверсии.

Список литературы:

1. Альбом палеток и номограмм для интерпретации промыслово-геофизических данных. М.: Недра. 1984. 200 с.
2. Горбачев Ю.И. Геофизические исследования скважин. М.: Недра. 1990. 394 с.
3. Ивакин Б.Н., Карус Е.В., Кузнецов О.Л. Акустический метод исследования скважин. М.: Недра. 1978. 320 с.
4. Латышова М.Г., Мартынов В.Г., Соколова Т.Ф. Практическое руководство по интерпретации данных ГИС. М.: Недра. 2007. 327 с.
5. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. М.: Недра. 1984. 219 с.
6. Avseth P., Mukerji T., Mavko G. Quantitative seismic interpretation. 2005. 359 p
7. Log interpretation charts. Schlumberger. 2009. 308 с.

Нормализация кривых как инструмент оценки общего содержания органического углерода при интерпретации стандартного и ограниченного комплексов ГИС.

Окс Людмила Сергеевна, Посысоев Андрей Анатольевич
ООО «НК «Роснефть» - НТЦ», Краснодар

В настоящее время в нефтегазовой отрасли наблюдается рост интереса к нетрадиционным коллекторам, в том числе – к битуминозным разностям. На многих месторождениях стратиграфические горизонты, содержащие битуминозные пачки, являлись «проходными» при бурении на нижележащие горизонты и их исследования часто ограничивались стандартным комплексом ГИС для решения геологических задач (стандартный каротаж, нейтрон-гамма-каротаж (НГК), гамма-каротаж (ГК)). Комплекс исследований старых скважин также редко бывает достаточным даже в целевых интервалах.

При изучении битуминозных отложений перед исследователем стоят следующие задачи:

1. Выделение битуминозных интервалов
2. Оценка степени их битуминозности (ТОС)
3. Выделение возможных интервалов притока

Рассмотрим возможности решения поставленных задач в условиях ограниченного комплекса ГИС.

Выделение битуминозных интервалов

Обычно битуминозные интервалы, радиоактивность которых связана с элементами ряда распада урана, отличаются от глинистых, радиоактивность которых связана преимущественно с элементами ряда распада тория и изотопом ^{40}K , по кривым спектрометрического гамма-каротажа (СГК) [1,2]. Однако в стандартный комплекс ГИС для решения геологических задач этот метод не входит. В комплекс детальных исследований его также включают далеко не всегда. Отсюда возникла необходимость разделения кривой общей естественной радиоактивности на урановую и торий-калиевую составляющие.

Одним из путей решения поставленной задачи является нормализация кривых. Базовой кривой при этом выступает двойной разностный параметр $\alpha_{ГК}=f(K_{г\text{л}}, K_{б\text{ит}})$. Его использование вместо кривой естественной радиоактивности обусловлено тем, что переход от абсолютного к относительному параметру позволяет устранить технологическую погрешность, связанную с разными типами приборов, состоянием ствола скважины, обсадной колонной и т.д. Кроме того, именно он применяется для большинства количественных оценок. Также надо отметить, что радиоактивность битумов много выше, чем глины, отсюда и чувствительность ГК к ним много выше.

В качестве нормализуемой выступает одна из кривых каротажей пористости. В большинстве работ предпочтение отдается кривой интервального времени. Однако стоит учесть, что на показания акустического каротажа большое влияние оказывает трещиноватость пород, и, следовательно, при ее использовании в трещиноватых интервалах могут быть получены ошибочные результаты. Кривые нейтронных методов в этом отношении более стабильны, поэтому в нашей работе в качестве нормализуемой использовалась кривая НГК или кривая водородосодержания (W) с поправкой за естественный гамма-фон.

На водородосодержание пород оказывают влияние ее пористость, глинистость и битуминозность.

При анализе показаний ГК и W в общем случае будем иметь:

$$\begin{cases} \alpha_{ГК} = f(K_{ГЛ}, K_{БИТ}) \\ W = f(K_{П}, K_{ГЛ}, K_{БИТ}) \end{cases}$$

В пласте чистых глин $K_{БИТ} \rightarrow 0$ и $K_{П} \rightarrow K_{ПГЛ}$. Отсюда:

$$\begin{cases} \alpha_{ГК} \approx \alpha_{Th+K} = f(K_{ГЛ}) \\ W = f(K_{ГЛ}) \end{cases}$$

В чистом плотном пласте $K_{П} \rightarrow 0$, $K_{БИТ} \rightarrow 0$ и $K_{ГЛ} \rightarrow 0$. Отсюда:

$$\begin{cases} \alpha_{ГК} \approx \alpha_{Th+K} \rightarrow 0 \\ W \rightarrow 0 \end{cases}$$

В пористом небитуминозном интервале $K_{БИТ} \rightarrow 0$ и

$$\begin{cases} \alpha_{ГК} \approx \alpha_{Th+K} = f(K_{ГЛ}) \\ W = f(K_{П}, K_{ГЛ}) \end{cases}$$

Таким образом, после нормализации кривые $\alpha_{ГК}$ и $W_{норм}$ будут совпадать в плотных и глинистых пластах. В битуминозных интервалах будет наблюдаться приращение $\alpha_{ГК}$ над $W_{норм}$ за счет того, что радиоактивность битумов значительно выше, чем глин. В небитуминозных пластах может наблюдаться превышение $W_{норм}$ над $\alpha_{ГК}$ за счет влияния пористости, что может служить качественным признаком для выделения прослоев с высокой межзерновой пористостью.

Чувствительность нормализованной кривой к глинам теоретически должна соответствовать таковой для $\alpha_{ГК}$, т.е. в битуминозных интервалах можно принять $\alpha_{Th+K} \approx W_{норм}$ и, соответственно, $kU = \alpha_{ГК} - W_{норм}$; в чистых плотных пластах и в пластах глин $\alpha_{Th+K} \approx W_{норм} \approx \alpha_{ГК}$, а $kU \approx 0$; в пористых пластах $\alpha_{Th+K} = \alpha_{ГК}$.

Приведенная методика имеет ряд ограничений:

1. необходимо наличие в разрезе двух выдержанных по площади и по свойствам опорных пластов;
2. состав и свойства глин по разрезу должны соответствовать параметрам опорных глин (вариации свойств плотных пластов не столь существенны);
3. в пластах с низкой битуминозностью и значительной пористостью (конкретное отношение должно определяться для каждого объекта исследований, по материалам [1] оно составляет $V_{БИТ}/V_{ПОР}$ от 1/6 до 1/24) возможны ошибки в интерпретации данных (пласт охарактеризован как глинистый, небитуминозный). Однако в природе такие случаи редки, что связано с существенно различающимися условиями формирования высокопористых карбонатов и битуминозных отложений.

Предложенный подход был верифицирован на разрезе, исследованном как методами ГК и НГК, так и СГК. На рисунке 1 приведены сопоставления расчетных и записанных кривых.

По данным спектрометрии показания кривой урана в чистых глинах не превышают бррт. Эта величина может быть использована в качестве граничной при выделении зон развития битуминозности.

Оценка общего содержания органического углерода (ТОС) в битуминозных интервалах

В литературе предложено два основных подхода к решению этой задачи. Первый из них [3] основан на нормализации показаний одного из методов пористости на логарифм кажущегося сопротивления по пластам глин. Расхождения базовой и нормализованной кривых в битуминозных интервалах, в свою очередь связано с ТОС и уровнем зрелости углеводородов (LOM):

$$ТОС = (\Delta \log R) \cdot 10^{2.297 - 0.1688 \cdot LOM}$$

Достоинством данной методики можно назвать универсальность. К недостаткам можно отнести:

1. кривые $\log R$ и нормализованная будут расходиться не только в битуминозных интервалах, но и в интервалах нефтенасыщенных коллекторов и в плотных пластах;
2. необходима информация о степени зрелости углеводородов, ее рекомендуется определять по данным специальных исследований, но можно и предположить из геологической истории региона.

Также следует учитывать различия в вертикальной разрешающей способности для каротажей пористости и электрметрии, чтобы избежать ложных выбросов.

Сопоставление ТОС определенного на керне и рассчитанного по методике Пасси приведено на рисунке 2. Показана хорошая сходимость указанных величин.

Второй подход к оценке общего содержания углерода основан на построении зависимости ТОС, определенного по керну, от содержания урана для конкретных отложений [2]. Однако в тех случаях, когда данные исследований керна отсутствуют, а нормализация методов пористости и электрметрии не может быть проведена корректно, в первом приближении может быть использована зависимость $ТОС_{\Delta R}$ от содержания урана U , построенная по нескольким скважинам с полным комплексом ГИС для изучаемого месторождения или его ближайших аналогов (рисунок 3).

При совместном использовании рассмотренных подходов к определению ТОС предпочтение традиционно отдается методике Пасси.

Выделение возможных интервалов притока

В пачках битуминозных аргиллитов основные притоки обычно связаны с пластами пониженной глинистости и трещиноватыми интервалами. Выделение первых возможно по падению кривой α_{Th+K} . Оценка трещиноватости по стандартному комплексу ГИС затруднена. Как отмечалось выше, акустический каротаж наиболее чувствителен к этому параметру (показания завышены). Поэтому логично предположить, что в зонах трещиноватости кривая $\Delta \log R_{AK}$ будут значительно превышать показания $\Delta \log R_{HK}$. Этот признак является косвенным и перед использованием должен подтверждаться результатами опробования пластов. В данном случае он может быть использован для выделения интервалов притока.

Выводы

В представленной работе рассмотрено два типа нормализаций, применимых в разрезах, охарактеризованных ограниченным комплексом ГИС. Нормализацию ГК-НГК рекомендуется использовать для выделения битуминозных интервалов, расчетов показаний кривой урана (и, как следствие, $ТОС_{(U)}$), оценки глинистости и выделения интервалов ее понижения, а нормализации кривых пористости и сопротивления – для оценки степени битуминозности пластов по методике Пасси и выделения возможных интервалов притока по признаку $\Delta \log R_{AK} > \Delta \log R_{HK}$.

Результаты применения предложенных подходов могут быть использованы как при изучении разрезов старых скважин, так и при оценке интервалов, вскрытых скважинами при бурении на нижележащие горизонты, с целью оценки целесообразности и экономически обоснованных объемов их исследований как нетрадиционных резервуаров.

Список использованной литературы

1. Зайдельсон М.И. и др. Формирование и нефтегазоносность доманикоидных формаций. М.: Наука, 1990. 112 с.
2. Фертл В.Х. Спектрометрия естественного гамма-излучения в скважине, цикл статей // SPE Formation Evaluation. 1988.
3. Passey Q.R., Creaney S., Kulla J.B., Moretti F.J., Stroud J.D. A Practical Model for Organic Richness from Porosity and Resistivity Logs, The American Association of Petroleum Geologists Bulletin? V.74 №12 (December 1990), p. 1777-1794.

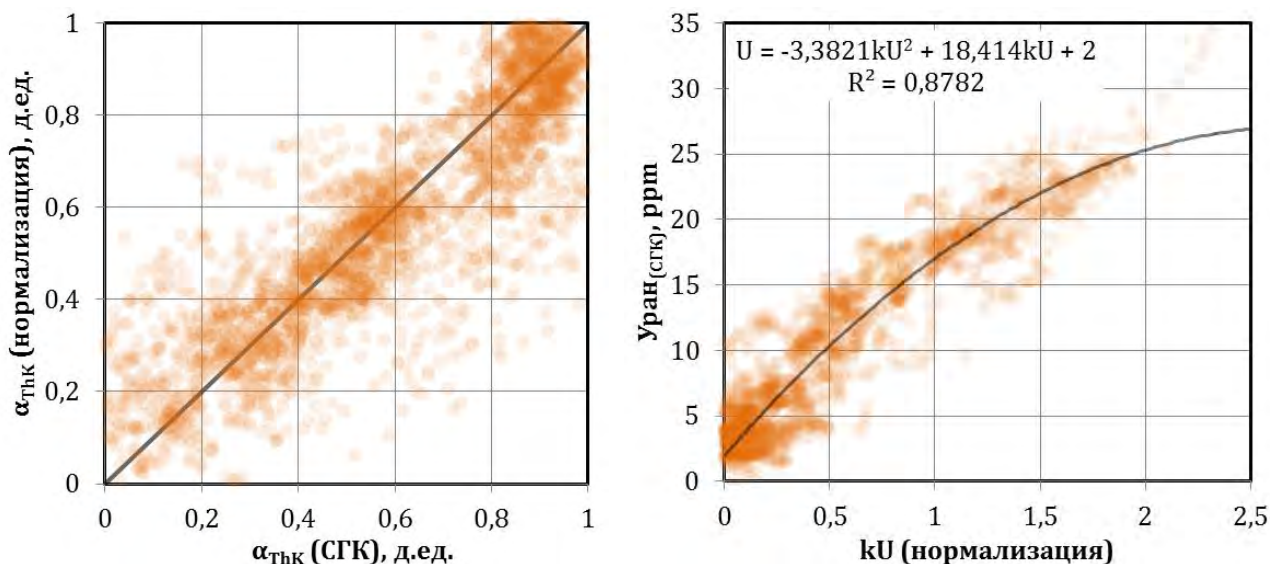


Рисунок 1. Сопоставление кривых двойного разностного параметра торий-калия, рассчитанного по материалам СГК и полученного при нормализации и зависимость содержания урана (по материалам СГК) от kU (нормализация).

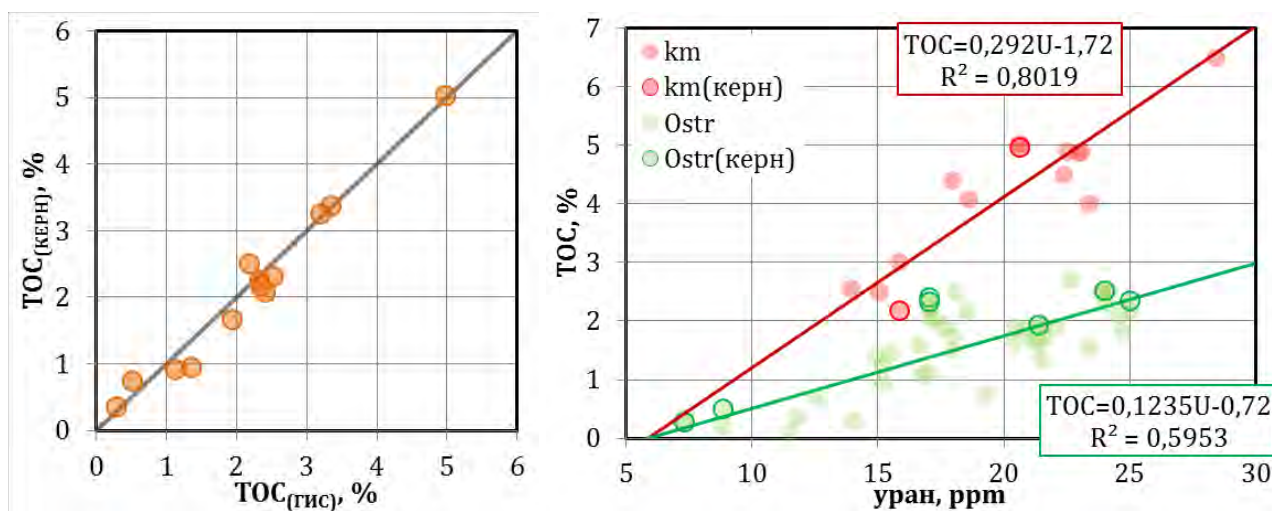


Рисунок 2. Сопоставление ТОС определенного на керне и рассчитанного по методике Пасси.

Рисунок 3. Зависимость ТОС (по керну и по методике Пасси) от содержания урана.

МЕТОДИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ЛИТОЛОГИЧЕСКОГО РАСЧЛЕНЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЗРЕЗА В ДОЮРСКОМ ФУНДАМЕНТЕ ПО ДАННЫМ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

Смирнова Евгения Викторовна, Боркун Федор Яковлевич, Богомаз Евгений Федорович.

ФГУП «ЗапСибНИИГГ» г. Тюмень

Длительный процесс формирования доюрского комплекса пород обусловил многообразие их вещественного, структурного и текстурного характера. Магматическая, седиментационная и метаморфическая активность процессов формирования доюрского комплекса, последующие тектонические, гидротермальные и эрозионные процессы привели к чрезвычайно многообразному спектру литотипов. Многокомпонентный состав доюрских пород требует для корректного решения обширный комплекс ГИС, фиксирующий те или иные петрофизические особенности этих пород (плотность, радиоактивность, электросопротивление и т.п.). Без комплекса ГИС, нацеленного на фиксацию литологических особенностей пород фундамента, невозможно говорить о достоверном решении задачи литологического расчленения разреза скважин. Но кроме полученной информации от расширенного комплекса ГИС необходимы соответствующие методические приемы их интерпретации.

Решение задачи литологического расчленения разреза для пород фундамента резко усложняется широким спектром литотипов пород от терригенных, карбонатных до магматических и метаморфических пород. Породы сложны не только по вещественному составу, но и по структурно-текстурным свойствам (слоистость, наличие эпигенетической трещинно-кавернозной емкости).

С целью геофизической типизации пород в отдельных интервалах, литология которых надежно определена по керновым данным, построены кроссплоты – статистические диаграммы сопоставления показаний по различным методам ГИС. Шифр точек – литологический состав по керну (рис.1).

Для построения кроссплотов нами рассчитаны относительные параметры JGK и JNGK (JNKT). По сопоставлению показаний нейтронного и гамма-каротажа прослеживаются основные разности магматических пород. Наблюдается тенденция прямой связи в направлении от кислых с максимальными значениями параметров JGK и JNGK (JNKT) к минимальным значениям в ультраосновных породах. Как видно из рисунка 1, отдельные литологические разности выделяются в самостоятельные классы. Следует отметить наличие зон неопределенности. Параметр JGK в диапазоне от 4 до 5 у.е. соответствует как породам основного, так и среднего составов. Подобная неоднозначность присутствует в зоне малых значений JNGK глинистых известняков с магматическими породами основного состава в диапазоне от 2,5 до 3 у.е., сопротивление кислых, средних магматических пород и известняков имеют высокие значения, а у ультраосновных и основных пород варьируют в широком диапазоне.

Для более точной корректировки выделенных литотипов необходимо привлечение дополнительных петрофизических параметров. В частности, плотности и акустических характеристик пород. В магматических породах наименьшей плотностью обладают породы кислого состава, это объясняется высоким содержанием кремнезема (средняя плотность

гранита 2,62 г/см³). С увеличением основности магматических пород плотность возрастает за счет увеличения содержания тяжелых окислов магния, кальция, железа и соответственно уменьшением кремнезема. Значение плотности 3 - 3,4 г/см³ у ультраосновных наибольшая среди магматических пород. С увеличением основности магматических пород средняя продольная скорость упругих волн возрастает

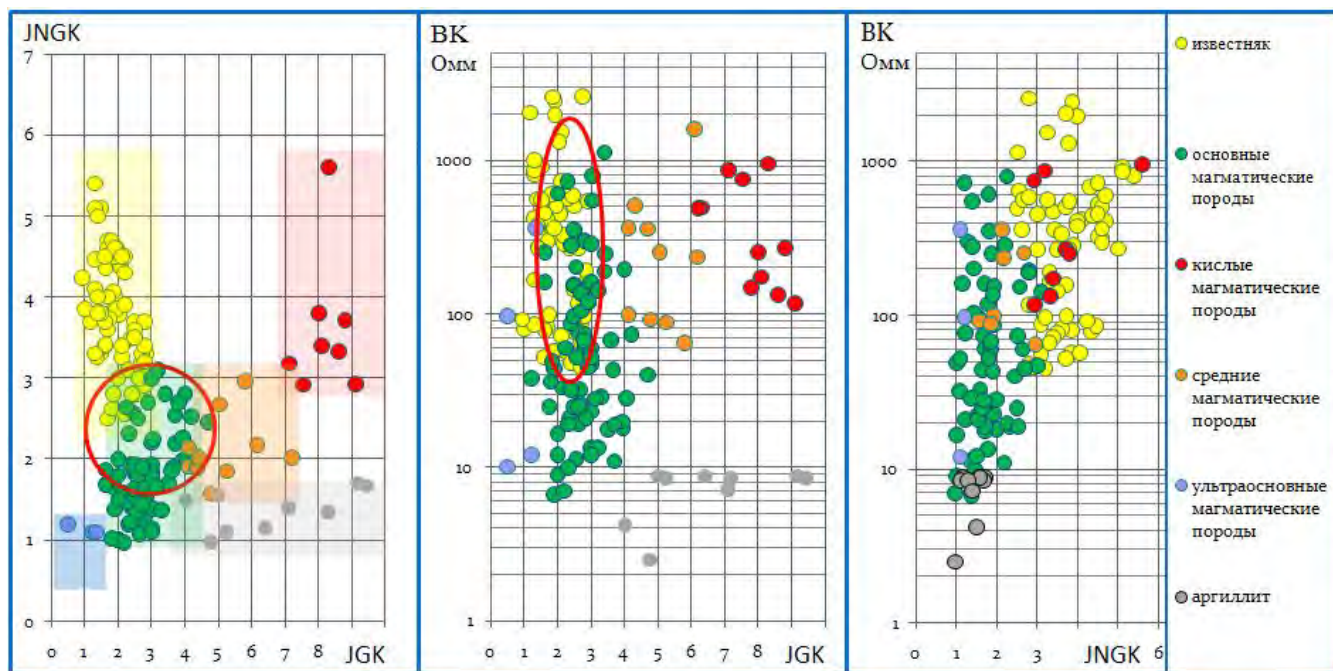


Рис.1 Сопоставление показаний геофизических характеристик пород фундамента различного литологического состава.

Очевидно, что в условиях традиционного комплекса ГИС скважинных геофизических параметров недостаточно для уверенной классификации пород фундамента на литотипы. Необходима реализация не только дополнительного комплекса ГИС, но и обоснование более эффективных методик обработки керново- геофизической информации.

Технология расчленения разреза доюрских пород реализована двумя методами:

1. Классификация литотипов доюрских пород с использованием методов топологического и кластерного анализа на основе алгоритмов программного комплекса GeoOffice Solver (г. Тверь):

При классификации с использованием методов топологического и кластерного анализа определяющим фактором является не количественные геофизические характеристики, а их взаимное расположение в виде групп индикационных точек в n-мерном пространстве. Поэтому возможные граничные значения геофизических характеристик для тех или иных литотипов горных пород не привлекаются. Отсюда появляется возможность получить информацию о литологическом строении разреза по данным ГИС, показания которых могут быть искажены аддитивными и мультипликативными погрешностями измерений, что важно при интерпретации ГИС старого фонда скважин.

2. Классификация литотипов доюрских пород по данным ГИС на основе многовекторного анализа:

Из точки, в различные направления проведены вектора, обозначающие величины различных геофизических параметров ($j_{гк}$, δ , ρ_k , и т.д.) Длина вектора отражает величину зафиксированного параметра в трех градациях: низкое значение параметра, среднее и максимальное.

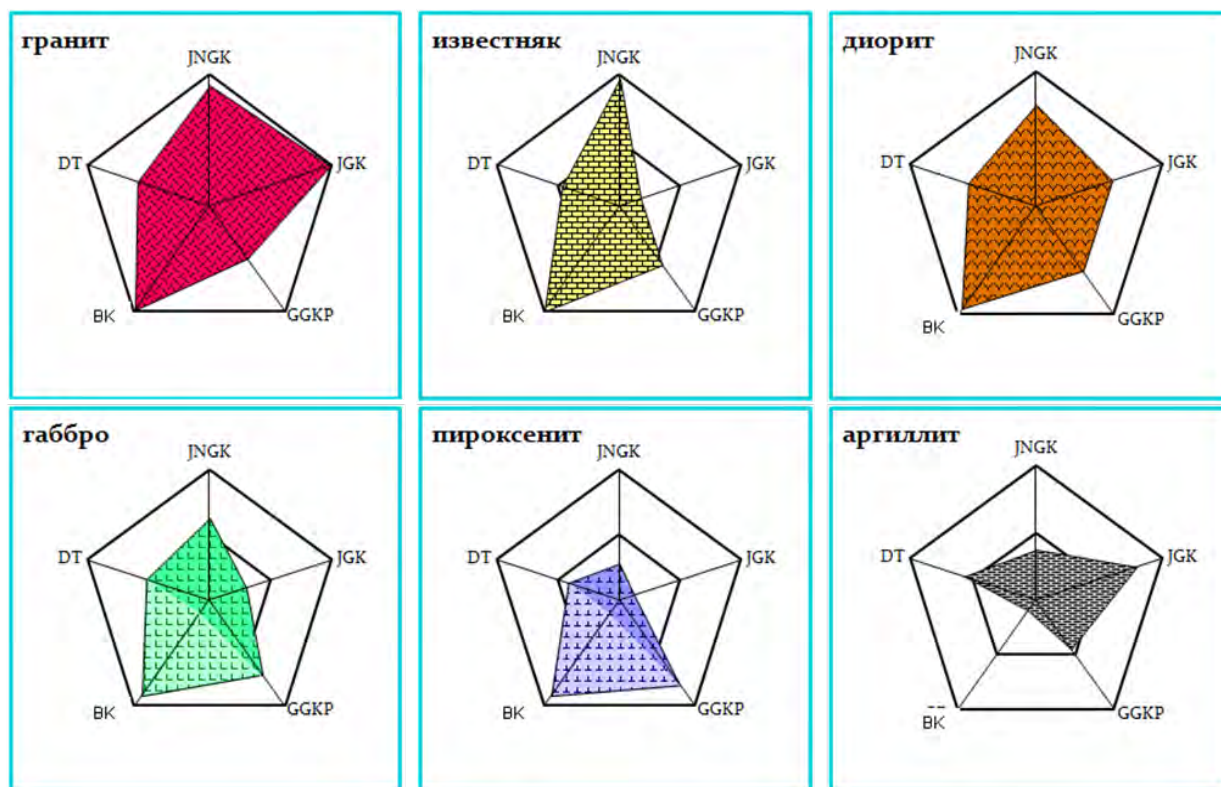


Рис.2 Векторные диаграммы литотипов доюрских пород

Каждый вектор в диаграмме векторов откладывается в одном направлении. Таким образом используются в векторной форме все зарегистрированные параметры ГИС на соответствующих диаграммах (их 5 – JNGK, JGK, BK, DT, GGKP). Соединяя ломаной линией концы векторов, получаем «образ» изучаемого литотипа в векторной форме (рис.2).

Каждый литотип пород отображается в своей оригинальной векторной форме на диаграмме. Формирование эталонных образов отдельных литотипов выполнено по скважинам с наиболее полным объемом отобранного кернового материала. Сопоставляя «образы» различных литотипов производится расчленение вскрытого бурением разреза скважин.

Оба методических подхода, с привлечением анализа кросс-плотов и керновых данных реализованы на юге Западной Сибири.

Список литературы:

1. Заварицкий А.Н. Изверженные горные породы. М: Изд. Академии наук СССР 1956 г.
2. Хаматдинова Э.Р. Литологическое расчленение эффузивных коллекторов по данным ГИС. Научно технический вестник «Каротажник», вып. №10, г.Тверь, 2008 г. с 66-80

ОСОБЕННОСТИ ОЦЕНКИ ПОДСЧЕТНЫХ ПАРАМЕТРОВ АЛЬБСКИХ КОЛЛЕКТОРОВ ВОСТОЧНОГО СТАВРОПОЛЬЯ

Чумичева Анна Александровна

ООО «НК «Роснефть_НТЦ», г. Краснодар.

Альбские залежи Восточного Ставрополя К11 являются сложным объектом для изучения: тонкослоистый песчано-алевритно-глинистый разрез, ограниченный комплекс ГИС, слабая охарактеризованность представительным керновым материалом, наличие субколлекторов.

Большинство месторождений Восточно-Предкавказской нефтегазоносной области находится на завершающей стадии разработки. 70-80 % скважин пробурено до середины 70-х годов, до этого времени комплекс ГИС, как правило, был ограничен и включал только «стандартные» методы, недостаточно эффективные при количественной оценке подсчетных геофизических параметров – Кп, Кн, η ф сложнопостроенных коллекторов [1, 2, 3].

Единичные современные скважины бурятся на «новых» промывочных жидкостях, отличающихся особым влиянием на характеристики зоны проникновения, при этом целевыми горизонтами являются в основном нижележащие объекты, в интервалах альбских залежей керн не отбирается.

К11 пласт в пределах Прикумской зоны поднятий является достаточно надежным репером. Свойства альбских коллекторов и их литологический состав в пределах Восточного Ставрополя условно делится на 2 зоны – северную и юго-западную. Толщина пласта К11 в северной части ПЗП составляет 120-170 м, в южном направлении уменьшается до 50-70 м.

В северной части продуктивность пласта К11 пока не выявлена, он представлен хорошо отсортированными мелко- и среднезернистыми, преимущественно кварцевыми песчаниками, и по своим свойствам является аналогом наиболее изученных и охарактеризованных керном крупных залежей нефти нижнего мела Восточного Ставрополя К1VIII-IX. Здесь пористость песчаников изменяется от 14 до 31 %, проницаемость от единиц до 1000 мД.

На площадях южного направления пласт К11 продуктивен и чаще всего сложен мелкозернистыми, алевритистыми песчаниками и алевролитами, иногда с большим содержанием глинистого материала, а также гравелитами, глинами и аргиллитами. В разрезе К11 широко распространены пласты-алевролиты, являющиеся субколлекторами и обладающие высокой пористостью (10-30 %, в среднем 25 %) и всеми признаками коллектора на фоне повышенного уровня ГК, при этом основная часть высокопористых алевролитов характеризуется пониженной проницаемостью от <1 мД до 5-10 мД и зачастую не имеет эффективной емкости. Так, если при пористости 25 % проницаемость К1VIII-IX пластов будет составлять порядка 200-500 мД, то проницаемость К11 пласта в пределах месторождений южного направления – 1-10 мД.

Наряду с субколлекторами в пределах К11 некоторых месторождений южного направления Ставропольского региона также присутствуют коллекторы-песчаники, обладающие высокими фильтрационно-емкостными свойствами (также Кп в среднем 25 %, но $K_{пр}$ =200-500 мД) и при этом пониженным содержанием зерен алевритовой и глинистой размерности.

Не смотря на присутствие субколлекторов-алевролитов в разрезах скважин месторождений южного направления ранее при выделении коллекторов использовали критерий по $\alpha_{пс}>0,55$, установленный для ниже лежащих залежей К1VIII-IX, что не является корректным. Присутствие в разрезе алевритовых разностей не отражается на диаграммах ПС, т.к. относительная аномалия ПС зависит от степени заполнения порового пространства пород глинистым материалом, но не реагирует на уменьшение медианного размера зерен –

алевритизацию [1, 2]. В последние годы при пересчете запасов также стали применять количественный критерий по двойному разностному параметру ГК ΔJ_{γ} , установленный по данным опробований, исходя из приточности интервалов. В итоге, на основе распределения ΔJ_{γ} в коллекторах и неколлекторах с большой вероятностью коллектором может считаться порода с $\Delta J_{\gamma} \leq 0.475$. Наиболее корректное выделение коллекторов возможно при использовании совокупности данных ПС и ГК в сочетании с качественными критериями, для этого предварительно рассчитываются по разрезу скважины относительная амплитуда ПС апс и двойной разностный параметр ГК ΔJ_{γ} , при этом по возможности опорные интервалы с экстремальными показаниями ПС и ГК выбираются едиными по разрезу и хорошо, если эти интервалы будут выдержанными по площади в пределах одноименных залежей.

Проблема корректного выделения коллекторов в разрезе К11 остается в скважинах с ограниченным комплексом ГИС, не содержащим данные ГК. В таких случаях при выделении коллекторов возможно применение предела по апс $\approx 0,55$ в совокупности с комплексом качественных признаков: наличие глинистой корки по КВ; повышающее проникновение фильтрата бурового раствора в пласт, фиксируемое по БКЗ или разноглубинными методами УЭС – МБК, ИК, БК; положительные приращения кривых КС по показаниям МКЗ. Также при выделении коллекторов в скважинах с ограниченным комплексом ГИС возможно привлечение дополнительной итерации в процессе «ГИС – промежуточное геологическое моделирование – ГИС – геологическая модель».

Оценка пористости альбских коллекторов в условиях ограниченного комплекса ГИС возможна по зависимостям типа «керна-ГИС» и данным методов ПС, ГК. В итоге отмечена максимальная сходимости в интервале К11 величин пористостей по ПС и ГК. Результаты оценки пористости по АК, в случае его присутствия в комплексе, могут использоваться как вспомогательные ввиду низкого качества кривых интервального времени пробега продольной волны по породе, свойственного для данного региона.

Если оценку таких подсчетных параметров, как $h_{эф}$ и K_p можно провести по ГИС или керну – некоторые методические приемы существовали ранее и были несколько пересмотрены и адаптированы для многоскважинной цифровой обработки в интерпретационной системе «ПРАЙМ», то вопрос оценки K_n остается открытым.

Анализируя результаты разработки залежей углеводородов К11 можно отметить, что даже на момент вступления в работу первых купольных скважин были получены притоки нефти с большим процентом воды. Поэтому своеобразной является геофизическая характеристика пласта К11 на месторождениях южного направления – зачастую нивелируются показания методов электрометрии в продуктивных и водонасыщенных интервалах.

Как показал анализ результатов материалов работ по проведению пересчетов запасов прошлых лет – с середины прошлого века по 2010 г. в пределах Ставропольских месторождений при оценке K_n применялся стандартный подход. Величина K_n определялась по уравнениям Арчи-Дахнова или методике Н.Д. Гусакова [4], дающей значительные погрешности особенно в тонкослоистом разрезе, а разделение по характеру насыщения проводилось по критическому сопротивлению или граничному значению параметра насыщения, при этом принимаемые по пропласткам значения r_p и, соответственно, R_n в подавляющем большинстве случаев не соответствовали истине и не подтверждались результатами опробований, что негативно сказывалось на результатах геологического моделирования, учете реальных запасов и эффективности планирования ГТМ.

Ранее пласт считался нефтегазонасыщенным при $R_n \geq 3$, $K_n \geq 52\%$, $r_p \geq 2,5$ Ом, а водонасыщенным (либо водонефтенасыщенным, в случае наличия незначительного

количества нефти при испытании) при $R_n \leq 3$, $K_{нг} \leq 52$ %, $r_p \leq 1,9$ Ом. В ходе пересмотра материалов ГИС в рамках последних работ по подсчету запасов выявлено, что далеко не всегда при получении притоков с признаками углеводородов показания ИК или больших зондов БКЗ дают $r_p > 2.5$ Ом, в подавляющем большинстве продуктивных интервалов имеем $r_p < 1,9$ Ом. Поэтому применявшийся ранее критерий разделения коллекторов по характеру насыщения по данным ГИС следует считать весьма условным. Также необходимо отметить, что для отдельных скважин значения r_p пропластков не всегда возможно оценить объективно и корректно, поскольку проведенный в них комплекс методов электрометрии может ограничиваться только СТК либо содержать противоречивые показания ИК и больших зондов БКЗ. Поэтому часто значения K_n по ГИС для залежей К11 не отражают истинной картины.

По данным лабораторных исследований не многочисленных образцов керна $K_n \approx 100$ - $K_{во_Закс}$ имеем для залежей К11 среднее значение $K_n \approx 0,5-0,55$ д.е. При этом также следует отметить низкую достоверность результатов оценки $K_{во}$ (K_n) по Заксу.

Поэтому для оценки K_n альбских залежей углеводородов месторождений Восточного Ставрополя рекомендуется принимать величину процентного содержания нефти в продукции первых вступивших в работу скважин.

Таким образом, в данной работе рассмотрен и рекомендован комплексный подход по выделению альбских коллекторов Восточного Ставрополя и оценке их подсчетных параметров.

Предложенная обобщенная интерпретационная модель является на сегодняшний день наиболее оптимальной в сложных геолого-геофизических условиях исследования альбских коллекторов.

Литература

1. Афанасьев В.С., Терентьев В.Ю., Шнурман Г.А. Методические рекомендации «Определение коллекторских свойств и нефтенасыщенности терригенных гранулярных коллекторов по данным промысловой геофизики». Грозный. Изд. СКТБ ПГ, 1979.
2. Терентьев В.Ю. Разработка методики определения коллекторских свойств и нефтенасыщенности терригенных отложений с повышенным содержанием алевритового материала по данным промысловой геофизики. Дисс. на соискание уч. степени к.г.-м.н. Грозный, 1979 г.
3. Шнурман И.Г. Изучение терригенных коллекторов Предкавказья по результатам геофизических исследований скважин. «Просвещение-Юг». Краснодар, 2003 г. 397 с.
4. Гусаков Н.Д. Определение коэффициентов нефтегазонасыщения и пористости песчаников по результатам электрического каротажа скважин. «Прикладная геофизика», вып. 45. «Недра», 1965 г.

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ «НИЗКООМНОЙ» ПАЧКИ НА ПРЕДСТАВЛЕНИЕ О ПРОДУКТИВНОСТИ ПЛАСТА D10P1 МЕСТОРОЖДЕНИЯ ИМ. Р. ТРЕБСА **Малышева Александра Евгеньевна, Гайнуллина Елена Кимовна, Шуматбаев Кирилл**

Дмитриевич

ООО «БашНИПИнефть», г. Уфа

На месторождении им. Р. Требса продуктивные отложения нижнего девона и верхнего силура представлены карбонатными породами. Пласт D10P1 овинпармского горизонта нижнего девона представлен вторичными доломитами, часто сменяющимися существенно

доломитизированными известняками. Коллекторы сложены преимущественно доломитами и приурочены к двум основным литологическим пачкам – Dор1м и Dор2м.

По результатам стандартных и специальных исследований ядра пачка Dор2м нижней части пласта D1ор1, в отличие от пачки Dор1м, характеризуется низкими значениями проницаемости при сравнительно высоких значениях пористости, а также высоким содержанием остаточной воды (до 88%) (рис.1).

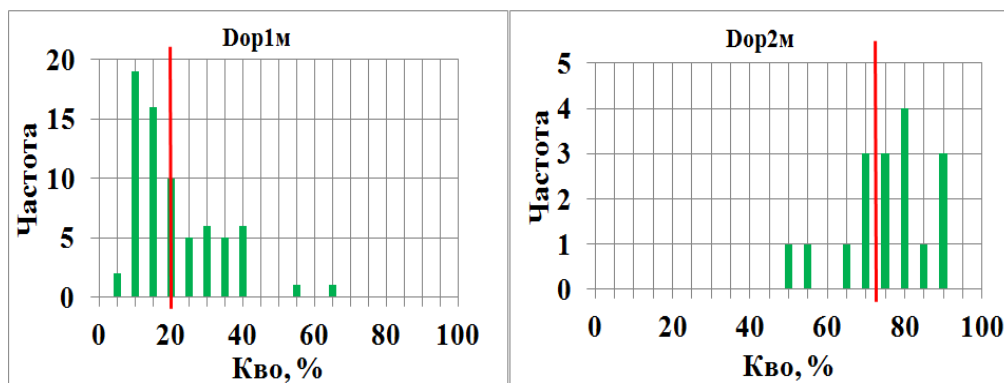
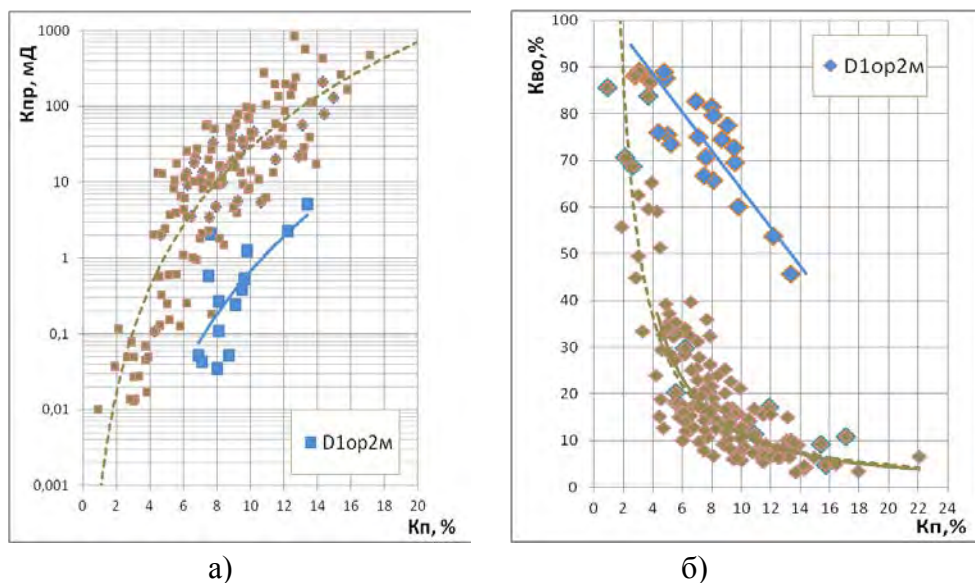


Рисунок 1 - Распределение $K_{во}$ в литологических пачках пласта D1ор1

По результатам лабораторных исследований ядра коллекторы пачки Dор2м, которым соответствуют образцы с высоким содержанием остаточной воды и низкими значениями проницаемости, выделяются на графиках $K_{пр}=f(K_{п})$, $K_{во}=f(K_{п})$ и $K_{пр}=f(K_{во})$ в отдельную область и условно названы “плохим” коллектором (на рисунках 2, 3 выделен голубым цветом). По данным микроописания ядра пустотное пространство имеет сложную структуру: первичная пустотность представляет собой тонкие капилляры и поры, заполненные физически связанной остаточной водой, вторичная пустотность представлена крупными порами, кавернами и трещинами. Эффективная пористость обусловлена в большей степени вторичной пустотностью.



а)

б)

Рисунок 2 - Зависимости коэффициента проницаемости от коэффициента пористости (а) и коэффициента остаточной водонасыщенности от коэффициента пористости (б)

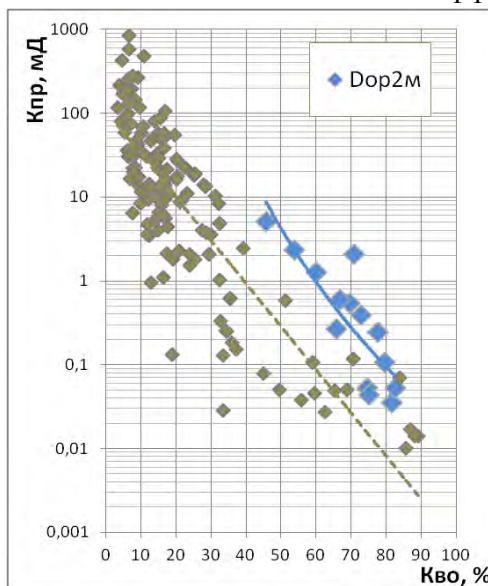


Рисунок 3 - Сопоставление коэффициента остаточной водонасыщенности с проницаемостью

По данным капилляриметрии в коллекторах пачки Dop2m основное снижение водонасыщенности происходит при больших градиентах давления (больше 1,46 атм), которые соответствуют работе субкапиллярных пор (кривые голубого цвета), в отличие от основных высокопродуктивных коллекторов, в которых основная работа коллектора происходит в области низких градиентов давлений (кривые коричневого цвета). На основе этого можно сделать вывод о том, что субкапиллярные поры заполнены связанной водой.

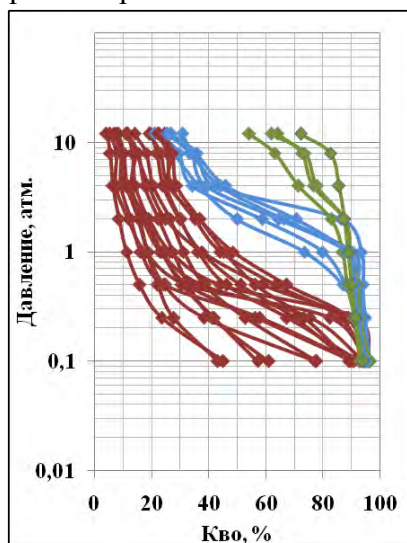


Рисунок 4 - Кривые капиллярного давления. Пласт D1op1

Продуктивные пачки Dop1m и Dop2m принципиально отличны по сопротивлению. По данным ГИС коллекторы пачки Dop2m характеризуются низкими значениями удельных электрических сопротивлений, сопоставимыми с УЭС водонасыщенных коллекторов.

Принимая во внимание низкие УЭС, ранее в подсчете запасов 1998 года пачка интерпретировалась как водоносная. Позднее по нашей рекомендации было проведено испытание отдельно пачки Dop2m, в результате которого была получена безводная нефть. В результате переинтерпретации был уточнен уровень ВНК, прирост запасов при этом составил более 5%.

УТОЧНЕНИЕ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ИМ. Р.ТРЕБСА И ИМ. А.ТИТОВА ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО КАРОТАЖА

Кучурина Ольга Евгеньевна¹, Шуматбаев Кирилл Дмитриевич², Федоров Алексей Иванович¹, Зиязетдинов Айрат Зайнетдинович¹

¹ ООО «Башнефть-Полюс», г. Уфа,

² ООО «БашНИПИнефть», г. Уфа)

В последние годы для геологического изучения продуктивных разрезов все чаще привлекаются высокотехнологичные методы ГИС. Одним из таких методов является гидродинамический каротаж (ГДК) на кабеле или на трубах, позволяющий проводить испытание коллекторов небольшими интервалами (1-1,5м).

На месторождениях им. Р.Требса и им. А.Титова был проведен ряд таких исследований с привлечением зарубежных геофизических компаний. Обе компании для исследований применяли компоновку с двойным пакером и прижимным зондом. В состав компоновки также входили глубинные оптические анализаторы фракционного и композиционного составов, датчики УЭС, насосы и мультипробоотборники. В шести из семи случаев компоновку спускали на бурильных трубах. Время, затраченное на исследование одной скважины глубиной более четырех километров при выполнении порядка 50 точечных исследований, в среднем составило около недели.

Продуктивные отложения данных месторождений приурочены к карбонатному разрезу нижнего и верхнего девона, а также верхнего силура. Коллекторы представлены доломитами и характеризуются сложным типом пустотного пространства, включающим трещины, каверны и межзерновые поры. При вскрытии продуктивного разреза часто в интервале коллекторов наблюдается разрушение ствола скважины. Данное обстоятельство существенно осложнило выбор интервалов для исследований ГДК как двухпакерной компоновкой, так и прижимным зондом.

В карбонатном разрезе с развитой трещинно-каверновой пустотностью качественную информацию о пласте возможно получить используя именно двойные пакера. Однако участков ствола с выдержанным диаметром, необходимым для установки двухпакерной компоновки без риска мгновенного повреждения пакеров или создания аварийной ситуации с блокировкой пакеров в кавернах, в интервале продуктивного разреза всех исследованных скважин нашлось крайне мало и большинство замеров пластового давления выполнено прижимным зондом. При использовании прижимного зонда на замеренных характеристиках в первую очередь отражается проницаемость по матрице породы – при наличии трещин, выходящих за пределы прижимного зонда, их вклад не учитывается.

Кавернозность ствола сильно отразилась на качестве проведенных исследований – около половины всех замеров некондиционны по причине отсутствия контакта прижимного зонда со стенкой скважины, либо характеризуют низкопроницаемые породы (рис. 1). Средний процент удачных замеров пластового давления составил порядка 30% (по отношению к проведенному объему исследований на скважину).

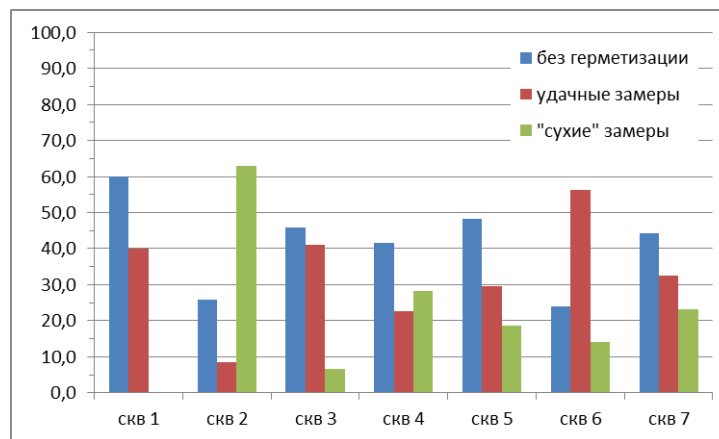


Рис. 1 – Результаты исследований ГДК по скважинам (в процентах к общему количеству проведенных исследований). «Сухие» замеры – непроницаемые породы, удачные – с регистрацией пластового давления, без герметизации – точки на которых исследование провести не удалось.

Часть коллекторов была исследована на предмет оценки характера насыщенности с применением оптического анализатора, с последующим отбором глубинных проб пластового флюида (ОПК). Данный вид исследований также выполнялся с использованием как двухпакерной компоновки, так и прижимного зонда. Практически все замеры характеризуются низкой скоростью очистки призабойной зоны, что свидетельствует о наличии глубоких зон проникновения. Первые признаки углеводородов в большинстве случаев появлялись после прокачки значительного объема пластового флюида, по истечении 5-7 часов.

Проведенные исследования позволили получить ценную информацию о фильтрационно-емкостных свойствах коллекторов и о характере их насыщенности, и в целом уточнить геологическое строение месторождений. Так в отложениях верхнего девона была открыта новая залежь нефти ниже установленного ВНК, приуроченная к другой литологической пачке. По результатам опробования в продуктивном разрезе нижнего девона выделена «низкоомная» пачка, характеризующаяся низкими значениями УЭС (до 2-5 Ом) и одновременно при испытаниях работающая нефтью. Позднее по лабораторным исследованиям керна для данных коллекторов установлено высокое содержание физически связанной воды, чем и обусловлены низкие сопротивления. По сопоставлению коэффициентов пористости, определенных по результатам ГИС с результатами ГДК уточнено граничное значение пористости для выделения коллекторов в продуктивном разрезе (рис. 2).

Полученная при исследованиях информация была использована для оперативного принятия решений по освоению продуктивных объектов в разведочных и поисковых скважинах, а также при подсчете запасов.

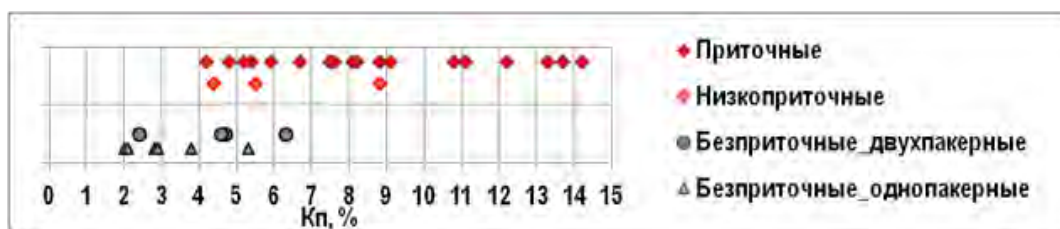


Рис. 2 – Определение граничного значения коэффициента пористости по данным гидродинамического каротажа для отложений нижнего девона и верхнего силура.

В заключение отметим, что, несмотря на сложности, метод ГДК-ОПК позволяет получать ценную геологическую информацию о строении месторождений: изучать

литологическую и петрофизическую изменчивость продуктивного комплекса; уточнять фильтрационно-емкостные свойства коллекторов и характер их насыщенности; уточнять количественные критерии коллекторов; уточнять положение флюидальных контактов; оптимизировать интервалы перфорации для испытания в эксплуатационной колонне; открывать новые залежи углеводородов и многие другие.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДАННЫХ АКУСТИЧЕСКОГО КАРОТАЖА ДЛЯ ПОСТРОЕНИЯ ОДНОМЕРНОЙ СЕЙСМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ.

Шевченко А.А.

ПетроТрейс Глобал, г.Москва.

Для интерпретации данных сейсморазведки необходима модель среды, построенная на основе скважинных измерений акустического и плотностного каротажа. Как правило, каротажная информация записана с избыточно мелким шагом по глубине. Возможность осреднения информации дает преимущества при построении модели в плане помехоустойчивости. Однако обычной является ситуация в которой данные акустического каротажа записаны с искажениями. Искажения данных акустического каротажа часто возникают из-за изменения диаметра ствола скважины. Так называемая овализация ствола скважины может маскировать полезную информацию о трещиноватости среды или анизотропии скоростей, измеряемых с помощью современных многоуровневых приборов акустического каротажа. В докладе рассматриваются вопросы сравнения различных подходов к коррекции данных АК, исследуется вопрос о точности коррекции акустических данных в зависимости от неопределенности исходных данных.

На практике известны различные способы коррекции данных акустического каротажа. Ошибки в измерении скоростей по данным АК обусловлены изменением диаметра ствола скважины и возникающей при этом сложной рефракцией акустической волны. Пример типичного разрушения ствола скважины и образование каверны показаны на Рис.1А. Измерение каверномером диаметра скважины дает достаточно хорошее представление только в том случае когда измерение диаметра скважины выполняется в нескольких вертикальных плоскостях. Рис.1Б. В этом случае по результатам двух измерений сечение ствола скважины может быть аппроксимировано эллипсом.

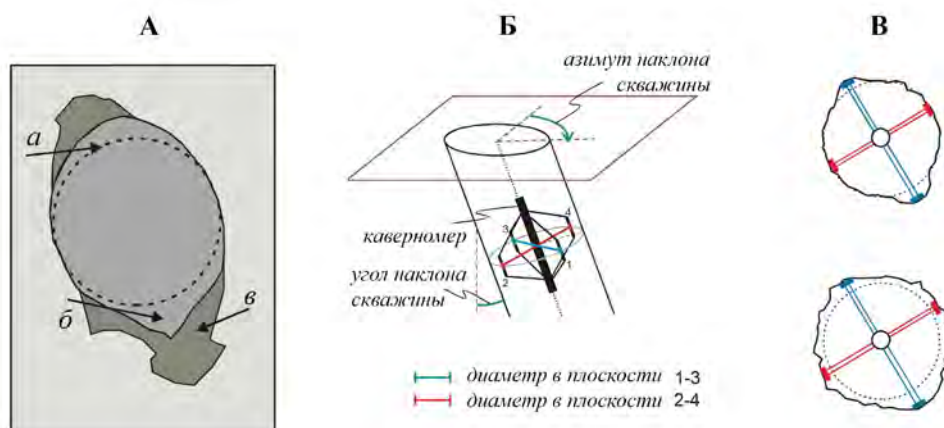


Рис.1. Пример осложнения ствола скважины - (А). а – номинальный диаметр скважины; б – разрушенная часть ствола скважины; в – породы с измененными физическими свойствами, но не разрушенные. (Б) - Прибор измеряющий диаметр скважины в двух взаимно-перпендикулярных сечениях. (В) – Различные варианты отклонения формы ствола скважины от цилиндрического.

Современные акустические приборы осуществляют измерение времени пробега с различными расстояниями между источниками и приемниками. При многоуровневом наблюдении возможны различные методические приемы компенсации измерений скоростей. Простейший метод, основанный на встречной схеме измерения интервальных времен, показан на Рис.2. Он основан на двукратном измерении времен пробега акустической волны специальным прибором, имеющим два источника акустических волн, расположенных сверху и снизу от пары регистраторов. Такая компенсационная схема наблюдений позволяет уменьшить, влияние каверны на измерения скорости акустической волны за счет осреднения двух наблюдений.

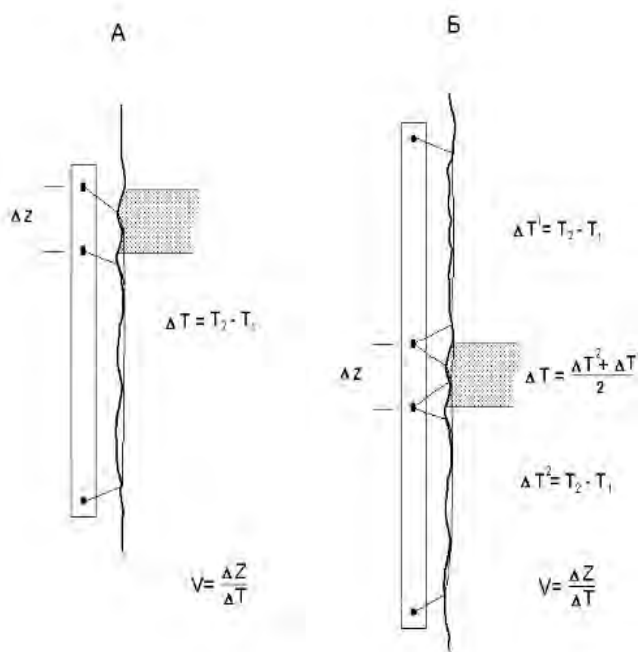


Рис.2. Стандартная (А) и компенсационная (Б) схемы измерения скорости в акустическом каротаже.

При регистрации многоуровневыми приборами акустического каротажа влияние каверны на измеренные интервальные времена может быть ослаблено за счет осреднения наблюдаемых данных. Однако на практике успешность сглаживания или осреднения времен для многоуровневых приборов во многом зависит от размеров каверны. Причем существенная зависимость как от вертикального размера каверны, так и величина изменения диаметра скважины. Дополнительно при обработке многоуровневых данных могут быть построены «виртуальные» подборки измерений, использование которых аналогично компенсационной схеме измерения, представленной на Рис.2Б. При этом достигается существенная компенсация ошибок измерения скорости, но полностью проблема коррекции не решается. Использование информации об изменении формы ствола скважины позволяет усовершенствовать алгоритмы определения скорости распространения акустической волны. Корректирующая поправка к наблюдаемым временам пробега может определяться на основе информации о расстоянии между источником и стенкой скважины и соответственно между приемником и стенкой скважины.

На Рис.3 представлена схема моделирования времен прихода акустической волны, наблюдаемой в скважине с каверной. Для сравнения различных методов компенсации влияния каверны построена простая модель с постоянной (3000 м/с) скоростью распространения волны в породе и скоростью внутри скважины 1600 м/с. Влияние каверны (глубиной 5 см и высотой 50 см) на измеренные времена прихода приводит к тому, что отличие измеренной скорости от истинной достигает 1000-1500 м/с (голубая кривая Рис.3Б).

Что доказывает необходимость использования методики коррекции данных АК за каверну. Использование стандартной компенсационной схемы измерения скорости существенно сокращает ошибку измерения до 8% (250м/с). Использование компенсационной схемы наблюдения или построение «виртуальной» компенсационной выборки для многоуровневых наблюдений дают при моделировании одинаковые результаты. В то время как на практических наборах данных существенными могут стать ошибки позиционирования многоуровневого прибора.

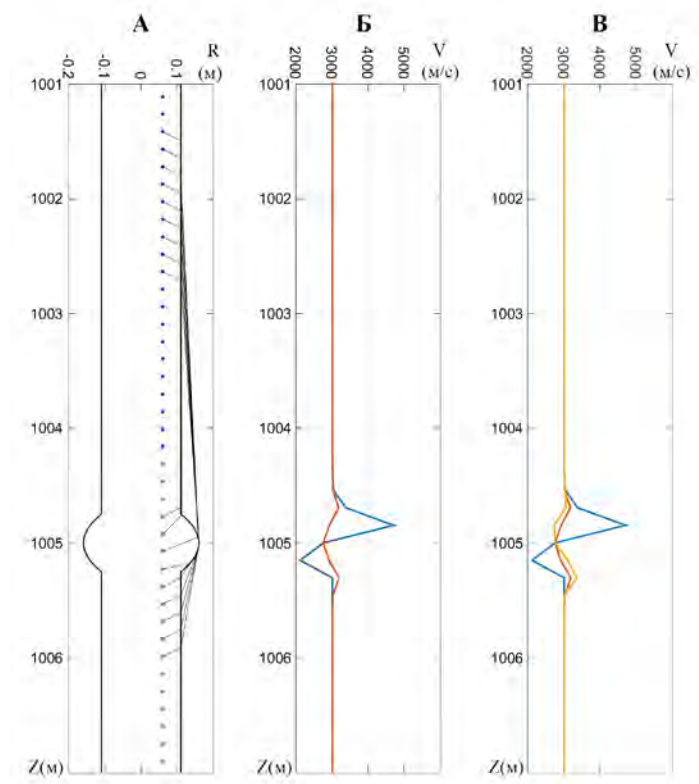


Рис.3. Лучевые схемы преломленной волны на каверне (А). (Б) – сравнение стандартной скоростной кривой (голуб.) и измеренной по компенсационной схеме (коричнев.). (В) скорости измеренные многоточечным прибором с осреднением по пластам (голуб.); компенсационная схема измерения (коричнев.); Компенсация путем ввода поправок за диаметр ствола скважины (желт).

Численные алгоритмы коррекции данных акустического каротажа за изменение диаметра скважины базируются на моделировании лучевых схем пробега волны в жидкости и в породе. Если алгоритм коррекции принимает во внимание только изменение времени пробега акустической волны в жидком слое внутри скважины, то нельзя гарантировать полную компенсацию искажений, так как рефракция акустической волны происходит и при распространении в породе. На Рис.3В сопоставлены три кривые скорости с различными алгоритмами расчета скорости. Голубая кривая получена с помощью осреднения наблюдения на шести различных уровнях. При обычном осреднении, без построения «виртуальных» встречных расстановок прибора, не происходит компенсации влияния каверны. При использовании компенсационной схемы расчета (коричневая кривая) и при использовании коррекции с помощью введения поправок за пробег волны в жидкости (желтая кривая) результаты расчета скоростей близки друг к другу. Уровень ошибок определения скорости около 8%.

Кинематическое моделирование пробега акустической волны и учет рефракции при расчете корректирующих поправок могут дать дополнительные преимущества при расчете скоростей. Но основной проблемой компенсационных методов, основанных на моделировании акустической волны, становится корректность задания модели эксперимента. При теоретически более качественной компенсации определения скоростей могут возникать ошибки, связанные например с различием по глубине измерений АК и кавернометрии. Подбор скоростной модели распространения акустической волны и компенсация влияния изменения диаметра скважины очень важен при определении величины анизотропии

скоростей поперечной волны. В случае если существует овализация ствола скважины, то измерение скоростей быстрой и медленной поперечных волн искажаются в зависимости от формы и размера каверны. Даже при использовании компенсации искажений ошибка определения величины коэффициента анизотропии отношения скоростей может быть измерена с ошибкой около 10%.

При использовании данных АК для построения модели сейсмической трассы может показаться, что требования к коррекции скоростных кривых не так важны. Однако изменение диаметра ствола скважины происходит закономерно и коррелируется с изменением типов пласта по глубине. В качестве примера можно отметить, что глинистые пласты очень часто осложняются кавернами. Это приводит к тому, что при построении модели отражающего пласта на кровле песчаного пласта коллектора и подошве глинистого пласта будет наблюдаться искажение коэффициента отражения. Неопределенности в акустической модели среды по материалам, измеренным без компенсации могут быть оценены. И если при отсутствии измеренных кривых невозможно пересчитать скоростную кривую, то имея данные о кавернометрии возможно оценить возможные ошибки в сейсмической модели, построенной по данным АК.

Моделирование акустических измерений – это практически важный прием для обнаружения и компенсации искажений, возникающих в сложных условиях, когда сильно изменяется диаметр скважины. Возможность верификации измерений скорости очень важно и для привязки данных АК и сейсморазведки. Коррекция скоростей, измеренных по АК, позволяет улучшить корреляцию сейсмических данных и модельных сейсмических трасс, построенных на основе измерений АК и плотностного каротажа.

Литература

1. Добрынин С.В., Стенин А.В. Методологические аспекты использования данных многоволнового многоканального акустического каротажа. «Технологии сейсморазведки», 4/2008, стр. 55-59.
2. Шевченко А.А. Рекуррентный способ построения акустической модели среды. 1999г. Геофизика №3. с.43-47.
3. Jiang L, Schilling K, Logan J. Radial Profiling for Completions Effectiveness With New Sonic Measurement in Gulf of Thailand. 2008 SPE Symposium of Formation Damage Control in Lafayette, Louisiana, U.S.A., 13-15 February 2008.
4. Reischman, R.L. A New Method of Acquiring Open Hole Logs In Unconventional Wells, SPE, ThruBit LLC Copyright 2011, SPE North American Unconventional Gas Conference and Exhibition held in The Woodlands, Texas, USA, 12–16 June 2011.

ПРИМЕНЕНИЕ ПОДХОДА ROCK PHYSICS ДЛЯ СЛАБОГЛИНИСТЫХ ТЕРРИГЕННЫХ РАЗРЕЗОВ СРЕДНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ФРОЛОВСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ОБЛАСТИ

Руденко Василий Юрьевич, Авдиянц Дарья Андреевна
ООО «СЖЖ Восток»

Моделирование упругих свойств является важным этапом при изучении горных пород и представляет собой основу для интерпретации сейсмических данных с целью получения прогнозируемых параметров, таких как пористость, характер и степень насыщения. Результаты моделирования позволяют увидеть идеальный сейсмический отклик в породе, оценить упругие свойства в неискаженных скважиной условиях.

Целью данной работы было построение петроупругой модели залежи для последующего применения при расчете сейсмической инверсии и прогноза коллекторских свойств. В работе принимали участие 5 скважин с наиболее представительным комплексом ГИС и наличием керновых исследований: 1, 2, 3, 4, 5.

При построении графа моделирования подхода Rock Physics необходимо учитывать объемный вклад каждого минерала и флюида в общий упругий отклик горной породы. Для расчета объемной модели применялись результаты рентгеноструктурного анализа (РСА) по скв. 1, 2, 3, 4. В данном случае матрица породы представлена в большей мере кварцем, калиевым полевым шпатом (КПШ), небольшим объемом кальцита в карбонатизированном песчанике; глинистые минералы – гидрослюда и хлорит. В результате анализа керна было выявлено, что основной вклад в объемную глинистость вносит гидрослюда, а хлорит находится в породе в рассеянном состоянии.

Объемная модель изучаемого разреза оценивалась при помощи статистического (инверсионного) подхода в модуле StatMin программного пакета PowerLog по всему интервалу записи. Для расчета были использованы методы DTCO (AK), NPHI (W_Σ), RHOV (ГГКп) и результаты РСА керна. На выходе была получена достоверная объемная модель, что подтверждается сходимостью восстановленных объемов компонент породы с объемами, замеренными на керне, а также восстановлением по модели исходных кривых ГИС.

Основной задачей данной работы было построение петроупругой модели залежи, для этих целей использовался модуль RPM (Rock Physics Module) программного комплекса PowerLog с применением следующих подходов:

- модель Wood для расчета модуля всестороннего сжатия K для смеси флюидов, насыщающих породу;
- уравнения Reuss, Voight и Hill для оценки геометрических свойств и упаковки компонентов породы;
- теория эффективных сред Biot-Gassmann для оценки упругих модулей флюидонасыщенных пород;
- «самосогласованная модель» (self-consistent model), выбранная для описания структурно-текстурных особенностей среды моделирования.

На вход в RPM были заданы фактические кривые упругих методов, объемная минеральная и флюидная модель, значения упругих параметров компонентов, а так же информация о термобарических условиях: температура 117,23° F, пластовое давление 2641,14 Psi, минерализация пластовой воды 11900 ppm, относительная плотность газа по воздуху 0.7512.

Принятые при моделировании упругих свойств параметры пластов приведены в таблице:

Компонент объемной модели	Модуль объемного сжатия k , ГПа	Модуль сдвига μ , ГПа	Аспектное отношение α	Плотность δ , г/см ³
Кварц	47.36	33.25	$0.12+0.85 \cdot K_{п}-0.01 \cdot V_{гс}$	2.65
КГШ	101.06	29.93	0.01	2.55
Кальцит	76.72	32.07	$0.0001+K_{п} \cdot V_{карб}$	2.71
Хлорит	5.36	2.47	0.99	2.66
Компонент объемной модели	Скорость продольной волны v_p , фут/с	Скорость поперечной волны v_s , фут/с	Аспектное отношение α	Плотность δ , г/см ³
Гидрослюда	11188.00	5380.60	$0.05+0.3 \cdot K_{п}$	2.77

По результатам выполненного моделирования проводилось сопоставление замеренных и модельных кривых. Критерием качества моделирования является соответствие модели воды фактическим показаниям методов ГИС, подверженных влиянию зоны проникновения фильтрата бурового раствора (Рис. 1).

Для определения возможностей локализации интервалов коллекторов по данным инверсии был проведен анализ поля $AI-V_p/V_s$ (AI – акустический импеданс, V_p/V_s – отношение скоростей пробега продольной и поперечной волны), начальным этапом которого является рассмотрение скорректированных скважинных данных до моделирования (Рис. 2).

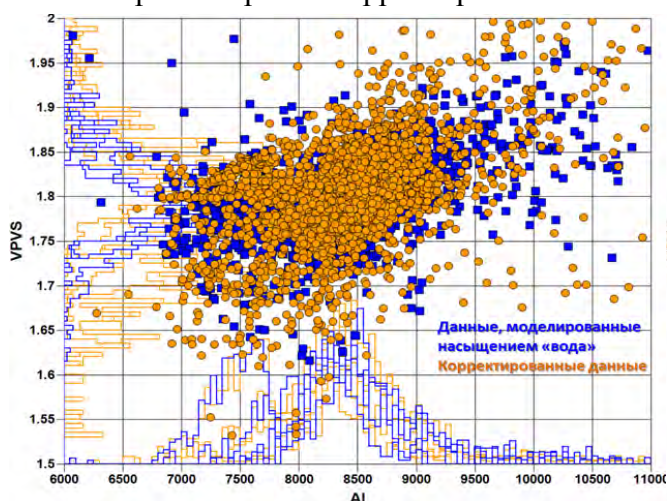


Рис. 1 Сопоставление модельных и скорректированных данных в поле упругих параметров $AI - V_p/V_s$

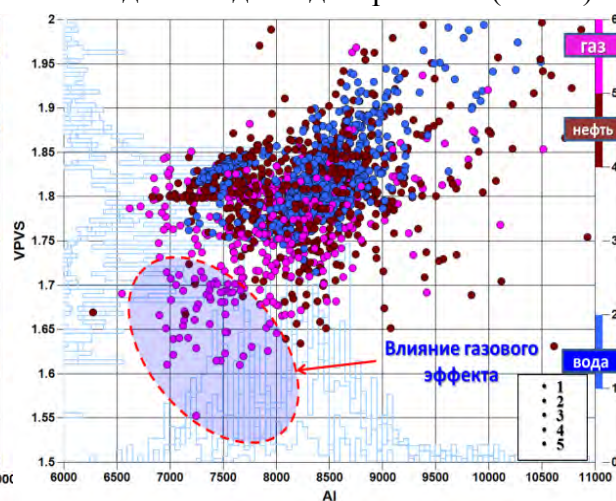


Рис. 2 Кроссплот $V_p/V_s - AI$ по скорректированным данным

На кроссплоте, построенном по скорректированным данным (рис. 2), четкого разделения

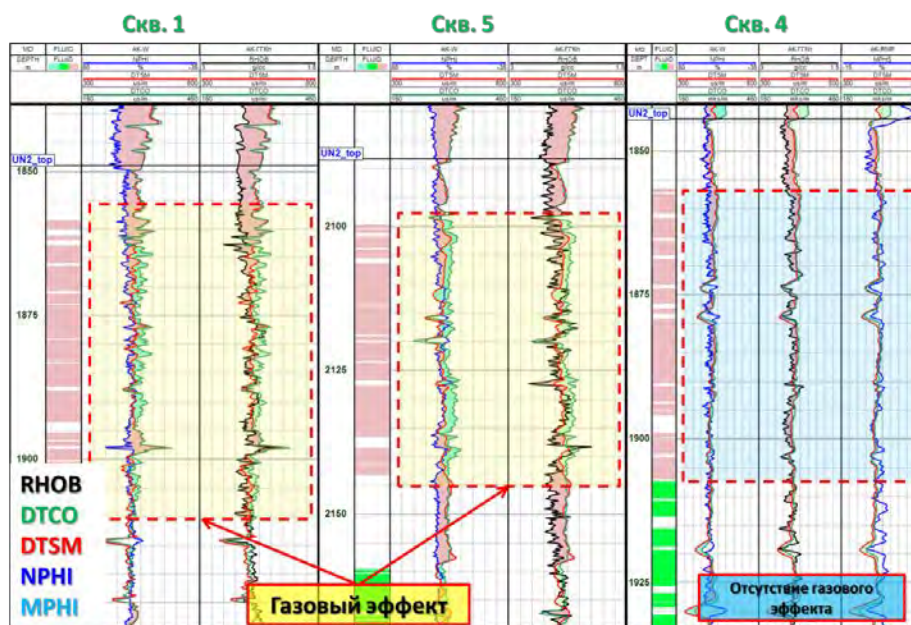


Рис. 3 Сопоставление кривых ΔT_p , ΔT_s , пористости по ЯМК, водородосодержания и плотности

по насыщению коллекторов не наблюдается, но в скв. 1 и 5 в поле низких значений AI (<8000 г/см³·м/с) и V_p/V_s (<1.7) отмечен небольшой эффект влияния газа на показания данных ГИС. Этот эффект также можно наблюдать на планшетах (рис. 3), иллюстрирующих сопоставление кривых объемной плотности ($RHOB$), времени

пробега продольной (DTCO) и поперечной (DTSM) волн, водородосодержания (NPHI) и пористости, измеренной по ЯМР (MPHI) в виде наложения масштабов.

Следующим этапом работы является анализ упругих параметров пластов в неискаженных скважиной условиях (устранение эффекта влияния проникновения бурового раствора на показания методов ГИС), характеризующихся истинными пластовыми значениями коллекторов с различным типом насыщения (газ, нефть, вода). Для этого были построены кроссплоты AI-Vp/Vs по модельным данным (Рис. 4, 6).

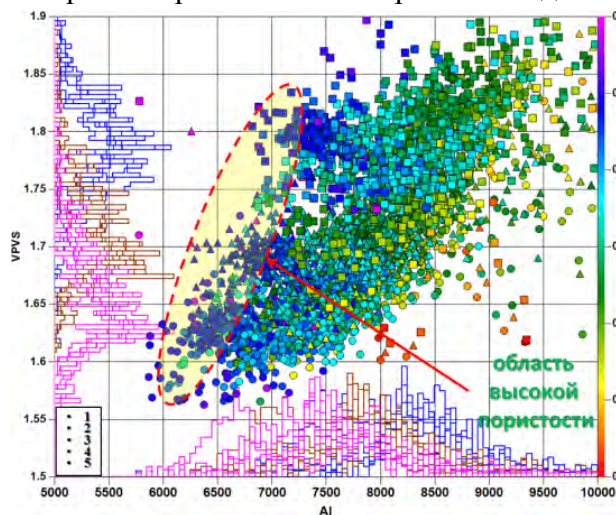


Рис. 4 Кроссплот Vp/Vs – AI по модельным данным.
Цветовая градация соответствует пористости

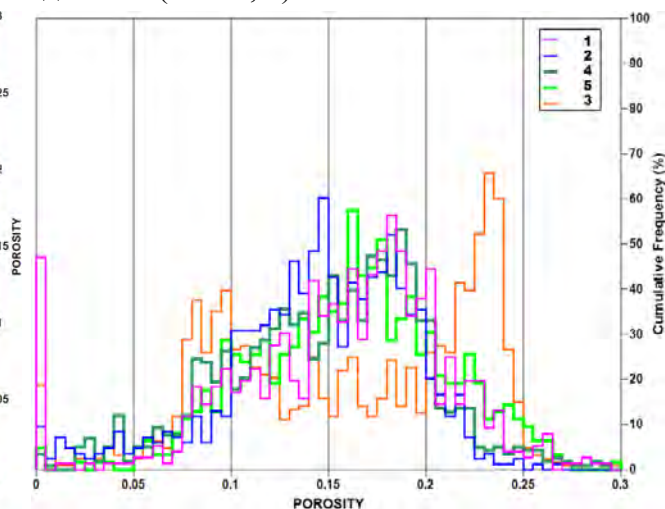


Рис. 5 Гистограмма распределения значений пористости в целевом интервале

При анализе коллекторских свойств в упругом поле отмечена аномально высокая пористость в скв. 3 относительно других скважин, что связано с принципиальным отличием фациальной обстановки осадконакопления (отложения приурочены к прирусловому валу) (Рис. 4).

На гистограмме распределения значений пористости в целевом интервале можно наблюдать обособленность показаний скв. 3 (Рис. 5). Пик значений пористости лежит правее примерно на 5 %. Это приводит к тому, что значения AI в скв. 3 в водонасыщенных коллекторах соответствуют значениям газонасыщенных коллекторов в остальных скважинах.

На кроссплотах AI – Vp/Vs представлены результаты моделирования песчаника с различным типом насыщения (Рис. 6). Наблюдается хорошее разделение газонасыщенных и нефтенасыщенных коллекторов, водонасыщенные близки по свойствам к неколлектору.

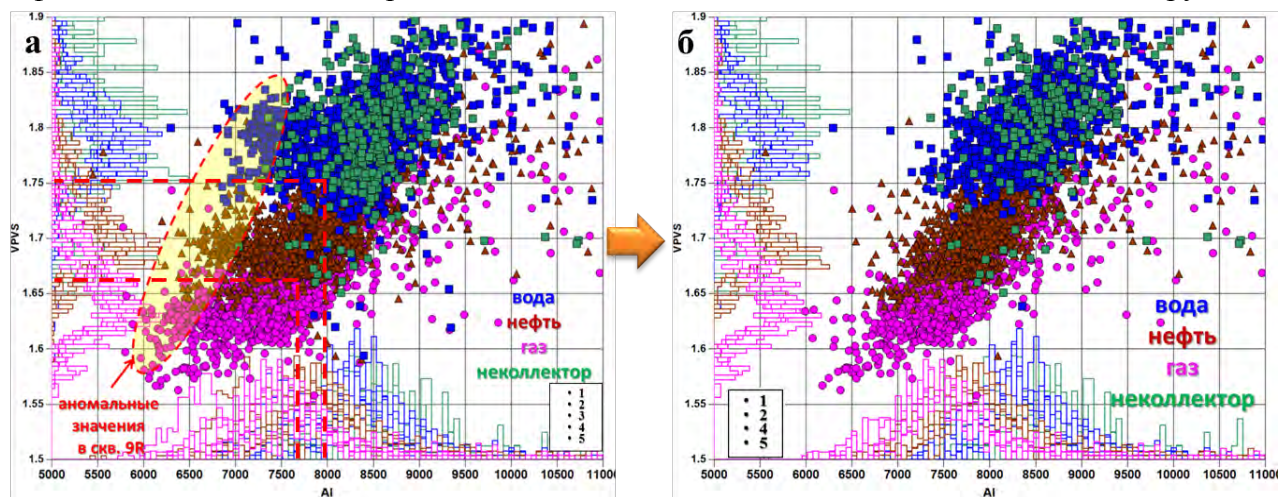


Рис. 6 Кроссплот Vp/Vs – AI по модельным данным: а) с отображением скважины 3; б) без скважины 3.
Цветовая градация соответствует насыщению

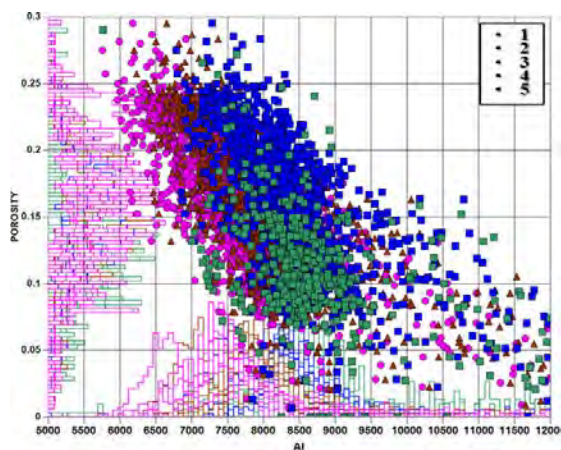


Рис. 7 Связь пористости с AI

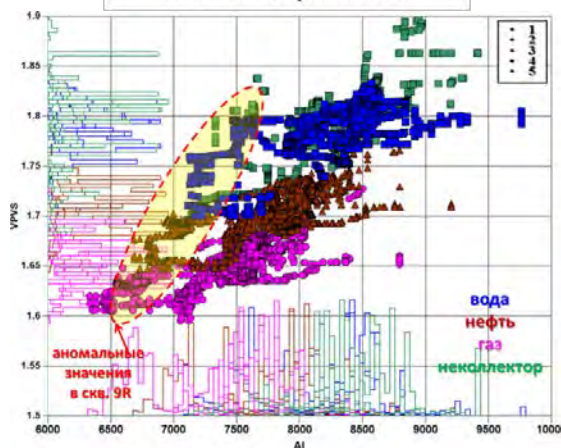


Рис. 8 Анализ моделирования упругих методов после фильтрации к сейсмической полосе частот

Анализ моделирования коллекторов с различным типом насыщения для большинства скважин показывает, что граничное значение по AI для разделения водонасыщенных и нефтенасыщенных интервалов составляет 8000 г/см³·м/с, а границей между нефтью и газом является значение AI = 7650 ÷ 7700 г/см³·м/с (Рис. 6). Для газонасыщенных коллекторов значения AI изменяются от 6500 до 7900 г/см³·м/с и Vp/Vs от 1.6 до 1.67, а для нефтенасыщенных – от 7500 до 8200 г/см³·м/с и 1.67 до 1.75, соответственно.

Для анализа возможностей прогноза пористости была построена связь с AI (Рис. 7). На полученных кроссплотах отмечена достаточно слабая корреляционная зависимость пористости от AI для интервалов коллекторов с разным флюидонасыщением, что говорит о маловероятной возможности прогноза пористости.

Для проверки устойчивости полученного результата по возможности прогноза насыщения в сейсмическом масштабе была выполнена фильтрация данных ГИС к сейсмической полосе частот 50 Гц (приблизительно 25м) (Рис. 8). После

Результаты и выводы

- Получена объемная модель, учитывающая вклад каждого минерала и флюида в общем упругом отклике горной породы.
- Построена петроупругая модель, на основе которой выполнен анализ возможности прогноза коллекторских свойств по данным инверсии:
 - Выявлен эффект влияния газа на показания методов ГИС в скважинах 1 и 5 в поле низких значений акустического импеданса (AI < 8000 г/см³·м/с) и отношения скоростей продольной и поперечной волны (Vp/Vs < 1.7).
 - Отмечены anomalously высокие относительно других скважин значения пористости в скважине 3, что следует учитывать при прогнозе насыщения.
 - Установлено, что газонасыщенные и нефтенасыщенные коллектора достаточно уверенно идентифицируются по упругим свойствам, а водонасыщенные близки по свойствам к глинистым породам. При этом существуют некоторые вариации граничных значений, указывающие на степень неопределенности прогноза.
 - Граничное значение по AI для разделения водонасыщенных и нефтенасыщенных интервалов составляет 8000 г/см³·м/с, Vp/Vs – 1.75; границей между нефтью и газом является значение AI = 7650 ÷ 7700 г/см³·м/с, граничное значение Vp/Vs – 1.67.
- По результатам выполненной работы можно рекомендовать применение петроупругой модели для расчета инверсии и идентификации перспективных интервалов.

Адаптация петрофизического обеспечения для целей сейсмогеологического моделирования на примере отложений тюменской свиты Красноленинского месторождения

Калачева Яна Александровна, Черепанов Евгений Александрович
Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, Тюмень

Введение. Актуальность работы

В настоящее время в Западной Сибири всё более острой становится проблема поддержания имеющегося уровня добычи нефти. Одним из решений данного вопроса является вовлечение в освоение «дополнительных» нефтегазоносных комплексов (НГК), в которых сосредоточены значительные запасы углеводородов (УВ), но добыча из них на настоящий момент ведется в малых объемах.

Одним из таких комплексов является ниже-среднеюрский НГК и, в первую очередь, тюменский (среднеюрские отложения) нефтегазоносный подкомплекс. На Государственном балансе РФ по нему числятся миллиарды тонн извлекаемых запасов нефти (категории C1+C2) [1]. Нефтенасыщенные коллекторы в пластах тюменской свиты обнаружены на многих площадях Западной Сибири, причем, зачастую бывает затруднительно установить типы и границы залежей, из-за чего их приходится ограничивать техническими границами, например, границами лицензионных участков. Всё это указывает на то, что размеры залежей и, соответственно, истинные объемы запасов ещё больше, чем указаны в Государственном балансе РФ.

В целом, разрез тюменской свиты представлен неравномерным переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов с прослоями и линзами угля или углистого аргиллита, с многочисленными включениями обугленного растительного детрита, желваками и линзами сидерита.

Основным фактором неоднородности природных резервуаров тюменской свиты, как считает большинство учёных, являются резко изменчивые обстановки осадконакопления - от континентальных, субконтинентальных до переходных и прибрежно-морских, сопровождающиеся сменой гидродинамического режима от спокойного до активного и определяющие в конечном счёте полифациальный характер осадков.

Указанные особенности условий формирования отложений тюменской свиты были выявлены на основании данных бурения. К настоящему времени появилось намного больше информации – данные сейсморазведки, керны, геофизических исследований скважин (ГИС), которые указывают, что изменчивость этих отложений намного больше, чем считалось ранее, опираясь лишь на данные бурения.

Построения должны базироваться на совместном изучении материалов сейсморазведки и ГИС. В настоящее время обработка и интерпретация данных сейсморазведки направлена на повышение детальности исследований при построении сейсмогеологических моделей месторождений нефти и газа. Это, в свою очередь, предъявляет повышенные требования к выполняемому комплексу геофизических исследований скважин, которые являются петрофизической основой интерпретации. От качества каротажных кривых зависит точность привязки данных сейсморазведки и результаты сейсмогеологических построений в целом.

При интерпретации данных ГИС за счет изменчивости литологического состава пород тюменской свиты и тонкого переслаивания различных литотипов, во-первых, возникает проблема неоднозначности прямых признаков коллектора по каротажу. Во-вторых, затруднительна интерпретация электрических методов для оценки характера насыщения. В-третьих, для количественных оценок ФЕС (K_p , $K_{пр}$, $K_{во}$, $K_{гл}$) основные петрофизические

зависимости, базирующие на керновых данных, не имеют надежных связей. В связи с вышеизложенным, актуальной является необходимость подбора технологических и методических приемов для создания адекватной петрофизической модели.

Всё это позволит повысить эффективность поисково-разведочных работ на нефть в отложениях тюменской свиты.

Методический подход определения параметров продуктивных пластов тюменской свиты по данным ГИС

Изучением отложений тюменской свиты занимаются уже довольно продолжительное время, за которое было разработано множество методик и алгоритмов для определения ФЕС. В данной работе представлена оптимизированная интерпретационная и петрофизическая модель, которая фактически опробована на материалах восточной части Каменной площади Краснотурбинского месторождения, освоением которой занимается ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».

По результатам статистической обработки анализов керна, коллекторы отложений ЮК₂₋₉ Каменного (восточная часть) лицензионного участка имеют низкие ФЕС и относятся к V и частично к VI классам по А.А.Ханину.

Сопоставления между проницаемостью ($K_{пр}$), пористостью (K_p) и остаточной водонасыщенностью ($K_{во}$) показали практическое отсутствие связей между параметрами. Можно говорить только о тенденциях взаимосвязанного изменения параметров, особенно при сопоставлении $K_{пр}$ и $K_{во}$, которые подчиняются закономерностям, характерным для межзерновых типов пород. Попытки дифференцировать образцы керна по литотипам, пластам, расположению скважин на площади не привели к уменьшению разброса точек. Это свидетельствует о сложном неоднородном строении пород, связанном с наличием различных минеральных примесей в скелетной части и цементирующем материале, включая вторичное минералообразование, сложной структурой порового пространства за счёт присутствия карбонатной компоненты, глинистости и углистости [2].

Сопоставления коэффициентов пористости и проницаемости с глинистостью и карбонатностью показали значительное влияние карбонатности и глинистости на ухудшение коллекторских и фильтрационных свойств пород тюменской свиты. При содержании $C_{карб}$ более 10 % сохранение ФЕС выше граничных значений, вероятно, свидетельствует о том, что в коллекторах может присутствовать вторичная ёмкость, связанная с процессами выщелачивания.

Данное обстоятельство объясняется сложной структурой порового пространства. В первую очередь, это относится к значительной вариации пористости песчано-алевритовой матрицы ($K_{пск}$) совместно с изменением степени заполнения порового пространства глинистым цементом $\eta_{гл}$. При этом, наличие карбонатного цемента ведет к дополнительному уменьшению величины $K_{пск}$.

Пористость песчано-алевритовой матрицы и относительная глинистость непосредственно связаны с открытой пористостью K_p и массовой глинистостью $C_{гл}$, определяемыми в лабораторных условиях на образцах горных пород, следующими выражениями [3]:

$$\eta_{гл} = \frac{K_{гл}}{K_{пск}}, (1) \quad K_{гл} = C_{гл} \cdot \frac{\delta_{гл}}{\delta_{ск}} \cdot (1 - K_n), (2) \quad K_{пск} = K_n + K_{гл}. \quad (3)$$

Петрофизические модели эффективной пористости и остаточной водонасыщенности можно представить следующим образом:

$$K_{n.эф} = B \frac{(K_n - K_n^*)^{\beta_2}}{K_{пск}^{\beta_2 - \beta_1}}, \quad (4) \quad K_{го} = 1 - B \frac{(K_n - K_n^*)^{\beta_2}}{K_n \cdot K_{пск}^{\beta_2 - \beta_1}}. \quad (5)$$

Величины B , β_1 и β_2 – константы, которые подбираются таким образом, чтобы теоретические кривые наилучшим образом описывали экспериментальные поля точек; K_n^* – критическая величина пористости, при которой объем «протекаемого» порового пространства исчезает, т.е. при этом $K_{п.эф.}=0$.

Петрофизическую модель проницаемости предлагается описывать выражением вида:

$$K_{пр} = a \cdot K_{п.ск}^b \cdot \exp(c \cdot K_{п.ск}^d \cdot K_n), \quad (6)$$

где a , b , c , d – подбираемые константы.

Использование уравнений 1-3 подразумевает получение информации о массовой или объемной глинистости породы. Решая системы данных уравнений относительно величины $K_{пск}$, при известных величинах K_p , $K_{п.эф.}$ и $K_{пр}$ можно прогнозировать глинистость: $C_{гл}$, $K_{гл}$ или $\eta_{2л}$.

Процедура настройки петрофизических моделей заключается в переборе констант в уравнениях 4 и 5 для всей совокупности пар керновых определений K_p - $K_{пр}$ и K_p - $K_{п.эф.}$ таким образом, чтобы получаемые распределения выраженных из формулы 4 величин $K_{пск}^1 = f(K_p, K_{пр})$ совпадали с аналогичным распределением величин $K_{пск}^2 = f(K_p, K_{п.эф.})$, выраженными из формулы 6.

Результатом петрофизической модели является поточечные кривые пористости эффективной, проницаемости и остаточной водонасыщенности.

Методика выделения коллекторов в интервалах отложений тюменской свиты

Особенностью разреза тюменской свиты восточной части Каменной площади является практическое отсутствие дифференциации показаний метода потенциалов собственной поляризации (СП). Основной причиной этого является близость диффузионно-адсорбционных характеристик коллекторов и вмещающих пород. В большинстве скважин отмечается отсутствие прямых качественных, косвенных признаков выделения коллекторов, что приводит к значительным затруднениям при интерпретации данных ГИС. Исключением является песчаники так называемого "базального" горизонта, у которых наблюдается наличие глинистой корки на показаниях каверномера, положительные приращения на микрозонах и радиальный градиент сопротивлений БКЗ.

В случае неинформативности прямых признаков использовались количественные критерии для выделения коллекторов. Значение $K_{пэф}^{гп}$ составило 2 %, к коллекторам относились интервалы с $K_{пэф} > K_{пэф}^{гп}$.

Методика определения пористости в отложениях тюменской свиты

Существует множество методик для определения коэффициента пористости (K_p), но т.к. практически во всех скважинах выполнена запись кривых нейтронного (НК) и гамма (ГК) каротажа, используется алгоритм, учитывающий суммарное водородосодержание (W), для непрерывной параметризации разреза тюменской свиты.

Для оценки величины суммарного водородосодержания по данным нейтронных методов используются экспериментальные зависимости показаний НК-Т или НК-ГК от водородосодержания, полученные для натуральных моделей пористой среды с минеральным скелетом, представленным кальцитом. Поровое пространство моделей насыщается пресной водой.

Данный подход позволяет избежать ряда недостатков, которыми обладают другие способы.

Для оценки коэффициента пористости, на основе учета неоднородности структуры порового пространства, создана трехмерная палетка, в основе которой лежит комплекс методов НКТ(W)+ГК.

Комплексный анализ данных ГИС и сейсморазведки

При комплексировании данных сейсморазведки и ГИС для сейсмогеологического моделирования важную роль играет входная промыслово-геофизическая информация. Анализ предыдущих работ, выполненных как внутри Компании, так и на других предприятиях, занимающихся геологоразведочными работами, оказывающих сервисные услуги, показывает, что мероприятия по исправлению кривых акустического (АК) и плотностного (ГГК-п) каротажа либо совсем не производятся, либо выполняются в неполном объеме. Что отрицательно сказывается на качестве входной информации.

Предварительная обработка кривых ГИС должна включать в себя визуальный анализ качества материалов, увязку кривых по глубине и редакцию пропусков фаз, Z-искажений и стандартизацию масштабов регистрации кривых.

Современный подход к интерпретации данных комплекса ГИС и сейсморазведки основан на использовании технологии цикличной петрофизической настройки с привлечением качественной геологической и петрофизической интерпретации.

Количественные оценки параметров пластов по данным сейсморазведки состоят в проведении сейсмической инверсии, которая заключается в преобразовании сейсмических трасс в трассы акустического импеданса. В дальнейшем, данные по акустическому импедансу используются для прогноза коллекторских свойств исследуемого интервала. Процесс инверсии подразумевает использование наряду с сейсмическими данными априорной информации о скорости и акустическом импедансе, рассчитанными по разрезу скважин по данным акустического и гамма-гамма плотностного методов. Достоверность прогноза скоростной модели среды в низкочастотной области оценивается по сопоставлению полученных по данным сейсморазведки импедансов с результатами, определенными по данным геофизических исследований скважин. Сложность прогноза заключается в том, что вертикальная разрешенность сейсмического волнового поля, которая может служить опорой при интерполяции данных ГИС (коллекторских свойств в межскважинном пространстве), гораздо меньше, чем вертикальная разрешенность данных ГИС.

Результатом сейсмической инверсии является тонкослоистая акустическая модель, охарактеризованная значениями скорости продольных волн и плотности, которые функционально (в рамках теории Гассмана) связаны с коллекторскими свойствами пластов.

В результате корреляционного анализа получены параметры между сейсмическими атрибутами и ФЕС. Построены зависимости амплитудных характеристик, коэффициента Пуассона от эффективных толщин и пористости, а также амплитудных характеристик и мгновенных фаз от проницаемости. Карты распределения прогнозной эффективной толщины, пористости и проницаемости были построены по методике множественных связей с учетом весовых коэффициентов.

Основные выводы

Парные зависимости между $K_{пр}$, $K_{пэф}$, $K_{во}$, $K_{п}$ для пластов ЮК₂₋₉ Тюменской свиты Каменной площади обладают низким коэффициентом корреляции. Создана петрофизическая и интерпретационная модель с учетом структуры порового пространства, литологической неоднородности, факторов уплотнения. По данной петрофизической модели получены расчетные кривые общей пористости, пористости эффективной, пористости песчано-алевритовой фракции, проницаемости, глинистости, остаточной водонасыщенности и

плотности горных пород. Разработаны алгоритмы коррекции, нормализации и прогноза кривых акустического и гамма-плотностного каротажа по разрезу. Фильтрационно-емкостные свойства, полученные на основе усовершенствованной петрофизической, интерпретационной модели, позволяют получить более достоверные прогнозные карты основных петрофизических параметров за счет комплексирования данных ГИС и сейсморазведки. Подготовленные рассмотренными способами материалы скважинных исследований, в контексте их комплексного использования с сейсмическими данными, позволяют повысить достоверность получаемых сейсмогеологических моделей.

Список литературы

1. Особенности геологического моделирования высокоизменчивых природных резервуаров Тюменской свиты Западной Сибири / Гаврилова Е.Н. - М.: ЗАО МИМГО. журнал «Технологии сейсморазведки», 2009. №1, 91-99.
2. Подсчет запасов нефти и растворенного газа на основе геолого-технологической модели Красноленинского месторождения Ханты-Мансийского АО Тюменской области (в пределах лицензионной деятельности ОАО "ТНК-Нягань") по состоянию на 01.01.2002 г.: отчет / Центральная геофизическая экспедиция; отв. исполн. Дьяконова Т.Ф. – М., 2003. – 522.
3. Обработка и интерпретация материалов геофизических исследований скважин / М.Г.Латышова, Б.Ю. Вендельштейн, В.П. Тузов. – М.: Недра, 1990. - 430.

Методические аспекты подготовки данных ГИС при построении сейсмогеологической модели нефтегазовых месторождений

Туренко Сергей Константинович¹, Черепанов Евгений Александрович²

Тюменский государственный нефтегазовый университет¹, Тюмень

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени², Тюмень

Введение

От качества и достоверности сейсмогеологических моделей нефтегазовых месторождений во многом зависит эффективность их эксплуатации. Построение сейсмогеологических моделей – многоэтапный процесс, основанный на комплексировании данных ГИС-сейсморазведка. Управление этим процессом слабо формализовано, вследствие чего результат не имеет количественной оценки качества и достоверности и во многом зависит от опыта и интуиции геофизиков.

Одним из важных этапов построения сейсмологической модели является этап обработки данных ГИС, направленный на повышение их качества за счет устранения (учета) факторов, не связанных с изучаемыми геологическими объектами.

При построении сейсмологических моделей нефтегазовых объектов Западной Сибири, в первую очередь, используют кривые акустического (АК) и плотностного каротажа (ГТК-П). Их качество зависит, главным образом, от таких факторов как: наличие каверн, аппаратные ошибки, различное растяжение кривых по глубине.

Анализ предыдущих работ по интерпретации материалов сейсморазведки 3D, выполненных в Филиале «КогалымНИПИнефть», а также в других предприятиях, занимающихся геологоразведочными работами на нефть и газ, показал, что мероприятия по исправлению кривых АК и ГТК-П либо совсем не проводились, либо выполнялись в неполном объеме. Это приводило к ошибкам результирующей сейсмогеологической модели.

Управление качеством, согласно Демингу, включает этапы: планирование изменений, выполнение, контроль изменений, корректирующие воздействия. Принципиальным для управления качеством является измерение результатов (контроль изменений). Таким образом, ключевым вопросом для управления процессом обработки данных ГИС является оценка качества данных ГИС до и после обработки.

В работе предлагается адаптивный (управляемый) подход к обработке данных ГИС для целей построения сейсмогеологических моделей, основанный на формализации показателя качества результатов обработки и согласованном учете основных факторов, не связанных с изучаемыми объектами.

Оценка качества данных ГИС

Для интегральной оценки качества кривых по интервалу обработки предлагается показатель качества – K_k , количественно учитывающий перечисленные выше факторы.

$$K_k = (1 - P_{\text{кав}}) * (1 - P_a) * (1 - P_n), \quad (1)$$

где K_k – коэффициент качества;

$P_{\text{кав}}$ – вероятность ошибки из-за каверн;

P_a – вероятность ошибки из-за недоучета аппаратных ошибок;

P_n – вероятность ошибки связанной со стандартизацией кривых.

Вероятность ошибок из-за влияния каверн оценивается путем сопоставления суммы всех интервалов, осложнённых кавернами, к интервалу обработки (рис.1) и описывается уравнением:

$$P_{\text{кав}} = \frac{\sum h_i}{H}, \quad (2)$$

где H – мощность интервала обработки; $\sum h_i$ – сумма толщин каверн в интервале обработки.

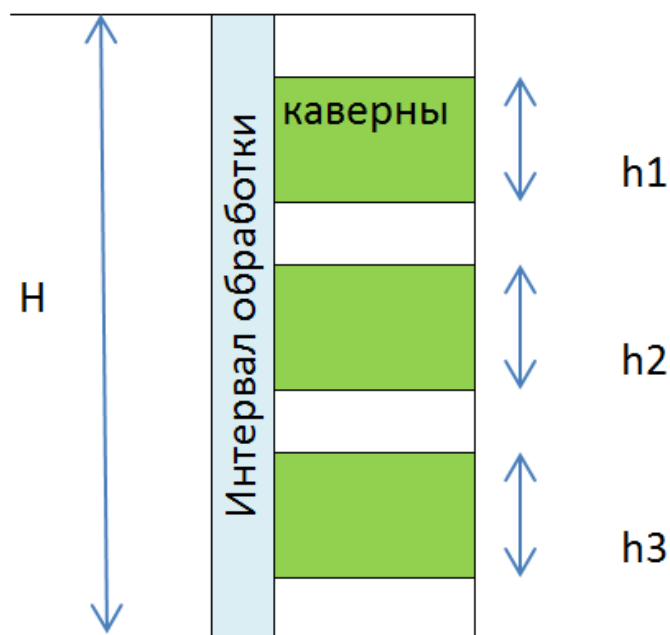


Рис. 1. Схема анализа вероятности ошибок, связанных с влиянием каверн на кривые АК и ГГК-П

Если все процедуры по исправлению каверн выполнены, то вероятность ошибки $P_{\text{кав}}$ будет стремиться к 0.

Аналогичным образом оцениваются срывы записи на каротажных кривых АК и ГГК-П, возникшие в результате аппаратных ошибок: путем отношения суммы всех интервалов, в которых выявлены аппаратные ошибки, к интервалу обработки (рис. 2). Сам показатель P_a описывается уравнением:

$$P_a = \frac{\sum h_i}{H}, \quad (3)$$

где H – мощность интервала обработки; $\sum h_i$ – сумма толщин интервалов с выявленными искажениями на записи кривых в результате аппаратных ошибок.

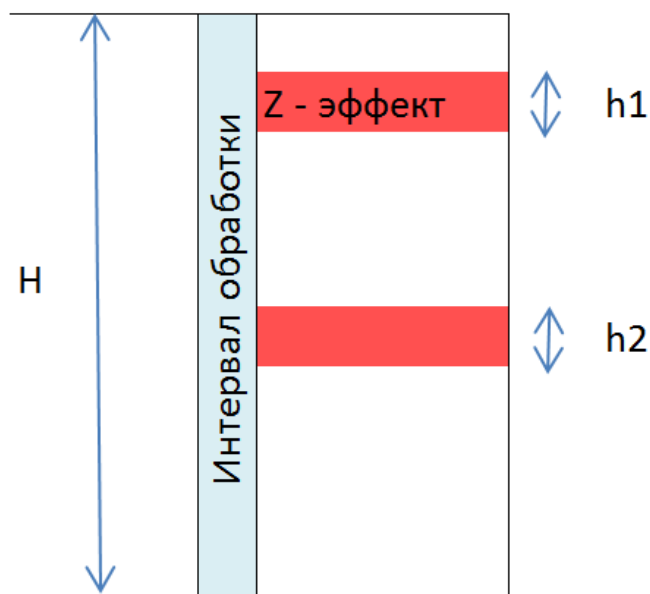


Рис. 2. Схема анализа вероятности аппаратных ошибок

При стандартизации кривых АК и ГГК-П проводится их приведение к эталонным величинам опорной скважины (рис. 3). Степень сходимости стандартизируемой и опорной скважин характеризуется коэффициентом корреляции - R , который и используется для оценки вероятности ошибки, связанной с нормализацией кривых.

$$P_H = 1 - R, \quad (4)$$

где R - коэффициент корреляции.

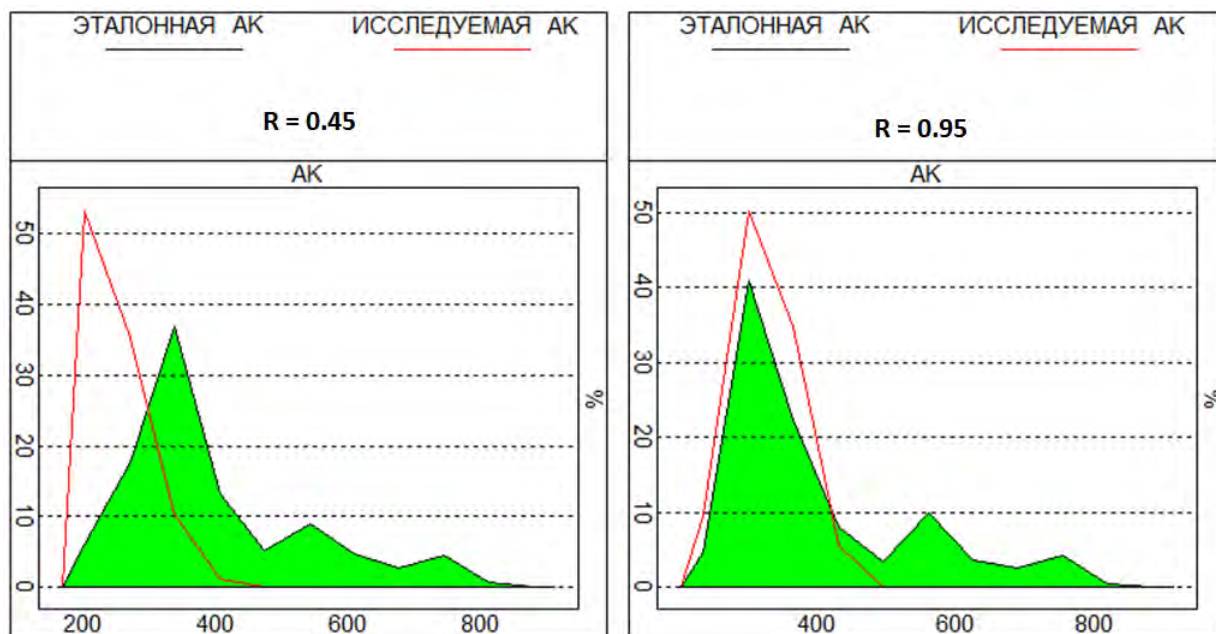


Рис. 3. Стандартизация кривой АК. Коэффициент корреляции до и после нормировки

В процессе обработки каротажных кривых АК и ГГК-П происходит уменьшение ошибок $P_{\text{кав}}$, P_a , P_H , в результате чего возрастает их качество K_K .

В качестве формального **показателя эффективности обработки** можно рассматривать показатель

$$K_{Эо} = \frac{K_{\text{КВЫХ}} - K_{\text{КВХ}}}{1 - K_{\text{КВХ}}}, \quad (5)$$

Где $K_{Эо}$ – показатель эффективности обработки;

$K_{\text{КВХ}}$ – значение показателя качества кривой до обработки;

$K_{\text{КВЫХ}}$ – значение показателя после обработки.

Поскольку предложенный показатель качества кривых является интегральным, в дополнение к нему предлагается использовать **функцию надежности** кривых (рис. 4)

$$K_H(z) = 1 - \frac{\Phi_1 + \Phi_2 + \Phi_3}{3}, \quad (6)$$

где Φ_1 , Φ_2 , Φ_3 - перечисленные выше факторы, принимающие значения 0 (фактор отсутствует), 1 (фактор присутствует).

При $K_H(z) = 1$, влияние перечисленных факторов отсутствует.

При $K_H(z) = 0$, все перечисленные факторы присутствуют (это наименее надежные участки кривых ГИС).

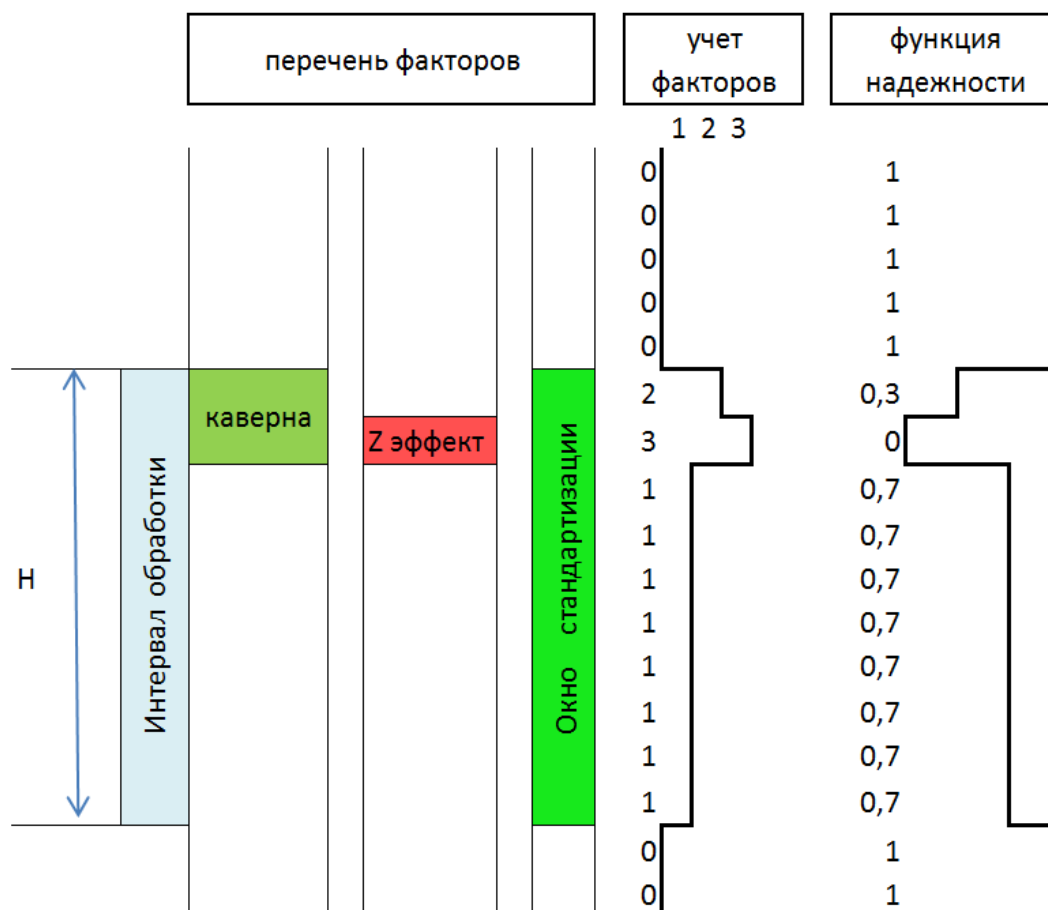


Рис. 4. Схема построения функции надежности

Функция надежности может рассчитываться до и после обработки кривых ГИС. При этом если влияние, какого либо фактора уверенно исключено, то он принимается равным - 0 при расчетах, в противном случае - 1.

При построении сейсмогеологической модели функция надежности дает дифференциальную (поинтервальную, поточечную) оценку субъективности кривых ГИС и указывает места, к которым нужно в первую очередь вернуться при рассогласовании комплекса данных ГИС–сейсморазведка.

На этапе комплексирования данных ГИС и сейсморазведки, обладая такой дополнительной информацией, специалистам легче принять решение, связанное с оценкой качества результирующей сейсмогеологической модели и корректировкой графа обработки входной информации.

Заключение

В работе предложен адаптивный (управляемый) подход к обработке данных ГИС для целей построения сейсмогеологических моделей, основанный на формализации показателя качества результатов обработки и взаимоувязанном учете основных факторов, не связанных с изучаемыми объектами. Предлагаемая формализация процесса обработки позволяет управлять указанным процессом, сделать его более прозрачным, объективным. Кроме того, такая формализация позволяет формировать базы данных и знаний для эффективного решения задач геологического моделирования по комплексу данных ГИС-сейсморазведка. Также формализация методик геологического моделирования позволяет повысить эффективность подготовки и повышения квалификации специалистов, то есть перевести деятельность из разряда искусства в разряд наукоемких технологий.

МОДЕЛИРОВАНИЕ МНОГОСЕКТОРНОГО ЗОНДА ИМПУЛЬСНОГО НЕЙТРОННОГО КАРОТАЖА ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПРОСТРАНСТВЕННОГО ПОЛОЖЕНИЯ ТРЕЩИНЫ ГРП

Хамиев Марсель Маратович, Косарев Виктор Евгеньевич, Гончарова Галина Сергеевна
*Казань, Институт геологии и нефтегазовых технологий
Казанский (Приволжский) федеральный университет*

Аннотация

Проведено численное моделирование многосекторного зонда импульсного нейтронного каротажа для определения пространственного положения трещины ГРП. Построены различные модели коллимации детекторов в зонде, проведена оценка качества коллимации. Предложены оптимальные конфигурации многосекторных зондов ИНК.

Ключевые слова: импульсный нейтронный каротаж (ИНК), замедление нейтронов, поглощение нейтронов, нейлон, капролон, кадмий, ГРП, коллимация.

1. Введение.

В современное время истощение крупных месторождений нефти и газа, вопрос разработки трудно-извлекаемых углеводородов стал очень актуален. Одним из ведущих, наиболее популярных и результативных методов добычи такого рода углеводородов стал гидроразрыв пласта (ГРП) – метод позволяющий извлекать сланцевый газ и многократно повысить дебит добывающих скважин. Технология осуществления ГРП при добычи нефти включает в себя закачку в скважину с помощью мощных насосных станций жидкости разрыва при давлениях выше давления разрыва нефтеносного пласта. Для поддержания трещины в открытом состоянии, как правило, в терригенных коллекторах используется расклинивающий агент — проппант. Несмотря на все свои преимущества, метод является дорогостоящим и требует тщательного контроля. В частности, когда неизвестен азимут трещины, необходимо производить перфорацию с плотностью 6 отверстий на фут и фазировкой 60° , когда определен азимут трещины, для улучшения качества ГРП может быть использовано направленное перфорирование (с фазировкой 180°).

В данной работе моделируется многосекторная аппаратура ИНК, позволяющая оценивать не только пористость пласта (интегральная аппаратура), но и определять пространственное положение трещины ГРП за счет использования нескольких (6) детекторов в ближнем и дальнем зондах. В состав аппаратуры импульсного нейтронного каротажа (ИНК) входит источник быстрых нейтронов (т.н. «генератор нейтронов») [1], а также набор тепловых детекторов, формирующих ближний (БЗ) и дальний (ДЗ) зонды [2]. Цикл измерения прибором ИНК включает процесс облучения породы потоком быстрых нейтронов, создаваемым генератором нейтронов, и регистрации количества тепловых нейтронов, достигших детекторов ближнего и дальнего зондов.

Целью данной работы является исследование зависимости вклада нейтронов приходящих из породы в показания детекторов от конструкции коллимации детекторов. В данной работе предложена эффективная модель коллиматора детекторов, позволяющая изолировать приходящий с соответствующего сектора породы сигнал (например трещины,

которая имеет отличный состав материала от породы) от сигнала из соседних секторов породы.

2. Моделирование многосекторной аппаратуры ИНК.

Построение физической модели ИНК не представлялось возможным в первую очередь вследствие высокой стоимости генератора нейтронов. Однако для подобных случаев в мировой практике широко распространен подход создания математических моделей и проведения численного моделирования. Для этого в настоящее время широко используются программные средства, использующие аппарат методов Монте-Карло ([3], [4] и др.). Процесс моделирования заключается в отслеживании положения каждой элементарной частицы (в данном случае – нейтрона), покинувшей источник, от ее «рождения» до исчезновения.

На рисунке 1 представлена математическая модель аппаратуры ИНК в скважине. Внешний диаметр прибора составляет 90мм, толщина стенки прибора (кожух) 6мм, аппаратура имеет ближний и дальний зонд с гелиевыми детекторами 20мм*160мм, источник нейтронов находится на расстоянии 25 см от ближнего зонда, расстояние между источником и ближним детектором, также как и между ближним и дальним детекторами заполнялось капролоном (нейлон). В данном случае рассматривается однородная горная порода (известняк) с вертикальной скважиной ($d=216\text{мм}$), обсадной металлической колонной (9мм), с цементированием за колонного пространства (35мм). Вода в скважине – не минерализованная. Горная порода пересечена вертикальной трещиной 10мм заполненной смесью проппанта и воды. Рассчитывались разный состав проппанта (с разным % содержания гадолиния).

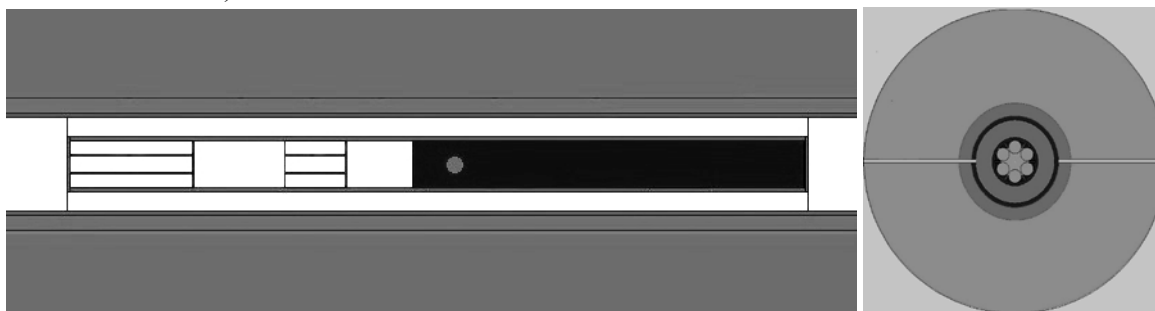


Рис.1: Математическая модель аппаратуры ИНК в скважине с трещиной ГРП

На рисунке 2 представлены два случая пространственного положения трещины относительно зонда с 6-ю гелиевыми счетчиками (детекторами) и счет нейтронов до и после проведения ГРП. Рассматривался случай, а) когда хотя бы один детектор «смотрит» в трещину, и случай, б) когда все детекторы расположены под углом от трещины. Все основные элементы конструкции соответствуют реально существующим и используемым в геофизическом приборостроении. Количество детекторов (а именно 6) было продиктовано внутренним диаметром корпуса прибора, который в свою очередь выбран по рекомендациям конструкторов используемых в Татарстане зондов ИНК. Были проведены расчеты попадания нейтронов в детекторы для определения пространственной ориентации трещины. Как показано на рисунке 2в, график счета нейтронов для 6 детекторов имеет вид шестигранника. Там, где наименьшее количество нейтронов (вид «эллипса») – там и трещина. Содержание гадолиния в проппанте 0.2% или 0.4% и под каким углом к трещине детектор особенно не влияет на интерпретацию - где трещина.

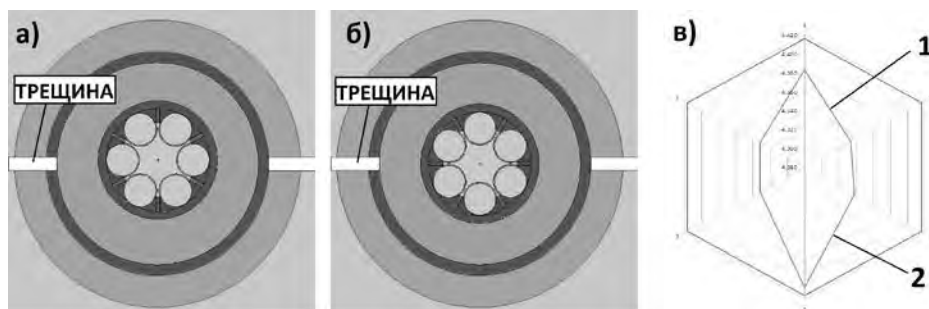


Рис.2: а) и б) Пространственное положение трещины относительно 6-детекторного зонда;
в) Условный счет нейтронов на 6 детекторах до (линия 1) и после (линия 2) проведения ГРП.

3. Оценка качества коллиматора детектора.

Основной задачей данного исследования являлось нахождение оптимальной (информативной) конструкции коллимации детекторов зонда для обеспечения приема нейтронов на детектор с определенного сектора породы. На рисунке 3 представлены траектории движения нейтронов в зонде. Очевидно, что один и тот же нейтрон может быть зарегистрирован в нескольких детекторах.

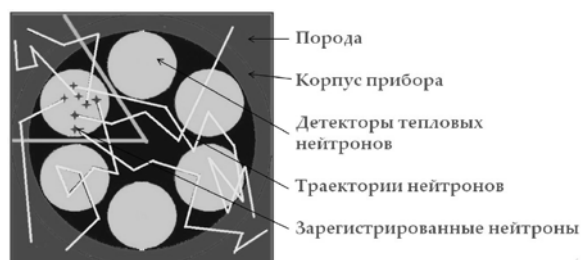


Рис.3: Движение нейтронов в области детекторов.

Такая регистрация нейтронов в детекторах может привести к возникновению существенных погрешностей в оценке пространственного положения трещины ГРП. Поэтому была создана модель установки оценки качества коллимации детекторов (рисунок 4).

На рисунке 4 представлена модель, которая состоит из породы известняка $K_p=0.05$ с источником (по центру) быстрых нейтронов, один детектор (из 6) был повернут в сторону породы. Нейтроны поступить в зонд и на детекторы могут только из породы (все остальное пространство – это черная дыра, в которой нейтроны не регистрируются).

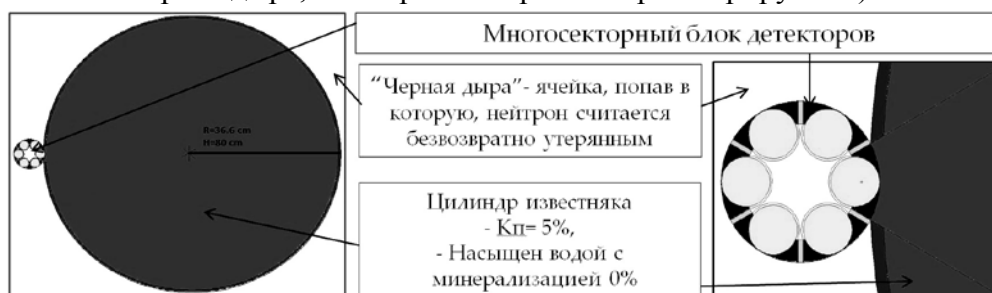


Рис.4: Модель установки оценки качества коллимации детекторов.

Уменьшение количества «прямых» нейтронов способствует добавление между детекторами слоя вещества, обладающего высоким сечением захвата тепловых нейтронов. Использование вещества с аномально высоким сечением захвата нейтронов позволяет минимизировать количество нейтронов в районе детектора, тем самым существенно сократив поток «прямых» нейтронов. Конструктивно в аппаратуре ИНК подобные вещества-поглотители помещают в виде пластины малой толщины. В качестве материалов при создании модели коллиматора использовались следующие материалы:

- капролон (нейлон), вещество с высоким водородосодержанием, обеспечивающее замедление быстрых нейтронов до тепловых, выдерживающий широкий диапазон температур. Капролон прост и технологичен в обработке, уже зарекомендовал себя в геофизике как качественная нейтронная защита;

-кадмий, относительно недорогой металл, обеспечивающий практически полное поглощение тепловых нейтронов. Также прост и технологичен в обработке.

На рисунке 4 каждый детектор в зонде был огражден кадмиевой пластиной, по центру зонда проходил нейлоновый стержень. Расчеты показали, что если количество нейтронов, регистрировавшихся в «основном» (направленный в породу) детекторе считать за 100%, то количество нейтронов, пришедших на «соседние» детекторы составляет 1.3%.

На рисунке 5 представлены другие конфигурации изоляции детекторов друг от друга в зонде. Как видно из рисунков, самой оптимальной коллимацией является модель 3 (описанная выше). Детекторы в зонде с такой конфигурацией при определении пространственного положения трещины ГРП покажут наиболее точный результат.

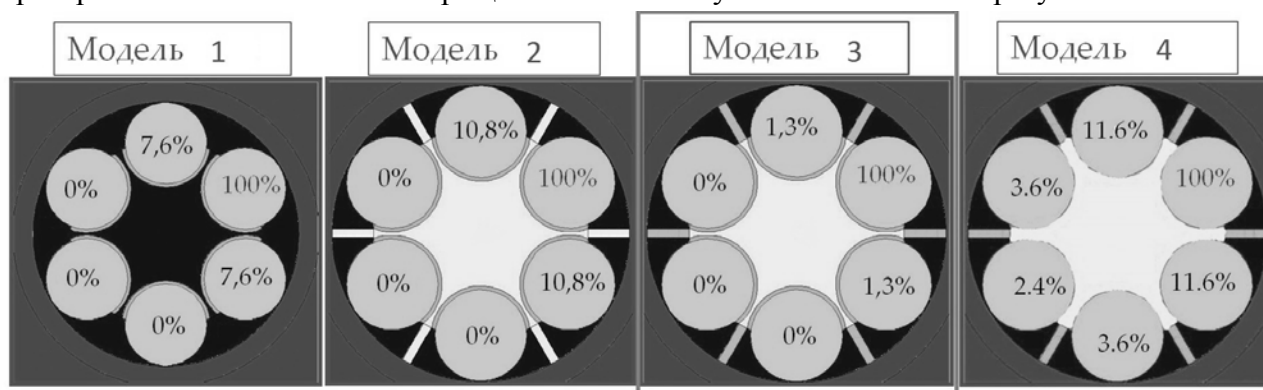


Рис.5: Конфигурации изоляции детекторов друг от друга.

4. Заключение.

Численные расчеты подтвердили принципиальную возможность определения многосекторной аппаратурой импульсного нейтронного каротажа пространственного положения трещины ГРП, что не может делать интегральная аппаратура ИНК. Предложена конфигурация коллимации детекторов в многосекторной аппаратуре ИНК. Показано, что кадмиевые пластины-перегородки необходимы для изоляции друг от друга детекторов в зонде для получения информативного сигнала.

Литература

1. Генератор нейтронов 14.1 МэВ (ДТ) // GRADEL URL: <http://gradel.lu/en/activities/neutrons-generators/products/14-1-mev-neutrons-dt/> (дата обращения: 26.03.2015).
2. Аппаратура импульсного нейтронного каротажа // Официальный сайт ВНИИА URL: <http://www.vniia.ru/ng/karotazh.html> (дата обращения: 26.03.2015).
3. Geant4 URL: <http://geant4.web.cern.ch/geant4/> (дата обращения: 26.03.2015).
4. Monte Carlo Code Group // Los Alamos National Laboratory URL: <https://laws.lanl.gov/vhosts/mcnp.lanl.gov/index.shtml> (дата обращения: 26.03.2015).

АНАЛИЗ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ С УЧЕТОМ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ РЕЗЕРВУАРА С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ СОЛЯНО-КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК

Наумов Г.В.¹, Кудаярова А.Р.²

(ООО«Башнефть-Сервис», ООО«БашНИПИнефть»)

Карбонатные резервуары характеризуются сложностями при разработке. Это связано, в первую очередь, с неоднородным геологическим строением таких коллекторов, которое обусловлено условиями осадконакопления, литологией и вторичными преобразованиями. В связи с этим, необходим комплексный подход к решению проблем по увеличению эффективности выработки запасов нефти, в том числе при бурении горизонтальных скважин (ГС).

В работе представлена комплексная геолого-промысловая оценка 15 ГС, пробуренных на башкирский ярус Югомашевского месторождения. Проведена литологическая типизация продуктивного разреза башкирского яруса на скважинах, обеспеченных керновым материалом. Согласно описанию керна в разрезе выделяется три принципиально различных структурно-литологических типа известняков, которые характеризуются различными ФЕС (зависимостям газопроницаемости от открытой пористости). В разрезе скважины с керном наблюдается циклическое строение продуктивной пачки. Выделяется два интервала зернистых литотипов разобщенных между собой плотным прослоем глинистого известняка с тонкозернистой структурой. Нижний интервал зернистого литотипа представляет собой наиболее высокоемкий тип коллектора, верхняя же часть представлена доломитистыми известняками с ухудшенными коллекторскими свойствами. Описанную литологическую изменчивость разреза подтверждают и объемные модели, созданные, на основе геофизических методов по 7 скважинам из числа исследуемых. Подошвенная часть продуктивного разреза представлена известняками с незначительным содержанием доломита, затем выделяется плотный интервал с содержанием глинистого вещества до 15-20%, который вверх по разрезу сменяется доломитистым известняком. Выделение геологической неоднородности по разрезу скважин без керна базируется на методе, отражающем объем порового пространства (НГК), с учетом показаний глинистости (ГК). Таким образом, согласно описанной методике удалось осуществить структурно-литологическое расчленение на выбранных для исследования горизонтальных скважинах Югомашевского месторождения.

Для увеличения эффективности выработки запасов нефти проводятся различные технологические мероприятия, включая соляно-кислотные обработки (СКО) скважин. Проанализирована эффективность СКО по результатам проведенных промыслово-геофизических исследований (ПГИ). Следует отметить, что выполнение ПГИ в ГС связано с рядом трудностей, связанных, в первую очередь, с доставкой геофизического прибора в горизонтальный участок ствола. Следующей проблемой является интерпретация данных ГИС-Контроля. Как правило, при разработке как газовых, так и нефтяных месторождений состав добываемого флюида может быть существенно неомогенным, а течение в горизонтальном стволе – неоднородным. От угла наклона скважины зависят скорости фаз и толщины слоев. Какой будет вид течения, зависит от дебита нефти и воды, угла наклона и радиуса скважины, давления насыщения. Поэтому результаты интерпретации ПГИ напрямую зависят от дизайна и качества проведения исследования. Следует отметить, что литологическая типизация подтверждается ПГИ, результаты, которых анализировались с учетом особенностей многофазного потока флюида.

Таким образом, согласно результатам изучения геологического строения продуктивного разреза могут быть предложены следующие рекомендации:

- литологическое расчленение должно быть учтено при проектировании новых ГС;
- методика проведения СКО должна быть адресной для каждой литологической разности.

СЕКЦИЯ «ЛАБОРАТОРНЫЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ КЕРНА»

ИССЛЕДОВАНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ ПЕСЧАНЫХ И КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ МЕТОДОМ РЕНТГЕНОВСКОЙ КОМПЬЮТЕРНОЙ ТОМОГРАФИИ

Закиров Тимур Рустамович, Галеев Ахмет Асхатович,
Королев Эдуард Анатольевич, Стаценко Евгений Олегович

Казанский (Приволжский) федеральный университет

Методом рентгеновской компьютерной микротомографии исследована серия кернов песчаных и карбонатных коллекторов.

Выявлено существенное различие в структуре порового пространства песчаников и карбонатов, влияющее на их фильтрационно-емкостные характеристики (рис.1).

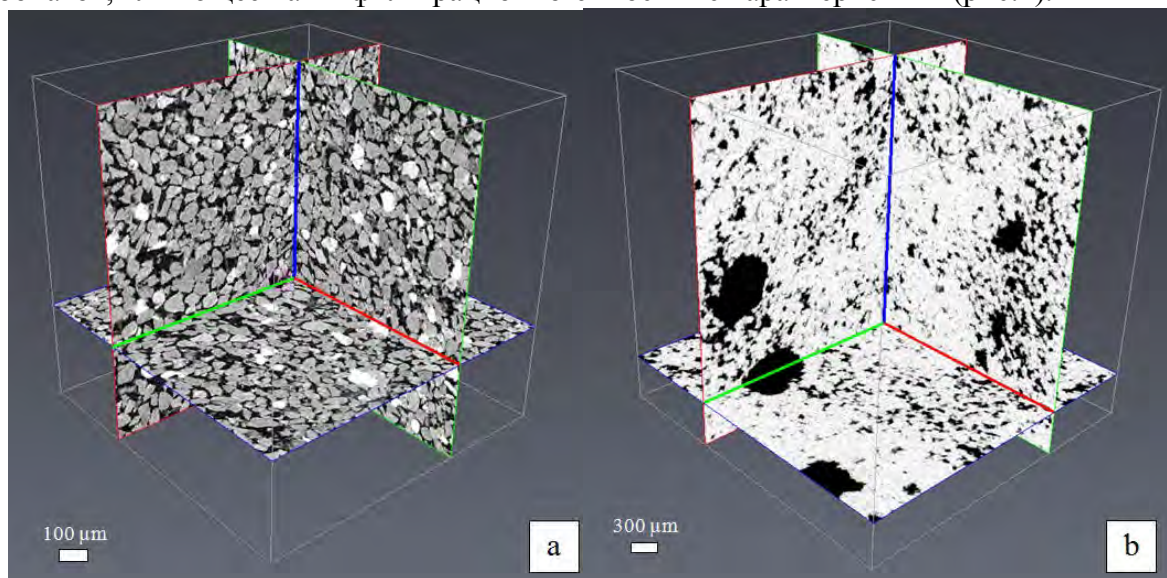


Рис.1. – Томографические изображения пористых сред: а – песчаник, б – карбонат

Для моделирования течения вязкой жидкости в масштабе пор использована математическая модель, состоящая из уравнения неразрывности (1), стационарных уравнений Навье-Стокса (2):

$$\operatorname{div} \mathbf{U} = 0 \quad (1)$$

$$\mu \Delta \mathbf{U} = \frac{1}{\rho} \nabla P \quad (2)$$

где P - поле давления, $\mathbf{U}=(u,v,w)$ – поле скоростей, ρ – плотность жидкости, μ – вязкость жидкости. Давление и скорость в данной постановке задачи являются функциями, зависящими от координат ячеек цифрового образа керна.

Используя полученное в результате расчетов поле скоростей, коэффициент абсолютной проницаемости k_x вычисляется по закону Дарси (3):

$$k_x = \frac{(\sum_{\beta} u_{\beta} dS_{\beta}) \cdot \rho \mu}{(\sum_{\beta} dS_{\beta}) \cdot \operatorname{grad}(P)}, \quad (3)$$

где dS обозначает площадь грани ячейки на выходном сечении, а индекс " β " – номер ячейки на выходном сечении.

Для визуализации течения жидкости были построены поля скоростей в образцах песчаника (рис.2а) и карбоната (рис. 2b), отнормированные по максимальным значениям. Результаты вычислительных экспериментов позволяют выявить структуру течения. Особенности потоков жидкости отражены на рис. 2а и рис. 2b, где показано, что в рассмотренном для примера образце песчаника фильтрация флюида равномерно распределена по объему керна и происходит в мелких порах (20-30 мкм), тогда как в карбонате течение жидкости является более неоднородным и наблюдается преимущественно в крупных каналах (более 100 мкм).

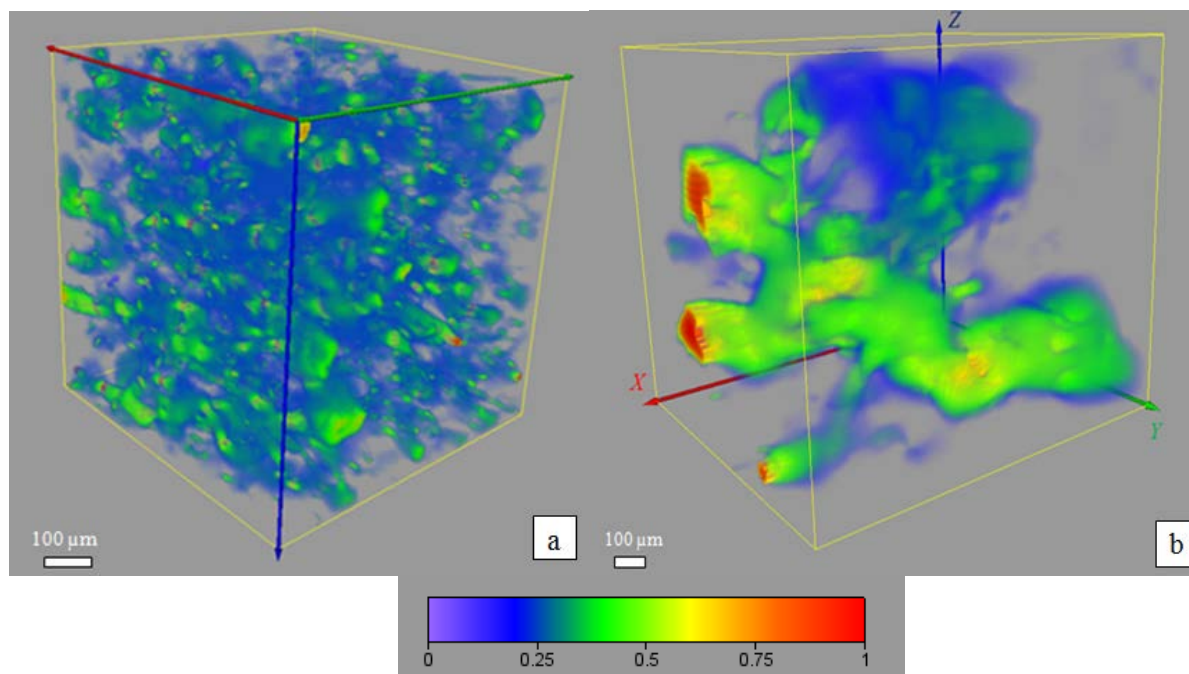


Рис.2. – Поле скорости флюида в порах: а – песчаник, б – карбонат (на цветовой шкале показаны отнормированные значения скорости)

В результате проведения вычислительных экспериментов в масштабе пор на цифровых трехмерных изображениях песчаных и карбонатных коллекторов выявлены ограничения применимости модели Козени-Кармана. Для песчаников показана удовлетворительная сопоставимость коэффициентов проницаемости, вычисленных на основе решений уравнений Навье-Стокса и при помощи формулы Козени-Кармана. При сравнении фильтрационных характеристик карбонатов, рассчитанных на основе этих двух подходов, наблюдаются большие относительные отклонения (более 100 %). Таким образом, можно заключить, что модель Козени-Кармана не пригодна для оценки коэффициента проницаемости карбонатных коллекторов, имеющих сложную структуру и генезис порового пространства.

Показано, что явно выраженная неоднородность структуры порового пространства карбонатных коллекторов приводит к тому, что "представительный элемент объема" (или "representative elementary volume") для коэффициентов проницаемости и пористости карбонатов в несколько раз превышает данную величину для песчаников.

В результате проведения фильтрационных экспериментов непосредственно в камере томографа проиллюстрированы особенности формирования неравномерного фронта вытеснения в системе из двух подвижных рентгеноконтрастных флюидов.

ИЗУЧЕНИЕ ТОНКОЙ СТРУКТУРЫ ПОЛНОРАЗМЕРНОГО КЕРНА МЕТОДОМ ЯДЕРНО-МАГНИТНОГО РЕЗОНАНСА

Фаттахов Артур Вилданович, Косарев Виктор Евгеньевич, Скирда Владимир
Дмитриевич, Дорогиницкий Михаил Михайлович.
ФГАОУВПО Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань

Исследования керна всегда являлись и являются приоритетными, при сравнении с показаниями каротажа, так как в этом случае существует возможность физического взаимодействия непосредственно с породой. Керновый материал, добываемый из скважин, имеет достаточно высокую стоимость в связи с трудоемкостью процесса извлечения, а значит, еще одним желательным свойством метода исследования керна, должна быть неразрушаемость материала при измерениях. Одним из таких неразрушающих методов является метод ЯМР, который получил широкое распространение в геофизике, как в лабораторных исследованиях, так и в скважинном варианте (ядерно-магнитный каротаж).

Зачастую, керн после извлечения из керноприемника долгое время доставляется в лаборатории для анализов, за это время большая часть свободного флюида испаряется из порового пространства, что приводит к падению регистрируемого сигнала и, соответственно, неверной интерпретации. Для того чтобы испарение не повлияло на показания, из керна выпиливаются образцы, из которых экстрагируется та часть флюида, что еще осталась в породе, а затем эти образцы насыщаются уже другим, похожим по физическим и химическим характеристикам, флюидом. Однако процесс экстрагирования и последующего насыщения может оказать на керновый материал разрушающее воздействие: часть открытых пор может «задавиться», часть закрытых же наоборот открыться вследствие разрушения стенок поровых каналов, а значит и получаемые результаты будут отличаться от реальных. Еще одним минусом подобного анализа керна является его высокая продолжительность, результатов в некоторых случаях приходится ждать месяц и более.

Для решения этих проблем в Казанском (Приволжском) федеральном университете (К(П)ФУ) были проведены исследования полноразмерного керна методом ЯМР непосредственно после извлечения. Для проведения этих работ в К(П)ФУ совместно со специалистами ООО «ТНГ-Групп» (компания, предоставляющая сервисные услуги нефтедобывающим компаниям) была разработана мобильная установка для изучения полноразмерного керна методом ЯМР, под названием «ЯМР-Керн» (рис. 1). Максимальный диаметр исследуемого образца керна может составлять 116 мм, его длина (или длина набора образцов) - до 1000 мм. Точность позиционирования керна относительно измерительной системы составляет 1 мм, а пространственное разрешение вдоль оси керна – 10 мм. Время исследования 1 м керна варьируется в зависимости от режима исследования и составляет минимум 20 минут. Такая скорость позволяет уже на скважине выделить пласты-коллекторы до проведения дорогостоящих каротажных работ

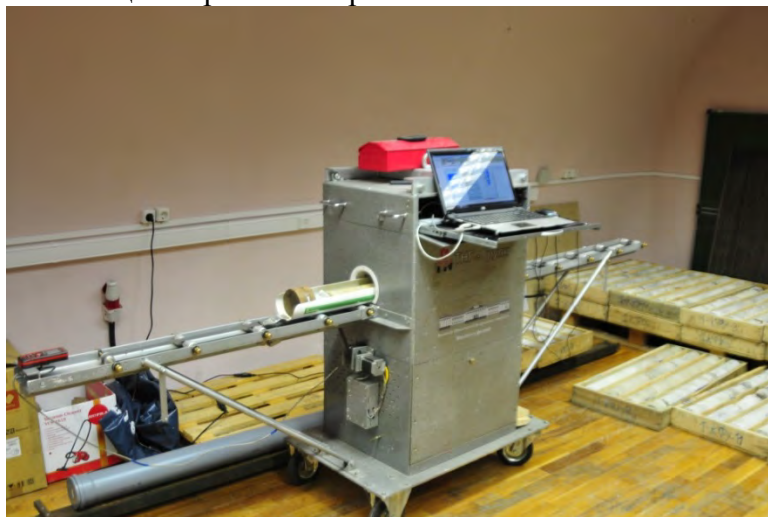


Рисунок 1 – Установка «ЯМР-Керн»

В качестве объекта исследования был выбран керн с неглубокой учебной скважины, пробуренной во дворе Института геологии и нефтегазовых технологий. Мощность отобранного керна составила порядка 200 м. В ходе разработки проекта скважины был составлен обширный комплекс исследования кернового материала, одним из методов исследования являлся метод ЯМР (рис. 2).

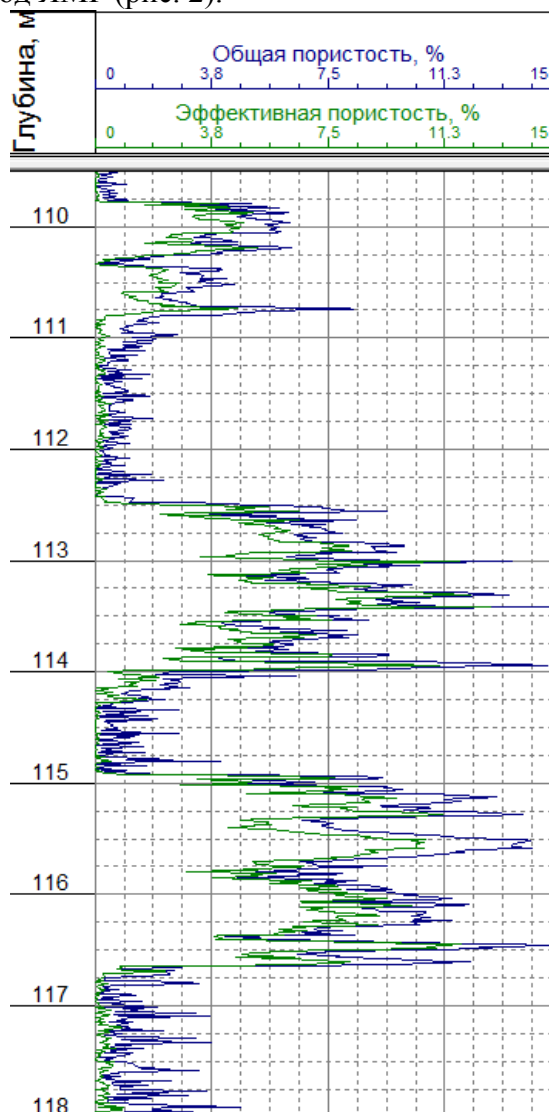


Рисунок 2 – ЯМР-пористость керна скважины К(П)ФУ

На данный момент ЯМР-пористость – одна из наиболее приближенных к истинной, но важным условием определения этого вида пористости является наличие флюида в поровом пространстве кернового материала. Для данного эксперимента выполнение этого условия не являлось критичным, так как установка «ЯМР-Керн» находилась около бурящейся скважины, и весь керн отправлялся на измерения сразу же после извлечения.

Одним из главных результатов проведенных измерений стало выявление «тонкой структуры» в керновом материале. Исследования позволили утверждать, что даже литологически подобный керн может существенно отличаться по пористости, причем отличия доходят до 10-15% на протяжении всего лишь одного метра. На рисунке 3 представлен график изменения пористости с глубиной одного метра керна. На графике четко фиксируется небольшой участок, мощностью в 20 см со значением пористости 20% при среднем уровне пористости в 10%.

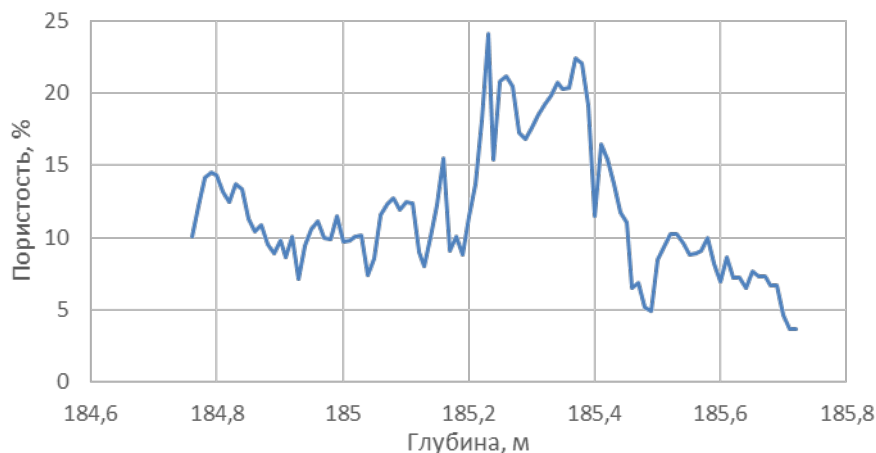


Рисунок 3 – «Тонкая структура» керна

На рисунке 4 представлена фотография этого керна, по данной фотографии достаточно хорошо видно, что литология практически идентична на всем метре керна.



Рисунок 4 – Фотография керна

Проведенные исследования показывают, что выбор мест для отбора образцов только по внешним признакам не позволяет получать корректные данные. По причине наличия «тонкой структуры» в керне можно получить как завышенные, так и заниженные значения пористости и проницаемости, что в свою очередь может стать причиной пропуска продуктивного пласта, либо наоборот перфорацией и попыткой разработки бесперспективного. Также предложенный метод позволяет получить информацию по пористости и проницаемости того или иного пласта непосредственно на скважине до проведения каротажа.

Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства образования и науки РФ (проект № 02.G25.31.0029).

ПОСТРОЕНИЕ МОДЕЛИ ДВУХФАЗНОЙ СПЛОШНОЙ СРЕДЫ ПО ДАННЫМ МИКРОТОМОГРАФИИ ОБРАЗЦОВ ГОРНЫХ ПОРОД.

Хачкова Т.С.¹, Лысь Е.В.¹, Роменский Е.И.², Лисица В.В.¹

¹ -Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН

² -Институт математики СО РАН

Данная работа посвящена использованию численного моделирования для изучения микроструктуры горных пород и определения их фильтрационно-емкостных и геомеханических свойств. Построение цифровой модели образца породы основывается на сегментации изображений микротомографии и знании минерального состава. Для определения фильтрационно-емкостных свойств (общая пористость, эффективная

пористость, проницаемость, извилистость порового пространства) применяется полномасштабное гидродинамическое моделирование потоков флюидов в пористой среде на основе решения уравнений Стокса. Восстановление упругих свойств скелета (тензор жесткости) происходит на основе численного геомеханического моделирования – решение уравнений линейной теории упругости в статической постановке. Полученные параметры позволяют полностью определить модель двухфазной сплошной среды, описывающую распространение сейсмических волн во флюидонасыщенных средах с микроструктурой.

Построение цифровой модели образца.

Современные неразрушающие методы исследования горных пород, такие как рентгеновская компьютерная томография (КТ), позволяют восстанавливать трехмерное строение образца с высоким разрешением порового пространства. Чтобы использовать данные КТ для построения цифровой модели образца породы, необходимы знание минерального состава и предварительная обработка полученных изображений. Обработка включает в себя удаление краевых эффектов, фильтрацию высокочастотных шумов и сегментацию, которая подразумевает разделение изображения на несколько фаз – минеральные фазы и поровое пространство. Результатом такой обработки является цифровая 3D модель, готовая к построению сетки для последующего моделирования физических процессов в образце.

В данной работе для фильтрации высокочастотных шумов изображений был использован Non-local means фильтр (Buades и др., 2005). Этот метод фильтрации основан на взвешенном осреднении пикселей, где веса зависят от близости целых блоков, а не отдельных пикселей, что позволяет высокоэффективно подавлять шумы в изображении, сохраняя при этом контрастность границ зерен. В рамках данной работы проводилось исследование нескольких типов фильтрации и их параметров: Non-local means фильтр (search window = 21, local neighborhood = 5, similarity value = 0.6), а также 3D Gaussian smoothing (sigma rel = 1.5, kernel = 3) и Edge Preserving Smoothing (time: stop = 25, step = 5, contrast = 3.5, sigma = 3) (Shulakova и др., 2013). Результаты фильтрации с использованием указанных алгоритмов, приведены на (Рис.1), видно, что для рассматриваемого образца Fontainebleau sandstone наилучшие результаты достигаются при использовании non-local means filter.

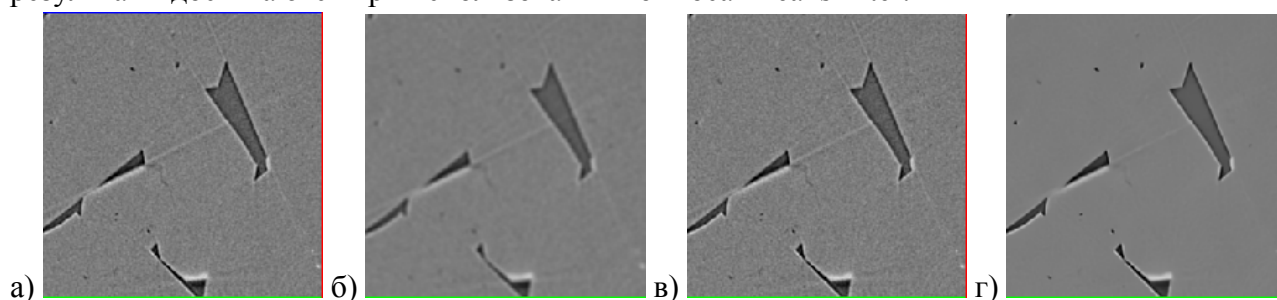


Рис. 1. Сравнение фильтров на фрагменте образца Dry Fontainebleau sandstone:
а) начальное изображение; б) 3D Gaussian smoothing; в) Edge Preserving Smoothing;
г) Non-local means фильтр

Следующий этап обработки изображений – сегментация. В работе Iassonov и др., 2009 оценивалась эффективность 14-ти методов сегментации для потенциального применения к КТ-изображениям макропористых грунтов, песчано-бентонит смесей и точных стеклянных шариков. Лишь несколько из испытанных методов работали одинаково хорошо для всех рассматриваемых образцов. Среди испытанных глобальных методов нахождения порогов только алгоритмы кластеризации Otsu (Otsu, 1979) и Ridler (Ridler и др., 1978) обеспечили адекватные результаты бинаризации. По этой причине в данной работе использовался метод

Otsu. С помощью этого метода была получена цифровая модель образца породы. Результат сегментации представлен на Рис.2.

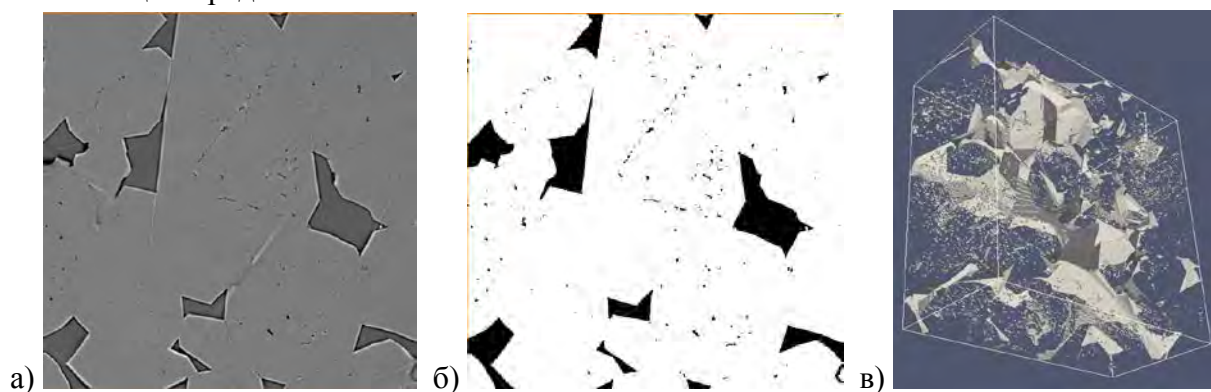


Рис. 2. Результат сегментации фрагмента образца Dry Fontainebleau sandstone методом Otsu. а) исходный фрагмент; б) сегментированный фрагмент; в) цифровая модель образца (цветом представлено поровое пространство).

Определение фильтрационно-емкостных свойств пористой среды.

Для определения фильтрационно-емкостных свойств (общая пористость, эффективная пористость, проницаемость, извилистость порового пространства) было проведено полномасштабное гидродинамическое моделирование потоков флюидов в поровом пространстве образца на основе решения уравнений Стокса. При заданном перепаде давления (например, 10 Па) было получено распределение скоростей флюида, на основе которого восстанавливаются проницаемость, эффективная пористость и извилистость.

Для вычисления проницаемости рассчитывался поток жидкости через сечение, нормальное направлению течения, после чего проницаемость вычислялась по формуле

$$K = \frac{Q \cdot \mu \cdot l}{\Delta p \cdot A},$$

где K – проницаемость, Q – поток жидкости через сечение, μ – динамическая вязкость, l – длина образца вдоль течения, Δp – перепад давления, A – площадь сечения.

Общая пористость вычислялась непосредственно из цифровой модели, как отношение объема порового пространства к объему образца. Для вычисления эффективной пористости использовалось распределение скоростей флюида в образце, то есть выделялся только объем пор, поток в котором отличен от нуля.

Извилистость порового пространства в трехмерном образце породы рассчитывалась с помощью метода, предложенного Duda и др., 2011, по формуле

$$T = \frac{\int_V u(x) dV}{\int_V u_1(x) dV},$$

где u_1 – компонента вектора скорости течения жидкости, параллельная направлению основного потока (направлению градиента давления).

Вычисление эффективных упругих параметров скелета пористой среды.

Вычисление упругих параметров фрагмента пористой среды основано на численном моделировании статической задачи нагружения (линейная теория упругости) образца породы. Для решения этой задачи подходят комплексы программ инженерного и физического моделирования, основанные на методе конечных элементов (напр. Ansys, Abaqus, Comsol и др.).

Для определения модуля одностороннего сжатия E' (продольная волна), на одной из граней

параллелепипеда, заполненного пористой средой, задаются нормальные смещения (напр U_x), в то время как на остальных гранях нормальные смещения приравнены нулю. Тогда искомый коэффициент из закона Гука определяется как $E' = \frac{\int \sigma_x dV}{\int \varepsilon_x dV}$, среднее по объему значение напряжения к среднему значению деформаций. Сдвиговый модуль G определяется из эксперимента, когда к одной грани приложены тангенсальные смещения, а на противоположной грани все смещения равны нулю.

Моделирование упругих волн в двухфазной среде.

Расчет волновых полей в пороупругом пространстве предполагается осуществлять в рамках модели двухфазной сплошной среды, предложенной в работе (Роменский, 2011). В данной модели предполагается, что элемент среды в декартовой системе координат x_i характеризуется следующими параметрами состояния: объемной концентрацией упругой фазы; массовыми плотностями упругой фазы и насыщающей жидкости; «эффективными» модулями жесткости среды, для определения которых необходимо знание петрофизических характеристик сухого образца, вычисляемых на основе решения задачи нагружения; и модулями межфазного трения, зависящими как от вязкости жидкости, так и от проницаемости образца и извилистости порового пространства. Рассматриваются процессы, в которых тепловыми процессами можно пренебречь, поэтому предполагается, что процессы, происходящие в среде, являются изэнтропическими. Для волн малой амплитуды данная модель описывается системой линейных дифференциальных уравнений первого порядка и хорошо решается конечно-разностными методами.

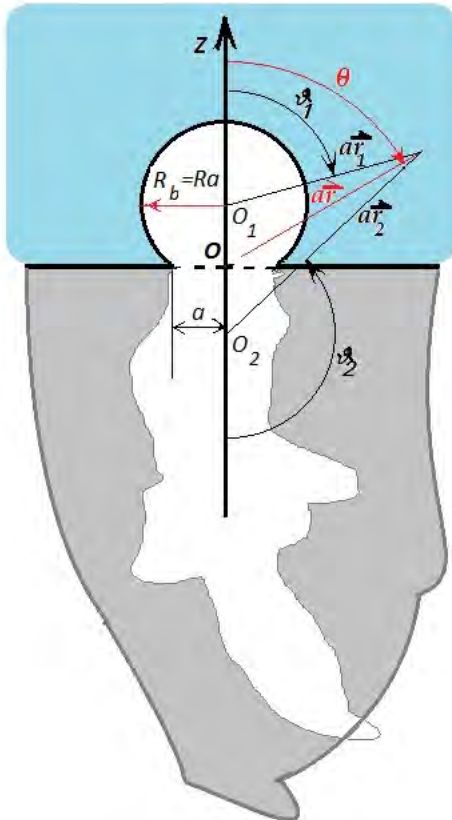
1. A. Buades, B. Coll, J.M. Morel "A non-local algorithm for image denoising" IEEE Computer Vision and Pattern Recognition 2005, Vol 2, pp: 60-65, 2005. DOI: 10.1109/CVPR.2005.38
2. Shulakova, V., Pervukhina, M., Müller, M., Lebedev, M., Mayo, S., Schmid, S., Golodoniuc, P., De Paula, O.P., Clennell, M.B., and Gurevich, B. 2013. "Computational elastic up-scaling of sandstone on the basis of X-ray micro-tomographic images. Geophysical Prospecting", 61 (2), 287-301
3. Otsu, N., "A Threshold Selection Method from Gray-Level Histograms", IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics, Vol. 9, No. 1, 1979, pp. 62-66
4. Ridler TW, Calvard S. (1978) "Picture thresholding using an iterative selection method", IEEE Trans. System, Man and Cybernetics, SMC-8: 630-632
5. Iassonov, P., Gebrenegus, T. and Tuller, M. (2009). "Segmentation of X-ray computed tomography images of porous materials: A crucial step for characterization and quantitative analysis of pore structures". Water Resources Research 45: doi: 10.1029/2009WR008087. issn: 0043-1397.
6. Duda, A., Koza, Z. and Matyka, M. "Hydraulic tortuosity in arbitrary porous media flow", Phys. Rev. E 84, 036319 (2011)
7. Е. И. Роменский. Термодинамически согласованная система законов сохранения течения сжимаемой жидкости в пористой упругой среде// Сибирский журнал индустриальной математики. 2011. т. XIV, № 4(48)

ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ ПУЗЫРЬКА, ЗАКРЫВАЮЩЕГО КАВЕРНУ В ТВЕРДОМ ТЕЛЕ, ПОГРУЖЕННОМ В СМАЧИВАЮЩУЮ ЕГО ПОВЕРХНОСТЬ ЖИДКОСТЬ, С АКУСТИЧЕСКОЙ ВОЛНОЙ В ЖИДКОСТИ.

Рок В.Е.

Московский филиал ФГУНПП «РОСГЕОЛФОНД» «ВНИИгеосистем»

В случае заполненной газом каверны (трещины, поры) в твердой стенке, покрытой смачивающей её идеальной жидкостью, рассматривается задача о взаимодействии основной моды колебаний выпячивающегося в жидкость газового пузыря с акустической волной в жидкости.



Плоская поверхность твердого полупространства покрыта смачивающей её жидкостью и содержит каверну (пору, трещину), открытую в сторону жидкости и заполненную газом так, что внутри жидкости выступает граница жидкость/газ в виде сферического сегмента (пузырька), а угол, образованный этой границей и границей твердой поверхности больше угла смачивания. При этом для достаточно малых колебаний давления изменение размеров пузырька не сдвигает периметр смачивания, и он остается «закрепленным» на устье каверны, радиусом a .

Скорость движения $\mathbf{v}$ идеальной несжимаемой жидкости с плотностью ρ и распределением давления вне пузырька $p(\mathbf{r}, t)$ удовлетворяет [1] уравнению непрерывности

$$\text{div } \mathbf{v} = 0 \quad (1)$$

$$\text{и уравнению Эйлера: } \frac{\partial}{\partial t} \mathbf{v} + (\mathbf{v} \cdot \nabla) \mathbf{v} = -\frac{\nabla p}{\rho}, \quad (2)$$

Условия для давления в жидкости: $p \rightarrow p_\infty(t) = p_0 + p_{ac}(t)$ при $|\mathbf{r}| \rightarrow \infty$, где $p_0 \gg p_{ac}(t)$, а $p_{ac}(t)$ – акустическое в жидкости давление вдали от пузырька.

Граничные условия для скорости жидкости определяются :

условиями непротекания на границе твердой поверхности (в системе координат с началом в центре устья каверны т. O и осью Z , перпендикулярной поверхности твердого полупространства):

$$v_z = 0 \text{ при } z = 0, \quad (3)$$

исчезновения скорости движения жидкости на бесконечности: $\lim_{|\mathbf{r}| \rightarrow \infty} \mathbf{v} = 0$

и равенства нормальных скоростей жидкости и границы газа на движущейся стенке пузырька с единичной внешней нормалью $\mathbf{n}$ (в сферических координатах с центром в центре пузырька радиуса R_b – точке O_1 и $Z = OO_1 = \sqrt{R_b^2 - a^2}$, $R_b = R_b(t)$):

$$\mathbf{v} \cdot \mathbf{n} = \dot{R}_b + \dot{Z} \cos \theta_1. \quad (4)$$

Естественным масштабом длины для этой задачи может служить радиус газового пузырька у устья каверны a тогда:

$$R_b = aR, \dot{Z} = a\dot{R} \left(1 + \frac{R \cos \theta_1}{\sqrt{R^2 - 1}} \right), \quad (5)$$

Граничное условие (3) на твердой плоской границе легко удовлетворить, если рассмотреть вместо поставленной задачи поле скоростей в безграничной жидкости при наличии в ней наряду с имеющейся внутренней границей в виде сферического сегмента еще одной зеркально симметричной с ней относительно плоскости $Z=0$ и колеблющейся синхронно с ней. Поле скоростей жидкости исходной задачи совпадает с полем скоростей

этой дополненной задачи в верхнем полупространстве. Граничное условие для скорости жидкости на стенке нижнего сферического сегмента границы определяется из зеркальной симметрии: при условии, что полярный угол ϑ_2 измеряется от отрицательной полуоси Z в сферической системе координат с центром в т. O_2 – центре нижнего сферического сегмента границы жидкости:

$$\mathbf{v} \cdot \mathbf{n}_2 = \alpha \dot{R} \left(1 + \frac{R \cos \vartheta_2}{\sqrt{R^2 - 1}} \right). \quad (6)$$

Далее задача решается для такого случая и введением потенциала скорости течения жидкости Φ , $\mathbf{v} = \nabla \Phi$, - приводит к задаче Неймана для Φ , вытекающей из (1), (5), (6):

$$\Delta \Phi = 0, \quad \left. \frac{\partial \Phi}{\partial \mathbf{n}} \right|_S = \alpha^2 \dot{R} \left(1 + \frac{R \cos \vartheta_i}{\sqrt{R^2 - 1}} \right), \quad \text{при } Z > 0 \quad i = 1, \text{ при } Z < 0 \quad i = 2. \quad (7)$$

Потенциал скорости, удовлетворяющий заданным условиям, может быть найден интегрированием нормальной составляющей скорости по поверхности S , образованной объединением обоих сферических сегментов границы жидкости

$$\Phi = -\frac{1}{4\pi} \oint_S \left. \frac{\partial \Phi}{\partial \mathbf{n}} \right|_S \frac{dS'}{|\mathbf{r} - \mathbf{r}'|}. \quad (8)$$

Его точное представление получено в виде одномерной квадратурной формулы (в сферических координатах с центром в т. O)

$$\Phi(r, \Theta) = \frac{\alpha^2 R \dot{R}}{2\pi} I(r, \Theta; R), \quad (9)$$

$$I(r, \Theta; R) = \int_0^{\Theta_m} d\vartheta \sin \vartheta \left(1 + \frac{R \cos \vartheta}{\sqrt{R^2 - 1}} \right) \left\{ \frac{\mathbf{K}\left(\frac{2C}{A-B+C}\right)}{\sqrt{A-B+C}} + \frac{\mathbf{K}\left(\frac{2C}{A-B-C}\right)}{\sqrt{A-B-C}} + \frac{\mathbf{K}\left(\frac{2C}{A+B-C}\right)}{\sqrt{A+B-C}} + \frac{\mathbf{K}\left(\frac{2C}{A+B+C}\right)}{\sqrt{A+B+C}} \right\}, \quad (10)$$

Где $\mathbf{K}(m) = \int_0^{\pi/2} \frac{d\eta}{\sqrt{1-m \sin^2 \eta}}$ – полный эллиптический интеграл [5] а A, B, C функции, зависящие от параметра R и от пространственных координат. В сферической системе координат (r, Θ) с центром в т. O они имеют вид:

$$\begin{aligned} A(r, \Theta, \vartheta; R) &= 2R^2 - 1 + r^2 + 2R\sqrt{R^2 - 1} \cos \vartheta, \\ B(r, \Theta, \vartheta; R) &= 2r (\sqrt{R^2 - 1} + R \cos \vartheta) \cos \Theta; \\ C(r, \Theta, \vartheta; R) &= 2r \cos \Theta \sin \vartheta. \end{aligned} \quad (11)$$

С его помощью кинетическая энергия движущейся жидкости с учетом заданных граничных условий (4), (5) может быть представлена интегралом только по подвижной части границы жидкости, то есть – поверхности сферического сегмента S_1 в виде [2]:

$$T = \frac{\rho \alpha}{2} \int_{S_1} \Phi \nabla \Phi \cdot \mathbf{n} dS_1 \quad (12)$$

Поскольку интегрирование в (11) происходит по поверхности S_1 , то на ней координаты текущей точки могут быть выражены через полярный угол Θ_1 в системе координат центра сферического сегмента т. O_1 , если в функциях A, B, C выразить на ней r, Θ через Θ_1 и R , поскольку в этой системе координат удобно представить граничное условие (4) с учетом (5):

$$r(\Theta_1, R) = \sqrt{2R^2 - 1 + 2R\sqrt{R^2 - 1} \cos \Theta_1}; \quad \Theta = \arcsin \left(\frac{R \sin \Theta_1}{r(\Theta_1, R)} \right) \quad (13)$$

$$\text{Тогда } I(r(\Theta_1), \Theta(\Theta_1); R) = \tilde{I}(\Theta_1; R), \quad \tilde{\Phi}(\Theta_1; R) = \frac{\alpha^2 R \dot{R}^2}{2\pi} \tilde{I}(\Theta_1; R) \quad (14)$$

Поскольку подынтегральное выражение в (12) не зависит от азимутального угла ни в системе отсчета с центром в т. O , ни с центром в т. O_1 , то после интегрирования по нему уравнение (12) сводится к интегралу по полярному углу Θ_1 :

$$T(R, \dot{R}) = \rho \alpha^3 \dot{R} R^3 \int_0^{\Theta_m} d\Theta_1 \sin \Theta_1 \left(1 + \frac{R \cos \Theta_1}{\sqrt{R^2 - 1}} \right) \tilde{\Phi}(\Theta_1, R) = \rho \alpha^5 \dot{R}^2 R^3 F(R) \quad (15)$$

Функция $F(R)$ зависит только от (мгновенного) безразмерного радиуса пузырька R и представлена интегралом, следующим из (10), (11), (13), (14).

Потенциальной энергией U этой динамической системы является сумма поверхностной энергии границы пузырька с поверхностным натяжением σ и энергией газа в

общем объеме каверны $a^3 \Omega_c$ и пузырька: $\Omega_g = a^3 \Omega_c + \Omega_b$. Объем Ω_b и боковая площадь S_b сферического сегмента имеют следующие величины:

$$\Omega_b = \frac{\pi}{3} a^3 (6R^3 - 4R + 4R^2 \sqrt{R^2 - 1} - \sqrt{R^2 - 1}), \quad S_b = 2\pi a^2 R (2R - \sqrt{R^2 - 1}). \quad (16)$$

Если изменение объема и давления газа внутри пузырька $p_g = p(R, t) + \frac{2\sigma}{aR}$ подчиняется уравнению политропы с показателем $\gamma > 1$ ($\gamma = 1$ для изотермического процесса), то $p_g \Omega_g^\gamma = \text{const}$. Тогда

$$U(R) = \sigma S_b(R) + \frac{\text{const}}{(\gamma-1)\Omega_g^{\gamma-1}} \quad (17)$$

Единственной обобщенной координатой исследуемой динамической системы является, радиус R сферической части границы пузырька газа, и уравнение для его изменений следует (аналогично [3]) из лагранжиана этой системы L :

$$L = T - U, \quad (18)$$

и является уравнением Лагранжа [4]:

$$0 = \frac{d}{dt} \frac{\partial L}{\partial \dot{R}} - \frac{\partial L}{\partial R}, \quad (19)$$

то есть

$$\ddot{R} + \dot{R}^2 \frac{1}{2R^3 F(R)} \frac{d}{dR} (R^3 F(R)) - \frac{1}{2\rho a^3 R^3 F(R)} \frac{dU}{dR} = 0 \quad (20)$$

- это уравнение нелинейных колебаний границы газ/жидкость в условиях принятых предположений. В случае небольших значений акустического давления по сравнению с p_0 это – вынужденные колебания. Собственная частота линейных колебаний рассмотренной системы значительно ниже (примерно в $\sqrt{F}$) собственной частоты свободно плавающего в безграничной жидкости пузырька с радиусом $\sim aR$.

Газ рассматривается при докритических давлениях, поверхностное натяжение считается достаточно большим, чтобы можно было считать форму поверхности пузырька близкой к сферической, а объем газа достаточно большой, чтобы центр сферической части пузырька находился над устьем каверны, как изображено на рисунке (противоположный случай рассматривается аналогично, но менее интересен).

Литература

1. Ландау Л.Д., Лифшиц Е.М., Теоретическая физика, т 6. Гидродинамика. – М: Наука физ.-мат. 1986, 736 стр.
2. Милн-Томсон Л.М., Теоретическая гидродинамика. – М: Мир, 1964, 655 стр.
3. Воинов О.В., Петров А.Г., Движение сферы переменного объема в идеальной жидкости около плоской поверхности, Изв. АН СССР, МЖГ, №5 (1971), с. 94-103.
4. Ландау Л.Д., Лифшиц Е.М., Теоретическая физика, т.1. Механика. – М: Наука физ.-мат. 1973, 208 стр.
5. Справочник по специальным функциям с формулами графиками и таблицами под ред. М. Абрамовица и И. Стиган, М., «Наука» физ.-мат., 1979, 839 стр.

ПРИМЕНЕНИЕ КОМПЬЮТЕРНОЙ ТОМОГРАФИИ ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НА РАЗЛИЧНЫХ МАСШТАБАХ Гилязетдинова Д.Р.¹, Герке К.М.², Хамидуллин Р.А.¹, Корост Д.В.¹, Карсанина М.В.³

Баюк И.О.⁴.

1 МГУ им. М.В. Ломоносова, 2 CSIRO Land and Water, 3 Институт Динамики Геосфер РАН,
4 Институт Физики Земли РАН

Введение

Карбонатные породы представляют собой большой интерес для нефтегазовой промышленности. Нередко, внутреннее строение карбонатных пород обеспечивает высокие

фильтрационно-емкостные свойства, что непременно, является хорошей характеристикой для любого резервуара. Резервуарные свойства пород также зависят от их генезиса и контролируются вторичными преобразованиями в процессе диа- и катагенеза, к чему сильно подвержен и карбонатный материал. Такого рода изменения могут как ухудшать, так и улучшать фильтрационные свойства пород. Фиксировать преобразования и исследовать внутреннее строение и состав карбонатов, безусловно, позволяют оптические методы (описание петрографических шлифов и т.д.), но при этом, для таких методов невозможно соотношение компонентов породы в пространстве и во многом текстурно-структурные признаки породы зависят от пробподготовки. Для того, чтобы избежать такого рода упущения в работе применялся метод рентгеновской компьютерной томографии.

Целью данного исследования является изучение пустотного пространства карбонатных пород, разного генезиса с помощью компьютерной томографии на разных масштабах.

Основные методы исследования

Для выполнения поставленных целей в ходе работы было выполнено петрографическое описание шлифов, исследовано внутреннее строение пород с помощью растрового электронного микроскопа (РЭМ). Определение состава пород проводилось методом рентгено-фазового анализа (РФА). Для изучения микротосроения карбонатных пород применялся современный неинвазивный метод рентгеновской компьютерной томографии. Благодаря этому методу удалось произвести точный и правильный пробоотбор образцов для дальнейших исследований, а также построить стереологические модели основных рентгеноконтрастных фаз, позволившие в объеме породы оценить её структурные и текстурные особенности. Помимо вышеописанных исследований на образцах мерились фильтрационно-емкостные свойства газоволюметрическим методом.

Томографические исследования были проведены на четырех разных масштабах пород (рис. 1). На каждом этапе томографической съемки были получены наборы рентгеноконтрастных картинок, и построены 3D модели основных рентгеноконтрастных фаз изучаемых пород.

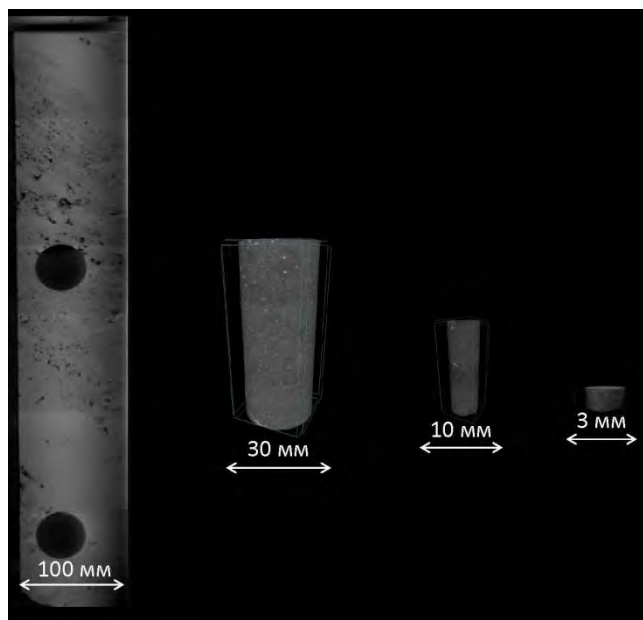


Рисунок 1. Масштабы рентгеновского сканирования пород

Исследования карбонатных пород с помощью метода компьютерной томографии на сегодняшний день весьма актуальны. Основные задачи, с которыми сталкивается томография, являются пространственное и плотностное разрешение съемки. Карбонатные породы, в отличие от терригенных, чаще всего мономинеральные по составу, что упрощает работу с плотностным разрешением. В силу объемной плотности и однородности по составу карбонатного матрикса, его идентификация не составляет особого труда в пределах породы. Когда как в терригенных породах часто, одни и те же минеральные компоненты характеризуются одинаковым рентгеновским поглощением, их отличие друг от друга во многом сильно осложняется. Таким образом, исследования карбонатных пород сводятся к преодолению пространственного разрешения.

В карбонатных породах нередко встречаются разуплотненные зоны, которые в целом определяют строение всей породы, как неоднородное. Данные зоны характеризуются пониженным рентгеновским поглощением. Они изучались на растровом электронном микроскопе, где были представлены в виде кристаллизованного карбонатного матрикса, обладающего более мелкими пустотами, находящимися за пределами разрешения съемки. Такое разномасштабное строение порового пространства карбонатных коллекторов дает необходимость изучать породы на разных масштабах, для того, чтобы получить модель порового пространства с минимальной ошибкой.

Первый этап съемки производился на полноразмерном рентгеновском томографе, в результате съемки шести образцов удалось выявить основные неоднородности, присутствующие в породах и произвести правильный пробоотбор цилиндров, характеризующих предельно однородными структурными, текстурными и литологическими характеристиками. Второй этап съемки позволил лучше увидеть строение разуплотненных зон, отмеченных еще в масштабе полноразмерного керна.

Результаты

Коллекция отобранных пород характеризовалась разнообразным строением и генезисом. Среди изучаемых пород были выделены следующие типы: известняк органогенно-обломочный с фрагментами доломитизированных водорослей, известняк микрокристаллический неравномерно раскристаллизованный, известняк органогенно-обломочный детритовый, известняк оолитовый (рис. 2). На каждом масштабе съемки пустотное пространство пород характеризовалось новым строением, за счет наличия зон с пониженной рентгеновской плотностью. Данные зоны встречаются на всех масштабах изучения пород, кроме растрового электронного микроскопа, где их можно четко идентифицировать в виде отдельных микропор.

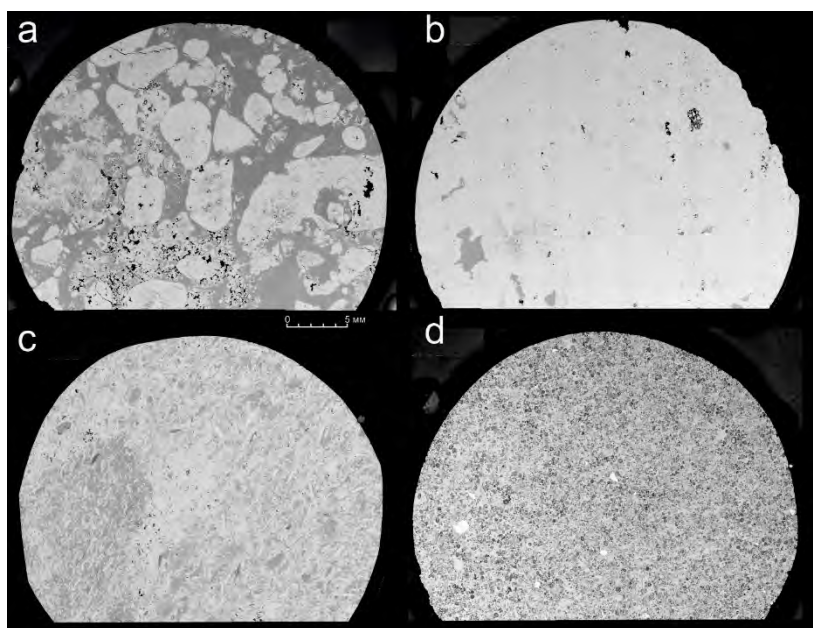


Рисунок 2. Панорамные снимки РЭМ: *a* - известняк органогенно-обломочный с фрагментами доломитизированных водорослей; *b* - известняк микрокристаллический неравномерно раскристаллизованный; *c* - известняк органогенно-обломочный детритовый; *d* - известняк оолитовый.

Как уже было отмечено ранее, вторичные процессы сильно преобразуют первоначальный облик породы. Так, к примеру, в породах микрокристаллической структуры, интенсивная раскристаллизация карбонатного материала редуцирует пустотное пространство, в связи с чем карбонатные образцы такого типа характеризуются самыми низкими значениями пористости и проницаемости (до 3%). Не смотря на то, что в породе всё же отдельные пустоты сохраняются, их связанность весьма низкая (рис. 3). Когда как оолитовые известняки обладают значительно лучшими фильтрационно-емкостными свойствами. Это обусловлено в первую очередь интенсивным выщелачиванием ядер сфер. Пористость оолитового известняка достигает 20%.

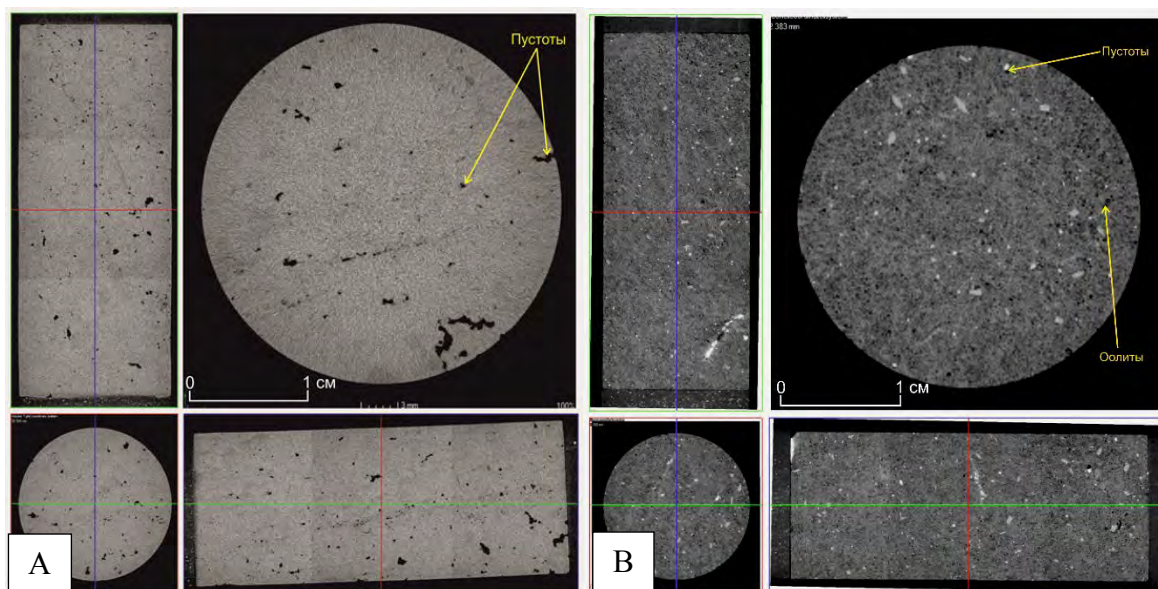


Рисунок 3. Ортогональные рентгеновские плотностные срезы образцов представленных: *A* – известняком микрокристаллическим неравномерно раскристаллизованным; *B* – оолитовым известняком

Оолитовый известняк, как самый интересный с точки зрения исследования фильтрационно-емкостных свойств бы отобран для дальнейших исследований на разных масштабах.

Выводы

Таким образом, изучив отобранную коллекцию образцов путем их детального описания были выделены основные типы пород, характеризующиеся различным строением и генезисом. Также, удалось установить связь между фильтрационно-емкостными свойствами и строением пустотного пространства образцов, что, безусловно, контролируется диа- и катагенетическими преобразованиями. Исследование пород на разных масштабах позволило более детально углубиться во внутреннее микростроение. Работа выполнена при финансовой поддержке гранта Российского Научного Фонда №14-17-00658.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ СВОЙСТВ ГОРНЫХ ПОРОД МЕТОДОМ ЯМР И СРАВНЕНИЕ С ДАННЫМИ КАПИЛЛЯРИМЕТРИИ.

Пучкова А.В., Игнатьева Т.С.

ООО «НК «Роснефть» - НТЦ», Краснодар.

Метод ЯМР основан на индуцировании сигналов при взаимодействии атомных ядер водорода, входящих в состав воды и углеводородов, и внешних магнитных полей. Происходит постепенная поляризация протонов водорода, и её скорость определяется постоянной времени релаксации. [5]

За рубежом исследование образцов пород методами ЯМР входит в комплекс петрофизических исследований. Однако в России этот метод до сих пор является дополнительным комплексом исследований ядерного материала.

Целью данной работы является сопоставление данных, полученных методами ЯМР и капилляриметрии.

Для определения коллекторских свойств была отобрана коллекция образцов одного из месторождений Сибири. Исследования пород проводились на групповом капилляриметре В-32-32, затем на ЯМР-анализаторе Хроматэк Протон-20М. Определяемые характеристики: коэффициенты пористости, эффективной пористости и остаточной водонасыщенности.

Исследования проведены на 47 цилиндрических образцах, представленных песчаниками от мелкозернистых до мелко-среднезернистых, алевроитистыми, слабоглинистыми, неяснослоистыми за счет линз глинистого материала и намывов слюдисто-углистого материала. Образцы насыщались моделью пластовой воды с минерализацией 20 г/л. Остаточная водонасыщенность методом капилляриметрии определена при 15 атм.

В таблице указаны статистические характеристики для петрофизических характеристик пород.

Статистические характеристики	Открытая пористость	Объемная плотность	Проницаемость	Остаточная водонасыщенность	УЭС
Количество определений	47	47	47	47	47
Минимум	12,95	1,90	10,03	12,95	4,20
Максимум	27,85	2,32	1565,13	47,14	21,20
Среднее	23,47	2,03	401,17	25,50	7,24
Медиана	23,52	2,03	231,04	25,42	6,54
Стандартное отклонение	2,27	0,06	414,93	7,68	2,64
Коэффициент вариации	0,10	0,03	1,03	0,30	0,37
Асимметрия	-1,86	1,69	1,27	0,59	3,35
Экссесс	9,33	8,35	0,78	0,23	16,47
Доверительный интервал (95 %)	0,67	0,02	121,80	2,26	0,78

Основное количество определений пористости сосредоточено в интервале 22,0-24,0 % объемной плотности – 2,0-2,05 г/см³, проницаемости – (512-1024) · 10⁻³ мкм², остаточной водонасыщенности – 15-20 % 25-30 %, УЭС – 6-8 Омм. Таким образом, породы однородны по коллекторским свойствам. Исключением является неравномерно известковистый образец, характеризующийся заниженными ФЕС за счет карбонатного материала.

Далее образцы были вновь отэкстрагированы, отмыты от солей и насыщены моделью пластовой воды для дальнейших исследований на ЯМР-анализаторе. На рисунке 2 представлено сопоставление открытой пористости, определенной стандартным методом насыщения жидкостью и пористости, определенной методом ЯМР.

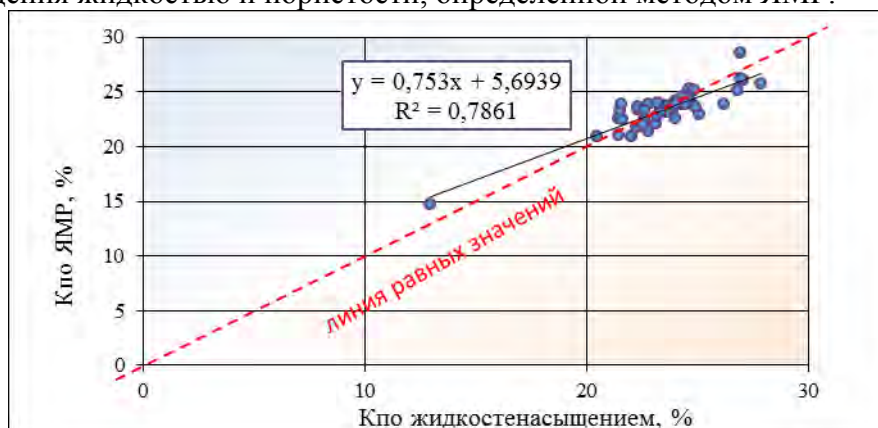


Рис. 2 – Сопоставление открытой пористости методом жидкостенасыщения и ЯМР для пород суходудинской свиты

Связь средней плотности. Лишь для 15 образцов отмечается разница между значениями более 1 %, в среднем же разница между данными, полученными двумя различными методами составляет 0,1 %.

При сопоставлении остаточной водонасыщенности отмечается систематическое завышение значений, полученных на ЯМР, по сравнению с данными капилляриметрии (рис. 3). Разница между значениями (d) в среднем составляет от 9,7 % до 26 % и в среднем составляет 17,6 %.

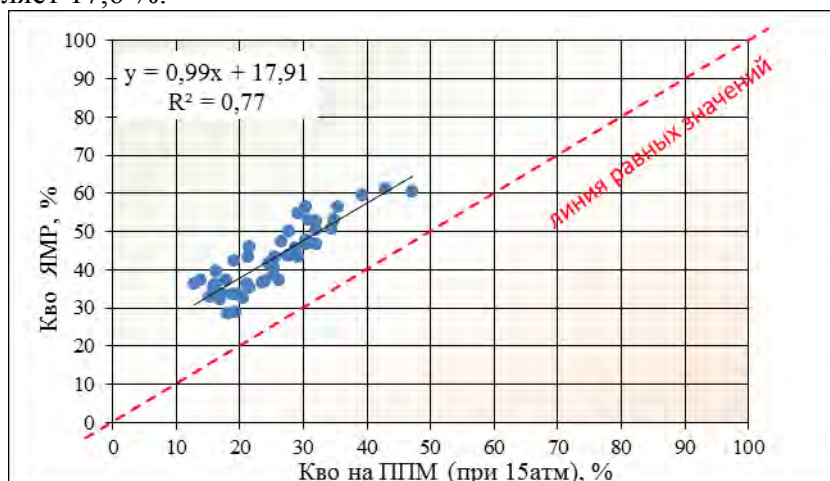


Рис. 2 – Сопоставление остаточной водонасыщенности, определяемой методами ЯМР и ППМ, для пород суходудинской свиты

С целью обоснования и объяснения полученных результатов был проведен рентгеноструктурный анализ, с помощью которого определен количественный состав глинистого материала. В результате исследований определено содержание каолинита, хлорита, иллита (гидрослюды) и смешанно-слоистых соединений.

Изучаемые породы характеризуются полиминеральным составом глинистого цемента. Установлено, что в тех песчаниках, где в составе глинистого цемента преобладает каолинит, разница d между определениями $K_{во}$ методами ЯМР и ППМ минимальна, в образцах же, в составе цемента которых преобладают минералы хлорита и гидрослюды, величина d больше (рис.3). Вероятно, это обусловлено тем, что глинистые минералы отличаются дисперсностью, величиной удельной поверхности, степенью изоморфизма, величиной слоевого разряда и др., предопределяющими их сорбционную способность и емкость поглощения. Чем выше дисперсность и емкость поглощения глинистых минералов, тем они более способны к набуханию.

Установлено, что величина d больше для тех образцов, в составе цемента которых преобладают минералы хлорита и гидрослюды, способные к разбуханию. Вероятно, при насыщении в образцах формируется некоторое количество химически связанной воды в скелете глинистых минералов, которое и влияет на показания ЯМР. Величина d – это вода, задерживаемая в скелете глинистых минералов.

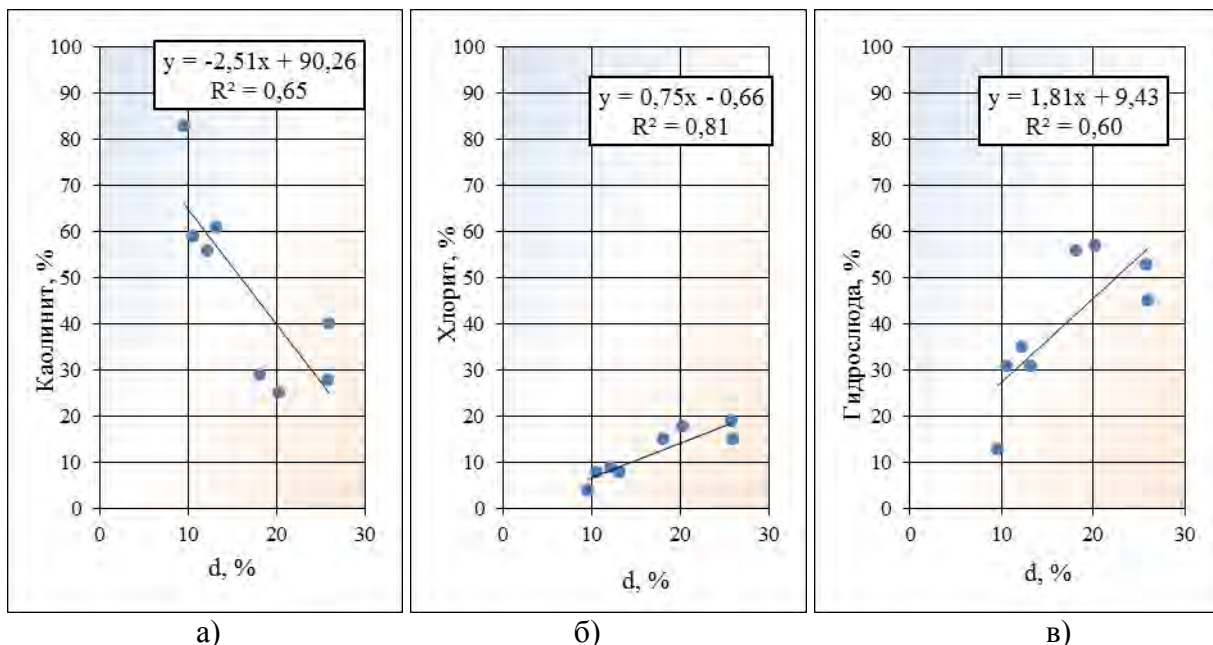


Рис. 3 – Зависимость химически связанной воды (d) от содержания глинистых минералов а) каолинита; б) хлорита; в) гидрослюда

В отечественной и зарубежной практике наиболее распространенным способом является калибровка значений Кво методом ЯМР на ранее проводимые методы: центрифугирование, капилляриметрия, нагнетание ртути. При введении поправочного коэффициента для данного типа отложений, сопоставление между методами становится тесным, смещаясь на линию равных значений (рис. 4).

Далее рассчитывается эффективная пористость (Кпэф) по формуле:

$$Кпэф = Кп(1 - Кво),$$

где Кп – открытая пористость,

Кво – остаточная водонасыщенность, д.ед.

Полученные данные тесно коррелируются с ранее полученными результатами методом капилляриметрии.

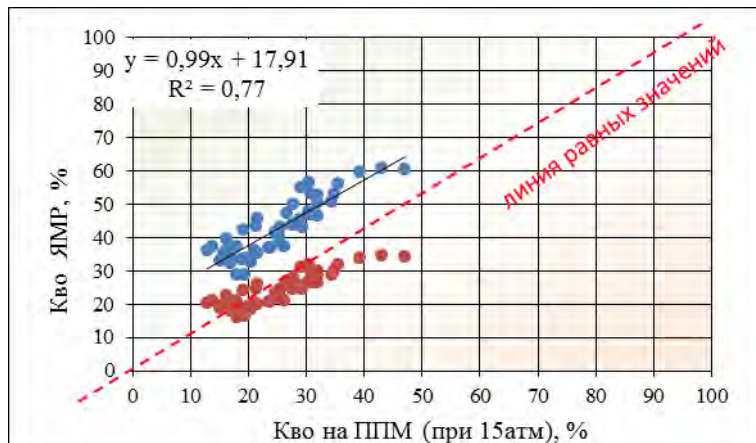
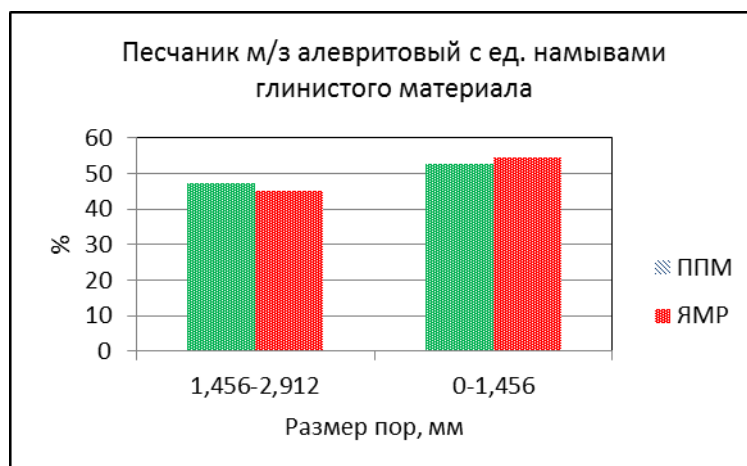
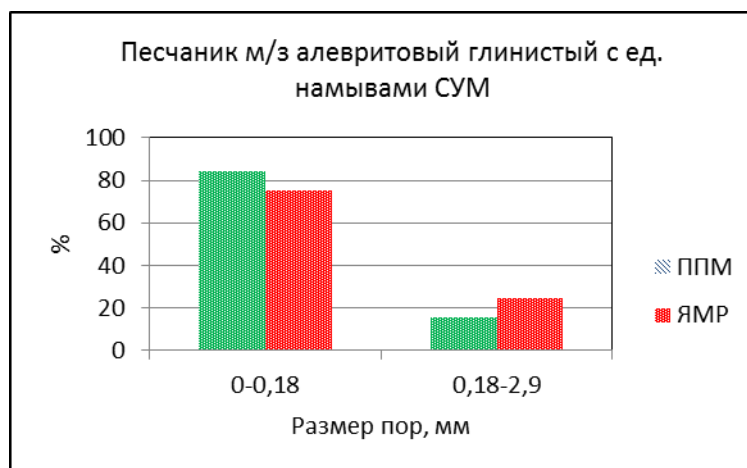
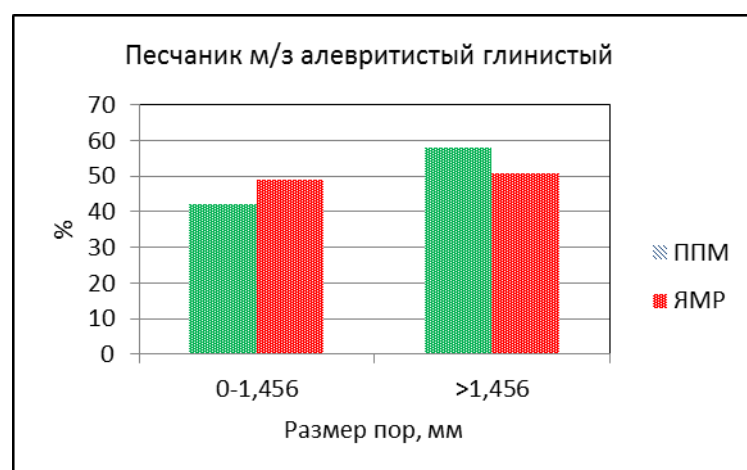
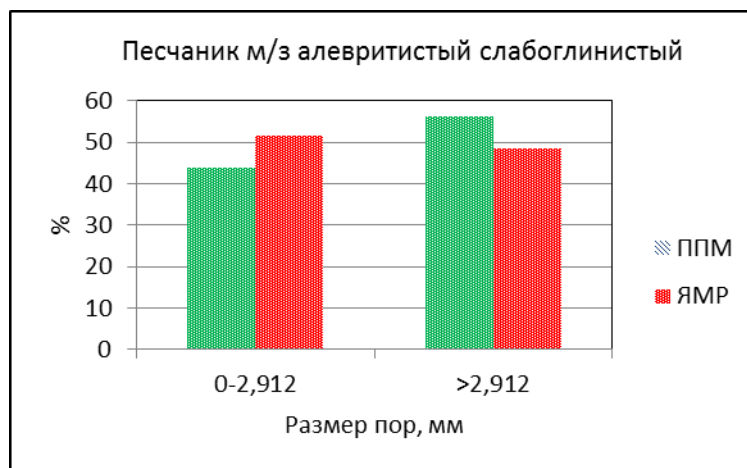


Рис. 4 – Смещение сопоставления Кво, определяемой методами ЯМР и ППМ, после введения поправки

Таким образом, для терригенных пород выявлено вероятное влияние состава глинистого материала на разницу между значениями остаточной водонасыщенности, определенной двумя методами: капилляриметрии и ЯМР. Завышенные значения, полученные методом ЯМР, обусловлены химически связанной водой в составе минералов хлорита и гидрослюда.

При изучении порового пространства разными методами, отражающими разные величины: метод ЯМР – собственно размеры пор, метод ППМ – размеры фильтрующих каналов; отмечается высокая сходимость.



Выводы

- Значения открытой пористости методами ЯМР и жидкостенасыщением достаточно коррелируются (разница в среднем 0,1 %).
- Методом ЯМР определена сумма остаточной водонасыщенности и химически связанной воды в глинистых минералах.
- Гидроslugа и хлорит адсорбируют воду в процессе набухания, каолинит набухает меньше.
- Необходимо вводить поправочный коэффициент в результате сопоставлений данных
- Эффективная пористость хорошо коррелируется со значениями, полученными методом ППМ, после введения поправки

Список использованной литературы

1. Шумская М.И. петрофизические параметры пород-коллекторов по данным ЯМР-релаксометрии // Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука. УДК 550.36. Новосибирск. с. 164-168
2. Денисенко А.С. ВАК РФ 25.00.10, Геофизика, геофизические методы поисков полезных ископаемых. Автореферат диссертации по теме "Петрофизическое обеспечение лабораторных и скважинных исследований горных пород методом ядерного магнитного резонанса в сильном поле". ВАК РФ. УДК550.832.
3. Мухидинов Ш.В. Технология оперативных исследований нефтегазоносных отложений в разрезе бурящихся скважин на основе метода ядерно-магнитного резонанса. УДК 550.832. М.: 2011.
4. Гюнтер Х. Введение в курс спектрометрии ямр. М.: Мир, 1984. С-
5. Вашман А.А., Пронин И.С. Ядерная магнитная релаксационная спектроскопия. М.: Энергоатомиздат, 1986 . с-
6. Джафаров И.С., Сынкаевский П.Е., Хафизов С.Ф. Применение метода ядерно-магнитного резонанса для характеристик состава и распределения пластовых флюидов. М.: Химия, 2002. с-
7. Бельская Н.П., Ельцов О.С., Понизовский М.Г. Ядерный магнитный резонанс. Теория и практика. Часть 1. Учебное пособие по курсам « учебно - исследовательская работа студентов», «основы научных исследований» и « химическая технология органических красителей», « спектроскопия ЯМР». Екатеринбург УРФУ, 2010, 105с.

РЕЗОНАНСНАЯ АКУСТИЧЕСКАЯ СПЕКТРОСКОПИЯ КЕРНОВ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ

Бредихин Владимир Вадимович⁽¹⁾, Голиков Никита Александрович⁽²⁾, Ельцов Тимофей Игоревич⁽²⁾, Коньков Андрей Игоревич⁽¹⁾, Лебедев Андрей Вадимович⁽¹⁾, Манаков Сергей Александрович⁽¹⁾

⁽¹⁾ *Институт прикладной физики РАН/ ИПФ РАН/ Нижний Новгород,* ⁽²⁾ *Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН/ ИНГГ СО РАН/ Новосибирск*

Резонансная акустическая спектроскопия получила широкое распространение как метод измерения модулей упругости образцов твёрдых тел [1]. В основе метода лежит связь между спектром собственных частот образца и его механическими параметрами. Одним из преимуществ метода является возможность определения всех компонент тензора упругости области низких частот (десятки килогерц) на образцах малых размеров. Длины пробных волн, используемых в акустической спектроскопии, значительно превышают характерные

размеры структурных неоднородностей. Поэтому дисперсия скоростей, обусловленная рассеянием на неоднородностях структуры, не сказывается [2]. Это обстоятельство позволяет проводить сравнение данных полевых измерений с данными, полученными в условиях лаборатории. Кроме того, методика измерений, использованная авторами, предполагает отсутствие возмущений, вносимых в измерения преобразователями [3].

По сравнению с импульсным методом, метод резонансной акустической спектроскопии, имеет ряд преимуществ. Отсутствует загрязнение пористого образца клеем, с помощью которого крепятся ультразвуковые преобразователи. В импульсном методе для получения исчерпывающей информации необходима многоракурсная локация. Также сложность представляет нахождение точки, которая соответствует времени прихода импульса. Эта неточность сказывается на ошибке определения абсолютной величины скоростей.

Метод резонансной акустической спектроскопии имеет следующие недостатки. Во-первых, измерения возможны только с образцов, свободным от внешних напряжений. Поэтому, невыполнимо измерение зависимости скоростей упругих волн от приложенного давления. Во-вторых, сильное влияние на найденные модули упругости оказывает отклонение геометрии образца от модельной формы. И наконец, при больших коэффициентах потерь становится сложно, отделить одну моду колебаний образца от другой.

Среди особенностей используемой нами методологии следует отметить следующее. Число анализируемых резонансных частот превышает число определяемых параметров материала. Конструкция экспериментальной установки (рис. 1) устроена таким образом, чтобы на исследуемых частотах, связь образца с опорами отсутствовала. Для определения коэффициентов потерь анализировались добротности колебаний мод образца.

Исследовались образцы пород Баженовской свиты, извлечённые с различной глубины залегания под номерами 665-83', 666-83', 1210-83, 1211-83', 1212-83'. Все образцы были взяты из одной скважины. Последние цифры отвечают году отбора материала, увеличение на единицу в первых цифрах отвечает перемещению вниз по глубине на 30 см. Породы кремнисто-глинистые, плотные, характеризуются высоким содержанием биогенного кремнезема и органического вещества. Структура неявно-слоистая с глинистыми прослоями. Образцы имели цилиндрическую форму. Их размеры представлены в таб. 1. Измеренные плотности представлены в таб. 2. Слоистость была направлена либо вдоль оси цилиндра, либо поперек.

Внешний вид экспериментальной установки для измерения акустических свойств показан на рис. 1. Каждый образец зажимался между пьезокерамическими преобразователями несколькими способами, чтобы возбудить все моды колебаний образца. Возбуждение колебаний осуществлялось перестраиваемым с мелким шагом тональным сигналом малой амплитуды, что гарантировало линейный режим колебаний. В момент измерений колебания можно было рассматривать как установившиеся. Шаг изменения частоты выбирался таким образом, чтобы обеспечить разрешение перекрывающихся резонансных откликов. Область частот, где проводились измерения, лежала в диапазоне 10-50 кГц. Модули упругости образца находились методом акустической спектроскопии [3], как отвечающие минимальному среднеквадратичному отклонению между измеренными и вычисленными резонансными частотами и добротностями колебаний на соответствующих модах. Образец рассматривался как однородное упругое тело с гексагональной анизотропией. Ось анизотропии предполагалась известной. Более подробно процедуру измерений можно найти в работах [3, 4].

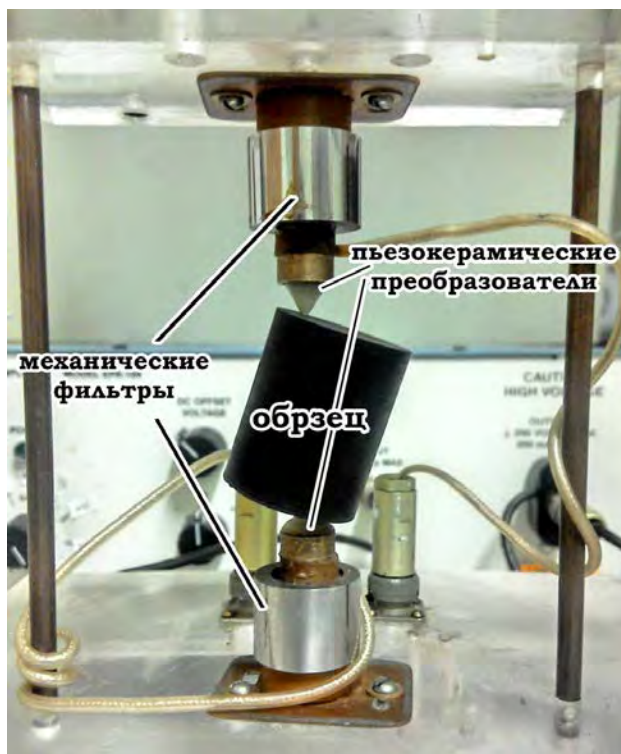


Рис. 1. Фотография экспериментальной установки с установленным образцом.

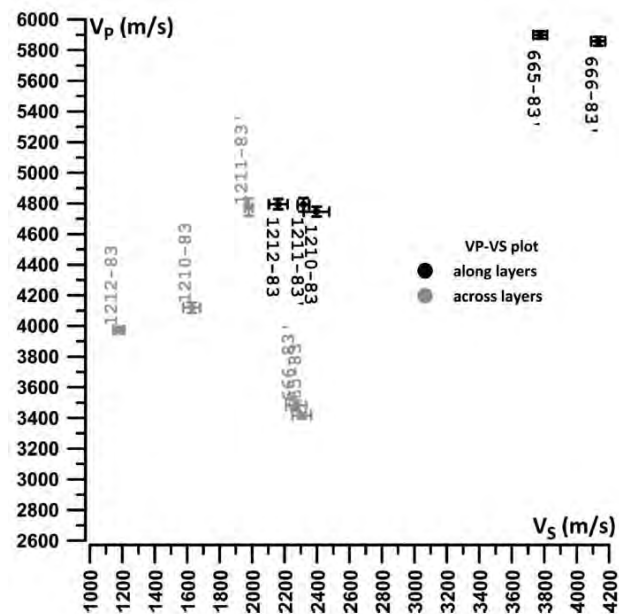


Рис. 2. Скорости продольной и сдвиговых волн вдоль и поперек оси анизотропии.

Результаты измерений модулей упругости и коэффициентов потерь представлены в таб. 1 и таб. 2. Используются стандартные двухиндексные обозначения для компонентов тензора упругости [5]. Затухание на расстоянии, равном длине волны, связано с фактором потерь простым соотношением: $\exp(-\pi\eta_{ij})$. На рис. 2 представлены скорости продольной V_P и сдвиговой волн V_S вдоль и поперек оси анизотропии в координатах V_P - V_S .

Образец	Размеры, диаметр× высота, мм	C_{11} , ГПа	C_{13} , ГПа	C_{33} , ГПа	C_{44} , ГПа	C_{66} , ГПа
665-83'	49.85×39.45	77.11±0.61	29.36±0.22	25.86±0.31	11.79±0.58	31.60±0.69
666-83'	49.35×40.1	76.68±0.74	27.22±0.30	27.14±0.48	11.51±0.63	38.09±0.80
1210-83	50.32×26.76	49.43±0.26	31.95±0.12	36.40±0.24	5.93±0.06	11.80±0.28
1211-83'	28.5×38.5	51.21±0.93	30.96±0.54	50.86±1.21	8.74±0.22	11.96±0.36
1212-83'	28.5×35.76	49.97±1.63	27.72±0.60	34.33±0.88	6.79±0.26	10.05±0.81

Таб. 1. Размеры и измеренные модули упругости образцов.

Образец	Плотность, г/см ³	$\eta_{11}, 10^{-3}$	$\eta_{13}, 10^{-3}$	$\eta_{33}, 10^{-3}$	$\eta_{44}, 10^{-3}$	$\eta_{66}, 10^{-3}$
665-83'	2.217	15.56± 0.24	2.59±0.22	5.01±0.35	5.01±0.35	30.81±0.65
666-83'	2.233	20.87±0.57	17.77±0.66	21.49±1.05	18.22±3.25	27.73±1.24
1210-83	2.144	12.54±0.18	15.40±0.14	20.44±0.23	24.39±1.16	13.42±0.94
1211-83'	2.231	44.09±0.66	81.42±0.64	70.38±0.86	20.29±1.25	16.93±1.11
1212-83'	2.174	690.65±2.9	840.70±1.93	469.43±2.29	26.22±3.45	16.18±7.14

Таб. 2. Плотность и измеренные коэффициенты потерь образцов.

На основе полученных данных можно сделать выводы. Исследованные образцы Баженовской свиты характеризуются значительной анизотропией скоростей упругих волн и

анизотропией поглощения. Модули упругости достаточно велики, что предположительно связано с наличием пластинок кальцита и доломита (пример реконструкции состава сланцев по акустическим данным приведен в [6]). Высокие потери и анизотропия поглощения предположительно связаны с наличием в порах тяжелых вязких углеводородов. Исследования [7] указывают на связь существенной анизотропии поглощения с наличием вязкой жидкости в порах. Полученная информация может быть использована при интерпретации данных сейсморазведки для поиска слоев сложенных Баженовской свитой.

Работа выполнена при частичной поддержке грантов РФФИ №14-02-00695, №15-05-08196, №15-45-02450, а также программы фундаментальных научных исследований «Фундаментальные основы акустической диагностики природных и искусственных сред».

- [1] A. Migliori, J.L. Sarrao. Resonant Ultrasound Spectroscopy. John Wiley & Sons, Inc. 1997.
- [2] N. Lucet, B. Zinszner. Effect of heterogeneities and anisotropy on sonic and ultrasonic attenuation in rocks // *Geophysics*. 1992. V. 57. P. 1018–1026.
- [3] A.V. Lebedev, V.V. Bredikhin, I.A. Soustova, A.M. Sutin, K. Kusunose. Resonant acoustic spectroscopy of microfracture in a Westerly granite sample // *J. Geophys. Res.* 2003. V. 108. №B10. P. EPM11(1–12).
- [4] А.В. Лебедев. Использование метода линейного прогнозирования в ультразвуковой спектроскопии образцов горных пород // *Акустический Журнал*. 2002. Т. 48. №3. С. 381–389.
- [5] Л.Д. Ландау, Е.М. Лифшиц. Теория упругости. М.: Наука. 1987.
- [6] E. Chesnokov, I.O. Bayuk, M. Ammerman. Determination of shale stiffness tensor from standard logs // *Geophysical Prospecting*. 2010. V. 58. P.1063–1082.
- [7] Ф.Ф. Горбачевич. Акустополарископия породообразующих минералов и кристаллических пород. Апатиты: изд-во Кольского научного центра РАН. 2002.

СТЕНДОВАЯ СЕКЦИЯ

ОЦЕНКА МАКРОТРЕЩИНОВАТОСТИ И МАКРОПРОНИЦАЕМОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД КОМПЛЕКСОМ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ НА АКАНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

Нургалиев Данис Карлович, Хасанов Дамир Ирекович, Чернова Инна Юрьевна, Нугманов Ильмир Искандарович

Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань

Одним из эффективных методов, направленных на увеличение нефтеотдачи на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами является гидравлический разрыв пласта (ГРП). Анализ мирового опыта свидетельствует о недоучете и даже игнорировании ряда факторов, напрямую влияющих на эффективность ГРП в условиях разработки месторождений. В первую очередь речь идет о недоучете естественной трещиноватости горных пород, формирующей первичную фильтрационную неоднородность коллекторов и резервуаров нефти. Авторы предлагают использовать для этой цели комплекс геолого-геофизических методов, стоимость которого существенно ниже стоимости 3D сейсморазведочных работ. При этом выходные данные комплекса представляют собой значимые и разнообразные сведения о геологическом строении месторождения, о распределении зон повышенной проницаемости пород осадочного чехла в плане и в разрезе. Кроме того, комплекс позволяет обнаруживать зоны активного флюидообмена и выявлять перспективные с точки зрения нефтеносности участки.

Предлагаемый комплекс геолого-геофизических методов включает линеamentный и морфометрический анализы цифровых моделей дневного рельефа и рельефа структурных поверхностей осадочного чехла, высокоточную гравиметрическую съемку, высокоточную магнитную съемку, съемку методом естественного электрического поля (ЕП), геохимическую съемку.

Данный комплекс был опробован на территории Аканского месторождения нефти (площадь исследования 147 кв. км), расположенного на юге Республики Татарстан. Разрывные нарушения в пределах Аканского участка образуют перекрещивающуюся систему, которая обуславливает расчленение кристаллического фундамента на ряд блоков, последующие тектонические движения которых определяют структурную обособленность локальных поднятий осадочного чехла. Выделенные по поверхности кристаллического фундамента тектонические элементы, в общих чертах, прослеживаются и по вышележащим палеозойским отложениям. Месторождение по характеру геологического строения и емкостно-фильтрационным свойствам пород является очень сложным. Промышленно нефтеносными на месторождении являются карбонатные отложения верейского, башкирского возрастов среднего карбона, тульского, бобриковского возрастов нижнего карбона. В целях увеличения отборов нефти в ближайшем будущем на территории Аканского месторождения планируется проведение ГРП. Поэтому главными задачами данного исследования являлись обнаружение зон повышенной трещиноватости и флюидодинамической активности пород осадочного чехла, зон тектонических разломов, оценка современной геодинамической активности в целом, выбор оптимальных участков для проведения ГРП.

Предварительная оценка напряженно-деформационного состояния массива горных пород и оценка степени современной геодинамической активности были получены по результатам компьютерной обработки цифровых моделей наземного рельефа (ЦМР) масштабов 1:50000 (детальные исследования) и 1:200000 (для учета регионального фона). Рельеф дневной поверхности и связанные с ним ландшафты являются наиболее чувствительными и комплексными индикаторами проявлений современной геодинамики. Для изучения процессов рельефообразования авторами был использован метод морфометрического анализа неотектонических структур, разработанный В.П. Филосовым для платформенных

областей. Усовершенствованная авторами методика основана на методах обработки ЦМР и использует инструментарий геоинформационной системы (ГИС ArcGIS) [1]. Расчет поля линеаментов и статистический анализ линеаментов был выполнен по методике А.А. Златопольского в программе LESSA [2]. Результатами компьютерной обработки ЦМР являлись: 1) комплексный анализ различных видов морфометрических поверхностей, построение схем амплитуд вертикальных движений за разные интервалы неотектонической истории территории исследования, ранжирование территории по степени современной геодинамической активности; 2) построение иерархической схемы блоковой структуры, выделение микроблоков с учетом ориентации макротрещин в пределах микроблока; 3) расчет обобщенной макроскопической проницаемости осадочного чехла для территории исследования. Линеаментный анализ был также выполнен для структурных поверхностей разных стратиграфических уровней. В результате были получены карты обобщенной макроскопической проницаемости горизонтов соответствующего стратиграфического уровня.

Полевые геофизические работы были проведены на площади 146.4 кв.км и включали в себя: 1) гравиметрическую съемку по сети 200 x 200 м и по сети 1000 x 1000 м для корректного учета регионального фона и выделения локальных составляющих силы тяжести, работы проводились гравиметрами Scintrex CG-5 канадского производства; 2) магнитную съемку, которая проводилась в точечном режиме, с расстоянием между точками измерений 100 м, расстояние между профилями не более 500 метров, измерения выполнялись магнитометром G-859 MineralMagTM (Geometrics); 3) электроразведочные работы методом естественного поля (ЕП) проводились способом градиента, длина измерительной линии- 100 м, для измерений использовались компактные малозумящие неполяризующиеся электроды ACE-84 (производство компании Agcos, Канада); 4) отбор геохимических проб производился с применением мотобура, с глубины не менее 60 см. Отбирались только коренные породы. Всего было отобрано 97 образцов.

Обработка и интерпретация полевых данных включала в себя: 1) введение поправок в наблюдаемые значения, выявление и устранение техногенных помех; 2) выделение и построение карт локальных составляющих наблюдаемых полей; 3) количественная интерпретация геофизических данных, построение 3D-моделей (петроплотностная, петромагнитная и поляризация модели). Геофизические модели были получены с использованием вейвлет-функций [3] и представляют собой серию срезов кубов вейвлет-преобразования на глубинах от 200 до 3000 м. Каждый срез показывает распределение источников аномальных значений плотности, намагниченности или источников ЕП на данной глубине. Линейные скопления отрицательных источников гравитационного поля, обнаруженные на всех срезах, могут быть проинтерпретированы как сквозные трещинные зоны (разломы) от фундамента до верхних стратиграфических горизонтов. Распределение источников аномалий магнитного поля и ЕП связано с эпигенетическими изменениями горных пород, которые контролируются распределением кислорода по глубине и изменениями водородного показателя кислотности подземных вод (pH). Во многих работах подчеркивается нарастание с глубиной количества восстановленных газов H₂, CO, CH₄ и др.,

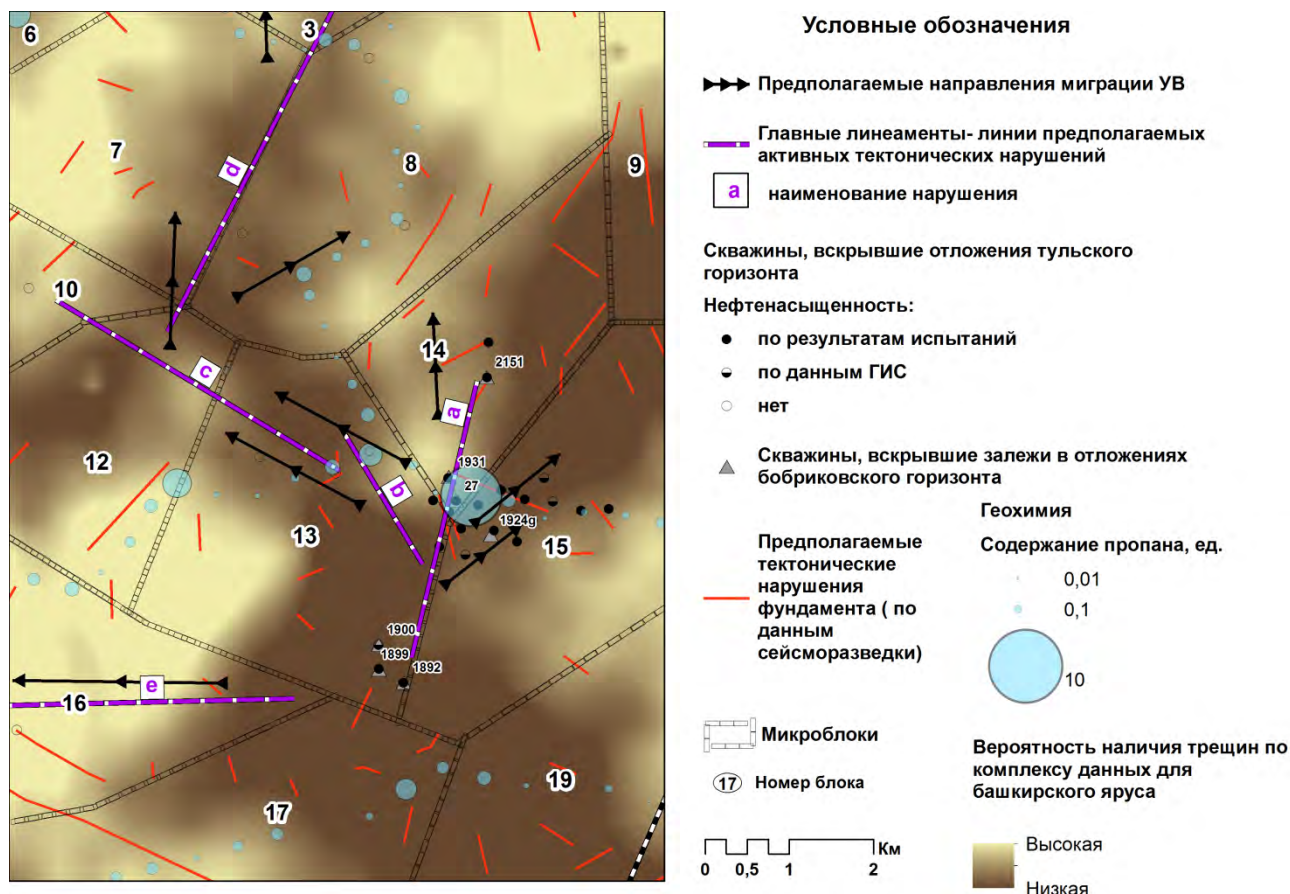


Рисунок 1 . Реконструкция геодинамических процессов в зоне сочленения микроблоков и карта вероятности наличия трещиноватых зон по комплексу данных.

растет кислотность (падает рН) флюида, т.е. создаются условия для его обогащения железом [4]. По мере подъема флюида он окисляется, растет рН флюида. В результате создаются условия, благоприятные для осаждения железа в форме магнетита. Образованные таким образом электронные проводники и магнетики могут быть потенциальными источниками естественных электрических и магнитных полей. Для магнитного поля были, также, рассчитаны показатели Херста для малых и больших масштабов (глубин). Показатель (параметр) Херста для малых и больших масштабов отражает степень диагенетических преобразований соединений железа на верхних и нижних структурных этажах осадочного чехла; 4) определение содержания углеводородных компонент в образцах подпочвенных горных пород методом газовой хроматографии на газовом хроматографе Clarus 500 (PerkinElmer) и построение карты содержания пропана.

С точки зрения современной геодинамики интересна связка микроблоков 13, 14, 15, а точнее, их совместная пограничная зона (рисунок 1). Ряд признаков указывает на то, что эта зона сочленения 3-х блоков является весьма активной на современном этапе: 1) ориентация линий дизъюнктивных нарушений, выявленных по породам кристаллического фундамента и в отложениях девона, в плане близка к ориентации линий главных линеаментов, выявленных по результатам линеаментного анализа ЦМР (разлом «а»). По результатам линеаментного анализа здесь также прослеживается зона высокой проницаемости пород осадочного чехла. Здесь же обнаружена сквозная зона разуплотнения по данным гравиразведки. Высокое значение показателя Херста для магнитного поля свидетельствует о высокой степени диагенетических преобразований пород осадочного чехла (за счет интенсивной циркуляции флюидов). Эти факты свидетельствуют в пользу предположения о сквозной разломной (трещинной) зоне «а», пересекающей фундамент и весь осадочный чехол; 2) данные морфометрического анализа показывают высокую интенсивность эрозионных процессов на дневной поверхности в области интереса, что является общепринятым признаком высокой геодинамической активности данного участка земной коры. 3) признаком активного переноса вещества в узловой зоне является обнаружение пробы почвы с аномально высоким

содержанием пропана; 4) по данным глубокого бурения нефтенасыщенные пласты в отложениях нижнего карбона обнаружены в отложениях бобриковского горизонта, в отложениях тульского горизонта, турнейского яруса. Все выше перечисленные скважины находятся в непосредственной близости от разлома «а». Все остальные скважины глубокого бурения, расположенные в других местах территории лицензионного участка, показали отсутствие нефтенасыщенных пластов в отложениях нижнего карбона. В то время как залежи нефти в отложениях среднего карбона распространены практически по всей территории месторождения. Это может означать, что в этом месте новые порции углеводородов коллекторы среднего карбона получают не только за счет перетока флюидов из отложений нижнего карбона, но также и из других источников.

С точки зрения геофизических данных зоны повышенной трещиноватости должны обладать пониженными значениями плотности, намагниченности и поляризуемости. Для выявления областей с подобными характеристиками было проведено нормирование геофизических данных и их совмещение. Полученная в результате карта отражает расположение сквозных зон трещиноватости и разломов на территории исследований. Далее было проведено сопоставление результатов обработки геофизических данных и линеamentного анализа структурных карт. Один из результатов сопоставления представлен на рисунке 1. Очевидно, что области с высокой вероятностью наличия трещин и разломов, являются неблагоприятными для работ связанных с гидроразрывом пласта.

Таким образом, по результатам обработки полевых материалов и комплексной интерпретации данных были выявлены зоны повышенной трещиноватости и тектонических разломов, зона активных флюидодинамических процессов, построена карта макроскопической проницаемости пород осадочного чехла. Полученные материалы необходимы как для уточнения модели Аканского месторождения, так и для эффективного проведения ГРП. Комплекс методов универсален и может быть применен на любых месторождениях углеводородов в пределах платформ.

Литература:

1. Чернова И.Ю., Нугманов И.И., Даутов А.Н.. Применение аналитических функций ГИС для усовершенствования и развития структурно-морфологических методов изучения неотектоники. Геоинформатика/Geoinformatica. № 4. 2010. 9-23.
2. Zlatopolsky A.A. Program LESSA (Lineament Extraction and Stripe Statistical Analysis) automated linear image features analysis - experimental results, Computers & Geoscience, 1992, vol. 18, N 9, pp. 1121-1126.
3. Утемов Э.В., Нургалиев Д.К. «Естественные» вейвлет-преобразования гравиметрических данных: теория и приложения // Физика Земли, 2005, № 4, с. 88-96
4. Печерский Д. М., Геншафт Ю. С. Петромагнетизм континентальной литосферы и природа региональных магнитных аномалий: обзор // Российский журнал наук о Земле, Vol. 3, No. 2, Май 2001.

ВОССТАНОВЛЕНИЕ СТРОЕНИЯ ВЕРХНЕЙ ЧАСТИ СЕЙСМИЧЕСКОГО РАЗРЕЗА МЕТОДОМ РЕФРАГИРОВАННЫХ ВОЛН

Кузнецова Анна Викторовна, Каштан Борис Маркович

Кафедра физики Земли Физического факультета Санкт-Петербургского государственного университета, Санкт-Петербург

В последнее время при обработке и интерпретации данных геофизических исследований все большее внимание уделяется разработке методов, позволяющих исключить влияние приповерхностных неоднородностей верхней части геологического разреза, которое отрицательно сказывается на качестве получаемых данных.

Для этой цели могут быть использованы рефрагированные волны, распространяющиеся в среде с плавно изменяющимися скоростными параметрами. Вследствие неоднородности такой среды, лучи проходящих волн искривляются и, если градиент изменения скорости положительный, возвращаются к верхней границе среды, где могут быть зарегистрированы. В англоязычной литературе для описания рефрагированных волн используется термин *diving waves*.

Для описания распространения рефрагированных волн используется лучевое приближение, заключающееся в построении фазовых фронтов и лучей. Если длина волны намного меньше размеров неоднородной среды, то лучевой подход обеспечивает достаточно высокую точность. Для лучей, распространяющихся как в однородных, так и в неоднородных средах, справедлива система обыкновенных дифференциальных уравнений:

$$\begin{cases} \frac{d}{d\tau} \vec{r} = V^2 \vec{p}, \\ \frac{d}{d\tau} \vec{p} = -\frac{1}{V} \nabla V, \end{cases}$$

где V – скорость распространения волны, $\nabla = \frac{\partial}{\partial x} \vec{i} + \frac{\partial}{\partial y} \vec{j} + \frac{\partial}{\partial z} \vec{k}$ – векторный дифференциальный оператор, $\vec{r} = x\vec{i} + y\vec{j} + z\vec{k}$ – расстояние, которое проходит волна, $\vec{p} = p_x\vec{i} + p_y\vec{j} + p_z\vec{k}$ – вектор медленности.

В данной работе будет рассматриваться распространение волн в горизонтально-однородной и неоднородной двумерных средах, характеризующихся соответственно скоростными функциями $V = V(z)$ и $V = V(x, z)$.

Дается описание годографов для вышеупомянутых моделей сред, а также излагается решение обратной кинематической задачи в акустической среде – определение, используя метод перебора, параметров скоростной функции, аппроксимирующей геологический разрез.

Таким образом, метод рефрагированных волн может быть использован для определения скоростных параметров сейсмической среды.

ПРИМЕНЕНИЕ КОМПЛЕКСНОГО ПОДХОДА ПРИ ИЗУЧЕНИИ МЕЛКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СЛОЖНОГО ВНУТРЕННЕГО СТРОЕНИЯ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАСИДОЛ

Култышева Ксения Александровна, Милованович Ивана,
Ольнева Татьяна Владимировна, Богатырев Илья Юрьевич

НТЦ НИС а.д., Нови Сад; ОАО «Газпромнефть-НТЦ», Санкт-Петербург

Цель работы – изучение закономерностей и особенностей внутреннего строения месторождения с применением комплексного подхода (результаты региональных исследований, сейсмофациальный анализ, седиментологический анализ керн, геологическое моделирование) для выбора местоположения точек под бурение скважин.

Основная идея заключается в привлечении оптимального количества исходных данных для анализа потенциальной продуктивности изолированных тектонических блоков, выделении системы критериев для определения оптимальной схемы разбуривания мелкого месторождения сложного внутреннего строения.

В региональном отношении изучаемое месторождение приурочено к Банатской зоне нефтегазонакопления Паннонского бассейна (рис.1).

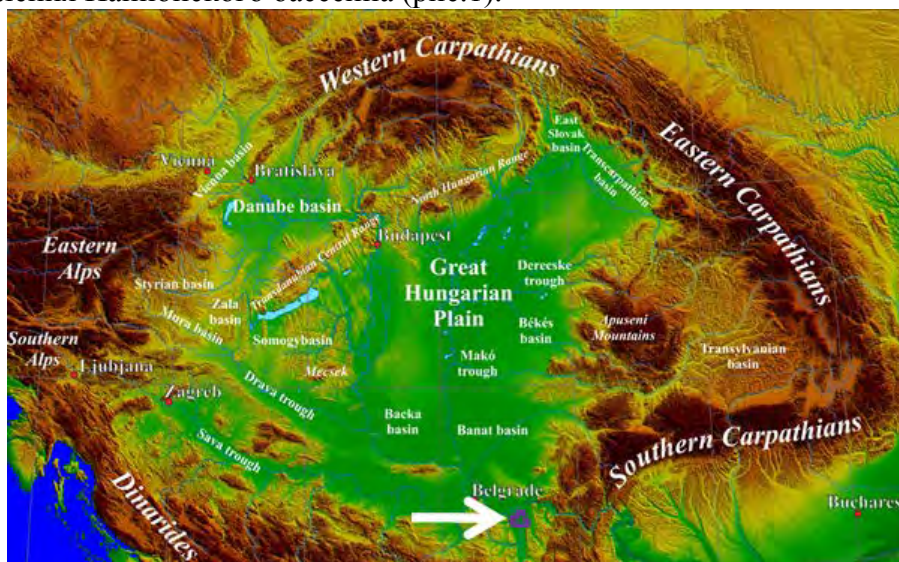


Рис.1. Обзорно-географическая схема расположения месторождения в пределах Паннонского бассейна

Паннонский бассейн состоит из ряда менее крупных впадин и прогибов, на южном склоне одной из которых – Дрмлянской депрессии – расположено изучаемое месторождение.

Тектоническая история бассейна характеризуется быстрым прогибанием и растяжением земной коры в неоген-четвертичное время, вызванным процессами субдукции. Заполнение растущей депрессии осадочным материалом терригенного и карбонатного состава происходило в условиях мелководно-морского бассейна, начиная с олигоценного времени. В раннемиоценовое время процессы растяжения сопровождалось проявлением интенсивного рифтинга с формированием систем грабенов и полуграбенов, известково-щелочным вулканизмом.

Формирующие структуру движения, проявившиеся в конце миоценового времени, определили систему дизъюнктивных нарушений сбросовой и сдвиговой природы. Изучаемое месторождение располагается на стыке разнонаправленных неотектонических деформаций субмеридионального и субширотного простирания (рис.2).

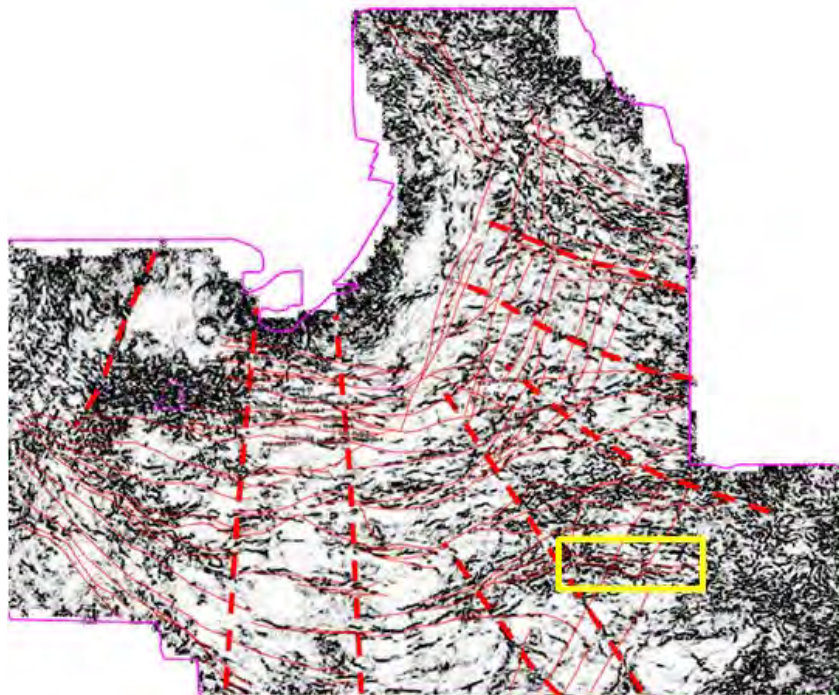


Рис.2. Схема развития основных разломных зон. Срез куба когерентности на уровне основного продуктивного горизонта М1 (ОАО «Газпромнефть-НТЦ», 2015)

Продуктивный интервал изучаемого месторождения приурочен к отложениям, сформированным в нижнем миоцене (пласт М1). Геологический разрез его сложен преимущественно крупнообломочными терригенными породами (конгломератами, брекчиями, крупнозернистыми песчаниками).

Пласт М1 месторождения Касидол сформирован в результате заполнения расчлененного домиоценового рельефа. В раннемиоценовое время происходили активные процессы эрозии приподнятых блоков фундамента сначала в континентальных, а затем в мелководно-морских и переходных обстановках.

Для более четкого понимания внутреннего строения изучаемой территории в целевом интервале и интервалах, соответствующих основным геологическим событиям, специалистами ОАО «Газпромнефть-НТЦ» проведен сейсмофациальный анализ.

В основу интерпретации сейсмофациального анализа интервала сейсмических данных, сопоставимого с толщей нижнемиоценовых отложений, заложена концептуальная модель «шлейфы нарушенных разломами склонов» (Reding, 1990). Данные образования по классификации Рединга характерны для склонов, активно контролируемых разломами (рис.3). Обычно подобные склоны имеют сложный ступенчатый профиль. Вследствие периодического характера активизации разломов формируются оползневые уступы, оползни, короткоживущие неглубокие русла. Существование какой-либо закономерности в распределении осадочных фаций по латерали и по разрезу зависит от многих факторов, но не является определяющим для этого типа осадконакопления.

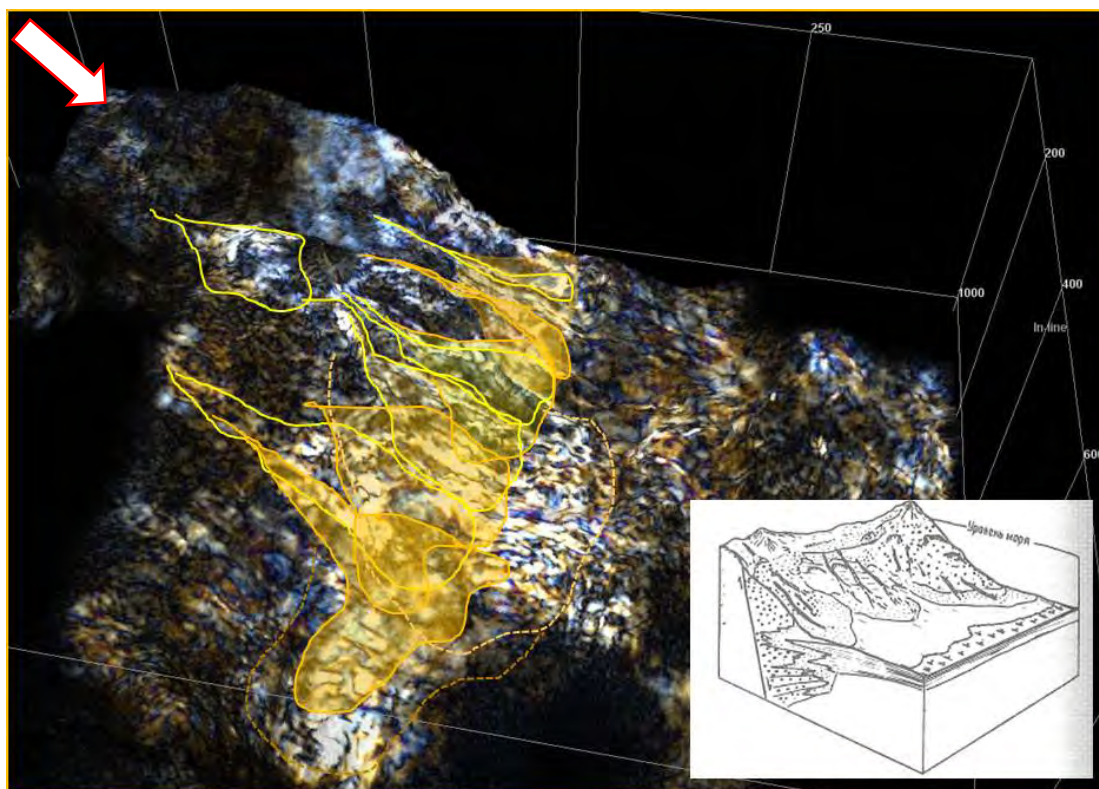


Рис.3. Модель осадочных обстановок склоновых шельфов на основе слайса, полученного с применением спектральной декомпозиции (ОАО «Газпромнефть-НТЦ», 2015)

Сейсмические данные отображают предложенную концептуальную модель и неоднородность нижнемиоценовой толщи с точки зрения процесса ее формирования (рис.3). Интерпретация литологически однородных фациальных зон или коллекторских свойств затруднена из-за тектонической нарушенности, больших наклонов поверхностей и сложной фациальной изменчивости отложений.

Седиментологический анализ керновых данных, полученных после проведения сейсмофациальных исследований, подтверждает и, частично, уточняет предложенную концептуальную модель. По результатам генетической интерпретации условия осадконакопления терригенных толщ – мелководно-морские с некомпенсированным режимом седиментации в результате воздействия конседиментационных и постседиментационных-тектонических процессов.



Рис.4. Диагностические признаки обстановки седиментации в керне – интракласты, системы трещин, включения фауны (Жуковская Е.А., ОАО «Газпромнефть-НТЦ», 2015)

Таким образом, основными особенностями разреза продуктивной толщи являются фациальная изменчивость и тектоническая нарушенность, отраженная в блоковом строении месторождения. Принимая во внимание вышеозначенные особенности, была предложена уникальная система критериев, используемая при заложении скважин. Идея заключается в постепенном изучении тектонических блоков, прилегающих к основному, в котором расположены работающие скважины.

Без фактических данных бурения определить продуктивность того или иного блока, к сожалению, невозможно. Поэтому для снижения геологических и финансовых рисков была

предложена следующая методика: точки для бурения в перспективном блоке дублируются точками в блоке с подтвержденной продуктивностью, что позволяет увеличить успешность эксплуатационного бурения в случае отсутствия промышленного притока углеводородов в скважине нового блока (рис.5).

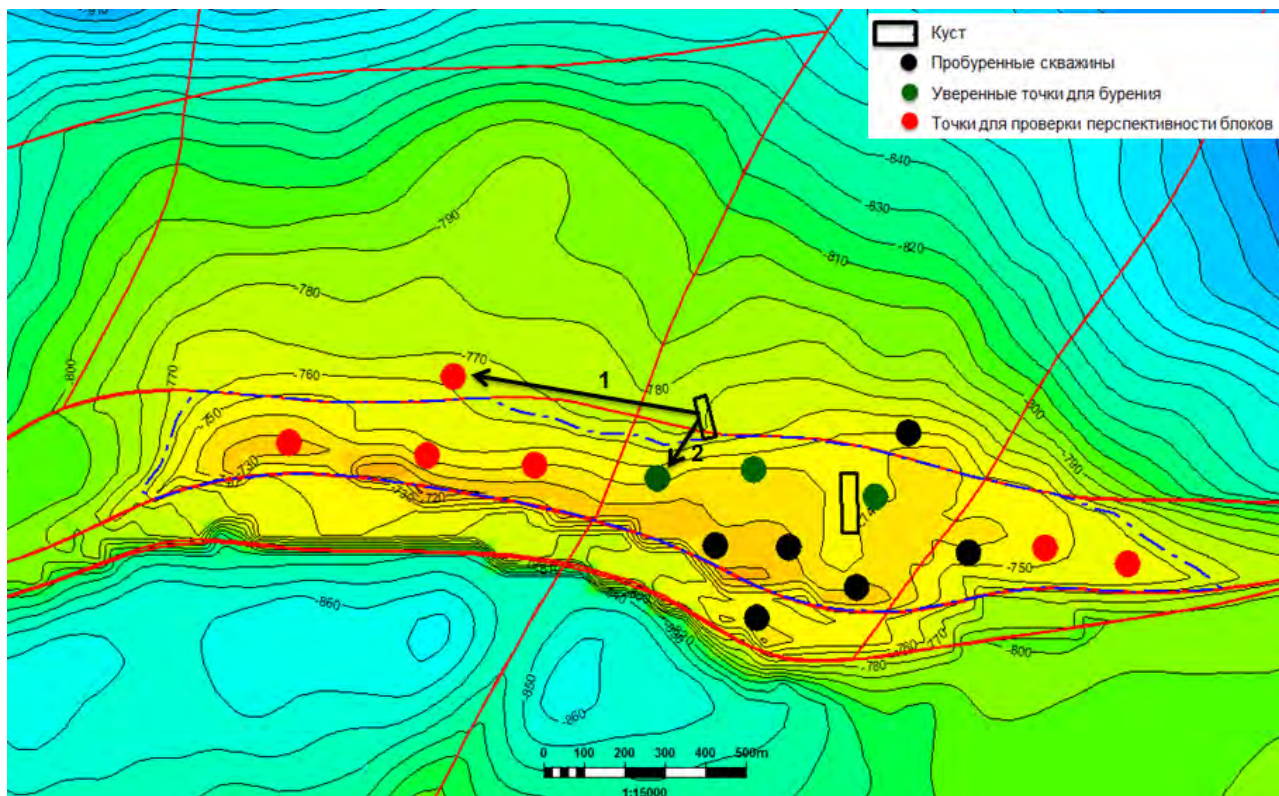


Рис.5. Структурная карта кровли пласта M1 с нанесенным планом разбуривания (1 – точка для определения продуктивности блока, 2 – дублер на случай отсутствия продуктивности)

Резюмируя, комплексные исследования разного масштаба и детальности являются важным инструментом изучения залежей углеводородов. Применение на практике вышеизложенных принципов показывает, что обозначенная методика на начальной стадии эксплуатации новых объектов может привести к успешным результатам. Вопросы восстановления условий осадконакопления и понимание регионального развития нефтегазоносного бассейна при таких исследованиях являются ключевыми, а в комплексе с другими методами в условиях высокой неопределенности позволяют определить перспективы развития месторождения.