

**Министерство образования и науки Российской Федерации
ФГАОУ ВО «КАЗАНСКИЙ (ПРИВОЛЖСКИЙ) ФЕДЕРАЛЬНЫЙ
УНИВЕРСИТЕТ»**

ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИИ И НЕФТЕГАЗОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

**МЕТОДЫ РАЗВЕДОЧНОЙ ГЕОФИЗИКИ ПРИ ИЗУЧЕНИИ
УГЛЕВОДОРОДОВ СЛАНЦЕВЫХ ТОЛЩ**

Учебно-методическое пособие

Казань 2015

УДК 550.3
ББК ШЗ(4)

*Принята на заседании учебно-методической комиссии
Протокол №4 от 2 декабря 2015 года*

Рецензенты:

Доктор геолого-минералогических наук,
профессор кафедры геофизики и геоинформационных технологий КФУ

К.М.Каримов

кандидат геолого-минералогических наук,
доцент кафедры геофизики и геоинформационных технологий КФУ

Д.И. Хасанов.

Борисов А.С., Боровский М.Я.

Методы разведочной геофизики при изучении углеводородов сланцевых толщ (Направлению подготовки 05.04.01 «Геология», дисциплина «Современные тенденции развития геофизики» / А.С.Борисов, М.Я.Боровский – Казань: Казан. ун-т, 2015. – 73 с.

Пособие предназначено для студентов магистратуры второго года обучения. Приведена оценка состояния и перспектив развития геофизических методов при разведке и разработке углеводородов сланцевых отложений. Рассмотрены возможности геофизики для изучения сланцевых толщ, развитых на территории Волго-Уральской нефтеносной провинции.

© Борисов А.С., Боровский М.Я. 2015
© Казанский университет, 2015

СОДЕРЖАНИЕ

МЕТОДЫ РАЗВЕДОЧНОЙ ГЕОФИЗИКИ ПРИ ИЗУЧЕНИИ УГЛЕВОДОРОДОВ СЛАНЦЕВЫХ ТОЛЩ

Введение.....	4
1. СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ПРИ РАЗВЕДКЕ И РАЗРАБОТКЕ УГЛЕВОДОРОДОВ СЛАНЦЕВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ....	5
1.1. Стадии и этапы геологоразведочных работ на углеводороды сланцевых формаций.....	7
1.2. Прогноз развития технологий освоения месторождений сланцевых формаций.....	13
1.3. Микросейсмический мониторинг образования трещин и оценка напряжений в массивах горных пород.....	18
1.4. Современные методы обработки сейсмических данных и их применение в технологиях изучения сланцевых толщ.....	19
1.5. Применение геофизических методов в процессе бурения и ГРП.....	20
1.6. Технические средства для проведения сейсмических исследований месторождений сланцевых толщ.....	21
1.7. Несейсмические методы исследования сланцевых толщ.....	22
1.8. Биогеофизический метод (БГФ-метод).....	27
2. ВОЗМОЖНОСТИ ГЕОФИЗИЧЕСКОЙ РАЗВЕДКИ ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ СЛАНЦЕВЫХ ТОЛЩ ТАТАРСТАНА.....	32
2.1. Сейсморазведка.....	32
2.1.1. Роль наземной и скважинной сейсморазведки в построении геологических моделей.....	33
2.1.2. Применение сейсмической инверсии с целью прогноза коллекторских свойств одного из нефтяных месторождений ПАО «Татнефть».....	37
2.1.3. Целесообразность переобработки архивных съемок 3D.....	39
2.2. Изучение особенностей околоскважинного пространства методом ВСП.....	44
2.2.1. Прогноз и контроль результатов ГРП.....	50
2.3. Новые технологии мониторинга состояния пластов.....	54
2.4. Высокоточная гравиразведка в изучении углеводородов сланцевых толщ.....	57
2.5. Электроразведка.....	61
2.6. Аэрогеофизическая разведка.....	65
Выводы и рекомендации.....	68
ЛИТЕРАТУРА.....	70

Введение

В Волго-Уральской нефтегазоносной провинции выделяются (М.И.Зайдельсон, С.И.Вайнбаум, Н.А.Копрова и др., 1990, Р.С.Хисамов и др., 2015) доманикиты, представляющие битуминозные глинисто-кремнистые карбонаты верхнедевонско-турнейских отложений. Эти породы наряду с образованиями баженовской свиты Западной Сибири и хадумской свиты Предкавказья относят (Т.В.Арутюнов, О.В.Савенок, 2015) к сланцевым толщам России.

Особенности скоплений углеводородов сланцевых толщ заключаются (О.М. Прищепа, О.Ю. Аверьянова, А.М. Жарков, 2013; Г.А. Григорьев, Т.А. Афанасьева, 2012) в следующем:

- сланцы – материнская порода и коллектор одновременно;
- низкая пористость и проницаемость вмещающей толщи;
- рассеянное состояние углеводородов в толще;
- непрерывность скоплений;
- отсутствие традиционных критериев контроля залежей (ВНК, структурного, литологического).

Геологическая эффективность освоения нетрадиционных источников углеводородного сырья, в том числе сланцевой нефти и газа, во многом может быть определена методами разведочной геофизики.

Геофизические методы разведки в настоящее время находят широкое практическое применение на всех этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ, ведущую роль при этом играет сейсмометрия. В то же время в современных условиях существенна роль детальной гравиразведки, магниторазведки и электроразведки, которые все более широко используются на поисково-оценочном, а в ряде случаев и на разведочном этапах геологоразведочного процесса на нетрадиционные углеводороды, а также на этапе локального прогноза нефтеносности. За последние десятилетия в мировую практику геолого-геофизической подготовки нефтегазоперспективных территорий прочно вошли аэрогеофизические методы и технологии. Комплексные аэрогеофизические съемки выполняются как в традиционных районах добычи углеводородов, изученных аэрометодами несколько десятилетий назад, так и на территориях, в пределах которых съемки были выполнены совсем недавно. Это связывается с новым этапом развития аэрогеофизических технологий, основанном на принципиально ином качестве измерительной техники, внедрении высокоточной спутниковой системы навигации и привязки измерений; на расширении самого комплекса аэрометодов с включением в него аэрогравиметрии, тепловой инфракрасной съемки, газовой аэросъемки. В аэрогеофизике внедрены принципиально новые системы геофизической и геологической интерпретации данных, базирующиеся на использовании современной высокопроизводительной вычислительной техники и новых физических и геологических теориях.

В комплексе геофизических методов на нефть и газ, сейсморазведка традиционно играет лидирующую роль. В последнее время все возрастающий объем сейсмических исследований выполняется в трехмерная (3D) модификации МОВ-ОГТ высокой плотности. При этом значительные перспективы отводятся сейсморазведке площадной многокомпонентной в модификациях 3D и 4D (сейсмический мониторинг), а также изучению околоскважинного пространства.

На основе многолетнего опыта работ в практике сейсморазведки сформирована рациональная последовательность решения интерпретационных задач. Важная роль принадлежит как кинематической обработке и интерпретации (корреляция отражающих горизонтов и построение сейсмических карт), так и динамической (миграция до суммирования, АВО-инверсия, AI-амплитудная инверсия и др.). Завершающим этапом работ является получение карт и кубов прогнозных параметров ФЕС кроссплотинг с данными ФЕС по ГИС и бурению. Конечный результат – создание цифровой геологической модели месторождения, включающей прогноз вещественного состава осадков, выявления и оценки нефтегазоперспективности изучаемых толщ.

Создание цифровых геологических моделей позволяет решать следующие задачи:

- детальное расчленение слоистых неоднородных осадочных толщ;

- прогноз вещественного состава отложений, в том числе литологии и углеводородосодержания для продуктивных толщ осадочных комплексов;
- прогноз коллекторских свойств
- поиски и разведку неантиклинальных ловушек, в том числе путем выявления биогермов и палеорифов, трассирования палеорусел и погребенных эрозионных долин, прогноз пологих структурно-литологических ловушек;
- прогнозирование вещественного состава разреза в точках заложения глубоких разведочных скважин;
- прогноз характера флюидонасыщения.

Важную роль при детальном геологическом изучении месторождений играют различные модификации скважинной сейсморазведки, позволяющие существенно повысить геолого-экономическую эффективность разведки и эксплуатации месторождений.

1. СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ПРИ РАЗВЕДКЕ И РАЗРАБОТКЕ УГЛЕВОДОРОДОВ СЛАНЦЕВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

Многие зарубежные сервисные геофизические компании широко рекламируют, что обладают отработанной технологией применения разведочной геофизики для целей освоения углеводородов сланцевых формаций. Достаточно полно вопросы использования геофизических методов при разведке и разработке углеводородов сланцевых отложений рассмотрены учеными Украинского государственного геологоразведочного института (УкрГГРИ) д.т.н. С.В.Гошевским и к.т.н. П.Т.Сиротенко в докладе *«Развитие новых геофизических технологий для разведки и разработки сланцевого газа»* на конференции «Современные методы сейсморазведки при поисках месторождений нефти и газа в условиях сложнопостроенных структур «Сейсмо-2011»», затем опубликованном в журнале: *Збірник наукових праць УкрДГРІ. № 1/2012(С.9-32.)*.

Ниже приводятся некоторые положения данного доклада в соответствии с авторским изложением. Рисунок 1 отображает существующие виды природного газа и способы их добычи. Природный газ – это смесь газов, образовавшихся в осадочной оболочке земной коры в результате разложения органических веществ без доступа кислорода. Природный газ в недрах земли образуется также при высоких температурах и давлениях [5]. Сланцевый газ образуется в глинистых сланцевых породах. Успехи, достигнутые в последние годы в США в добыче сланцевого газа, существенно повлияли на мировую экономику. Ведь появилась альтернатива природному газу, запасы которого значительно уменьшаются во многих странах мира. Большие прогнозируемые запасы сланцевого газа в мире (табл. 1) [58] открывают новые возможности пополнения энергетических запасов тем странам, которые значительную часть государственных потребностей в энергоносителях обеспечивают за счёт импорта природного газа. Украина по количеству прогнозируемых запасов сланцевого газа занимает четвертое место в Европе (1,19 трлн м³) [22], большие запасы в Европе по сравнению с ней имеют только Польша, Франция и Норвегия.

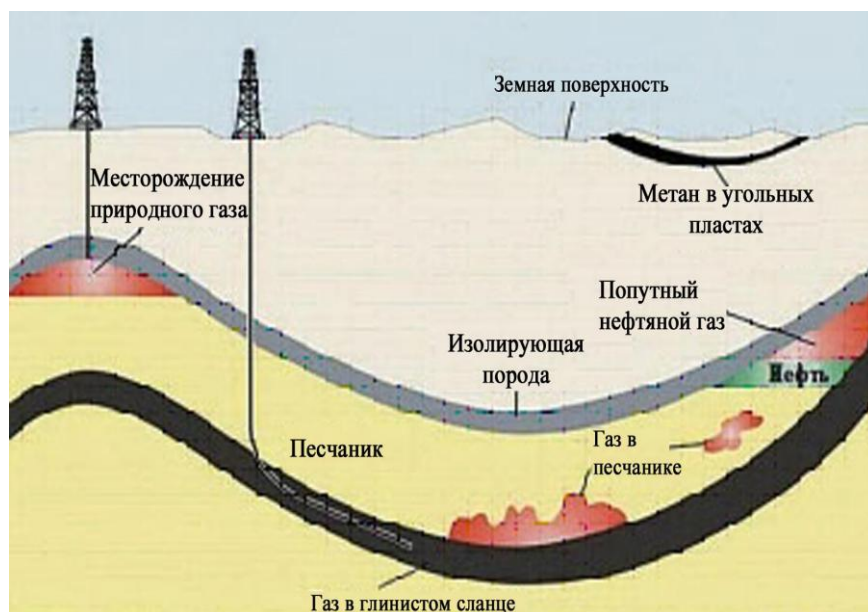


Рис. 5.1. Виды природного газа и способы его добычи
/Energy Information Administration (<http://www.eia.gov/>)

Таблица 1

Потенциал сланцевого газа ведущих стран мира /PZECZPOSPOLITA, 12.04.2011, с. B5./

Страны Европы	Объем запасов сланцевого газа, трлн м ³	Страны Азии и Америки	Объем запасов сланцевого газа, трлн м ³
Польша	5,29	Китай	36,1
Франция	5,09	США	24,4
Норвегия	2,35	Аргентина	21,3
Украина	1,19	Мексика	19,3
Швеция	1,16	Австралия	11,2
Всего для Европы	15,08	Всего для Азии и Америки	112,3

По данным фирмы CGGVeritas (Франция), мировые запасы углеводородных ресурсов по энергетическому эквиваленту распределяются таким образом: обычная нефть 23 %, природный газ 8 %, тяжелая нефть 19 %, сланцевый газ 16 %, битумы 15 %, метан угольных пластов 12 %, газ в плотных породах 7 % [39]. Из этого следует, что жителям нашей планеты придется рано или поздно обращаться к ресурсам нетрадиционных углеводородов для обеспечения своих энергетических потребностей. Вопрос обстоит только в том, что насколько трудно извлекать необходимые энергетические ресурсы из недр Земли. В работе [68] проведено ранжирование по сложности добывания полезных ископаемых. Среди газовых ресурсов наиболее легко извлекать природный газ. Безусловно, наиболее сложно добывать газовый гидрат, а промежуточное состояние по сложности извлечения между ними занимают газ в плотных породах, метан угольных пластов и сланцевый газ, при этом метан угольных пластов и сланцевый газ классифицируют на одном уровне по сложности добычи, полагая при этом, что их добыча менее трудоемка по сравнению с газовым гидратом. Аналогичная картина наблюдается относительно второго, наиболее значимого углеводородного энергетического ресурса, а именно нефти. В этой категории энергоресурсов наиболее легко добываемой является обычная нефть, к тому же, её доля в мировом энергетическом ресурсе наибольшая. В то же время, тяжелая нефть, нефтеносные (битумные) пески и сланцевая нефть порождают много трудностей при разработке [68]. Таким образом, большие спрогнозированные запасы сланцевого газа в мире (табл. 1) открывают новые возможности пополнения энергетических ресурсов тем странам, которые значительную часть государственных потребностей в энергоносителях обеспечивают за счёт импорта природного газа. Сдерживающим фактором увеличения объемов разведки и добычи сланцевого газа являются большие затраты, а также сложность технологии извлечения сланцевого газа из-за низкой

проницаемости пород-коллекторов (на уровне нанодарси) [47], что требует применения усложненных технологий для увеличения трещинообразования пород сланцевой залежи и, соответственно, проницаемости для флюидов. Добыча сланцевого газа основана на горизонтальном бурении и гидроразрыве пластов (ГРП) (рис. 2).

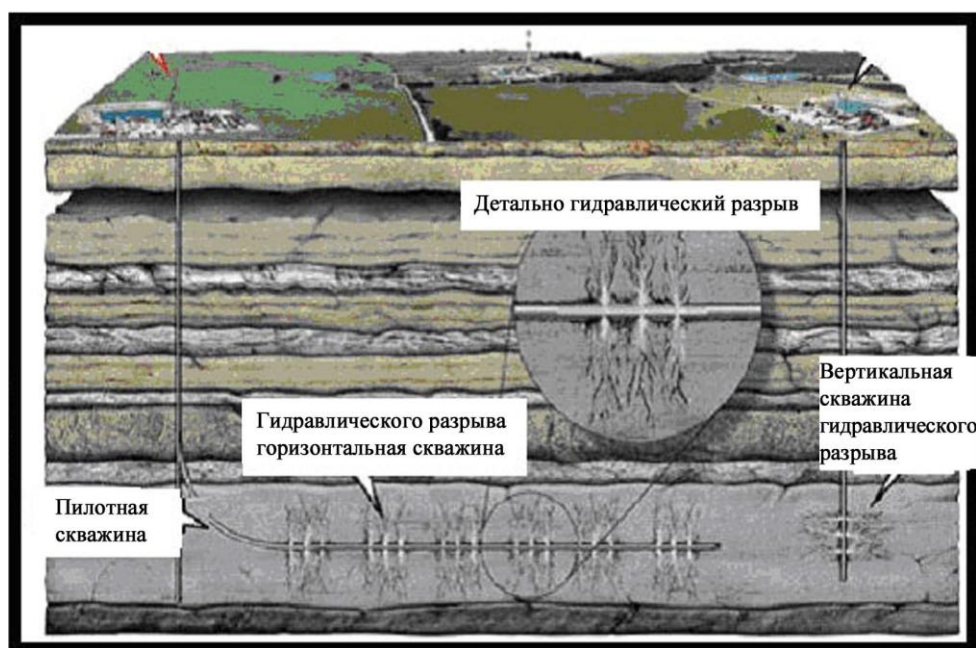


Рис. 2. Гидравлический разрыв сланцевого газа /Shale Gas Technology, for BJ Services/

При выполнении ГРП требуется значительное количество воды, пропантов (расклинивающих наполнителей) и специальных химически агрессивных реактивов, увеличивающих проницаемость. Для выполнения ГРП одной скважины требуется приблизительно 7,5–11 млн л специальной жидкости и 0,5 тыс. т пропанта (песка) [58].

Процесс добычи сланцевого газа требует современных технологий как для поиска и разведки месторождений, так и для осуществления самого процесса добычи сланцевого газа. Это можно выполнить, когда будет производиться на высоком уровне техническое видение в реальном времени процессов в сланцевом коллекторе, в том числе изменений физико-механических характеристик и параметров породы залежи, а также состояния залежи во время добычи. Инструментом технического видения при решении задачи поиска, разведки, разработки и добычи сланцевого газа являются геофизические исследования и наблюдения, в которых важную роль занимает сейсмическая разведка. Использование многокомпонентных и трёхмерных сейсмических исследований открывает широкие возможности для пространственного изучения физико-механических свойств горных пород, мониторинга процессов, которые происходят в коллекторе как при проведении ГРП, так и добычи сланцевого газа, а также после выполнения гидроразрыва пласта. Горизонтальное бурение и проведение на его основе ГРП значительно увеличивает контактную поверхность для взаимодействия и накопления сланцевого газа. В процессе разработки углеводородов сланцевых толщ в значительно большей мере уменьшаются притоки, чем в традиционных коллекторах, что выдвигает на передний план задачу моделирования состояния сланцевого коллектора на всех этапах его эксплуатации.

1.1. Стадии и этапы геологоразведочных работ на углеводороды сланцевых формаций

С.В.Гошевским и П.Т.Сиротенко проанализированы стадии и этапы геологоразведочных работ на сланцевые формации, выполняемые разными фирмами. Известно, что в Советском Союзе стадии и этапы геологоразведочных работ на углеводороды строго регламентировались. Позже в РФ на проведение этих видов работ было принято “Положение об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ”, которое является важным документом в геологоразведке полезных ископаемых.

В настоящее время различные фирмы, которые производят работы на углеводороды сланцевых формаций, руководствуются своими нормативными документами для стадий и этапов геологоразведочных работ. В табл. 2 приведены данные по этапам геологоразведочных работ на сланцевый газ разных фирм; в них есть много общего, но есть и некоторые различия. Это вызвано тем, что сервисные фирмы имеют разный уровень как в научно-технической подготовке, так и в создании современных технологий для разведки, разработки и добычи сланцевых газов, кроме того, проведение геологоразведочных работ выполняется ими в разных геологических условиях.

Таблица 2

Этапы и стадии геологоразведочных работ на сланцевый газ
(по С.В.Гошевскому и П.Т.Сиротенко, 2011, 2012)

Recovery: energy, environment, economy. (2011 CSPG CSEG CWLS Convention, (Canada)) [67]	Schlumberger (US) [77]	НАК “Нефтегаз Украины” (Украина) [79]	Canadian Society for Unconventional Gas – CSUG (Canada) [37]	Геоинформак (РФ, 2006)
Этап 1. Выявление потенциальных ресурсов месторождения, которые имеют достаточную географическую область и потенциальный коллектор, мощностью для размещения ресурсного потенциала (OGIP), необходимую для капитальных инвестиций	Этап 1. Разведка сланцевого газа	Этап 1. Разработка научных основ оценки резервуаров и запасов сланцевого газа с утверждением соответствующих нормативных документов	Этап 1. Выявление сланцевых ресурсов. Время проведения этапа – первый год ГРП	Этап 1. Регионально-геологическое изучение недр: – стадия геологического картографирования – стадия регионального прогнозирования
Этап 2. Сбор ключевой геологической информации из скважин (как правило, вертикальных), такой как стратиграфических и структурных условий построения, OGIP и изменяющейся горной породы или скелета	Этап 2. Оценка сланцевого коллектора	Этап 2. Изучение состава, петрофизических и минералогических особенностей сланцев	Этап 2. Раннее оценочное бурение. Время проведения этапа – второй год ГРП	Этап 2. Поиски и оценка месторождений полезных ископаемых: – стадия детальных поисков – стадия поисково-разведочных работ
Этап 3: Начало пилотного проекта для дальнейшего определения первичных свойств породы, обеспечивающих некоторое представление о продуктивности коллектора и возможных технологиях завершения/интенсификации	Этап 3. Бурение месторождения сланцевого газа	Этап 3. Представление научных рекомендаций для бурения тестовых параметрических скважин	Этап 3. Пилотный проект бурения. Время проведения этапа – третий год ГРП	Этап 3. Разведка месторождения полезных ископаемых: – стадия детальной разведки; – стадия эксплуатационной разведки
Этап 4. Расширение пилотного пространства для дальнейшей оптимизации методики интенсификации, а также определения производства профилей и применения методов, чтобы определить области для повышения эффективности использования затрат	Этап 4. Завершение скважины	Этап 4. Проведение трёхмерной сейсморазведки	Этап 4. Опытно-промышленная добыча. Время проведения этапа – четвертый год ГРП	
Этап 5. Коммерческая разработка, где оптимизированы планы разработки по инициативе и эффективности затрат достигаются за счёт синергетических процессов и методов вертикальной интеграции *OGIP – original gas-in-place – начальные геологические запасы газа в пласте	Этап 5. Добыча сланцевого газа	Этап 5. Разработка технических проектов бурения скважин с горизонтальным окончанием ствола и проведением многостадийных гидроразрывов пласта с использованием современных технологий	Этап 5. Коммерческое Решение о продолжении и правительственные разрешения на строительство газовых заводов, трубопроводов и бурения. Время проведения этапа – пятый год ГРП	

Рассмотрим, что включают этапы разных фирм. Особенностью этапов канадской фирмы CSUG [37] является одинаковая продолжительность каждого из этапов, она составляет всего один год, что говорит о наличии отработанной технологии для сланцевого газа.

На первом этапе выполняется наземный сбор и сейсмическое обеспечение. Также в этап включается получение разрешений для расположения буровой установки и оформление соглашения на землепользование. На этом этапе работ также проводятся первоначальные геофизические и геохимические исследования в некоторых регионах.

На втором этапе фирмой CSUG выполняется сейсморазведка для проведения картирования уровня газоносности формаций и геологических характеристик, таких как разломы и разрывы, которые могут динамически воздействовать на потенциал коллектора. При этом проводят первоначальные вертикальные скважины для оценки характеристик ресурса сланцевого газа и, как правило, отбирают образцы керна для лабораторных исследований.

На рисунке 3 представлены зависимости для средней скорости добычи сланцевого газа в горизонтальных скважинах, в которых отсутствует или имеется цементирование, а также для вертикальных скважин [50]. Из рисунка 3 следует, что скорость добычи в трещиноватой горизонтальной скважине в два-три раза выше, чем в вертикальной скважине. Это и объясняет необходимость применения горизонтального бурения на месторождениях сланцевого газа.

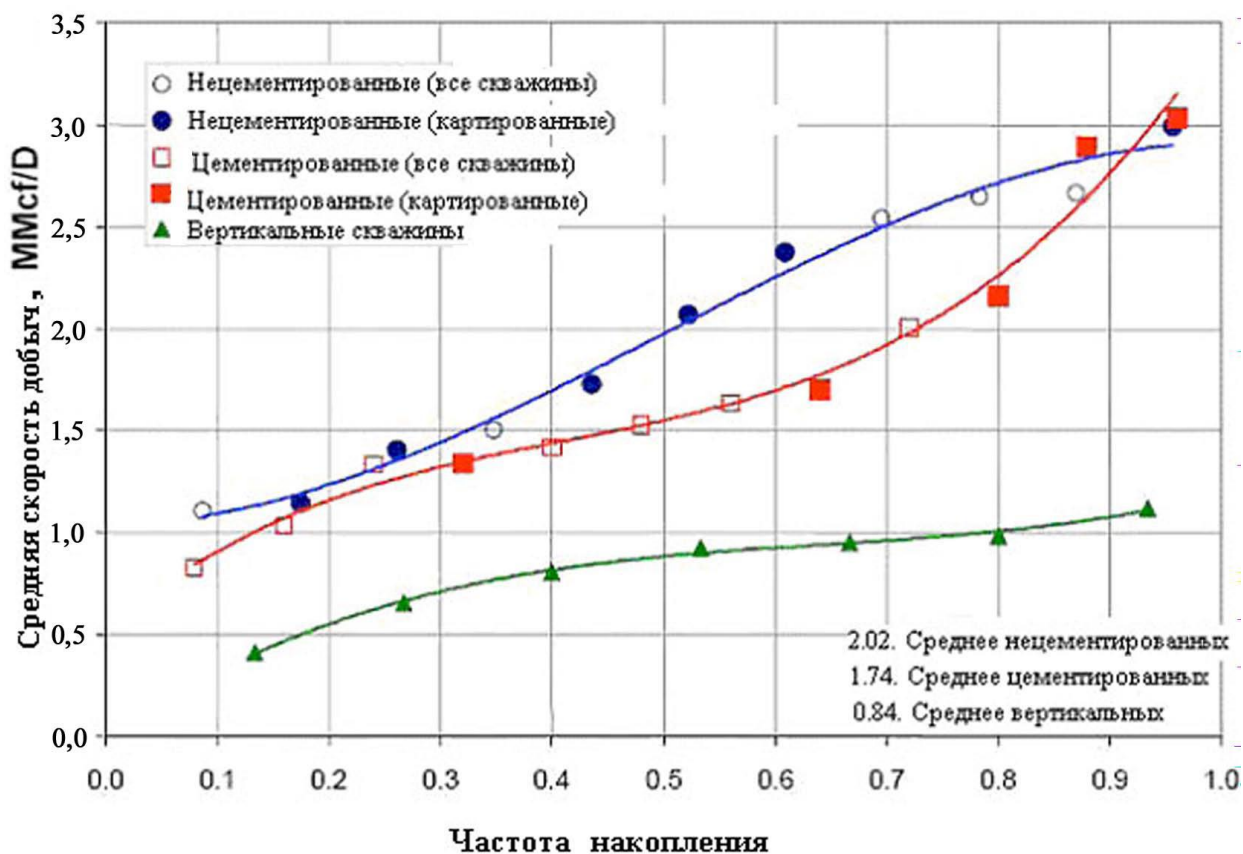


Рис. 3. Изменение скорости в трещиноватой горизонтальной скважине по сравнению с вертикальной /SPE90051 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas (September 26–29, 2004)/

На третьем этапе ГРП выполняется бурение первых скважин для определения характеристик и методов завершения скважины. Этап включает некоторый уровень многоступенчатого гидравлического разрыва пласта [60]. Также выполняют продолжение бурения вертикальных скважин на дополнительных площадях, где имеется потенциал сланцевого газа. В заключение этапа проводят первоначальное тестирование добычи сланцевого газа.

На четвёртом этапе фирма CSUG выполняет бурение нескольких горизонтальных скважин из одной кустовой площадки или основания в рамках полноразмерного пилотного проекта.

Также проводят методы оптимизации завершения, включая бурение и многоступенчатый гидравлический разрыв пласта (ГРП). При завершении этого этапа проводятся микросейсмические исследования [59, 61, 66, 72], планирование способов разработки месторождения и сборки необходимого трубопровода.

На пятом этапе применяются коммерческие решения о продолжении работ. Заключительным этапом работ на месторождении сланцевого газа предусматривается выполнение проекта мелиорации.

Наиболее комплексное применение геофизических методов при выполнении всех этапов ГРП реализуется фирмой Schlumberger [72–77]. Так на первом этапе разведки сланцевого газа фирма определяется с происхождением и развитием сланцевого бассейна и устанавливает количество зрелой материнской породы и углеводородов на участке. Основной проблемой, считает фирма, в этой задаче будет не нахождение местоположения сланцевого газа, а определение качества горной породы. Под качественным коллектором понимают свойства сланца, которые делают его склонным к содержанию существенного количества углеводородов в пласте, что требует знания и наличия: пористости, проницаемости, насыщенности флюидом, общего содержания органического углерода (ТОС), минералогии, природного состояния и ориентации естественной трещиноватости, термического созревания и порового давления. Всё это требует детального понимания и интерпретации различных геологических, геофизических, геохимических данных от керна до сейсмики [77].

Бассейновое моделирование дает возможность оценить разведочный риск перед бурением. Для этого фирма выполняет комплексирование сейсмической информации, скважинных (каротажных) данных и геологические знания, чтобы понять эволюцию осадочного бассейна [72, 76]. Бассейновое моделирование помогает определить источники и время генерации углеводородов, пути их миграции и тип углеводорода [72, 74].

Наиболее сложным и важным в ГРП является второй этап – оценка сланцевого газа в коллекторе. Согласно схемы фирмы Schlumberger [77], на этом этапе предлагается выполнение следующих работ:

- сбор сейсмических данных и их интерпретация;
- оценка сланцевых формаций;
- проведение моделирования и анализ трещинообразования.

Важным вопросом для выполнения разработки сланцевого газа, считает фирма, является определение границ коллектора и его продуктивности. Основным инструментом в решении данного вопроса выступает сейсмический анализ атрибут, структурно-фациальный анализ и моделирование сланцевых систем продуктивных залежей, что в совокупности обеспечивает качественную оценку продуктивного потенциала залежи.

Анализ разломов, в частности их напряжений и ориентации, может быть использован для регионального масштаба интерпретации коллектора и качественного завершения, а также сделаны определения, подобно “яркому пятну” в нефтяной разведке продуктивных пластовых зон. На основании роста объема собранных данных принимают интеллектуальные решения, задействуют их с помощью выбора необходимых программных инструментов, которые способствуют интеграции, инновации понимания, начиная с петрофизики и кончая геологией [77].

На третьем этапе ГРП выполняется бурение добывающих скважин. При этом оптимизируется размещение скважин, обеспечивается высококачественное бурение длинных латералей, а также качественное цементирование ствола скважины с целью исключения затрубных циркуляций. Выполнение и интерпретация скважинных измерений в реальном времени может помочь предотвратить непредвиденные события при бурении и сохранить скважину в зонах аномальных внутрипластовых давлений. Фирма Schlumberger предлагает проводить скважины с помощью трёхмерной ориентации, в том числе на основании использования сейсмических систем навигации типа SWD [51, 73].

При выполнении четвертого этапа – завершения скважины сланцевого газа – важна информация о свойствах горной породы, её геомеханических характеристиках и о процессах трещинообразования. Свойства горных пород определяют распространение трещиноватости в коллекторах сланцевого типа, определяя в значительной степени интенсификацию извлечения полезного ископаемого [77].

Реальная геометрия гидравлического разрыва, как правило, более сложная, чем расчетная. Изменяющиеся механические свойства горных пород в горизонтальном и вертикальном направлениях (при сжатии и растяжении) предварительно рассчитываются по профилям напряжений, которые не могут быть точно определены с помощью традиционных методов оценки. Эффективность завершения скважин значительно улучшается, когда гидравлический разрыв и операции перфорации производятся на основе расчёта анизотропных свойств горных пород (рис. 4, 5, 6), [33, 54, 68, 70, 71].

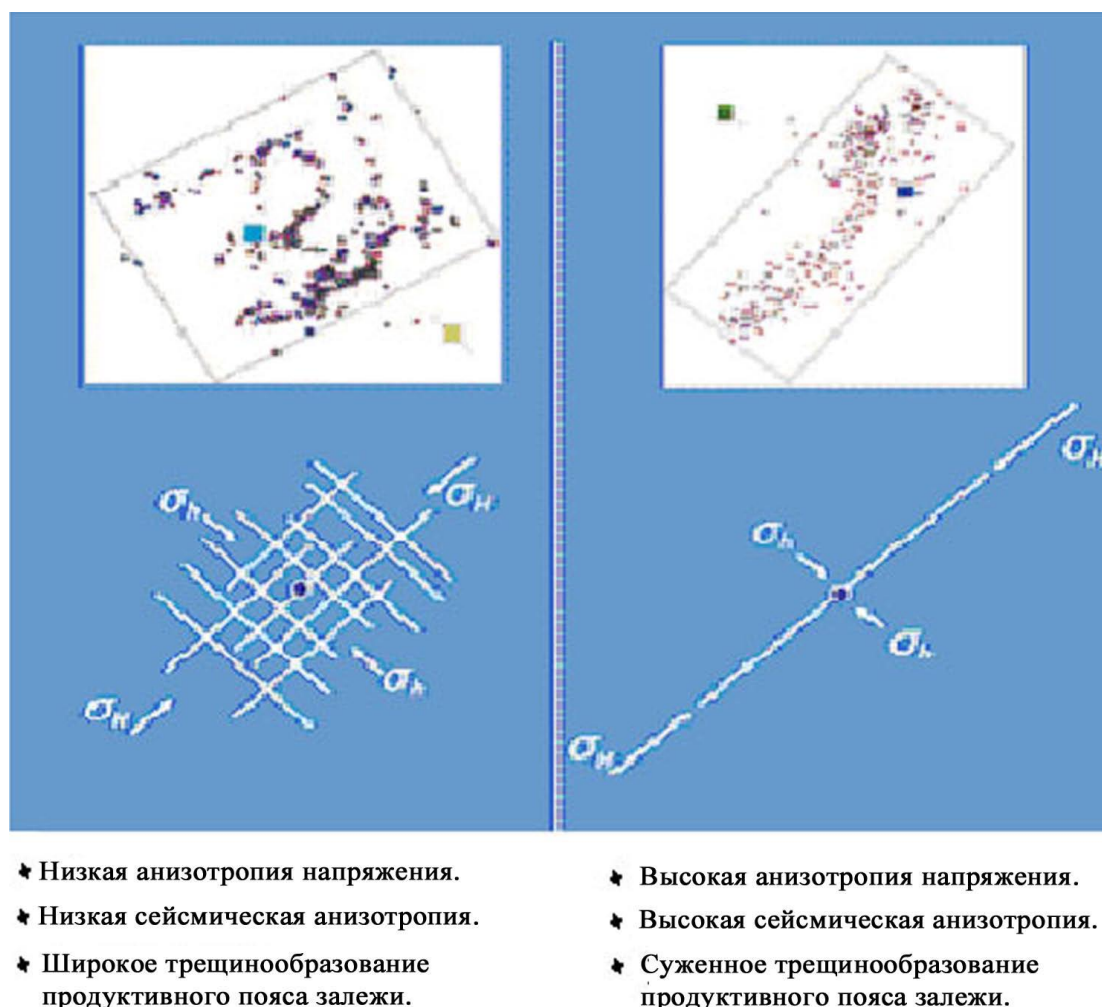


Рис. 4. Анизотропия напряжения, относящаяся к трещинообразованию продуктивного пояса залежи /Journal of Petroleum Technology, September 2008/

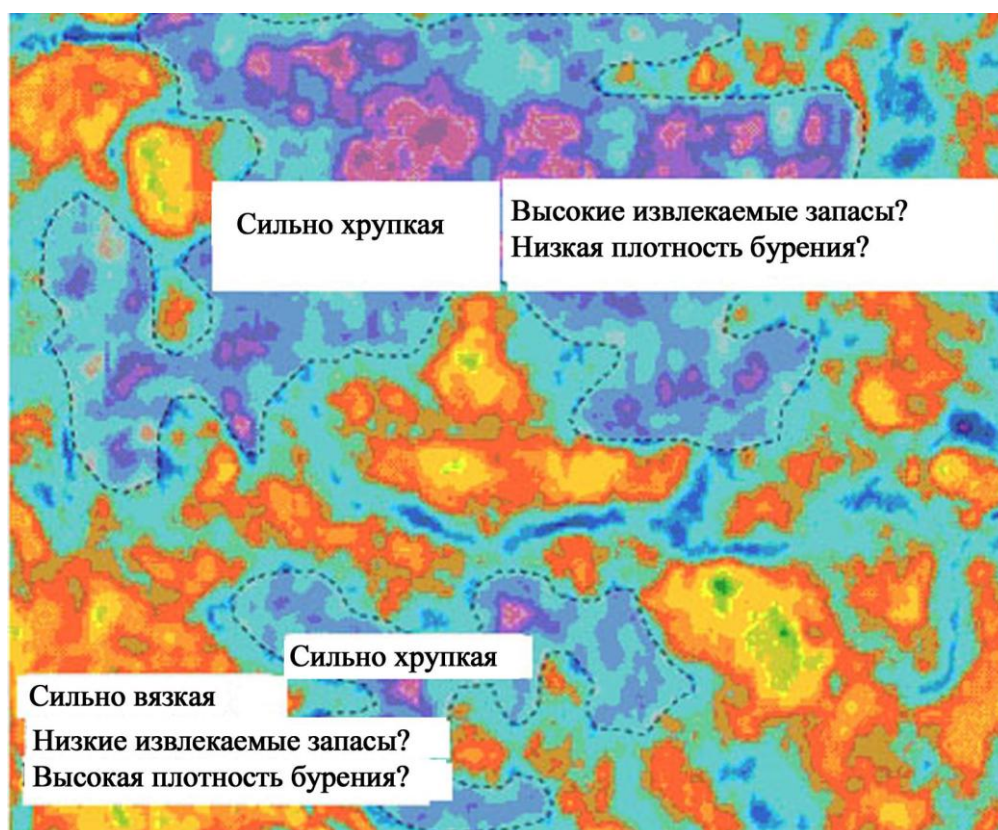


Рис. 5. Сейсмическая инверсия для определения хрупкости сланцевой породы коллектора /ION Geophysical, <http://www.epmag.com/Magazine/2011/1/item74869.php>

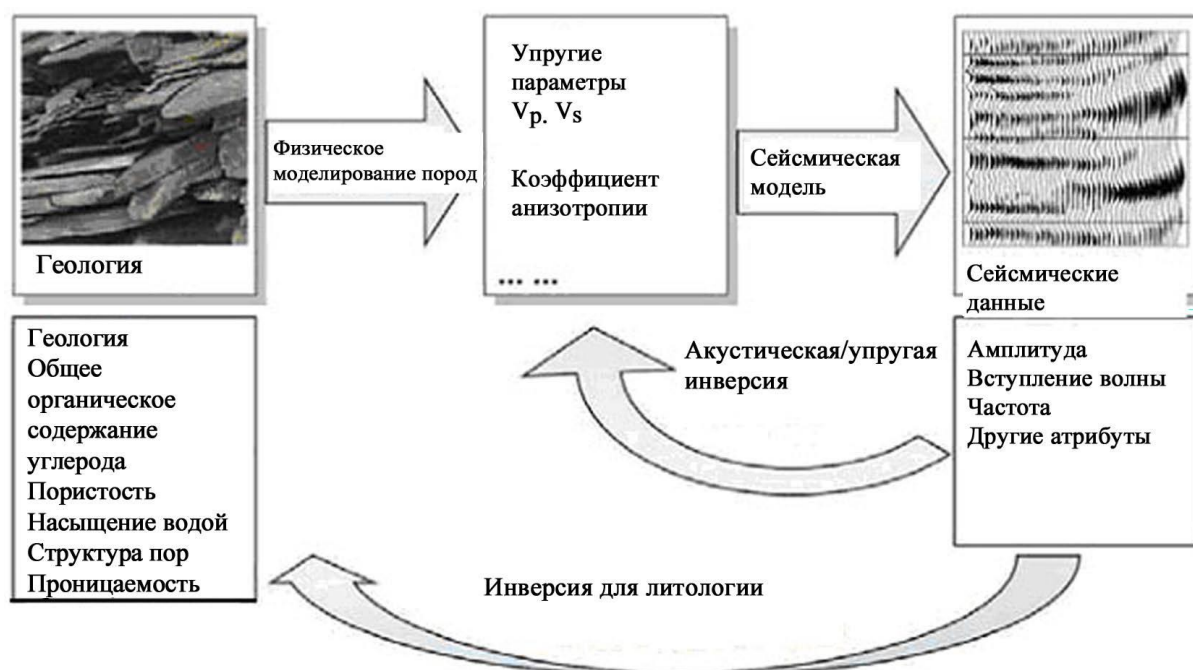


Рис. 6. Основная физика горных пород и сейсмическое моделирование/сейсмическая инверсия рабочего потока /ExxonMobil Upstream Research Company, TLE March 2011/

Сегодня существует широкий спектр проверенных технологий интенсификации коллектора [35, 36]. Визуализация (техническое видение) в реальном времени, использующая данные модели, улучшает операционное планирование и использование.

Оптимизация размещения перфорационных кластеров очень важна. Детальные знания материальных неоднородностей являются важными на этом этапе. Оптимизация местоположения перфорации делает её более эффективной и продуктивной.

Использование современных телеметрических систем контроля за разработкой, предсказывающих программ позволяет лучше управлять добычей и отслеживать запасы месторождения. Широкий спектр испытаний и измерений представляет ответы на вопросы о количестве и свойствах флюида, направлениях потоков, давлении и температуре. Считаются важными операции повторного гидроразрыва, т.е. повторная интенсификация может создать новую систему трещин с переориентацией вдоль измененного азимута, восстановив продуктивность скважины почти до первоначального уровня или даже обеспечив более высокую скорость добычи, увеличив продуктивную эксплуатацию скважины.

Обеспечение и рециркуляция гидравлического разрыва, управление добычей на месторождении, утилизация пластовой воды требуют значительных затрат. Экономически эффективные технологии рециркуляции пластовых вод месторождения требуют понимания коллекторных характеристик, объема добычи, гидрогеологии, инженерной разработки и экологических соображений [77].

При выполнении добычи сланцевого газа на пятом этапе фирма Schlumberger рекомендует провести следующие процедуры:

- анализ производственных данных, выполнение диагностики и моделирования;
- испытания скважины и контроль качества обсадки ствола;
- повторение гидравлического разрыва пласта;
- управление водопользованием.

Проведенный анализ этапов ГРП, выполняемых разными фирмами для сланцевых формаций (табл. 2) показывает необходимость учета лучшего в подходах различных фирм для геологических реалий России, Татарстана.

1.2. Прогноз развития технологий освоения месторождений сланцевых формаций

Проведенный анализ различных источников информации показывает (С.В.Гошевский, П.Т.Сиротенко, 2011, 2012, Р.С.Хисамов и др., 2015), что успехи, полученные в освоении сланцевого газа как источника энергетического ресурса, связаны со значительными достижениями в технологиях поиска, разведки и разработки полезных ископаемых. К таким достижениям в добыче сланцевого газа можно отнести две основные технологии, а именно: горизонтальное бурение и использование гидроразрыва для вызова притока газа (рис. 2 и 8). Но третьим фактором, который обеспечил положительный результат в освоении сланцевого газа, является широкое применение геофизических исследований. Роль геофизических методов в освоении месторождений сланцевых формаций неоднократно подчеркивалась на различных международных форумах [59,61,80]. Так еще в 2011 году в Китае проведен форум SEG “Технологии сланцевого газа” [61]. На форуме в Китае были представлены доклады ведущих фирм, реализующих сланцевые технологии. Среди них можно назвать: Anadarko, Baker Hughes, CGGVeritas, Chevron, ExxonMobil, Fugro-Jason, Global Geophysical, Geomodeling Technology Corp, Halliburton, ION/GXT, Microseis Inc., Paradigm, Schlumberger, Shell. Основными акцентами форума были вопросы применения геофизических методов исследований, изучение физико-механических свойств горных пород в естественном залегании (“in situ”), процессы трещинообразования, микросейсмика образования трещин и оценка ресурсов сланцевого газа.

Ведущая роль в применении геофизических методов исследований месторождений сланцевых формаций принадлежит многоволновой сейсмике. Для полноценного изучения залежей сланцевого газа требуются не только структурные построения геологических объектов, но и определение физико-механических свойств горных пород, а также изучение процессов трещинообразования в горном массиве и увеличения притоков сланцевого газа. Эти исследования можно разделить на два направления, а именно:

- полноволновые сейсмические исследования, когда выполняют многокомпонентное (3С) возбуждение сейсмических волн и многокомпонентный (3С) приём (регистрацию) сейсмических волн [20, 42, 73];
- полноволновые (3С) измерения сейсмических волн, когда выполняют однокомпонентное возбуждение сейсмических волн продольного (Р) типа и регистрируют сейсмические волны

как возбужденного типа, так и обменного типа, образованные в слоистой геологической среде [21, 40, 41, 42, 53].

Основная проблема для широкого распространения наземного многокомпонентного возбуждения сейсмических волн заключается в том, что, как правило, мощные источники продольных и поперечных сейсмических волн являются отдельными изделиями, что усложняет и удорожает полевые исследования. Хотя примеры успешного конструирования наземных невзрывных сейсмических источников поперечных волн были еще в 90 годах XX столетия. Однако они не были востребованы рынком, что не позволило осуществить их серийное производство. В настоящее время фирмой Vecta Oil and Gas, Ltd [65] и некоторыми другими разработаны работоспособные многокомпонентные виброисточники.

Упрощение реализации полноволновых сейсмических измерений с использованием обменных волн сегодня является более широко распространенной и перспективной технологией для сланцевого газа. Однако в этом методе исследований для возникновения обменных волн необходимы многослоистость геологической среды и определенные ограничения к углам падения возбужденных продольных волн на отражающий горизонт. Это позволяет сделать вывод, что в межскважинных томографических исследованиях не обойтись без скважинного многокомпонентного (3С) источника сейсмических волн.

Высокоточная широкополосная многокомпонентная (3С) регистрация сейсмических волн сегодня не вызывает проблем, поскольку в настоящее время созданы и выпускаются серийно цифровые многокомпонентные датчики (например, VectorSeis® фирмы INOVA Geophysical [52, 53]). Датчик VectorSeis® является высокоточным прибором, созданным с использованием МЕМС технологий (чувствительных аксельрометрических преобразователей, усилителей и аналого-цифровых преобразователей в интегральном микросхемном исполнении). Это позволило значительно улучшить характеристики и показатели, которые недоступны для аналогового типа сейсмоприемников. Цифровые многокомпонентные датчики используют без группирования на профиле, т. е. они являются точечными приёмниками с круговой диаграммой направленности, что очень важно для исследования анизотропии на основе полноазимутальных и широкоазимутальных систем [3, 41, 43, 53, 55, 62, 63].

Многоволновые сейсмические данные, на основании проведенной их обработки и комплексной интерпретации, позволяют оценить физико-механические свойства горных пород и их анизотропию, а также процессы трещинообразования в горных породах коллектора. Сегодня при исследованиях коллекторов сланцевого газа получила широкое распространение схема 3D-3С, в дальнейшем следует ожидать внедрения исследований по схеме 3D-9С на подобных объектах сланцевых толщ [42, 65].

Изучение анизотропных свойств геологической среды наземными сейсмическими методами на современном этапе развития геофизики базируется на широкоазимутальных и полноазимутальных 3D исследованиях. Широкоазимутальные сейсмические данные и микросейсмический мониторинг являются двумя важными источниками информации, которые помогают решать проблемы коллекторов сланцевого типа. Современная обработка широкоазимутальных сейсмических данных и комплексная их интерпретация с диаграммами геофизических исследований в скважинах, а также данными микросейсмике обеспечивают качественное решение поставленных задач. Сбор данных высокого разрешения при широкоазимутальной съемке позволяет оценить анизотропию, получить параметры горной породы, необходимые для картирования трещинообразования и распределения напряжения в горных породах [43]. Дополнительное преимущество широкоазимутальных данных заключается в улучшении дискретизации волнового поля, ослаблении боковых кратных волн, а также нерегулярных помех. Широкоазимутальная съемка позволяет изучать зависимость скоростей сейсмических волн от азимута, определить параметры анизотропии, что очень важно для построения моделей трещиноватых коллекторов. Полноазимутальные сейсмические исследования позволяют ещё больше улучшить сейсмический материал [63].

Отраженные сейсмические волны, возникающие на акустических границах, несут геологическую информацию. В динамической сейсмической инверсии используются амплитуды отраженных волн, откалиброванные по скважинным данным, для получения параметров, позволяющих установить корреляции с пористостью, литологией, насыщенностью и геомеханиче-

скими свойствами [34]. Под общей постановкой задачи инверсии традиционно принято понимать решение обратной динамической задачи сейсмологии, то есть восстановление распределения упругих параметров геологической среды по зарегистрированному полю [3]. Для реализации сейсмической инверсии необходимы алгоритмы и программные средства, с помощью которых сейсмический временной разрез трансформируется в разрезы сейсмических атрибутов – в первую очередь акустического импеданса (ρV) – произведения плотности ρ на скорости V . При выполнении сейсмической инверсии используют и рассчитывают также дополнительные параметры, например, скорости продольных и поперечных волн, упругие параметры горных пород, их анизотропию, коэффициент Пуассона (рис. 7а).

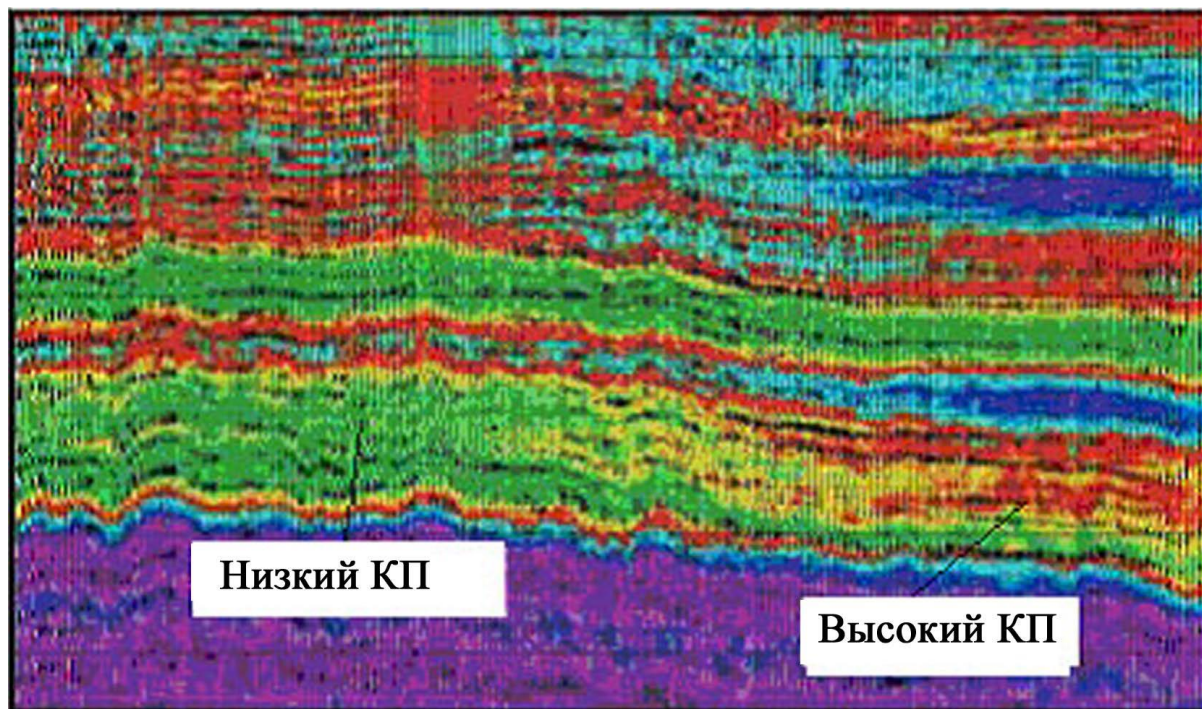


Рис. 7а. Сейсмическое изображение с зонами низкого и высокого коэффициента Пуассона
(Источник/ION Geophysical, *Unlocking Unconventional Reservoirs*, SPE Show Dayly, Oil & Gas Eurasia, 2010 [54])

В случае наличия большого количества опорных скважин, по данным сейсмической инверсии удастся прогнозировать литологический состав, общее содержание органического углерода, пористость, насыщение водой, структуру пор и проницаемость (рис.7б).

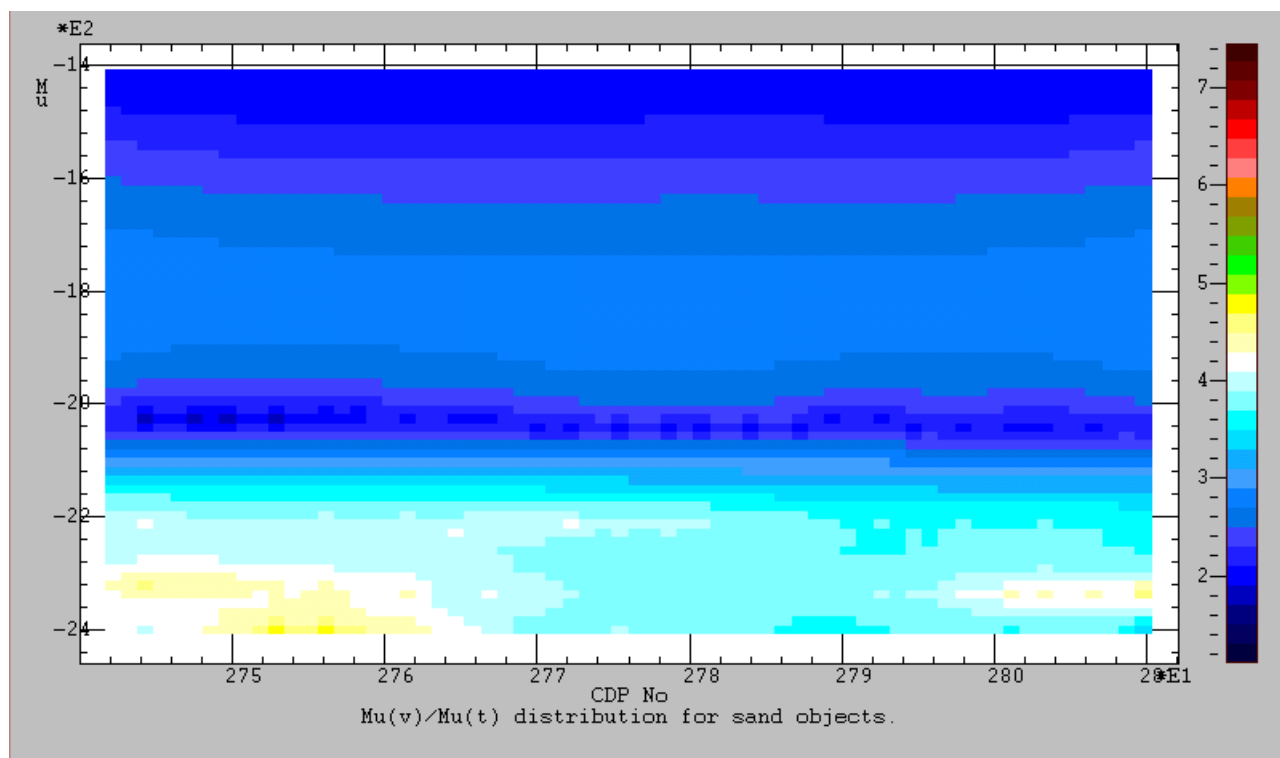


Рис. 76. Прогнозирование литологических ловушек (линзы песчаника) по данным сейсмической инверсии (данные компании «Геошельф»).

При решении задач сейсмической инверсии для месторождений сланцевого газа возможно воспользоваться теоретическими положениями и примерами реализации сейсмической инверсии в геологии, приведенными в работах [3, 34]. Овладение инструментом сейсмической инверсии открывает большие возможности в изучении механических свойств горных пород. Фирма Fugro-Jason Inc. (США) на форуме SEG в Китае “Технологии сланцевого газа” (Peter Mesdag, 2011) [61] предложила доклад “Свойства горных пород по сейсмике в нетрадиционных резервуарах сланцевого газа”, в котором раскрыта методика реализации литологической инверсии согласно рисунку 6. Особенностью предложенной модифицированной методики Пасси (Passey) является расчёт предполагаемого объёма керогена для стохастического моделирования флюида и литологии. Определение пористости, объема газа и общего содержания органического углерода (ТОС) создает точный прогноз общего количества углеводорода “на месте”. Из свойств горных пород определяются также коэффициент Пуассона, модуль Юнга и другого рода параметры. Использование инструментов сейсмической инверсии открывает большие возможности в оптимизации мест бурения, определении лучших участков для производства ГРП и интенсификации притоков сланцевого газа в скважину.

Математическое моделирование сланцевых коллекторов играет важную роль в процессе освоения углеводородов сланцевых формаций. Созданные интерактивные математические модели резервуара позволяют оперативно оценивать состояние коллектора в процессе разработки и принимать меры для продления его эксплуатации и увеличения извлекаемых запасов полезных ископаемых. На существующем рынке программных продуктов и сервисных услуг существует большое количество предложений в этой области (например, Petrel, ECLIPSE фирмы Schlumberger). При моделировании процесса добычи сланцевого газа приходится сталкиваться с рядом сложных задач, поскольку в этом случае коллектора имеют специфические свойства и характеристики, такие как:

- сверхнизкую проницаемость основной породы (несколько нанодарси), что делает поток практически невозможным;

- узкие кальцитовые запечатанные природные трещины, возобновляемые во время гидравлического разрыва,
- наличие комплексной, расширенной системы разрушений из-за присутствия как естественных, так и индуцированных трещин;
- присутствие абсорбированного газа в органическом веществе, составляющего до 50 % общего содержания газа в коллекторе [76].

Некоторые из этих проблем в разрабатываемых коллекторах могут быть решены путем:

- оптимизации расположения скважин и стоимости разработки;
- создания стратегии завершения и интенсификации для определения расстояния между ступенями гидравлического разрыва.

Широко распространенное программное обеспечение ECLIPSE фирмы Schlumberger позволяет моделировать различные коллектора. Программное обеспечение Petrel пригодно для моделирования естественной и вызванной системы трещин и прожилков, интегрированных рабочих потоков. Также в программных пакетах данной фирмы разработан алгоритм моделирования гидравлического разрыва, включающий в себя (рис. 8):

- точное перенесение наблюдаемых значений трещины на равномерную сетку (гриддинг);
- двойной пористый подход;
- объемный подход моделирования трещины (VFMA) [76].

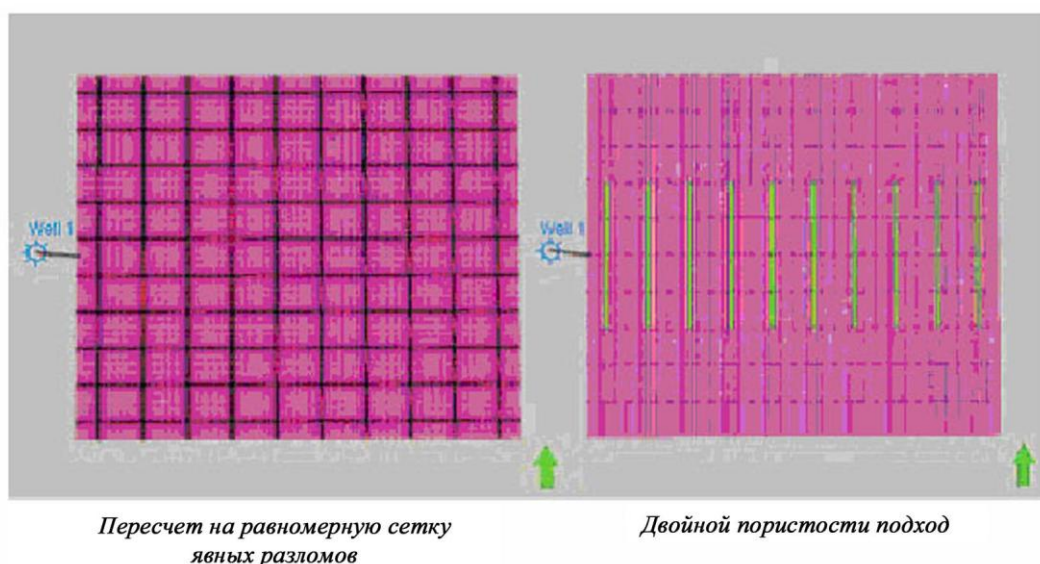
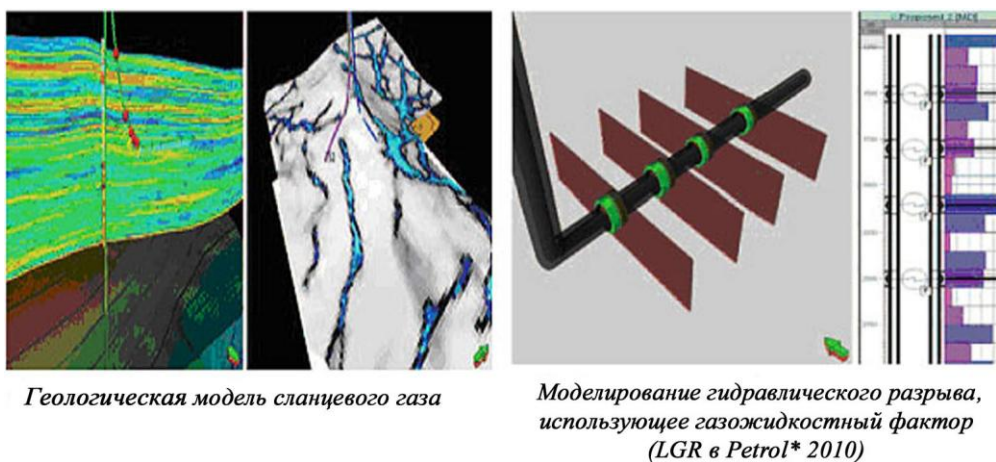


Рис. 8. Моделирование и численное моделирование добычи из коллектора сланцевого газа. /Schlumberger, Producing Shale Gas Reservoirs- Modeling and Simulation, 2010/

В работе [72] предложено использовать статические и динамические модели удельного объема геологической среды. В статическую модель резервуара включают все его геологические характеристики, которые не изменяются на протяжении длительного периода времени. К

атрибутам относятся форма структуры и толщина формации, а также литология, пористость и проницаемость. Породы резервуара сланцевого газа требуют анализа высокого качества сейсмических данных, кернов, каротажных измерений и инженерных данных для создания точных модельных характеристик резервуара. Эти характеристики используются для гидродинамического моделирования как базовые, к ним возможно добавить также давление, температуру, флюиды и газовые композиции, что делает модель динамической, поскольку потоки флюида или газовой композиции подвержены изменениям со временем. Тщательное моделирование коллектора (динамические модели), которое основывается на точных характеристиках разрабатываемого коллектора (статические модели), может иметь существенное значение в оптимизации размещения скважин и планирования разработки месторождения.

1.3. Микросейсмический мониторинг образования трещин и оценка напряжений в массивах горных пород

Формирование трещин в горном массиве в процессе гидроразрыва чаще всего отслеживают методом микросейсмического мониторинга. Метод позволяет отслеживать распространения трещин в формации при выполнении многоступенчатого гидроразрыва. Возникающие при гидроразрыве микросейсмсы регистрируются геофонами, обрабатываются по специальным алгоритмам, что позволяет оценивать интенсивность трещинообразования. Компьютерные изображения используют для мониторинга процессов трещинообразования в трёхмерном пространстве относительно местоположения обработки ГРП, а также оценки подземного отклика на насосные вариации давления жидкости. Отображение в режиме реального времени позволяет вносить изменения в процесс разработки сланцевого газа.

Микросейсмические наблюдения процесса образования трещин проводят обычно на расстояниях 500–1 000 м до исследуемых скважин. Для осуществления мониторинга микросейсмических явлений в горных породах необходимо знание скоростного закона распространения сейсмических волн в геологической среде [66]. При выполнении этого условия достигается точность определения местоположения источников сейсмических волн в пределах 10–20 м (M.R. Mueller, 2011 г.) [35].

Напряжения и свойства горных пород в естественном залегании. Для эффективной разработки коллекторов сланцевого газа стремятся к максимальному внешнему воздействию на горный массив резервуара для создания комплекса сети трещин с целью увеличения проницаемости [71]. При этом разработчики коллекторов предпочтительно используют сейсмические данные для картирования структуры и мощности пласта коллектора, а также для выявления возможных опасностей. Однако в настоящее время отмечается растущее использование сейсмических данных для оценки и прогнозирования основных геомеханических и литологических параметров, а именно для определения в естественном залегании (“на месте”) магнитуды и направленности напряжений, наличия и характера природных трещин, которые имеют решающее значение для оптимизации бурения, заканчивания скважин и операций интенсификации [44–46]. Для контроля напряжений используют теорию линейного скольжения (Linear Slip Theory). Для оценки формирования трещин применяют два горизонтальных ортогональных напряжения H и h (рис. 4). В местах, где отношение дифференциальных горизонтальных напряжений (DHSR), вычисленное как $(H-h)/H$, является низким, разломы растяжения будут сформированы в любом направлении, создавая скопление трещин. Если $H \gg h$, тогда трещины будут сформированы параллельными к H [35], (Schmid Ron, 2011 г.).

Ориентация поля напряжений “на месте” по отношению к ориентации буровой скважины является важным фактором, который может оказать существенное влияние на скорость добычи. В целом высокая горизонтальная анизотропия напряжения (рис. 4) возникает в узких трещиноватых продуктивных поясах залежи, тогда как низкие горизонтальные напряжения анизотропии приводят к более сложным трещинам продуктивных поясов залежи.

Анализы азимутальных скоростей широкоазимутальных 3D сейсмических данных могут быть использованы для оценки “на месте” состояния напряжений. Эти значения сейсмических атрибутов при калибровке с другими геомеханическими данными, как правило, позволяют

управлять скважиной к основной ориентации напряжения и оказывать помощь в определении эффективных методов обработки пласта для интенсификации. Большое число этапов ГРП, расположенных близко друг к другу, целесообразно, где узкие трещинные продуктивные пояса залежи прогнозируются, в то время как более широкие трещинные продуктивные пояса залежи позволяют проводить меньшее число ГРП, размещая их в пространстве на больших расстояниях.

Для качественной интенсификации залежи сланцевого газа необходимо знать области хрупких горных пород в горном массиве. На рис.5 продемонстрирована возможность выделения хрупких зон в горном массиве на основе использования сейсмической инверсии. Различия в сейсмической скорости и амплитуде по азимуту могут быть определены из широкоазимутальной сейсмической съёмки для предсказания плотности трещин коллектора. Картирование природных систем трещин, которые интегрированы и калиброваны с существующими данными кернов скважины, а также произведенными каротажными диаграммами и другими геомеханическими знаниями позволяет оптимизировать заложение скважин на месторождении [71]. На рисунке 7 [54] показана возможность определять по коэффициенту Пуассона зоны хрупкости горного массива. В этой работе наведено, что зоны горных пород коллектора с более низким коэффициентом Пуассона (КП) имеют более хрупкую породу. В то время, как зоны с относительно более высоким КП, относятся к породам с меньшей хрупкостью. Это позволяет оптимизировать число ступеней гидроразрыва. Таким образом, наряду с полем напряжения “на месте” и природными системами трещин, хрупкость породы сланцевого коллектора также является важным показателем для определения насколько эффективно в горных породах могут образовываться трещины во время проведения гидравлического разрыва. Всё это позволяет выявлять зоны наилучшей продуктивности, что обеспечивает оптимизацию мест проведения бурения и гидравлического разрыва пласта [71]. Известно, что в сланцевой породе ломкость обычно зависит от минералогии. Высокое содержание кремнезема и/или карбонатов приводит к большей хрупкости породы, тогда как более высокое содержание глины обеспечивает большую пластичность породе.

1.4. Современные методы обработки сейсмических данных и их применение в технологиях изучения сланцевых толщ

Будущее геофизики в ближайшее десятилетие будет основываться, как отмечают С.В.Гошевский и П.Т. Сиротенко, на создании новейших технологий сейсморазведочных построений следующего поколения. Прорыв в этом направлении наметился в 2006 году, когда группа фирм во главе с компанией Repsol YPF [69] создала специальный метод конечно-разностной реализации миграции при решении задачи обратной временной миграции во временной области (Reverse Time Migration, RTM). Для реализации этого намерения группой фирм реализован проект “Калейдоскоп” с использованием одного из самых мощных в мире суперкомпьютеров More Nostrum, установленного в Вычислительном центре Барселоны. Для того, чтобы метод RTM стал коммерчески оправданным и получил широкое распространение, необходимы вычислительные мощности, которые примерно в 30 раз превышали существующие на тот период на производстве сейсморазведочных работ. Данный проект реализовывался совместно с компанией 3D Geo из США, которая является одним из пионеров в волновой миграции и построении скоростных моделей. Также в проекте “Калейдоскоп” был задействован Стэнфордский университет, выполнявший усовершенствование теории и практики построения трёхмерных и четырёхмерных изображений геологической среды. В настоящее время эта технология построения изображений геологической среды с использованием миграции RTM реализуется большинством сервисных компаний, среди которых CGGVeritas [38], ION/GXT [56, 57], Paradigm [62] и другие, которые предлагают эту технологию для резервуаров сланцевого газа.

Обратная миграция во временной области дает наилучшие решения для интерпретации сейсмических данных при сложной волновой картине. Вместо проведения миграции путем экстраполяции данных в области глубин (как это делается в традиционных решениях волнового уравнения) RTM миграция производится назад во временной области [62].

Примером второго прорыва в обработке сейсмической информации является инновационная разработка компании Halliburton технологии “Digital Asset” – “Киберместорождение” [15]. Наиболее полно эта технология проявляет себя при разработке запасов сланцевого газа в США. Известно, что очень важно точно пробурить в сланцевой залежи горизонтальную скважину и эффективно провести многоступенчатый гидроразрыв пласта. Технология Digital Asset позволяет получать в реальном времени новую информацию непосредственно в процессе бурения и корректировать направление бурения в соответствии с показаниями измерительных приборов. Технология Digital Asset решила очень важную концепцию, а именно создание “модели цифрового месторождения”, которая позволяет отслеживать состояние месторождения на всех этапах его эксплуатации. Система Digital Asset готова воспринимать всё новое, что будет создано в будущем в нефтегазовой промышленности.

1.5. Применение геофизических методов в процессе бурения и ГРП

Важной составляющей успеха на месторождении сланцевого газа является высококачественное проведение бурения и гидравлического разрыва пласта. Этому служит разработанная технология геонавигации при бурении в цифровом режиме работы Digital Asset™ подразделением Sperry Drilling Services компании Halliburton [48]. Геонавигация в цифровом режиме включает технологии и средства для работы со скважинами, которые позволяют обнаружить наиболее продуктивные участки месторождения (“Sweet Spots”) и увеличивать добычу сланцевого газа. Система геонавигации представляет данные для анализа и планирования разработки месторождения, обеспечивает увеличение продуктивности всего месторождения, а также используется для моделирования замеров и оптимизации работы месторождения. Данная система геонавигации использует собственную разработку компании гамма-гамма плотностной каротажный датчик (ALDTM), датчик глубинного азимутального каротажа удельного сопротивления (In Site ADRTM), датчик фокусированного азимутального каротажа пластового сопротивления (In Site AFRTM) и гамма-датчик на долоте (ABG TM).

Это позволяет использовать данные каротажа во время бурения в режиме реального времени для уточнения геологических моделей и траектории скважины. Оптимизация прокладывания ствола скважины необходима для обнаружения наиболее продуктивных зон коллектора сланцевого газа, благодаря обновлению геологических прогнозов и с учётом замеров инклинометрии она обеспечить возможность направить скважину в наиболее продуктивную зону, воспользовавшись комплексной базой данных, включающей и сейсмические данные, полученные с помощью технологии SWD (“Сейсмика во время бурения”) [51, 73].

Пионером в создании технологии “Сейсмика во время бурения” (часто встречается эта технология под другим названием VSP – WD или ВСП – ПБ – вертикальное сейсмическое профилирование во время бурения) является компания Schlumberger. Позже эту технологию поддержала кампания Halliburton. Эта инновационная технология позволяет обеспечить более высококачественное забуривание в горизонтальные пласты, получать в реальном времени сейсмическую и геологическую информацию об околоскважинном пространстве не только рядом со скважиной, но и на некотором удалении от неё.

В комплекс Digital Asset™ также входит разработанная подразделением Pinnacle фирмы Halliburton система интенсификации притока в цифровом режиме работы (Digital Asset Workflow™) [49]. Система позволяет проводить моделирование, замеры и оптимизацию. Моделирование интенсификации включает геологическое моделирование и сбор данных по всему месторождению. Также с помощью системы выполняется интегрированное моделирование с учётом геологической и геофизической информации, необходимой для прогнозирования расстрескивания горной породы коллектора в результате выполненной интенсификации. Детально рассмотренные в этом подразделе вопросы изложены в работе [47] фирмы Halliburton, в том числе вопрос экономической оценки продуктивности сланцевого резервуара.

1.6. Технические средства для проведения сейсмических исследований месторождений сланцевых толщ

Основные достижения в создании технических средств для проведения геофизических исследований основываются на многокомпонентном возбуждении сейсмических колебаний и их измерении, что позволяет получать многоволновое изображение геологической среды. Очень важным элементом многоволновых сейсморазведочных систем являются цифровые многокомпонентные сейсмоприемники. В настоящее время наибольшее распространение получили цифровые сейсмоприемники VectorSeis®. Эти датчики имеют высокую надёжность и точность, все три ортогональные компоненты имеют высокую идентичность между собой по амплитудно-частотной и фазово-частотной характеристикам, практически отсутствует взаимное влияние между компонентами [52, 53]. В основу построения цифровых сейсмодатчиков положены аксельометры на основе микроэлектромеханической системы (MEMS). Сейсмодатчики VectorSeis® являются одноточечными и могут работать с цифровыми системами регистрации сейсмической информации как кабельного, так и бескабельного типа, например, System Four, Scorpion, Fire Fly и ARIES II. С учётом регистрации трёх компонент, необходимая канальность регистрирующих систем может составить более 10 000 каналов. Большая требуемая канальность для систем регистрации требуется не только из-за реализации технологий 3D и 4D, а также для выполнения группирования цифровых сейсмодатчиков, производимого в цифровом виде на компьютере системы регистрации. В многоволновых сейсморазведочных комплексах сегодня используют однокомпонентные мощные вибраторы типа ANV – IV и X – Vib. При этом получение поперечных сейсмических волн выполняется путём обмена продольных волн на поперечные на отбивающих горизонтах. Заслуживает на внимание попытка создания компанией Vecta Oil and Gas, Ltd (США) [42, 65] наземного трёхкомпонентного импульсного источника сейсмических волн. Однако серийный выпуск этого сейсмоисточника пока не освоен. В принципе, наибольшая актуальность в многокомпонентных источниках сейсмических волн возникает при скважинных сейсмических исследованиях, когда проводятся сейсмотомографические исследования.

Известен [64] запатентованный в США метод высокоточной сейсморазведки в горизонтальных скважинах, в котором описана система для реализации заявленного метода. Она включает ряд сейсмоакустических источников и приёмников, при этом в качестве как генераторов сейсмоакустических сигналов, так и их приемников используются акустические преобразователи. Недостатком этой системы является небольшая мощность генерирования сейсмоакустических сигналов источниками. Однако при использовании более мощных генераторов сейсмоакустических сигналов будет обеспечена возможность решения актуальных задач для коллекторов сланцевого газа.

Наибольший интерес для скважинных исследований коллекторов сланцевого газа представляет разработанный специально фирмой Schlumberger универсальный скважинный прибор ECS (Elemental Capture Spectroscopy – сбор данных элементной спектроскопии) [74]. Данный прибор позволяет измерять в скважине концентрации элементов в горной породе, а также посредством его модификации обеспечивается полный комплекс каротажных измерений для коллектора сланцевого газа. Для прибора рекомендуются программы проведения геофизических исследований в скважинах на основе таких модификаций приборов:

- платформа Express каротажного прибора, с помощью которой изучают пористость, насыщение и проницаемость материнской породы;
- спектрометр ECS, с помощью которого изучают минералогию, литологию, содержание глины, плотность материнской породы, количество поглощенного и свободного газа;
- акустический сканер с отображением информации DSI, с помощью которого изучают механические свойства и анизотропию;
- прибор пластового построителя микроизображений FMI, с помощью которого изучают натуральные трещины и трещины, произведенные бурением;
- прибор Pressure Xpress, с помощью которого изучают давление.

1.7. Несейсмические методы исследования сланцевых толщ

Имеются лишь единичные описания результатов применения электроразведки для поисков и разведки углеводородов сланцевых отложений.

В докладе украинских ученых и специалистов [18] анализируются результаты применения мобильных геофизических методов для обнаружения и картирования скоплений газа в сланцевых породах. Показано, что технология "Поиск", позволяющие выявлять и оконтуривать участки скопления газа в сланцах, определять количество газоносных горизонтов, их мощности, глубины залегания и давление газа в них, а также проследивать пути миграции газа в сланцах. Аномалии типа "залежь газа", которые картируются с использованием технологии "Поиск", а также частотно-резонансным методом обработки и интерпретации данных ДЗЗ, занимают небольшую площадь на территории поисков. Это указывает на то, что мобильные технологии позволяют оперативно выявлять участки «Sweet Spots», в пределах которых экономически приемлемая добыча сланцевого газа может быть организована. Результаты исследований показывают, что технология "Поиск" и частотно-резонансный метод обработки и интерпретации данных ДЗЗ могут быть использованы для поисков и разведки скоплений газа в сланцевых породах. Применение этих геофизических методов может способствовать повышению эффективности существующих технологий поисков, разведки и добычи сланцевого газа.

Ниже несколько подробнее рассмотрим несколько подробнее результаты применения электроразведочного комплекса СКИП-ВЭРЗ и дистанционной технологии «Поиск».

На протяжении 2001-2014 г.г украинские геофизики (С.П.Левашов, Н.А.Якимчук, И.Н.Корчагин) активно проводили эксперименты по изучению возможности применения нетрадиционных геоэлектрических методов становления короткоимпульсного электромагнитного поля (СКИП) и вертикального электрорезонансного зондирования (ВЭРЗ), а также нового метода обработки данных дистанционного зондирования Земли (ДЗЗ) для поисков скоплений свободного газа (метана) в пределах распространения угленосных пород. Полученные результаты свидетельствуют что площадной съемкой методом СКИП могут быть обнаружены и закартированы аномалии типа «залежь свободного газа (метана)». Глубины расположения аномально поляризованных пластов (АПП) типа «газ» определяются зондированием ВЭРЗ. Метод обработки данных ДЗЗ также позволяет оперативно выделять и картировать аномалии типа «залежь свободного газа». Результаты экспериментов свидетельствуют, что технология СКИП-ВЭРЗ совместно с методом обработки данных ДЗЗ могут успешно применяться при поисках и разведке скоплений свободного газа (метана) в пределах распространения угленосных формаций.

Компоненты технологии СКИП-ВЭРЗ и аппаратура [18]. Экспресс-технология «прямых» поисков скоплений углеводородов (УВ) включает съемку методом становления короткоимпульсного поля (СКИП), флюксометрическую съемку, метод вертикального электрорезонансного зондирования (ВЭРЗ), а также компактную и компьютеризированную аппаратуру для полевых измерений, GPS-приемник, программное обеспечение для регистрации, обработки и интерпретации данных измерений, методику проведения полевых наблюдений.

Перечисленные методы исследований базируются на изучении геоэлектрических параметров среды в импульсных, неустановившихся электрических полях, а также квазистационарного электрического поля Земли и его спектральных характеристик над залежами углеводородов и другими объектами.

1. Методом СКИП регистрируется процесс становления поля короткого электрического импульса в малогабаритных дипольных ферритовых антеннах. Использование коротких и мощных импульсов дало возможность отказаться от использования длинных линий, что сокращает время наблюдений в физической точке.

2. Флюксометрической съемкой измеряется вертикальная составляющая напряженности электрического поля Земли.

3. Зондирование ВЭРЗ основано на изучении процессов естественной поляризации среды и спектральных характеристик естественного электрического поля над залежью. Для горизонтально-слоистых разрезов этот метод позволяет разделять разрез на отдельные подразделы и определять глубину их залегания.

Совместное использование этих методов предоставляет возможность [18] находить и

картировать зоны аномалий типа "залежь" (АТЗ), оценивать мощности аномально поляризованных пластов (АПП) типа "нефть", "газ", "вода" и т.п. и определять глубины их залегания.

В связи с положительными результатами апробации мобильных геофизических технологий для картирования скоплений свободного газа (метана) в угольных бассейнах авторы СКИПР-ВЭРЗ проводят эксперименты с целью изучения их возможностей при картировании залежей сланцевого газа.

Также С.П.Левашовым и др. (2013) приводятся данные по анализу результатов практического применения дистанционного комплекса «Поиск» [16] для обнаружения и оконтуривания газовых скоплений в сланцевых породах, определения количества газоносных горизонтов, их мощностей, глубин залегания и давления газа в них, а также путей миграции газа в сланцевых породах.

Методика применения дистанционного геологического комплекса «Поиск» для обнаружения и оконтуривания углеводородных месторождений изложена Н.И.Ковалевым и др. [16].

Ниже приводятся выдержки из авторского описания сути дистанционного комплекса «Поиск». “В основе способа дистанционного глубинного определения нефтяных участков и типов нефтенасыщенных коллекторов с помощью комплекса «Поиск» лежит применение генераторов СВЧ-излучений терагерцовой частоты для резонансного возбуждения атомов веществ и нефтепроницаемых пород и атомов металлов, находящихся в различных типах нефти. Дистанционная идентификация (распознавание) нефти и нефтепроницаемых пород в недрах Земли до глубин 5000 м с помощью указанного комплекса выполняется с использованием резонансных явлений веществ при воздействии радиочастотных излучений на атомы элементов (ЯМР-спектроскопия), входящих в состав конкретного вида нефти и различных пород. Для посылки радиочастотных резонансных излучений на большие глубины применяются генераторы СВЧ-излучений терагерцовой частоты с вращательным электромагнитным полем. На рабочую частоту СВЧ-генератора модулируются частотные резонансные спектры атомов реперных химических элементов (Ni, W, C, S, P,) и информационно-энергетические спектры (интегральные спектры) образцов проб нефти и пород-коллекторов. Резонансные спектры (ЯМР-спектры) атомов металлов, входящих в состав идентифицируемых веществ и выбранных в качестве реперных элементов, записываются на установках ЯМР в частотном диапазоне от 60 до 250 МГц. Непосредственно с образцов проб различных марок нефти записываются резонансные информационно-энергетические спектры веществ (интегральные спектры) с помощью высокочастотных блоков резонансной аппаратуры, входящей в состав комплекса «Поиск».

Информационно-энергетические спектры идентифицируемых веществ переносятся [16] на рабочие магнитные носители («рабочие матрицы»), а атомные спектры металлов – на «тестовые» матрицы и используются для резонансного возбуждения этих веществ в недрах Земли (до глубин 5 км) путем воздействия на них модулированных сигналов СВЧ-генератора.

Для установления реперных элементов (металлов) в нефти используется нейтронно-активационный метод определения концентрации металлов и неметаллов в них. Элементный состав образцов и амплитуды их интегральных спектральных характеристик (информационно-измерительных спектров) записываются в банк данных стационарного комплекса «Поиск» и используются в качестве распознавательных признаков углеводородов и пород-коллекторов, залегающих на глубинах до 5000 м”. На одном из обследованных этим комплексом участке (128 км², штат Техас, США, [18]) авторами было установлено, что аномалии типа «залежь газа» фиксируются не по всей площади распространения сланцевых пород, а только на отдельных участках с повышенной трещиноватостью пород (выявлено 25 аномалий площадью от 0,1 км² до 3,1 км², общая их площадь – 7,2 км²). Карта расположения аномалий в пределах участка приводится на рис. 9. Газовые скопления залегают в 6 горизонтах на глубинах от 800 м до 2500 м, мощности горизонтов ~ 60 м, а давление газа в них распределено равномерно в пределах 55-60 атм.



Рис. 9. Выявленные аномальные зоны типа «залежь газа» с помощью комплекса «Поиск» на лицензионном участке (США, штат Техас) [18]

Определено, что все аномалии соединены между собой узкими (15-20 м шириной) коллекторами в трещиноватых породах с двумя более крупными «газовыми залежами» в интервале глубин 3,5-3,65 км и с давлением газа ~ 600 атм., расположенными в 1.5-2.0 км западнее участка. Бурение показало, что эти газовые залежи (с давлением 620 атм., общей площадью 7,24 км² и коллектором мощностью 150 м) являются более перспективными для, чем все другие аномалии в сланцевых породах, пригодные для разработки.

Для наиболее оптимальных аномалий (участки № 1 и № 2 в западной части рис. 9), выделенных комплексом «Поиск», (С.П.Левашев и др., 2013) проведена обработка данных дистанционного зондирования Земли (ДЗЗ) крупного (1:10000) масштаба (рис. 10-12) с целью детального картирования выявленных АТЗ.

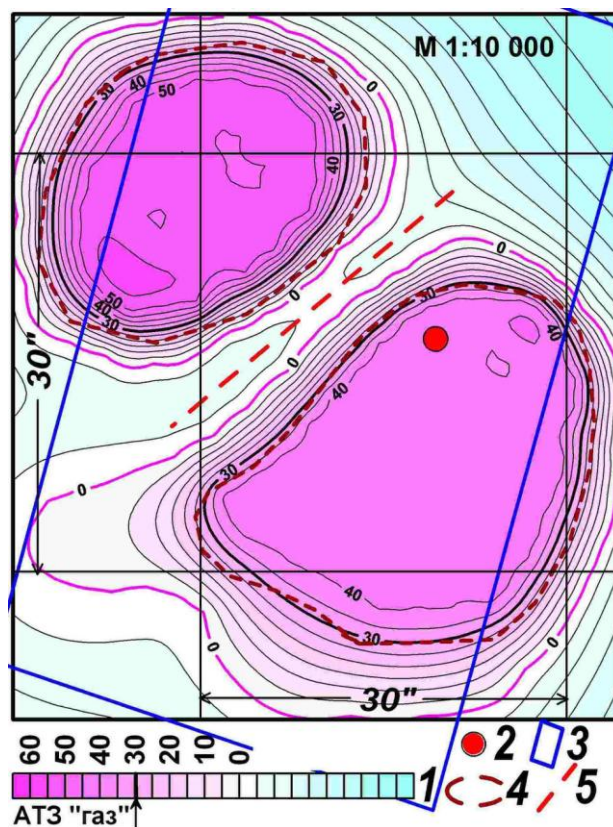
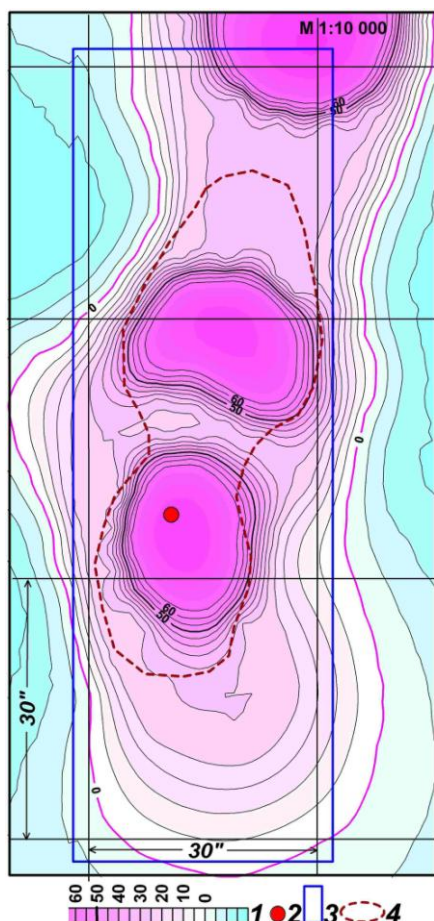


Рис. 10а. Карта АТЗ типа «газ» 1-го участка

Рис. 10б. Карта АТЗ типа «газ» 2-го участка

1 – шкала интенсивности отклика в значениях давления (МПа); 2 – пробуренная (а) и запроектированная (б) скважины; 3 – контур участка; 4 – контур АТЗ типа «нефть»; 5 – нарушение [18]

В пределах участка № 1 по данным дешифрирования закартирована аномалия типа «залежь газа», которая простирается на север за пределы участка. В контуре этой аномалии зафиксированы также три локальные (близкие к изометричным) зоны с существенно повышенными значениями среднего пластового давления – «южная», «центральная», «северная» (рис. 10а). На этом участке закартирована также аномалия типа «залежь нефти» (рис. 12), ее площадь меньше площади АТЗ типа «залежь газа». Тем не менее, эта аномалия (по мнению С.П.Левашова и др.(2013) вполне удовлетворительно коррелируется с «южной» и «центральной» зонами повышенного пластового давления аномалии типа «залежь газа».

На участке № 1 пробурена скважина на нефть (рис. 10, 12). Однако получить притоки нефти при испытаниях скважины не удалось. Одной из причин этого может быть ее попадание в область относительно слабых значений аномального отклика (рис. 12). С другой стороны, из-за попадания скважины в зону высоких значений пластового давления (рис. 10) в процессе ее бурения более чем в два раза была увеличена плотность бурового раствора.

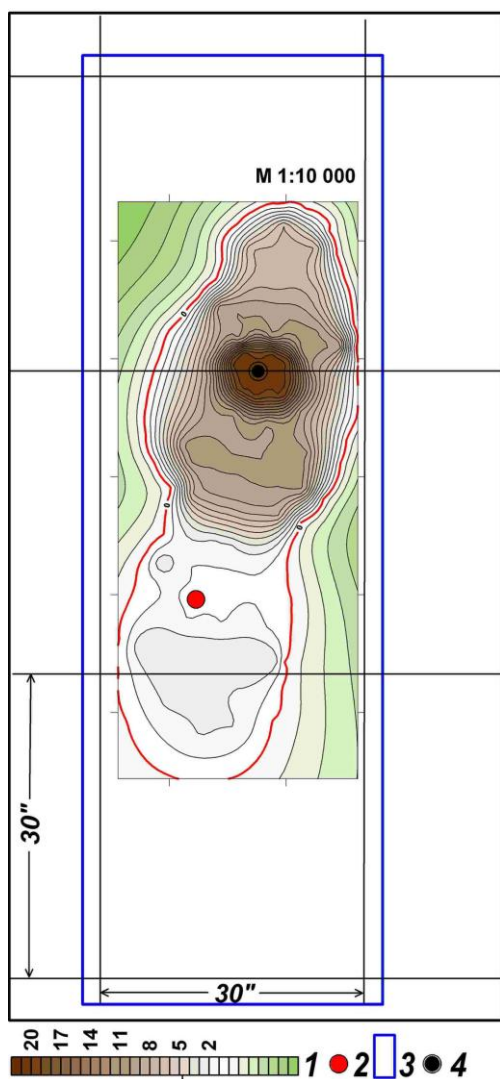


Рис. 11. Карта АТЗ типа «нефть» 1-го участка

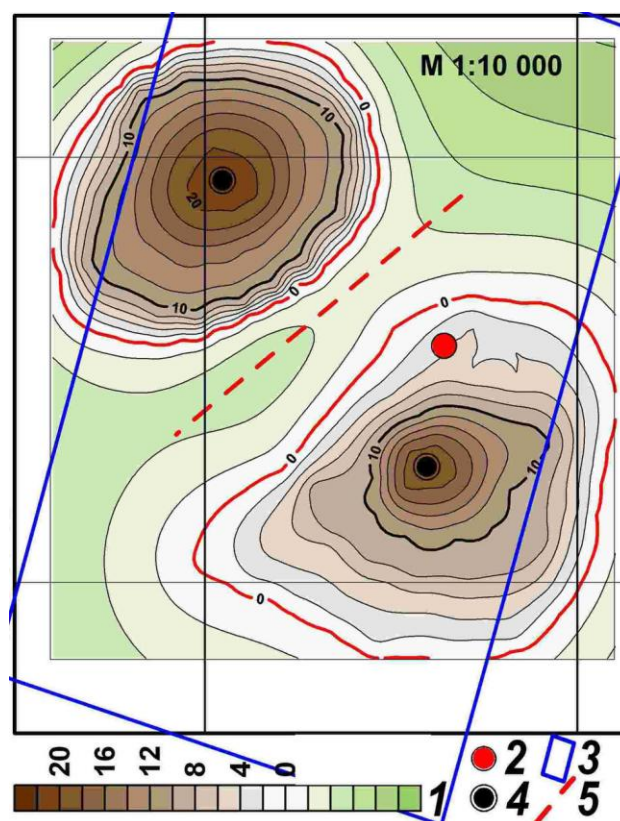


Рис. 12. Карта АТЗ типа «нефть» 2-го участка

1 – шкала интенсивности аномального отклика; 2 – пробуренная (в) и запроектированная (г) скважины; 3 – контур участка; 4 – точка ВЭРЗ; 5 – тектоническое нарушение [18]

При дальнейшем бурении на нефть скважину в пределах первого участка целесообразно закладывать в точке вертикального зондирования (рис. 12).

В пределах участка №2 закартировано две локальные (практически изометрические) аномалии типа «залежь газа»: «юго-восточная» и «северо-западная» (рис. 11). Они разделены разломом северо-восточного простирания. В пределах этих аномалий имеются зоны повышенных значений пластовых давлений.

Закартированные в пределах второго участка аномалии типа «залежь нефти» (рис. 12) хорошо коррелируют с аномалиями типа «залежь газа» - они практически совпадают с контурами зон с повышенными значениями пластового давления. По результатам выполненной обработки данных ДЗЗ запроектированную скважину в пределах второго участка целесообразно сместить в одну из точек ВЭРЗ (рис. 12).

Опыт компании Шелл показывает, что только 5% территорий распространения сланцевых пород пригодны для экономически приемлемой добычи газа. Использование технологии «Поиск» в штате Техас показало [18], что и закартированные аномалии типа «залежь газа», пригодные для организации добычи сланцевого газа, занимают примерно 6% площади поисков. Аномалии типа «залежь газа», которые картируются геоэлектрической съемкой СКИП и специальным методом обработки и интерпретации данных ДЗЗ также занимают небольшие площади на территориях проведенных работ. Это свидетельствует, что мобильные технологии позволя-

ют оперативно находить и картировать зоны «Sweet Spots», в пределах которых может быть организована экономически приемлемая добыча сланцевого газа.

Приведенные на рис. 9-12 материалы свидетельствуют о вполне удовлетворительном совпадении результатов, полученных с помощью комплекса «Поиск» и специального метода обработки и дешифрирования данных ДЗЗ.

Отмеченные особенности положения аномалий типа «газ» на участках распространения сланцевых пород, установленные с помощью аппаратуры «Поиск» и специальной обработки данных ДЗЗ, позволяют по мнению авторов [18], более эффективно и целенаправленно организовывать поисковые работы и существенно повысить экономические показатели освоения сланцевых газовых месторождений.

1.8. Биогеофизический метод (БГФ-метод)

Имеются предложения использовать для поисков и разведки углеводородов сланцевых толщ биогеофизический метод (БГФ-метод), основы которого разработаны российским геофизиком Н.М.Андреевым. Технология поисков и разведки месторождений УВ на базе БГФ-метода изложены автором на Всероссийской конференции по глубинному генезису нефти «1-е Кудрявцевские чтения» (Москва, ЦГЭ, 22-25 октября 2012 г).

Ниже приводятся практически полностью материалы по БГФ-методу изложенные на вышеуказанной конференции.

В докладе не предлагается теоретическое обоснование физики этого явления – “это дело фундаментальной науки”. Возможно, к пониманию глубинных его основ могут привести исследования упоминаемой Нестеровым И.И. «...спиновой энергии неспаренных электронов вокруг смежных ядер углерода в органическом веществе» [19]. Для будущих исследователей здесь приведены лишь сведения о наблюдаемых его свойствах. Цель данной работы – на результатах экспериментальных работ продемонстрировать уникальные возможности технологии поисков и разведки месторождений УВ, сформировавшейся на основе БГФ метода. По мнению автора, в основе рассматриваемого явления лежит эффект взаимодействия некоего поля Земли с высокочувствительным биологическим датчиком, в качестве которого выступает организм человека-оператора. Воздействие этого поля на такой датчик, судя по всему, меняет вектор силовых линий так называемого «биополя человека», что приводит к вращению рамок в его руках, задавая им определённые положения. При этом действующая на рамки сила и принимаемое ими положение имеют свои характерные особенности при пересечении оператором различных проявлений данного поля – глобальных сеточных структур, являющихся его фоном, либо границ аномалий, нарушающих в некоторых местах стройную картину сеточных структур. Это позволяет (по мнению Н.М.Андреева) выделять и картировать такие аномалии на поверхности Земли, что и является основной задачей БГФ метода, в отличие от биолокации (dowsing, радиозестезии и пр.), приверженцы которой утверждают о возможности «диалога» с неким «информационным полем» Земли с помощью рамок (лозы), получая при этом самую различную информации об объектах поиска. Не так всё просто с БГФ аномалиями. Природа их ещё требует своего дальнейшего изучения, но выводы об источниках этих аномалий вполне очевидны, их можно сделать на основе имеющихся геологических знаний, опираясь на наблюдаемые результаты экспериментов.

Как показали исследования Н.М.Андреева (2012) источниками БГФ аномалий, отличающихся широким диапазоном своих размеров, являются объекты нескольких типов. В первую очередь это различные тектонические нарушения в скальном основании участков горных территорий, а также глубинные разломы в кристаллическом фундаменте под многокилометровыми осадочными толщами платформенных областей. Кстати, возможность практически без ослабления пронизывать такие толщи горных пород является одним из описанных теоретических свойств «торсионного» поля [1, 2], с которым некоторые авторы и связывают это явление. Не являются для него препятствием огромные толщи воды или многокилометровые слои воздуха. Крупные аномалии фиксировались автором на высоте 11 км с борта самолета. Положение глубинных разломов чётко фиксируется при пересечении многих рек по мостам. Есть свидетельства и других авторов о регистрации таких аномалий с борта самолётов [4, 7] и морских су-

дов [26]. Реакция организма на БГФ аномалии имеет определённую инерцию, поэтому размеры выделяемых аномалий определяются скоростью перемещения оператора. При пешем передвижении над трещинами можно фиксировать аномалии шириной до единиц сантиметров, при движении на автомобиле с различной скоростью над тектоническими нарушениями фиксируются аномалии шириной от единиц до сотен метров. Над пересекающимися тектоническими нарушениями, в местах наложения их полей они взаимно нейтрализуются. Опытным путём установлен ещё ряд свойств этого поля. Стройная картина сеточных полевых образований не искажается в самых мощных электромагнитных полях. Не оказывают они никакого влияния и на БГФ аномалии. Реакция рамок, изготовленных даже из диэлектриков, совершенно аналогична реакции проволочных рамок из любого металла. Всё это не позволяет прямо связать данное явление с электромагнитным полем. Исследуя возможную связь месторождений нефти с глубинными разломами, автором неожиданно было обнаружено, что и сами залежи нефти отражаются в виде обширных БГФ аномалий. При этом наложение поля тектонического нарушения на поле залежи нефти проявляется в виде рассекающей её нейтральной полосы, в пределах которой фиксируются лишь фоновые сеточные структуры. За пределами контура залежи продолжение тектонического нарушения отражается уже в виде полосы аномального поля. Эксперименты, проведённые на многих известных нефтяных месторождениях Волго-Уральской провинции, показали, что нет среди них ни одного, которое бы не отразилось в виде обширной БГФ аномалии! Реальность данного эффекта подтверждается тем, что подобные аномалии фиксируются и над нефтепроводами, и над ёмкостями с бензином под землёй на автозаправках. Было отмечено, что контур фактически каждого месторождения нефти пересекает глубинный разлом, а чаще целый их узел. Этот факт может стать весомым аргументом в пользу глубинного происхождения нефти!

В ходе проведения экспериментов была отработана (Н.М.Андреев, 2012) следующая технология поисков и разведки месторождений УВ. На первом этапе проводится экспрессная БГФ съёмка изучаемой территории, при которой оператор с ассистентами объезжает на скорости исследуемую территорию по имеющимся автодорогам, фиксируя с помощью GPS-навигатора границы пересечений крупных аномалий. Основанием для данной технологии съёмки послужила обнаруженная возможность фиксировать их прямо из салона автомобиля при его движении. Причём, как выяснилось, опытный оператор может почувствовать приближение к обширным БГФ аномалиям уже за 1-2 км и при большой скорости движения вовремя давать команду на её снижение и остановку в нужный момент для точной фиксации их границ. Для труднодоступных территорий экспрессную БГФ съёмку можно выполнить с борта самолёта или вертолёта. На втором этапе проводится детальная съёмка. Картирование обнаруженных аномалий с рассекающими их тектоническими нарушениями в доступных для внедорожника местах выполняется прямо из салона автомобиля. В труднодоступных местах делаются пешие вылазки. Таким образом, есть все основания утверждать, что множество обширных аномалий подобной структуры, зафиксированных автором, как на территориях известных нефтегазоносных провинций, так и при обследовании территорий Курганской, Челябинской, Тюменской и ряда областей Центральной России (Московская синеклиза), также отражают залежи углеводородов в их недрах. Затем в специальных программах зафиксированные точки переносятся на карты необходимого масштаба, соседние точки соединяются отрезками. Получившиеся фигуры БГФ аномалий и пересекающие их глубинные разломы покрываются разной штриховкой. В качестве приложений к отчёту построенные карты с контурами месторождений нефти предоставляются Заказчику работ. Данная технология позволяет выполнить частично на интересующем локальном участке ЛУ поиски и разведку месторождений УВ ещё до проведения аукциона, либо выставить предварительно изученную площадь с найденными месторождениями в качестве ЛУ. И это уже успешно было опробовано. Такие работы можно провести и на имеющихся ЛУ с целью локализации наиболее перспективных зон для дальнейшего изучения традиционными методами, выполняя их уже в значительно меньших объёмах. Результаты экспрессной БГФ съёмки одного из ЛУ приведены на рисунке 13. Правда на этой площади уже была выполнена сейсморазведка, а часть выявленных структур проверена методом «Анчар». Но заказчик, увидев возможности предлагаемой технологии, выразил желание дополнительно проверить БГФ методом намеченные под бурение площадки. И вряд ли бы он рискнул после всего увиденного закладывать

Рис. 13. Пересечения БГФ аномалий по дорогам при проведении экспрессной съёмки ЛУ
(по Н.М.Андрееву,2012)

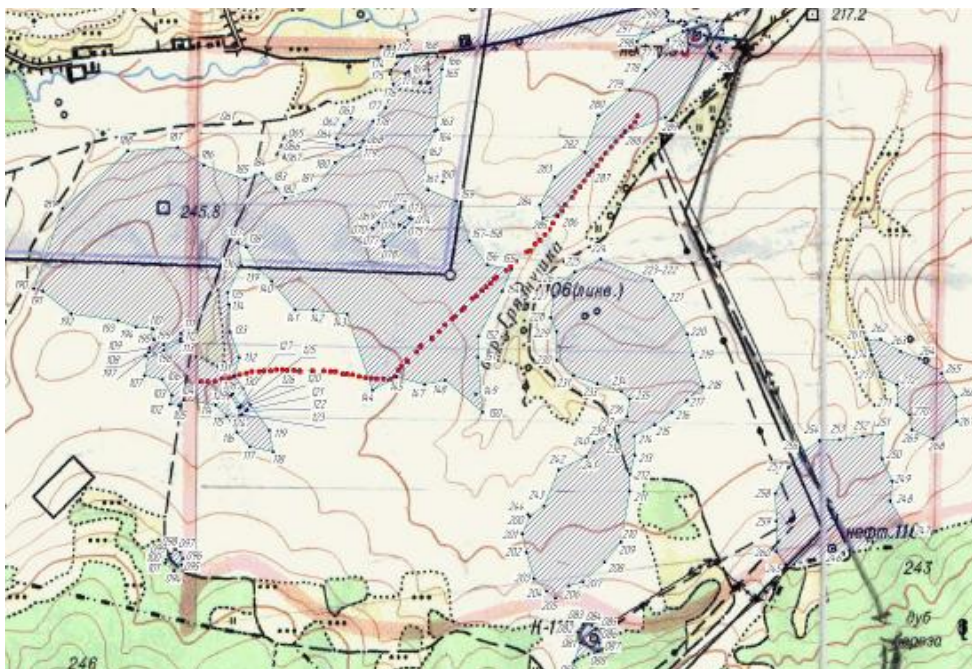


Рис. 14. Результаты детального картирования обширных БГФ аномалий – залежей нефти на одном из фрагментов ЛУ (по Н.М.Андрееву, 2012)

Очень наглядным оказался пример, когда из четырёх скважин одного из кустов, три были заложены в пределах аномалии. Бурение четвёртой «сухой» скважины можно было бы легко предотвратить, ведь она оказалась за её пределами. Интересен пример с одиноким кустом из двух скважин, которые были пробурены ещё в 1962 году и с тех пор стабильно дают безводную нефть. Рядом на несколько километров больше нет ни одной «качалки». Проверка показала, что обе скважины пробурены в жильную залежь нефти, отразившуюся протяжённой узкой аномальной зоной шириной чуть более 30 метров с разрывом внутри (тектоническое нарушение). С трудом верится, что эта зона была найдена в те годы и скважины с такой точностью заложены без участия лозоходцев!

Сегодня никто из учёных (по Н.М.Андрееву, 2012), пожалуй, уже не оспаривает связь месторождений УВ с глубинными разломами, правда, подразумевая под ней самые различные факторы. Но независимо от предпочтений все, по-видимому, согласны, что более продуктивные скважины располагаются вблизи этих разломов. Тимурзиев А.И. относит зоны растяжения новейшего времени, как каналов вертикальной струйной фильтрации глубинных флюидов, к поисковым критериям зон аккумуляции УВ [28]. Бембель Р.М. считает, что одним из основных поисковых признаков месторождений нефти должны стать субвертикальные зоны деструкции (СЗД), фиксируемые в разрезах высокоразрешающей 3D- сейсморазведки, которые он связывает с геосолитонными трубками [6]. Автором же с несопоставимо меньшими затратами средств, труда и времени над всеми проверенными глубинными разломами, предварительно выявленными БГФ методом, получены аналогичные субвертикальные ослабленные зоны в геомеханических разрезах РАП (резонансно акустического профилирования). Один из таких разрезов, полученный на объекте в Курганской области, приведён на рисунке 15. Судя по всему, в этих разрезах отражаются зоны трещиноватости в бортах разломов, которыми контролируются коллектора с залежами нефти жильного типа. Готовятся к реализации проекты, в которых предложенная технология поисков и разведки месторождений УВ будет дополнена профилями РАП, проложенными вкрест простирания разломов, для дополнительного инструментального подтверждения их присутствия.

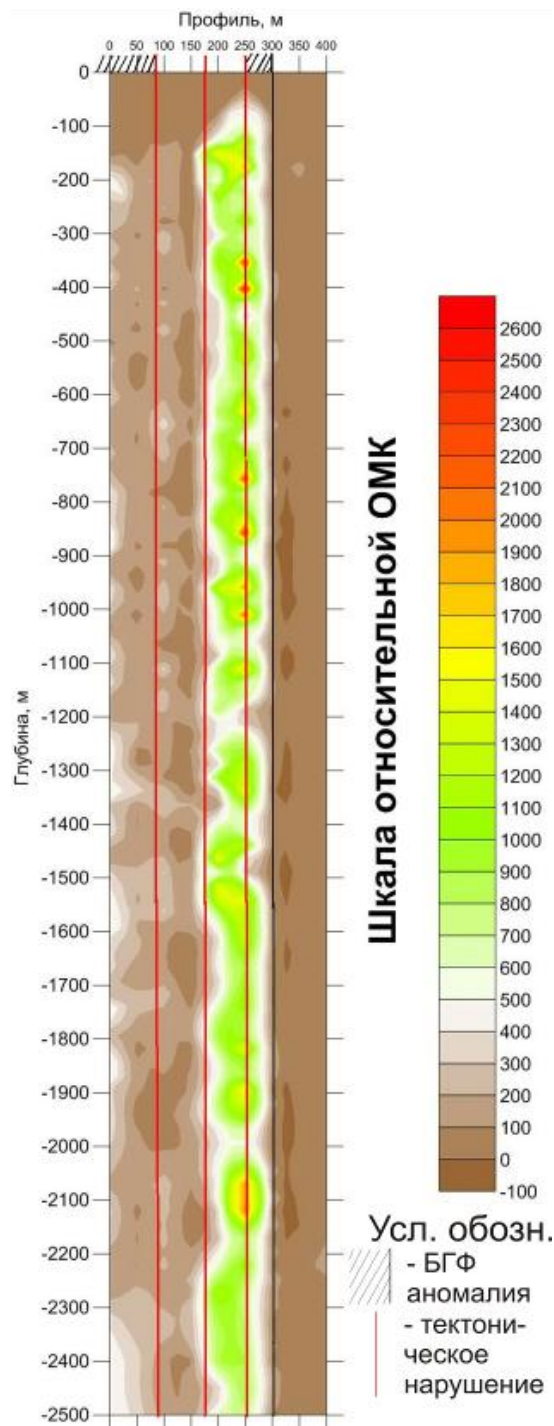


Рис. 15. Геомеханический разрез РАП, пересекающий БГФ аномалию и тектонические нарушения (по Н.М.Андрееву,2012)

По этим же профилям планируется выполнить признанную всем нефтяным сообществом газогеохимическую съёмку. Аномалии потоков углеводородов и других индикаторов в местах пересечения глубинных разломов, отразившихся в геомеханических разрезах РАП субвертикальными ослабленными зонами осадочных толщ, будет убедительным доказательством присутствия в недрах залежи углеводородов и основанием для заложения разведочных скважин. Для детального изучения структурного строения разреза, оценки глубины залегания возможных пластовых залежей нефти и фундамента, а также для выполнения обязательного в лицензионном задании геофизического метода - сейсморазведки, можно выполнить её в небольшом объёме, ограничившись площадью уже выявленной залежи. Представленные результаты экспериментов свидетельствуют, что технология поисков и разведки месторождений УВ на основе БГФ метода, не имеет аналогов по своей эффективности и экономичности. Фактически метод явля-

ется прямым и бурение первой же скважины на обнаруженных с его помощью БГФ аномалиях докажет это. Недостатком технологии, препятствующим широкому внедрению, является его зависимость от операторов с уникальными способностями организма и невозможность пока независимого контроля инструментальными методами. Но, по убеждению автора, во-первых, есть все предпосылки к созданию соответствующей аппаратуры, если наука перестанет «закрывать глаза» на существование этого явления и приступит к серьезному его изучению, а во-вторых, возможен подбор кандидатов в операторы среди людей, имеющих к этому способности, и обучение их этому искусству. Практикующих в лозоходстве не мало, беда одних отсутствие геологических знаний при наличии определённых способностей, другие при глубоких познаниях в геологии напрочь лишены способностей к работе с рамками (Андреев Н.М.. Технология поисков и разведки месторождений УВ на основе БГФ-метода // Всероссийская конференция по глубинному генезису нефти «1-е Кудрявцевские чтения». - Москва, ЦГЭ, 22-25 октября 2012 г.

2. ВОЗМОЖНОСТИ ГЕОФИЗИЧЕСКОЙ РАЗВЕДКИ ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ СЛАНЦЕВЫХ ТОЛЩ ТАТАРСТАНА

Стратегия геологоразведочных работ (ГРР) на нефть и газ в значительной степени определяется достигнутым уровнем геолого-геофизических методов картирования и подготовки объектов к опосредованному и освоению.

В Республике Татарстан и прилегающих областях и районах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции накоплен значительный опыт геофизических работ по исследованию отдельных литолого-стратиграфических подразделений геологического разреза осадочного чехла и кристаллического фундамента. Наибольшее внимание уделено традиционным регионально-нефтеносным горизонтам. В последние годы существенна ориентация на поиски небольших месторождений в локально нефтеносных горизонтах, как правило, сложнопостроенных с трудноизвлекаемыми запасами. Объектами прогноза служат ловушки нефти, обладающие небольшими площадными размерами и амплитудами. Опытными-методические работы по оценке возможностей геофизической разведки проводятся (Р.С.Хисамов, 2015) на полигоне «Доманик».

К настоящему времени на территории Республики осуществлен широкий комплекс как региональных, так и детальных геолого-геофизических исследований. Основной объем на площадях Татарстана выполнен ООО ТНГ-Групп (трест «Татнефтегеофизика, ОАО «Татнефтегеофизика»).

Ниже рассматриваются результаты отдельных методов разведочной геофизики, которые иллюстрируют принципиальные возможности изучения изменений литолого-фациальных особенностей, коллекторских свойств продуктивных пластов и других диагностических признаков (разломы, зоны трещиноватости) применительно к поискам и разведки скоплений углеводородов сланцевых толщ Татарстана

2.1. Сейсморазведка

Как показывает мировой опыт сейсморазведка, по сути, служит единственным методом, применяемым при поисках, разведки и разработки сланцевого газа и нефти.

В Татарстане сейсморазведка МОГТ является основным методом выявления перспективных объектов и подготовки их к глубокому бурению. На современном этапе МОГТ успешно используется при уточнении контуров известных залежей, подготовки новых объектов в пределах месторождений или вблизи их границ.

Информативность сейсмической разведки в последние годы существенно возросла. Применяются стандартные программы обработки (дообработка), специализированные алгоритмы интерпретационного анализа сейсмических трасс, основанные на совместном использовании акустических моделей среды и динамических характеристик отраженных волн. К последним относится [8, 32] определение и коррекция формы импульса, AVO-анализ, сейсмическая инверсия, а также определение и использование сейсмических атрибутов, сейсмическое моделирование и другие. Внедряются технологии прогнозирования геологического разреза. По материалам МОГТ составляются [8, 32] прогнозные карты общих и эффективных суммарных

толщин пластов девонского терригенного комплекса, выполняется динамический анализ атрибутов сейсмической записи для прогнозирования нефтенасыщенности отложений терригенного девона. В рамках решения задач прогнозирования геологического разреза осуществляется (что особенно важно) *амплитудная инверсия сейсмических данных* [32].

Оценивая состояние проблемы использования геофизических данных в практике геологоразведочных работ на нефть и газ, следует отметить (Р.Г.Харисов, В. А.Екименко, И.М.Миргалимов, 2009) постоянный прогресс в этой области, в частности, в развитии методических приемов интерпретации, возрастании уровня технического и информационного обеспечения. При разведке нефтяных и газовых месторождений, подготовке их к разработке, на этапе оптимизации разработки общепринятой стала практика проведения геологического моделирования. Технология геологического моделирования базируется на данных 3D сейсморазведки, данных ГИС, результатах опробования скважин и их эксплуатации, геологической информации.

2.1.1. Роль наземной и скважинной сейсморазведки в построении геологических моделей

Роль наземной и скважинной сейсморазведки на территории Татарстана обозначена В.А.Екименко и Ж.К.Добровольской (2012). Указывается, что сейсмическая разведка предназначена для решения структурных, стратиграфических, литофациальных, емкостных и фильтрационных задач при поисках углеводородов.

Наибольшее распространение и развитие в последнее время получила сейсморазведка в модификации МОВ-ОГТ как профильная – двумерная (2D), так и площадная – трехмерная (3D), площадная – трехмерная – трехкомпонентная 3D/3C (3D-3К), площадная – трехмерная – мониторинговая (4D), а также скважинная многокомпонентная.

Результативные материалы всех видов сейсморазведки используются при создании геологических моделей. Однако степень представительности (или достоверности) их различна.

Место сейсморазведки 3D при формировании геологических моделей представляется следующим образом (рис.16).



Рис. 16. Место сейсморазведки при формировании геологических моделей (по В.А.Екименко, Ж.К.Добровольской, 2012)

В результате обработки полевых материалов съемки 3D формируется куб сейсмических данных. Куб сейсмических данных комплексируется с материалами скважинной сейсморазведки и ГИС. Осуществляется (В.А.Екименко, Ж.К.Добровольская, 2012) геологическая интерпретация по двум направлениям.

Первое направление:

Структурная или так называемая кинематическая интерпретация, на выходе которой приводятся: карты, схемы, уточненные контуры залежей. Далее структурный каркас пере-страивается в геологическую модель.

Второе направление:

Динамическая интерпретация включающая

- атрибутный анализ,
- сейсмофациальный анализ,
- AVO анализ и амплитудная инверсия,

Результатом этих процедур является прогноз фильтрационно-емкостных свойств: литология (коллектор – неколлектор), толщины общие и эффективные, пористость.

Полученные сведения используются в геологической модели для насыщения ее свойствами. В публикации (В.А.Екименко, Ж.К.Добровольская, 2012) использованы материалы съемки 3D, полученные в 2011–2012 гг. в южной части Ново-Елховского месторождения. Основным объектом разработки являются пашийские отложения. Кроме того, установлены залежи в заволжских отложениях, в отложениях турнейского яруса, бобриковского горизонта. Также установлены залежи в отложениях башкирского яруса и верейского горизонта.

Куб сейсмических данных содержит колоссальный объем информации о геологическом строении участка (рис.17).

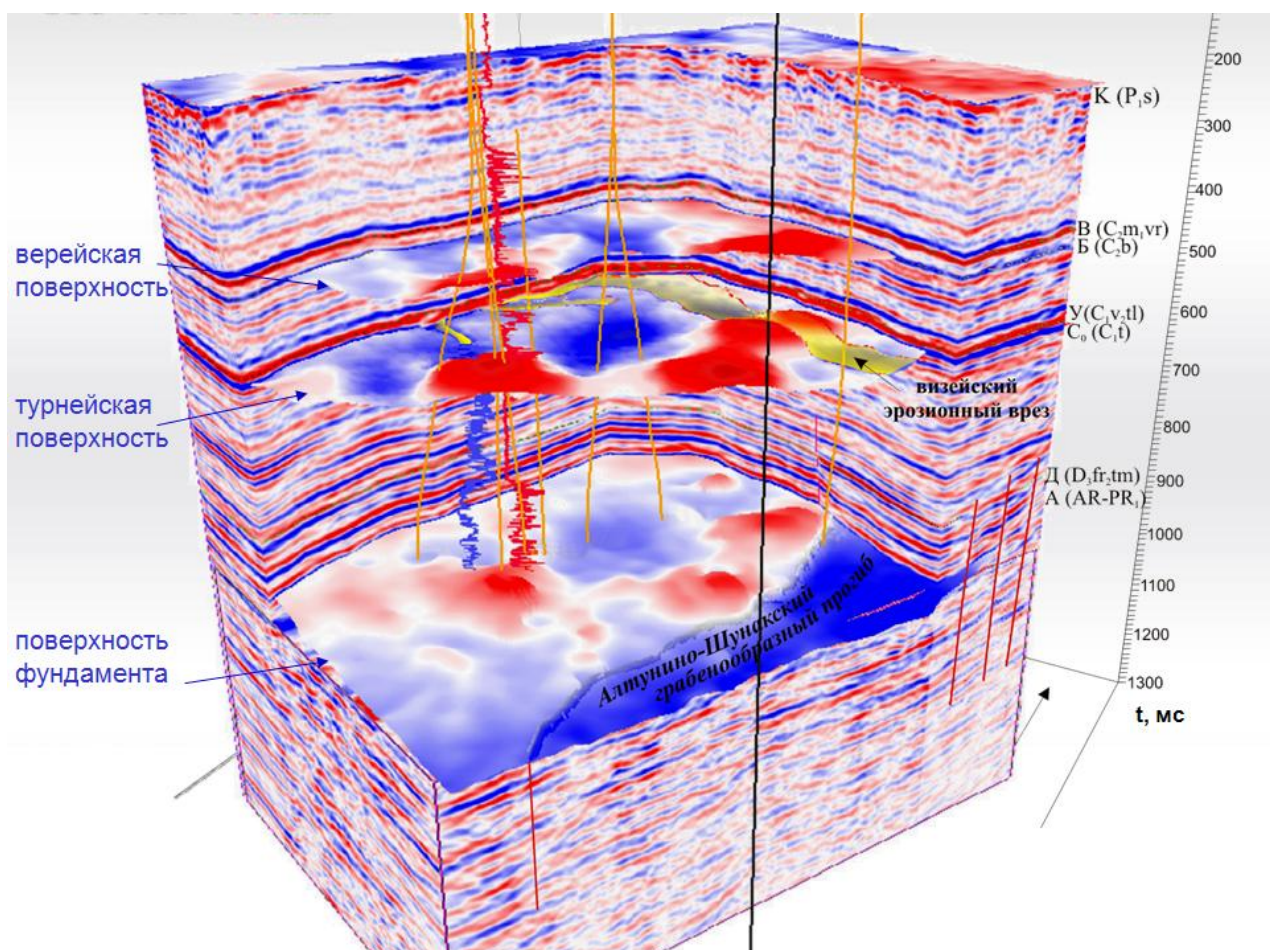


Рис. 17. Куб сейсмических данных с аксонометрическим изображением турнейской поверхности и кровли кристаллического фундамента (по В.А.Екименко, Ж.К.Добровольской, 2012)

Одним из основных результатов сейсморазведки 3D является детальное представление о геологическом строении, получение сведений о морфологических особенностях. На рис.18 с высокой степенью детальности представлены две поверхности, демонстрирующие строение участка в девонском и каменноугольном интервалах разреза (в этом интервале разреза залегают верхнедевонско-турнейские отложения перспективные на сланцевые газ и нефть).

Велика роль сейсморазведки 3D в комплексе с ГИС в уточнении контуров нефтеносности. Структурные карты по эффективным частям пластов-коллекторов пашийского горизонта были построены непосредственно на каждый пласт, а на основе анализа атрибутов сейсмической записи, совместно с данными ГИС, удалось значительно уточнить контуры нефтеносности, скорректировать границы зон ухудшенных коллекторских свойств. Очень представительные результаты (рис.18) получены при уточнении контуров нефтеносности и внутреннего строения бобриковских отложений.

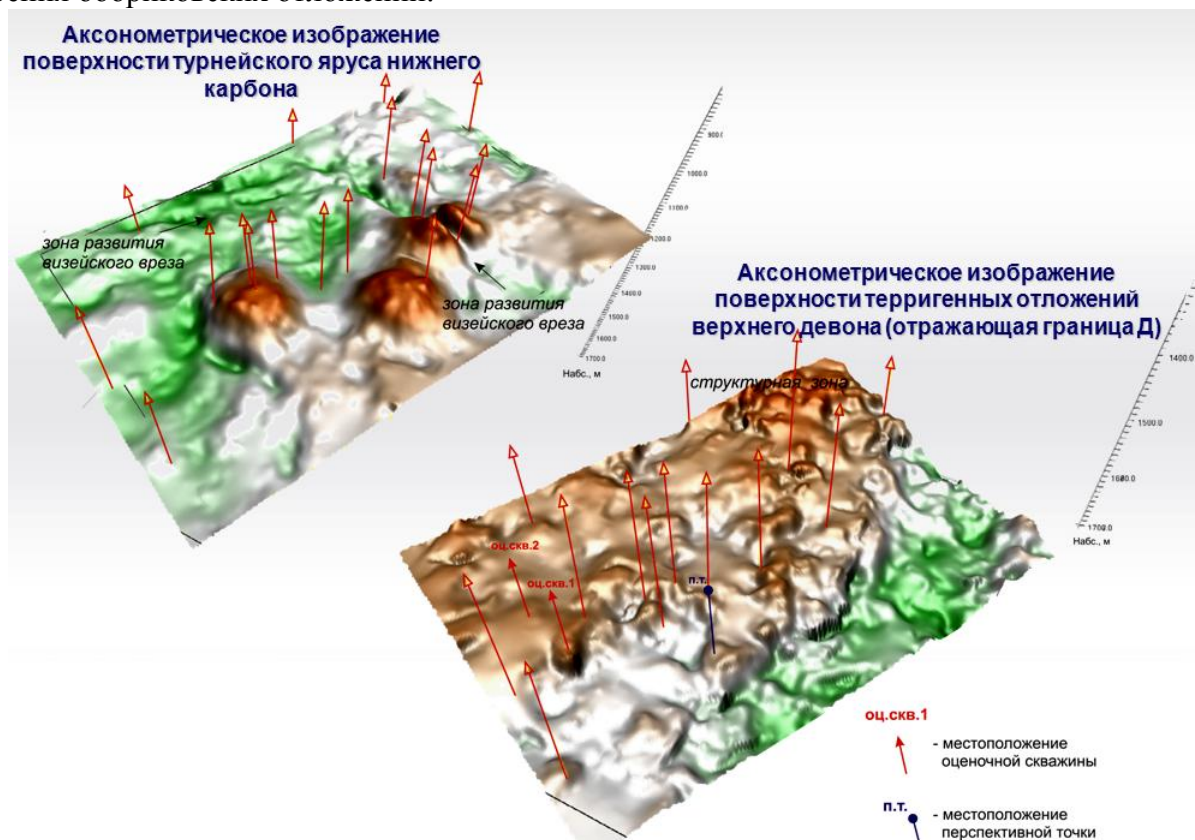


Рис. 18. Информация о морфологических особенностях разреза для создания структурного каркаса геологической модели (по В.А.Екименко, Ж.К.Добровольской, 2012)

Прогнозирование строения бобриковских отложений выполнено на основе сейсмофациального анализа и инверсионного преобразования куба сейсмических данных (рис. 19). Сейсмофациальный анализ – это анализ формы (рисунка) сейсмической записи. Инверсионное преобразование – это получение куба акустического импеданса, несущего информацию о физических свойствах разреза. Эти данные с использованием корреляционных зависимостей пересчитываются в карты толщин. Также было выполнено прогнозирование строения бобриковских отложений в границах развития врезных и околорезовых зон с выходом *(особенно важно при выборе точек, где предполагается гидроразрыв продуктивного пласта)* на расчет коэффициента песчанистости.

Материалы, полученные в процессе динамической интерпретации, передаются для насыщения геологической модели петрофизическими характеристиками. На сегодняшний день пока нет опыта включения в геологическую модель количественных параметров трещиноватости, однако при соответствующем параметрическом обеспечении (выполнении исследований акустическим, электрическим имиджером в соответствующих интервалах) и оценок, которые дает съемка 3D, параметры могут быть количественно расшифрованы и использованы в геологической модели. При этом нельзя не отметить роль скважинной сейсморазведки, одно из направлений которой – параметрическое обеспечение наземной сейсморазведки (стратиграфическая привязка границ, скоростные характеристики среды).

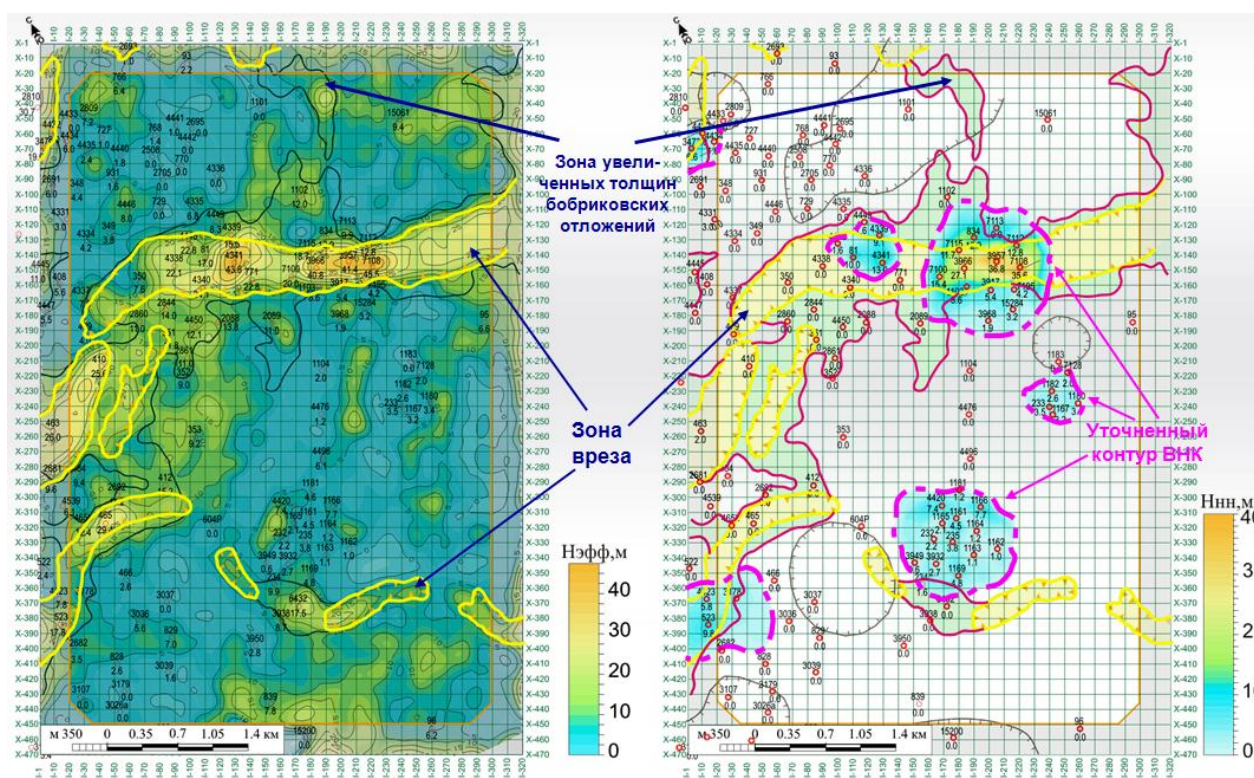


Рис. 19. Прогнозирование строения бобриковских отложений
(по В.А.Екименко, Ж.К.Добровольской, 2012)

Второе направление скважинной сейсморазведки – это оценка структурных, литологических особенностей, оценка параметров трещиноватости отложений. Преимущество скважинной сейсморазведки – небольшой срок выполнения работ, ограничение – получаем информацию на небольшом расстоянии вокруг скважины (сотни метров).

Вклад сейсморазведки 3D (конечно, при комплексировании с данными ГИС и бурения) в создание геологических моделей залежей продемонстрирован на рисунке 20. Эта модель построена в 2012 г. Здесь обращает на себя внимание информация о распределении коллекторских свойств (пористости) и изменение литологии продуктивного пласта, что как правило, контролирует местоположение зон и участков сланцевых толщ перспективных на углеводороды. Возможности изучения литологических особенностей и изменения коллекторских характеристик продуктивных пластов отдельных стратиграфических подразделений геологического разреза палеозоя Республики Татарстан проиллюстрировано и во многих других работах сотрудников ООО «ТНГ-Групп».

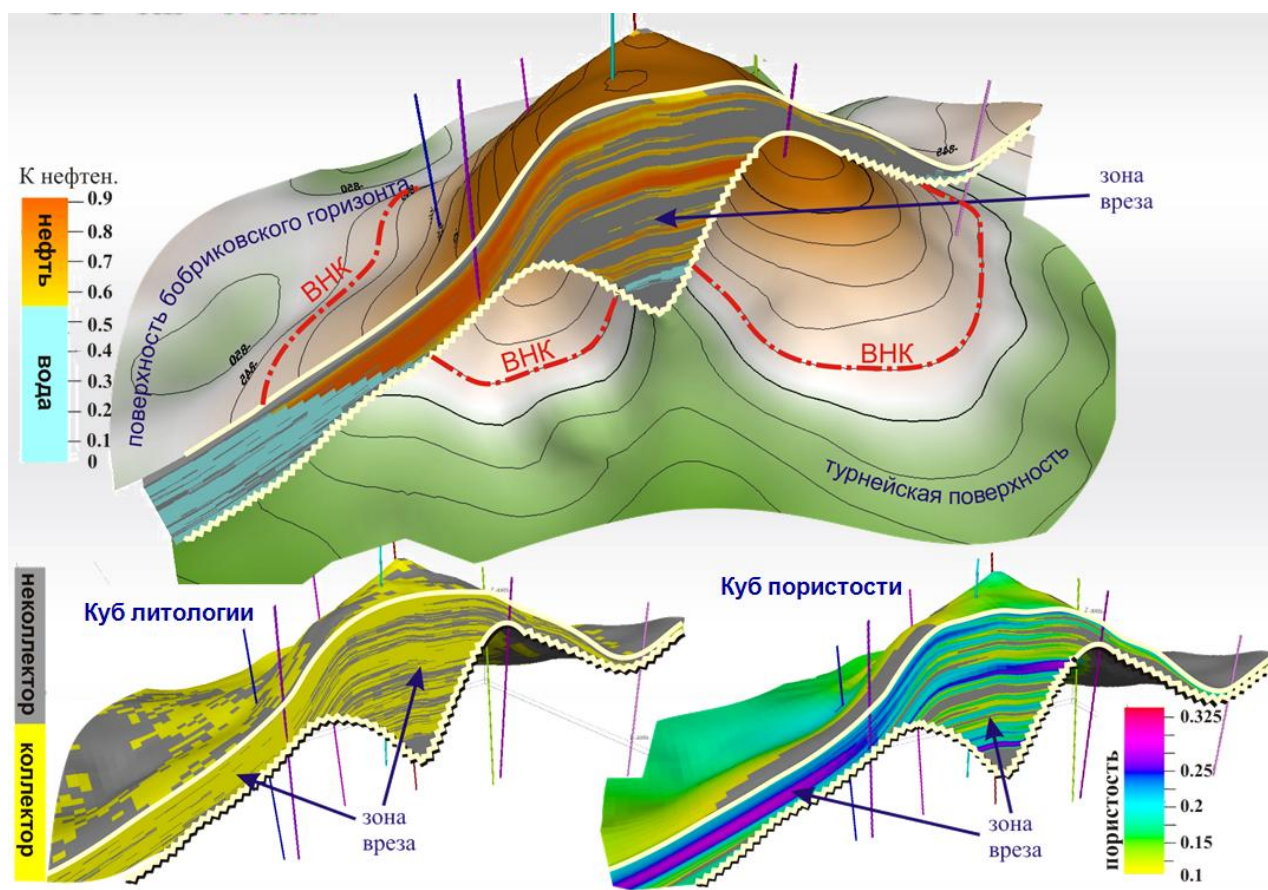


Рис. 20. Сейсморазведка в создании геологических моделей
(по В.А.Екименко, Ж.К.Добровольской, 2012)

Применение трехмерной сейсморазведки повышает детальность исследования сложно-построенных ловушек. С развитием пространственных систем наблюдений, т.е. 3D, открывается возможность использования сейсморазведки для прогноза ФЕС продуктивных отложений и построения представительных геологических моделей.

2.1.2. Применение сейсмической инверсии с целью прогноза коллекторских свойств одного из нефтяных месторождений ПАО «Татнефть»

Наиболее современные методики прогноза коллекторских свойств основаны на использовании результатов акустической инверсии. Применение сейсмической инверсии с целью прогноза коллекторских свойств широко используется при поисках, разведки и разработки углеводородов сланцевых толщ. Ниже приводится рассмотрение опыта получения геологических результатов (В.А. Екименко, Ф.Ф. Зелезняк, А.В. Семенова; 2010) с помощью процедуры сейсмической инверсии на одном из нефтяных месторождений ПАО «Татнефть».

Термином «акустическая инверсия» (иногда –«амплитудная инверсия») в последнее время обозначается процедура, которая с шестидесятих годов прошлого века известна как «псевдоакустический каротаж» (ПАК) и сводится к определению важнейшей характеристики модели среды –акустического импеданса (произведение скорости продольной волны на плотность), который можно получить путем обратной фильтрации или инверсии сейсмических разрезов 2Д или кубов 3Д с использованием правильно подобранного импульса. При этом необходимо наличие акустического и плотностного каротажа по скважинам для создания исходных моделей. При инверсии сейсмическая волна представляется в виде ступенчатого отклика, соответствующего акустическому импедансу или акустической жёсткости ($V_p \cdot \rho$) слоистой толщ.

На одном из нефтяных месторождений ПАО «Татнефть» в Сирии специалистами ООО «ТНГ-Групп» выполнены обработка и интерпретация сейсмических данных 3Д. На площади работ пробурено четыре скважины, в трех из них проведены акустический и плотностной каротажи, в двух – исследования ВСП. Это позволило создать стартовую модель для инверсии и да-

ло возможность в первом приближении оценить возможность прогнозирования коллекторских свойств. Объектом исследований являются карбонатные отложения Shiranish (пласт-коллектор Sh) верхнего мела. Пласт-коллектор представлен аргиллитовыми доломитизированными известняками. Общая толщина пласта-коллектора изменяется от 99 м до 105 м, суммарные эффективные толщины меняются от 13.5 м до 37.8 м, пористость меняется в пределах 16-18%, предположительно залежи структурного типа – массивные, тектонически экранированные, коллектор трещиноватый.

Из четырех скважин продуктивными оказались три, была поставлена задача оценить дальнейшие перспективы исследуемой площади и дать рекомендации на последующее бурение.

В результате выполненной работы получен куб акустического импеданса в интервале залегания продуктивного пласта Shiranish, (рис. 21), по которому рассчитаны карты среднего импеданса (рис.22) в двух окнах – для определения среднего импеданса по всему пласту и непосредственно в интервале залегания продуктивной части пласта, определенной по скважинам. На полученных картах выделяются (В.А. Екименко, Ф.Ф. Зелезняк, А.В. Семенова; 2010) зоны с повышенными значениями импеданса, куда попадают продуктивные скважины. «Сухая» скважина располагается в отличной от продуктивных скважин зоне с более низкими значениями импеданса, что возможно характеризует ухудшенные коллекторские свойства.

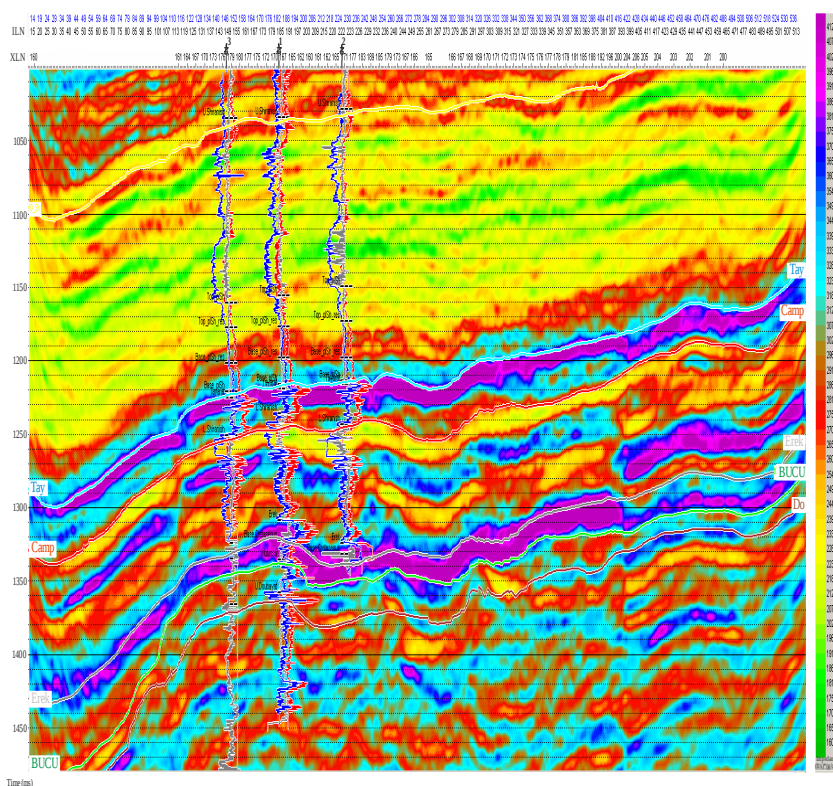


Рис. 21 Траверс по кубу импеданса через пробуренные скважины.
(по В.А.Екименко, Ф.Ф. Зелезняк, А.В. Семеновой; 2010)

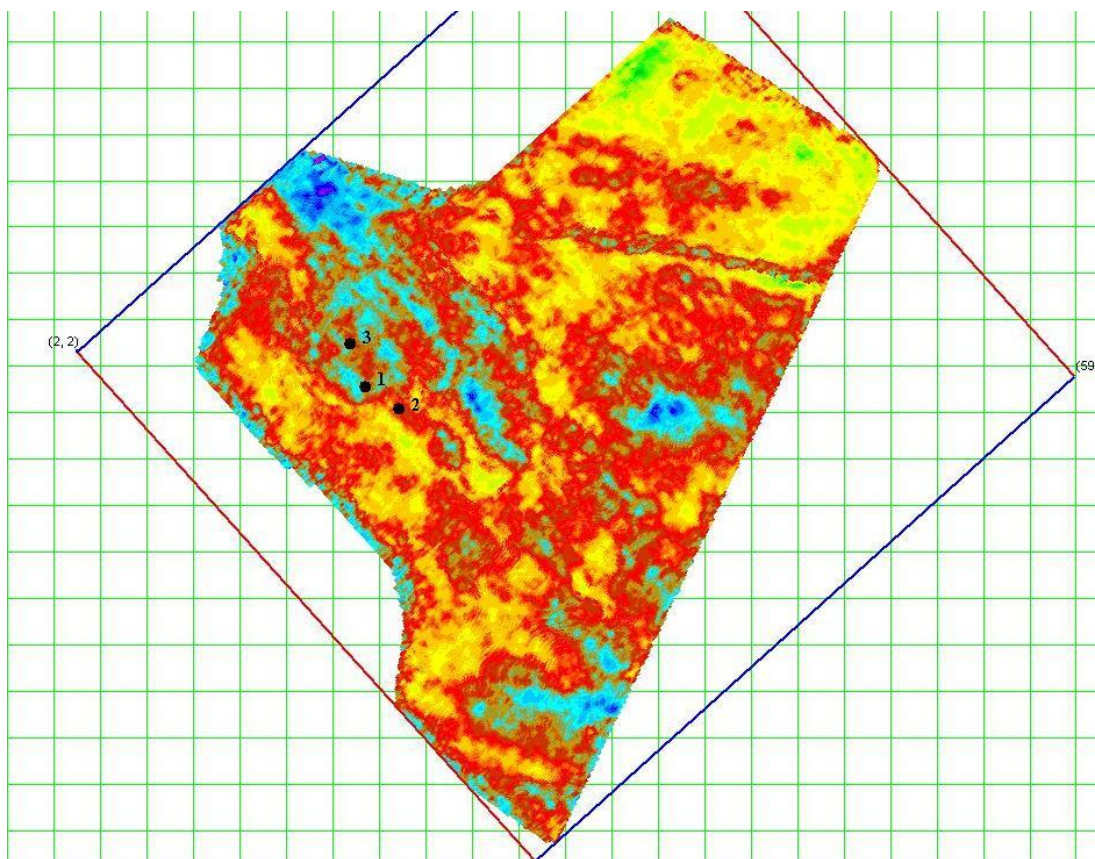


Рис. 22 Карта средних значений импеданса, полученная в интервале залегания продуктивного пласта (по В.А.Екименко, Ф.Ф. Зелезняк, А.В. Семенова; 2010)

2.1.3. Целесообразность переобработки архивных съемок 3D

Еще в конце прошлого столетия некоторые участки Республики Татарстан были изучены площадными сейсморазведочными работами МОГТ 3D. Представляет интерес переобработка и переинтерпретации полученных ранее сейсмических материалов 3D на новом технико-методическом уровне и в комплексе с данными вновь пробуренных скважин.

Целесообразность переобработки архивных материалов оценена на примере одного из нефтяных месторождений, расположенного в пределах западного склона Южно-Татарского свода и изученного в 1998 г. работами МОГТ 3D. Обработка и интерпретация полученных материалов ранее выполнена с помощью программных комплексов INSIGHT/3D и GeoQuest фирм Landmark и Schlumberger. В 2011 г. сейсмические материалы переобработаны с использованием современных программных комплексов FOCUS фирмы Paradigm Geophysical. Результаты переобработки позволили получить (по В.А. Екименко, А.И. Хайдаровой; 2012) более информативный куб сейсмических данных.

Территория, на которой расположено месторождение, характеризуется сложными сейсмогеологическими условиями. Связано это с наличием зон развития верейских и визейских эрозионных врезов (участков размыва поверхности башкирского яруса среднего карбона и турнейского яруса нижнего карбона). В пределах месторождения закартировано большое количество поднятий, которые являются структурами облекания небольших по размерам высокоамплитудных верхнефранско-фаменских органогенных построек. Эти поднятия контролируют залежи нефти в карбонатных отложениях среднего карбона и в карбонатных и терригенных отложениях нижнего карбона.

Современные методы интерпретации позволяют получать не только вышеперечисленные результаты, но и решать такие задачи, как прогнозирование геологического разреза и фильтрационно-емкостных свойств пластов-коллекторов (общие, эффективные, нефтенасыщенные толщины, пористость). Эти задачи успешно решаются выполнением динамического

(атрибутного) анализа, сейсмофациального и инверсионного преобразования кубов сейсмических данных.

Одной из уникальных залежей нефти в пределах рассматриваемой территории является залежь в пределах верейского эрозионного вреза, который протрассирован в виде узкой протяженной полосы субмеридионального направления, осложняя при этом сводовую часть поднятия (рис. 23). По данным бурения, толща выполнения вреза содержит нефтенасыщенные песчаники толщиной до 35 м. Залежь нефти вскрыта несколькими скважинами, в четырех скважинах пласт-коллектор заглинизирован. С целью прогноза коллекторских свойств отложений, заполняющих врез, выполнен сейсмофациальный анализ с использованием пакета программ Stratimagic компании Paradigm Geophysical. На полученной карте классификации сейсмических трасс в области верейского вреза выделяется несколько участков, при этом области с фациями с 1 по 4 классы можно соотнести с зонами замещения пластов-коллекторов глинистыми разностями. Области с фациями 6–7 классов соответствуют зонам, где выделены терригенные отложения с улучшенными коллекторскими свойствами (рис. 24). Таким образом, результаты сейсмофациального анализа позволяют выделить зоны с перспективными пластами-коллекторами в толще выполнения верейского эрозионного вреза, тем самым уточнив строение залежи.

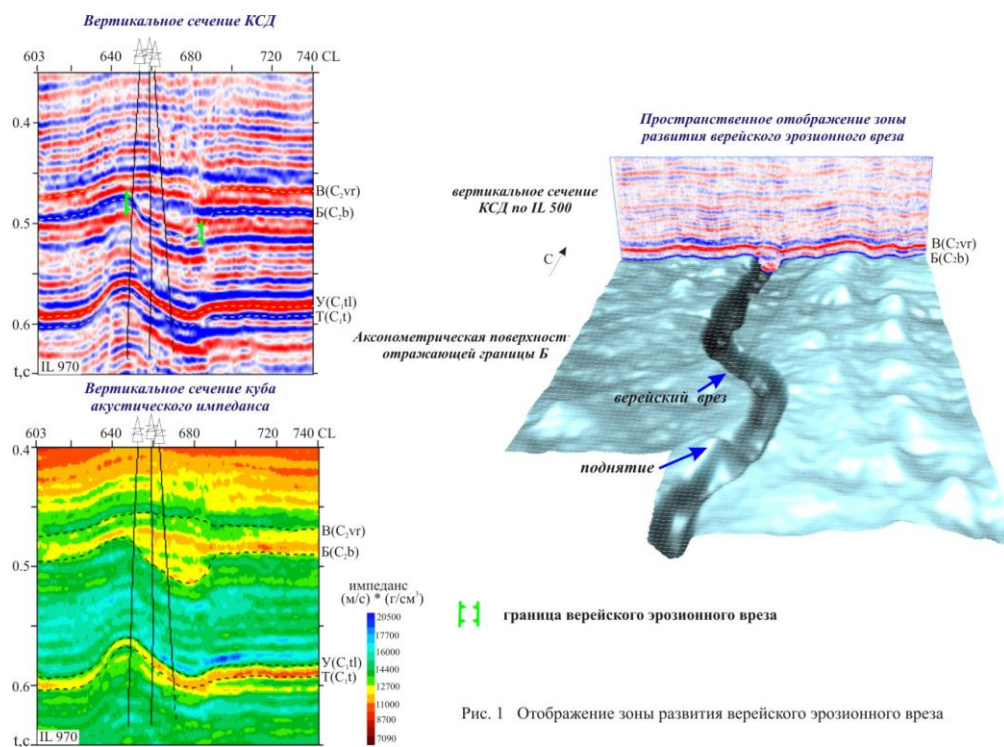
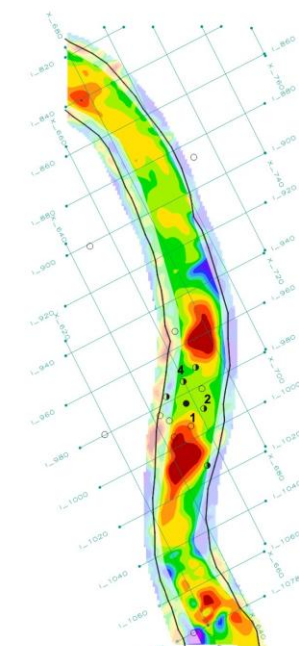


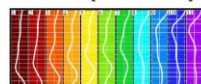
Рис. 1 Отображение зоны развития верейского эрозионного вреза

Рис. 23. Отображение зоны развития верейского эрозионного вреза (по В.А. Екименко, А.И. Хайдаровой; 2012)

Карта классификаций сейсмических трасс



Панели модельных трасс классификаций



- скважины:
- давшие приток нефти
 - нефтенасыщенные по данным ГИС
- границы верейского вреза
- бортовые зоны вреза
- интервал анализа

Моделирование волновой картины на основе данных каротажа

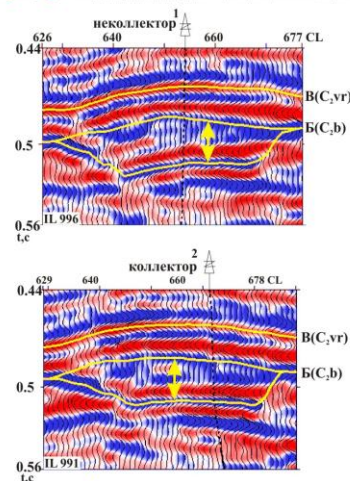
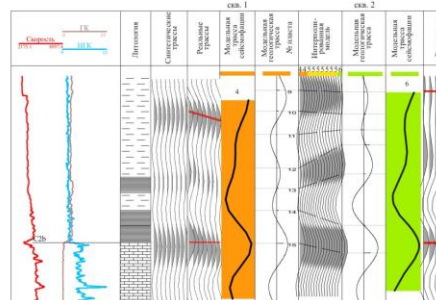


Рис. 24. Результаты сейсмofациального анализа, выполненного в пределах верейского эрозионного вреза (по В.А. Екименко, А.И. Хайдаровой; 2012)

Визейские эрозионные врезы находят яркое отображение в виде аномальных зон на горизонтальных срезах КСД различных модификаций, а также на вертикальных сечениях куба акустического импеданса (рис. 25). На вертикальном сечении куба акустического импеданса, полученного в результате амплитудной инверсии сейсмических данных, которая позволяет получать дополнительную информацию об акустических свойствах пород, слагающих резервуар, можно наблюдать, что заполняющие врезы отложения имеют разные значения импеданса. По данным бурения и материалов ГИС установлено наличие слабосцементированных песчаников в нижней части терригенной толщи, которые обладают наиболее хорошими коллекторскими свойствами; к кровле они замещаются алевролитами и глинами.

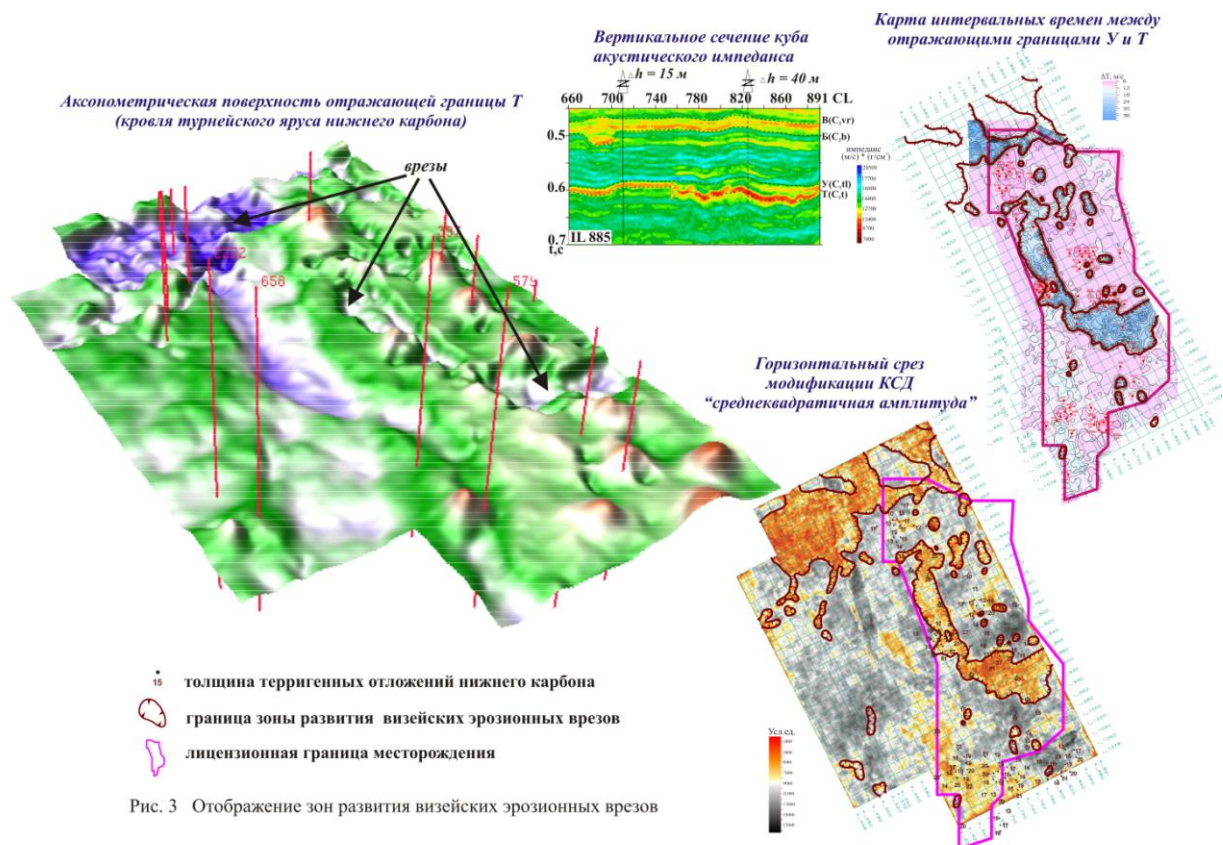


Рис. 3 Отображение зон развития визейских эрозионных врезов

Рис. 25. Отображение зон развития визейских эрозионных врезов (по В.А. Екименко, А.И. Хайдаровой; 2012)

На основе комплексного анализа материалов, полученных в результате инверсионного преобразования, динамического анализа (расчета атрибутов сейсмической записи), сейсмофа-
циального анализа были спрогнозированы распределения эффективных толщин, коэффициента
пористости продуктивных пластов-коллекторов (рис. 26).

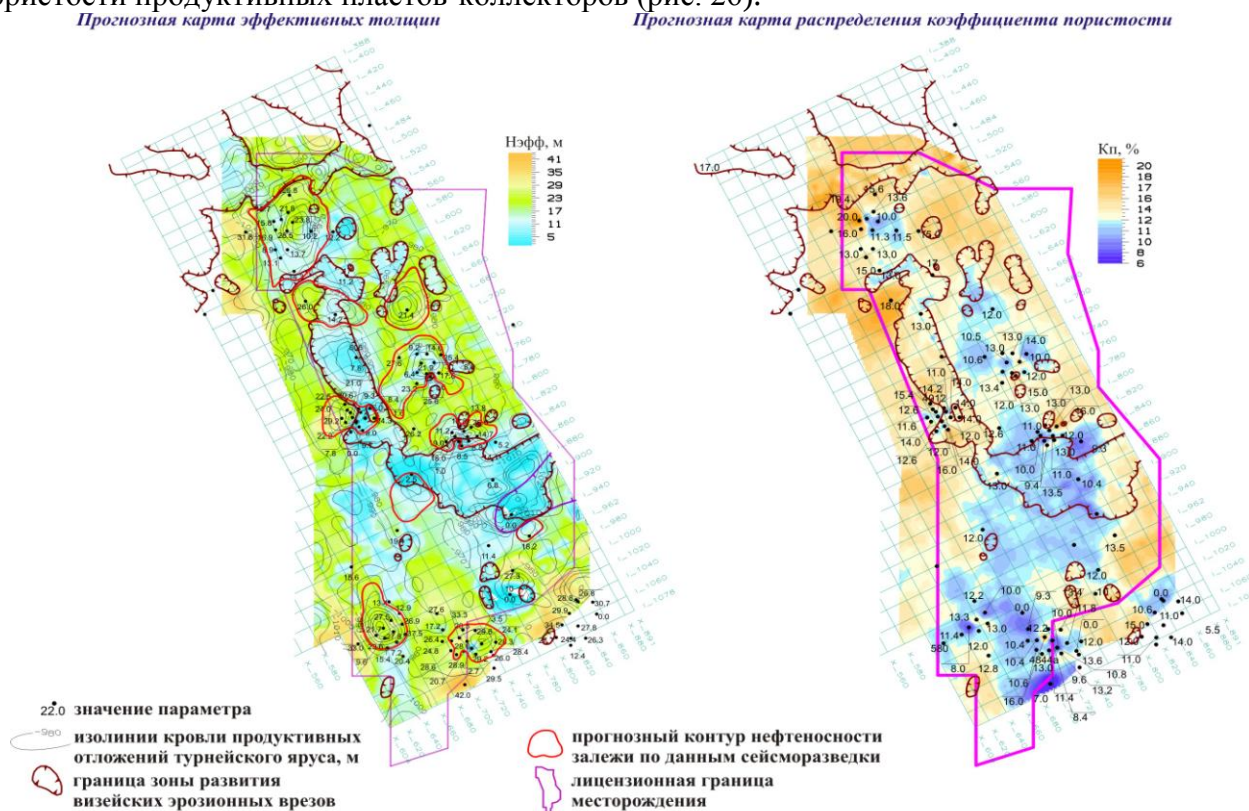


Рис. 26. Результаты прогнозирования коллекторских свойств продуктивных отложений турнейского яруса (по В.А. Екименко, А.И. Хайдаровой; 2012)

Результаты переобработки и переинтерпретации сейсмических материалов МОГТ 3D прошлых лет на современном технико-методическом уровне с учетом данных вновь пробуренных скважин позволят дать (В.А. Екименко, А.И. Хайдарова; 2012) «вторую жизнь» архивным съемкам 3D с выходом на решение задач прогнозирования геологического разреза и фильтрационно-емкостных свойств продуктивных (*в том числе сланцевых*) отложений.

Анализ истории открытий и практики геологоразведочных работ показывает [12] что решающее значение в создании мощной нефтяной базы на территории Татарстана принадлежит двум факторам: богатству недр и применению новых методик поисков, разведки и доразведки нефтяных месторождений.

Успех геологоразведочных работ на нефть определялся не только геологическими причинами, но и правильным решением теоретических, методических и технических вопросов, связанных с разработкой методики работ и обоснованием научных основ поисков полезных ископаемых. Поэтому история геологического изучения территории Татарстана тесно связана с историей развития сейсморазведки, как самого информативного метода нефтяной геофизики.

Большой объем геологоразведочных работ на нефть в настоящее время приходится на сейсморазведку МОГТ в модификации 2D. По состоянию на 2010 год практически вся территория Республики Татарстан покрыта сейсмической съемкой 2D с плотностью выше 1.0 пог. км/км² около 100 тыс. пог. км.

В пределах Татарстана пространственные сейсморазведочные работы 3D начали проводиться со второй половины 90-х годов прошлого столетия, проводятся они и в настоящее время, но в объемах, недостаточных, для того чтобы решать задачи подготовки ресурсов и уточнения строения залежей с промышленными категориями запасов для поддержания объемов добычи нефти. В пределах распределенного фонда недр проведено почти 5000 км² сейсморазведки 3D (Рис.27).

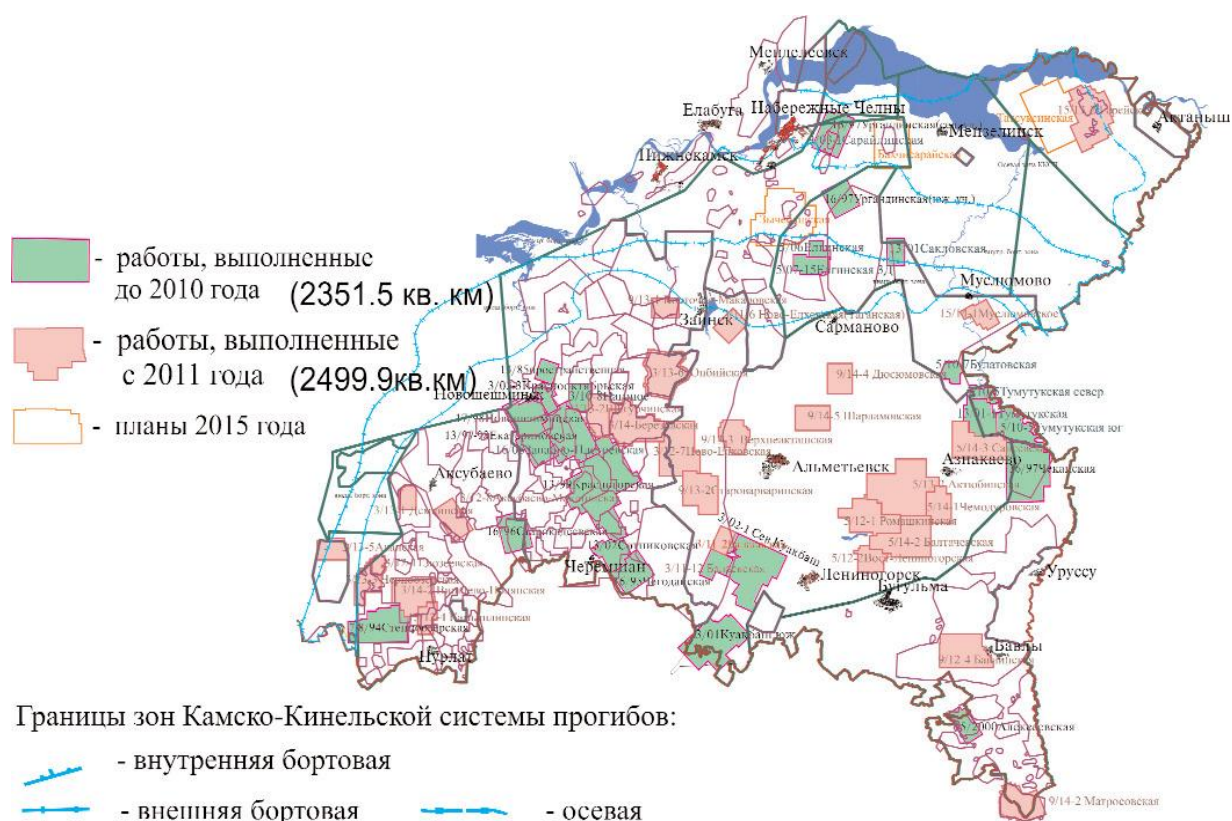


Рис. 27. Изученность Республики Татарстан сейсморазведкой 3D (по В.А.Екименко, 2015)

Основная информация о детальном внутреннем строении большинства месторождений Республики Татарстан в частности о стратиграфическом, тектоническом и фациальном строении поступает главным образом из результатов глубокого бурения. В связи с этим процесс по-

знания многих особенностей строения продуктивных отложений растягивается на долгий период и зависит от объёмов бурения. Ситуация может существенно измениться благодаря разрешающей способности и геологической информативности пространственной сейсморазведки, проведению сейсмических работ 3D в значительных масштабах и на новом техническом уровне. Материалы пространственной сейсморазведки позволяют [12] до бурения или при ограниченном числе скважин выявлять сложные геологические структуры различного типа, погребенные формы тектонического, эрозионного и аккумулятивного рельефа, намечать литолого-фациальные переходы, зоны вероятного распространения литологически экранированных ловушек и многие другие объекты.

Необходимость применения сейсморазведки 3D на месторождениях Республики Татарстан не вызывает сомнений, поскольку высокая плотность наблюдений позволят привлечь к детальному анализу изменения динамических особенностей сейсмического волнового поля в вертикальной и горизонтальной плоскостях, что важно при изучении структур в сложных сейсмо-геологических условиях (*это особенно актуально и для объектов сланцевых образований*). В настоящее время в скважинах месторождений Республики Татарстан проведён широкий комплекс современных исследований (ВСП, акустический каротаж, плотностной каротаж и т. д.) который целесообразен и должен использоваться для параметрического обеспечения пространственных сейсморазведочных работ.

Несмотря на огромный прогресс, наблюдаемый в последние годы в развитии самого информативного метода нефтяной геофизики — сейсморазведки, усложнение задач нефтяной геологии требует [12] не останавливаться на достигнутом, а искать новые пути их решения. В сейсморазведке сегодня это относится к прогнозированию непосредственно вещественных характеристик среды (в том числе характера флюида), изучению и прогнозу новых типов трещинных коллекторов и геодинамических характеристик разреза.

Суть новых требований нефтяной сейсморазведки состоит в переходе к флюидо-геодинамическим моделям нефтяных залежей. Решение таких задач требует более полного и глубокого знания упругих и других физических характеристик среды. Эти данные можно получить, изучая полное волновое поле, что означает внедрение многоволнового (3D/3C) просвечивания среды, т. е. использование, наряду с продольными, поперечных и обменных волн, а также использования сейсмического мониторинга (4D).

Сейсморазведка 4D выполняется для контроля движения флюидов в процессе эксплуатации месторождений, она включает повторяющиеся наблюдения 3D. Сейсморазведочные работы 3D являются первым обязательным этапом сейсморазведки 4D, обеспечивающим получение базовой сейсмогеологической модели для последующего мониторинга 4D.

Сейсморазведка 4D позволяет точно определять местонахождение и конфигурацию фронта заводнения месторождения. Это означает, что в будущем можно будет с большей точностью определять места бурения эксплуатационных скважин, что позволит избежать серьезных финансовых потерь в результате ошибок при закладке скважин. В сочетании с традиционными геолого-промысловыми исследованиями технология сейсмомониторинга позволит повысить эффективность разработки месторождений.

Всё вышесказанное свидетельствует [12] о том, что будущее сейсморазведки остается за сейсмическими наблюдениями МОГТ 3D, многоволновой сейсморазведкой и сейсмомониторингом 4D. (*Это положение согласуется (см. раздел обобщение) с общей тенденцией методологии исследования сланцевых образований, перспективных на углеводороды.*)

2.2. Изучение особенностей околоскважинного пространства методом ВСП

Значительная роль при детализации геологического строения месторождений, оптимизации сети эксплуатационных скважин отводится скважинной сейсморазведке. Уточнение геологического строения вокруг скважины - задача актуальная на этапе разработки месторождения, когда оперативный прогноз строения пласта коллектора на расстояние 300-600 метров от пробуренной скважины может повлиять на заложение кустовых эксплуатационных скважин. Решение геологической задачи оформляется в виде карт, схем и других графических приложений, подтверждающих ту или иную геологическую гипотезу. Эти же задачи актуальны при опреде-

лении мест заложения горизонтальных скважин, областей охвата гидроразрывом сланцевых отложений.

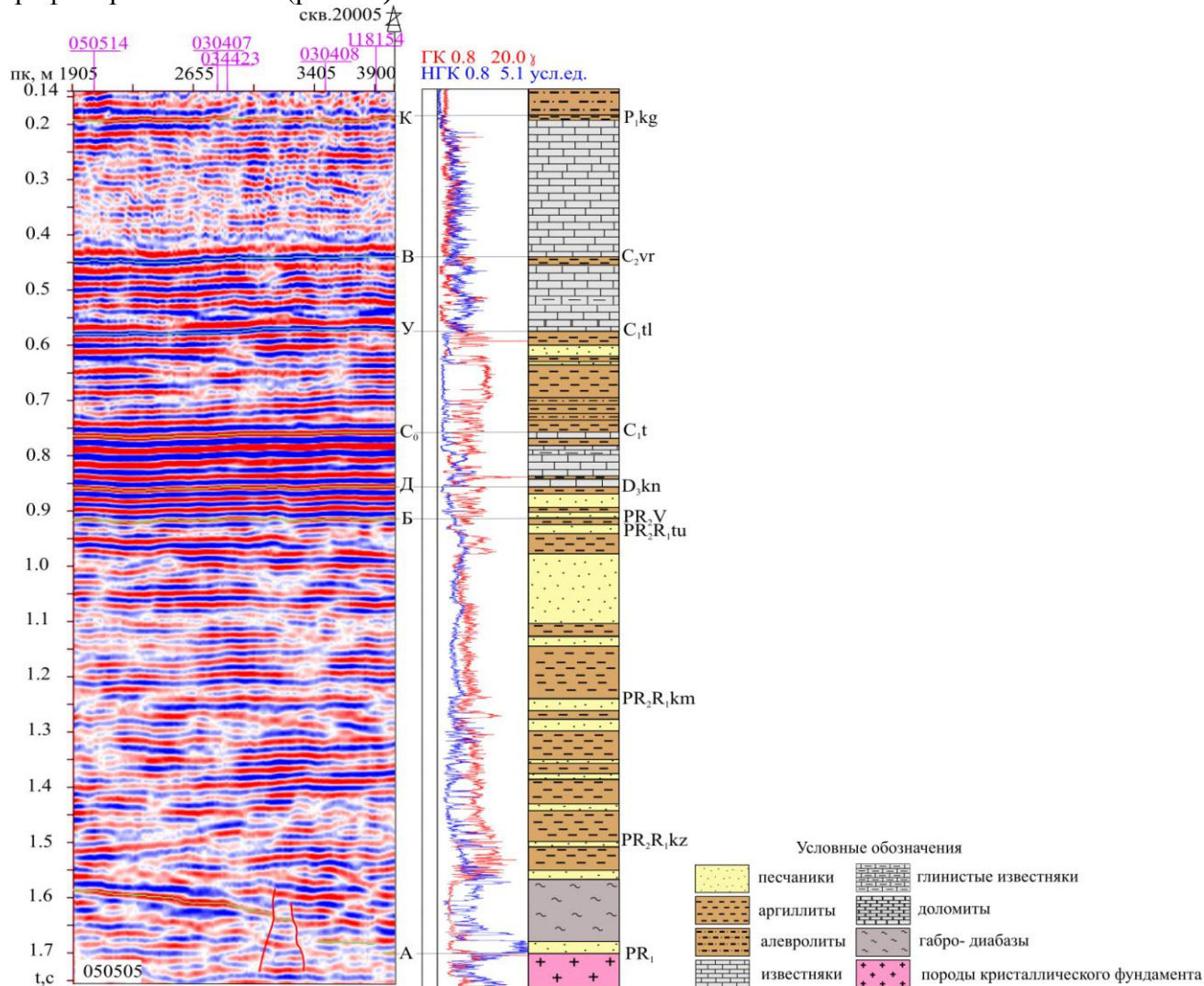
Вертикальное сейсмическое профилирование представляет связующее звено между промысловой и разведочной геофизикой. В Татарстане имеется (А.Н. Амиров и др., 1999; А.К. Доронкин и др., 2008) опыт применения сейсмического профилирования на поздних стадиях геологоразведочных работ. Благоприятный фактор для использования ВСП – широко развитая сеть скважин. Это позволяет получить существенную информацию о свойствах сред вокруг них.

Скважинные сейсмические исследования позволяют решать [9, 30] следующие геологические и технологические задачи, возникающие при разведке, разработке и эксплуатации месторождений нефти и газа:

- параметрическое обеспечение наземных сейсморазведочных работ;
- изучение структурных и литологических особенностей околоскважинной среды;
- исследование естественной и искусственной трещиноватости карбонатных пород;
- подготовка геолого-геофизических данных для бурения горизонтальных и наклонно-направленных скважин;
- прогноз и контроль результатов гидроразрыва пласта (ГРП).

Выделяются два основных направления применения ВСП.

Для параметрического обеспечения наземных сейсморазведочных работ (определение скоростной характеристики разреза, отражающих и поглощающих свойств отложений) и детальной стратификации отражений, приуроченных к границам раздела сред с различными акустическими свойствами, выполняются исследования методом вертикального сейсмического профилирования ВСП (рис. 28).



Непродольное вертикальное сейсмическое профилирование (НВСП) используется при детальном изучении геологического разреза в околоскважинном пространстве. Объемы выполняемых исследований НВСП (на землях ПАО «Татнефть») составляют от 25 до 40 скважин в год, которые расположены в разных тектонических и геологических условиях. Объектами исследований являются продуктивные отложения терригенного девона, нижнего и среднего карбона. В общей сложности НВСП исследовано более 300 скважин. Результаты НВСП в значительной степени способствуют [30] оптимизации геологических работ на стадиях разведки и разработки нефтяных месторождений.

В целях уменьшения риска непродуктивного бурения, кроме повышения надежности изучения структурных планов, необходима информация (*особенно важно для поисково-разведочных работ на сланцевый газ и нефть*) о литологических особенностях продуктивных пластов.

Методика прогнозирования литологических особенностей продуктивных отложений терригенного девона и нижнего карбона опробована на ряде нефтяных месторождений Республики Татарстан (Кузайкинском, Бухарском, Урустамакском, Матросовском и др.). Методический подход основывается на оценках отражающих свойств горизонтов, соответствующих продуктивным отложениям вдоль профилей НВСП.

Интересен опыт прогнозирования литологических особенностей пласта Д₁ пашийского горизонта на Урустамакском месторождении, где залежи нефти, связанные с линзами песчаных или песчано-алевролитовых пород, небольшие по размерам и относятся в основном к литологическому типу.

На Урустамакском месторождении вокруг скв. №№ 351, 231, 293, по данным исследований, было выявлено распределение зон с повышенной и пониженной глинистостью в пашийском горизонте (рис. 29).

В дальнейшем по материалам НВСП, полученным в пределах Урустамакского нефтяного месторождения (скв. №№ 351, 293, 231), пробурены скв. № 479 и скв. № 480. Результаты бурения показывают (*существенно для сланцевых отложений на поисковой стадии*) на высокую эффективность НВСП при прогнозировании зон литологических замещений пласта-коллектора.

Важный параметр при изучении карбонатных пород – их трещиноватость. Направление систем открытой вертикальной трещиноватости определяет распространение зон высокопродуктивных коллекторов. Существенно выявление участков с различной степенью проницаемости продуктивных пластов и определение азимутальной направленности проницаемости. На территории РТ исследовано 120 скважин.

Для оценки параметров трещиноватости в ООО «ТНГ-Групп» применяются два способа. В первом изучаются параметры азимутальной сейсмической анизотропии с использованием монотипных поперечных и обменных волн. Оцениваются параметры трещиноватости, если интервал трещиноватых пород составляет десятки метров. Во втором способе (способ возбужденной гидроволны СВГ) определяется подвижность флюида в коллекторах. Этот способ позволяет выявить проницаемость, обусловленную вертикальной трещиноватостью и ее параметры непосредственно в продуктивных пластах.

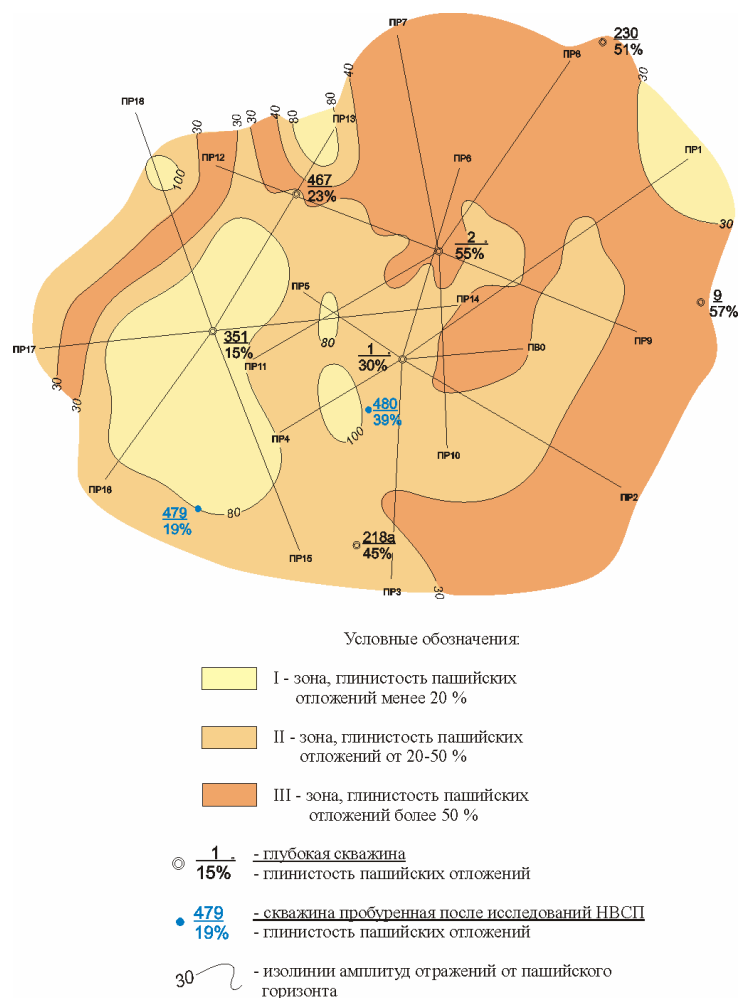


Рис. 29. Прогнозная схема глинизации пашийских отложений по данным НВСП и бурения Урустамакского месторождения (по А.К. Доронкину и др., 2008 г.)

Комплексирование данных, полученных двумя независимыми способами с существенно различной разрешающей способностью, повышает надежность и информативность исследований. Полученные результаты согласуются с данными геолого-промысловых методов.

Эффективность бурения горизонтальных и наклонно-направленных скважин определяется степенью достоверности и полноты данных, которые используются при проектировании и информационном сопровождении их бурения. Перед бурением горизонтальных скважин необходимо выявить плотные и трещиноватые участки, определить доминирующее направление трещин, оценить целостность и наклон пластов на протяжении проектируемых стволов ГС. Особое внимание уделяется выявлению активных дизъюнктивных дислокаций, контролирующих зоны повышенной фильтрации флюида.

Вертикальным сейсмическим профилированием решаются следующие вопросы [9,30,32]:

- изучение с повышенной детальностью структурных планов продуктивных отложений;
- оценка параметров трещиноватости в продуктивных отложениях и выделение зон с различным характером трещиноватости;
- прогноз и контроль результатов гидроразрыва пласта.

Используется комплекс исследований, включающий ПМ ВСП, ПМ НВСП, СВГ и др.

На рисунке 30 представлены результаты скважинных сейсмических исследований, направленных на сбор данных, необходимых для бурения горизонтальных и наклонно-направленных скважин, на примере одного участка Ромашкинского месторождения [32].

Целевым назначением работ являлось:

- изучение трещиноватости в пермских породах для прогнозирования направлений трещиноватости в нижележащих отложениях;

- изучение структурных особенностей и параметров трещиноватости продуктивных отложений среднего карбона;

- дифференциация участков по степени трещиноватости.

В скважине №134 исследованы башкирско-подольские отложения. По результатам анизотропия выявлена в башкирских отложениях. Направление доминирующей трещиноватости в исследованном интервале составляет 110 – 130° (рис. 30). Изучены окско-каширские отложения. В этих интервалах анизотропия незначительна. Направление доминирующей трещиноватости пород равно 130° (рис. 30).

В скважине № 139 исследованы серпуховско-каширские отложения. Анизотропными являются породы башкирско-серпуховских отложений. По результатам изучения азимутальной подвижности флюида в продуктивных отложениях серпуховского яруса выявлены две системы трещиноватости. Направление одной из систем трещиноватости составляет 100° и совпадает с направлением быстрой волны по результатам ПМ ВСП. Направление другой системы трещиноватости равно 170°, по этому направлению подвижность флюида максимальная. Примерно такое же направление трещиноватости (160°) выявлено и в пермских отложениях в мелкой скв.1, находящейся в 150 м восточнее от скважины № 139 (рис. 30).

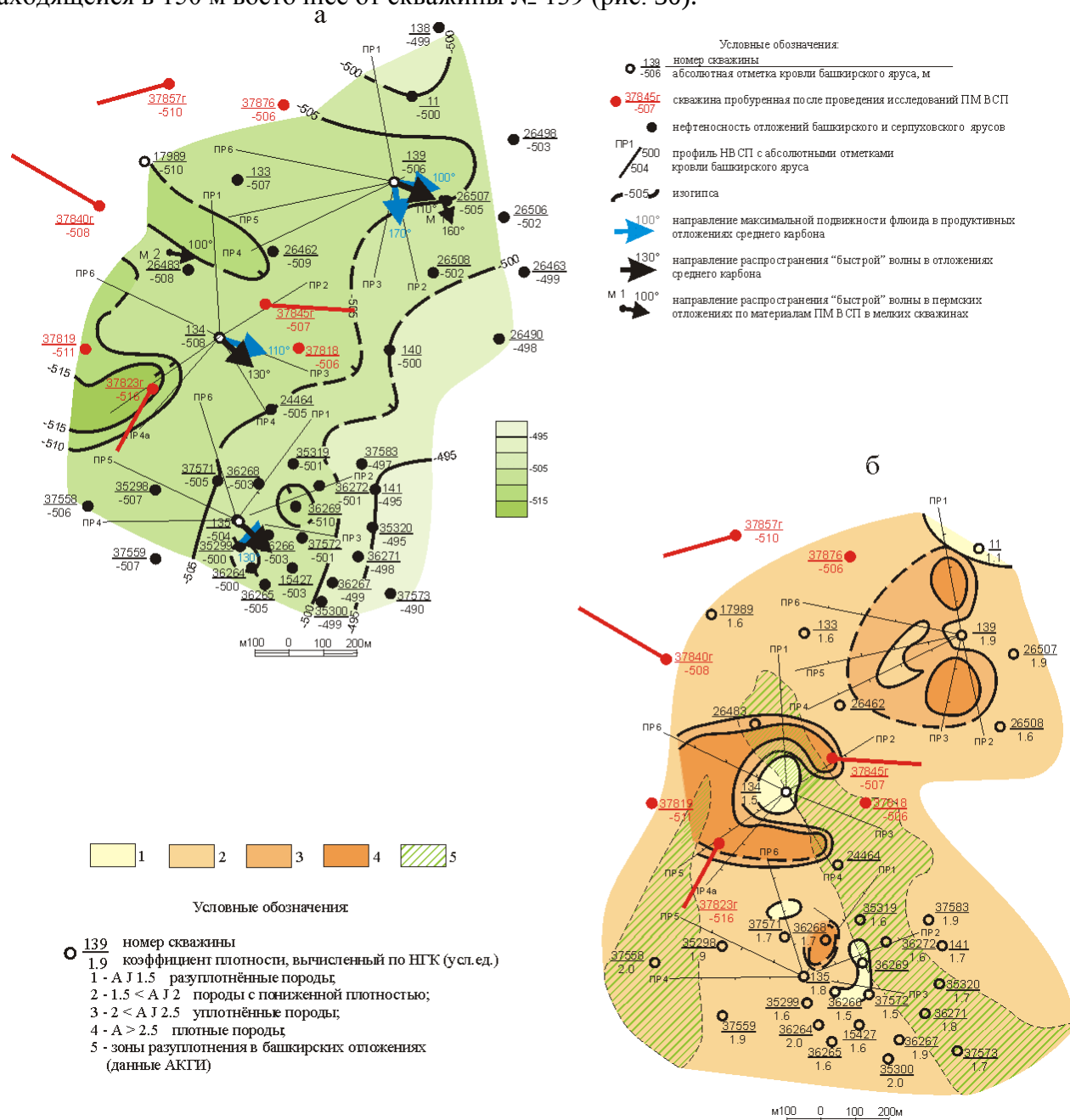


Рис. 30. Оценка структурных (а) и литологических (б) особенностей отложений башкирского яруса по данным НВСП и бурения. Республика Татарстан [32]

Для изучения структурных особенностей отложений башкирского яруса применялась методика НВСП. Прогнозирование литологических особенностей (выделение зон с различной степенью трещиноватости пород) основывается на оценке энергии (амплитуд) волны, отраженной от кровли башкирского яруса. Энергия (амплитуда) этих волн меняется в зависимости от изменения отражательной способности вышеуказанных горизонтов и затухания волны.

На структурном плане, построенном по кровле башкирских отложений, между скважинами № 134 и № 139 выделяется локальный прогиб шириной около 200 м северо-западного направления. Наблюдается погружение целевых горизонтов по профилям западного, а также северо-западного направлений и их воздымание – в восточном, северо- и юго-восточном направлениях (рис. 30а).

По данным динамического анализа большая часть исследованного участка отмечается как зона развития пород с пониженной плотностью отложений башкирского яруса, зоны развития еще менее плотных пород имеют локальный характер, небольшие размеры, наибольшая из таких зон примыкает к скв. №134. Прогнозные зоны разуплотненных пород, по данным НВСП, в целом согласуются с зонами развития разуплотнения пород в башкирских отложениях по данным АКГИ (рис. 30б).

На участке исследований были пробурены наклонно-направленные и горизонтальные скважины, вскрывшие нефтяные пласты в отложениях башкирского или серпуховского ярусов (рис. 30).

Погрешности в определении глубин кровли башкирского яруса по данным НВСП в основном составляют 1-2 м. Скв. №37823г и №37845г пробурены непосредственно в пределах участка исследований по отложениям протвинского горизонта. Горизонтальные стволы скважин проведены вкрест (скв. № 37823г) и диагонально (скв. № 37845г) направлению развития вертикальной трещиноватости, определенной в скв. № 134. Средние дебиты нефти за 2006-2008гг., составили 18 т/сут и 14,7 т/сут соответственно. В скв. № 37840г, пробуренной за пределами исследований ВСП, положение горизонтального ствола совпадает с направлением развития трещиноватости, что, возможно, является причиной низких дебитов нефти (1,3 т/сут).

Возможности ВСП позволяют проводить сейсмические исследования не только на традиционном для них этапе поиска месторождений, но и на дальнейших этапах и детальных стадиях геологоразведочного процесса: при разведке и эксплуатации месторождений. Именно на этих этапах затраты геологоразведочных работ на единицу изучаемого объекта среды наиболее высоки и существенно определяются стоимостью буровых работ.

Оценены параметры трещиноватости (направление и интенсивность) пород в продуктивных отложениях (рис. 31, 32.)

Полученные сведения об ориентировке трещин в разрезах скважин согласуются с ориентировкой разломов в фундаменте и простиранием прогибов по данным геофизики и бурения, а сведения о коэффициентах анизотропии (степени трещиноватости) продуктивных отложений — с данными промысловой геофизики о пористости продуктивных пластов и с данными о дебитах нефти с водой. Наблюдается увеличение интенсивности трещиноватости к югу вдоль линии скв. №№ 6667, 6673, 6584, в то же время в скважинах № 6575 и № 6591, находящихся соответственно к западу и востоку от этой линии, анизотропия не обнаружена. Данное обстоятельство и выявленная двойная система трещиноватости в разрезах скв. №№ 6667, 6673 и 6584 свидетельствуют, что эти три скважины находятся в зоне развития тектонических дислокаций, которая в плане совпадает с положением разлома северо-восточной ориентировки, выделенного по данным АКГИ (рис. 32).

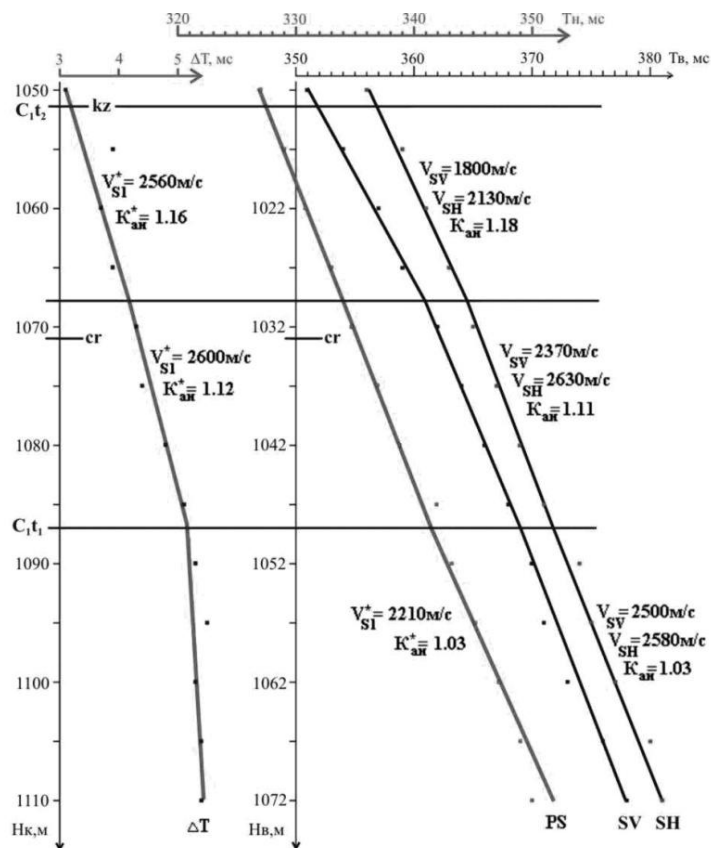


Рис. 31. Оценка коэффициентов анизотропии пород в отложениях турнейского яруса на основе проходящих обменных PS и поперечных S волн. Скв. № 6673, Ново-Елховская площадь, Ново-Елховское месторождение (по А.К. Доронкину и др., 2008)



Рис. 32. Сведения о трещиноватости разреза турнейских отложений в скважинах Ново-Елховского месторождения (по А.К. Доронкину и др., 2008).

2.2.1. Прогноз и контроль результатов ГРП

Гидроразрыв продуктивного пласта, определяет эффективность технологии добычи углеводородов сланцевых толщ. Методика исследований, развитая применительно к изучению естественной трещиноватости, с некоторыми дополнениями и изменениями опробована для

прогноза и контроля результатов гидроразрыва пласта. Базируется на предположении о том, что трещина гидроразрыва развивается по направлению естественных трещин в разрезе (рис. 33.).

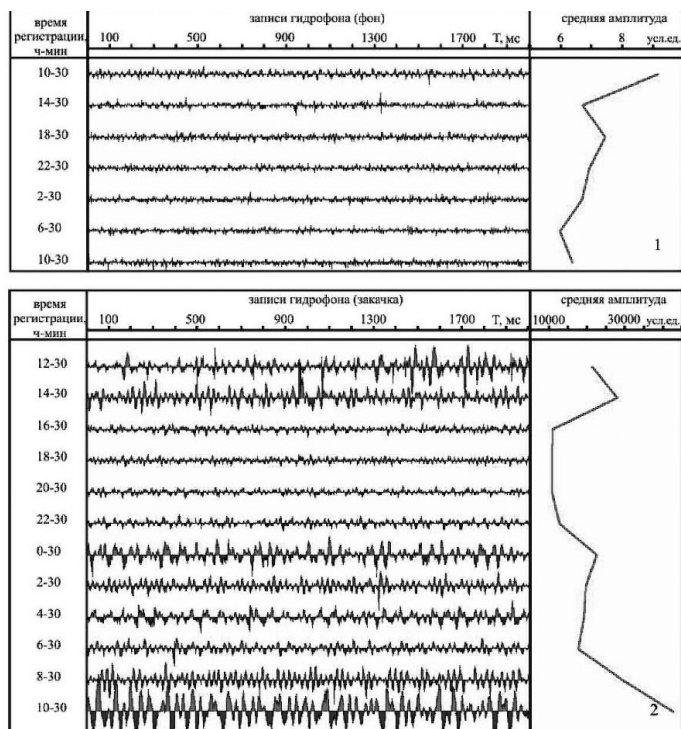


Рис. 33. Оценка гидродинамических параметров гидроволны до (1) и после (2) гидровоздействия на продуктивный пласт (по А.К. Доронкину и др., 2008)

Исследования в скв. № 6584 Акташской площади выполнены до и после проведения гидроразрыва. Измерениями до ГРП способом возбужденной гидроволны установлено, что в продуктивном интервале турнейских отложений развиты две системы вертикальных трещин — субширотная и субмеридиональная, причем субширотная система более интенсивна. Измерения, выполненные после ГРП, свидетельствуют, что трещина гидроразрыва (ТГР) развивалась преимущественно в субширотном направлении, т.е. по направлению доминирующей естественной трещиноватости (рис. 34).

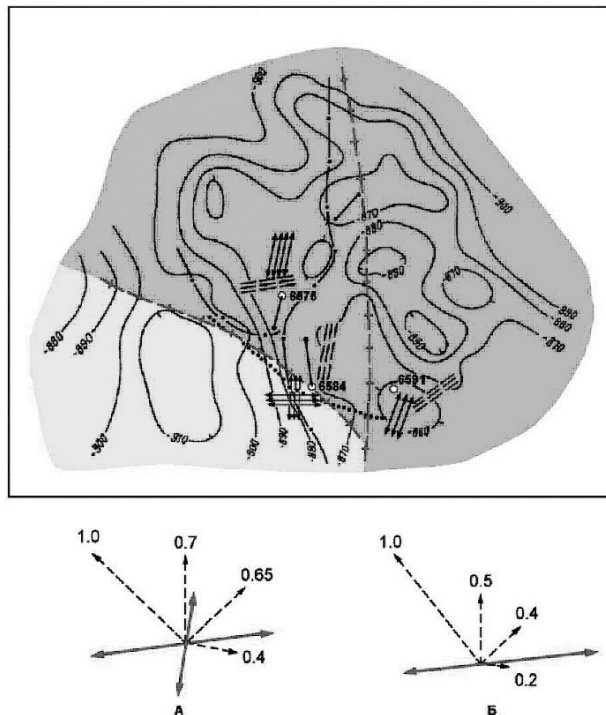


Рис. 34. Выявление направления повышенной подвижности флюида до (А) и после (Б) ГРП (по А.К. Доронкину и др., 2008)

Осуществленные исследования говорят (Р.С.Хисамов, И.Н.Файзуллин, 2011) о возможности прогноза и определения фактического направления трещины гидроразрыва и ее высоты, а также оценки изменения интенсивности трещиноватости в результате ГРП.

Имеющийся опыт свидетельствует, что применение ВСП на поздних стадиях геолого-разведочных работ способствует их оптимизации. Важным преимуществом исследований ВСП является возможность их проведения в сжатые сроки и в сложных поверхностных условиях.

Для решения задач скважинной сейсморазведки создан программно-технический комплекс, который обеспечивает компьютеризированное управление технологией, многоканальную цифровую регистрацию, сбор и накопление информации непосредственно на месте проведения работ. Модификация аппаратуры позволяет проводить исследования скважин различных конструкций и глубин: обсаженные и необсаженные скважины с диаметром ствола от 75 до 320 мм, с температурой на забое до 125°C, при гидростатическом давлении до 120 МПа, глубиной до 7500 м. Параметрический ряд скважинной сейсмокаротажной аппаратуры позволяет проводить исследования почти всеми известными методами скважинной сейсморазведки на нефть и газ.

Предполагается (А.Н. Амиров и др., 1999; А.К. Доронкин и др., 2008; Р.Х.Масагутов и др., 2008; Пахомов В.Ф. и др., 2008; Р.С.Хисамов, И.Н.Файзуллин, 2011) широкое использование данных ВСП при составлении геологических и гидродинамических моделей месторождений, повышения нефтеотдачи пластов (мониторинг разработки залежей, контроль за результатами воздействия на пласт, выявления целиков).

Представляет интерес оценка возможности изучения сланцевых толщ в Республике Татарстан, рассмотренная в статье В.А.Екименко (В.А.Екименко. Возможности изучения доманиковых отложений методами сейсморазведки /Перспективы увеличения ресурсной базы разрабатываемых месторождений, в том числе из доманиковых отложений: Сб. докладов по итогам межрегиональной научно-практической конференции, посвященной 70-летию НГДУ Лениногорскнефть: Карабаш, 6-7 августа 2015 г.// г. Альметьевск: ПАО Татнефть, 2015 – С 173-180.).

В работе отмечается, что в условиях Республики Татарстан и Волго-Уральского региона интервал разреза, интересующий с точки зрения изучения доманиковых отложений, требует детального расчленения и привязки волнового поля с использованием скважинной сейсморазведки и ГИС, т.е. наземная сейсморазведка без скважинной (ВСП) и без ГИС не позволяет решать поставленные задачи.

Высокоуглеродистая формация (это отложения саргаевского, доманикового и бурегского горизонтов) хорошо прослеживается и однозначно коррелируется во всех скважинах осевой зоны Актаныш-Чишминского прогиба ККСП (Рис. 35).

На временном разрезе в северо-восточной части Республики Татарстан этот интервал занимает 40-50 мсек. Поведение отражающей границы, связанной с кровлей доманикового горизонта, подобно поведению отражающей границы, обусловленной кровлей отложений тиманского горизонта. В доманиковой толще, включающей отложения от кровли заволжских (турнейских) до саргаевских включительно, можно сказать, что в пределах осевой зоны Актаныш-Чишминского прогиба наблюдается согласное залегание отложений. В прибортовой, бортовой зонах происходит увеличение толщины, изменение сейсмofаций (Рис. 36).

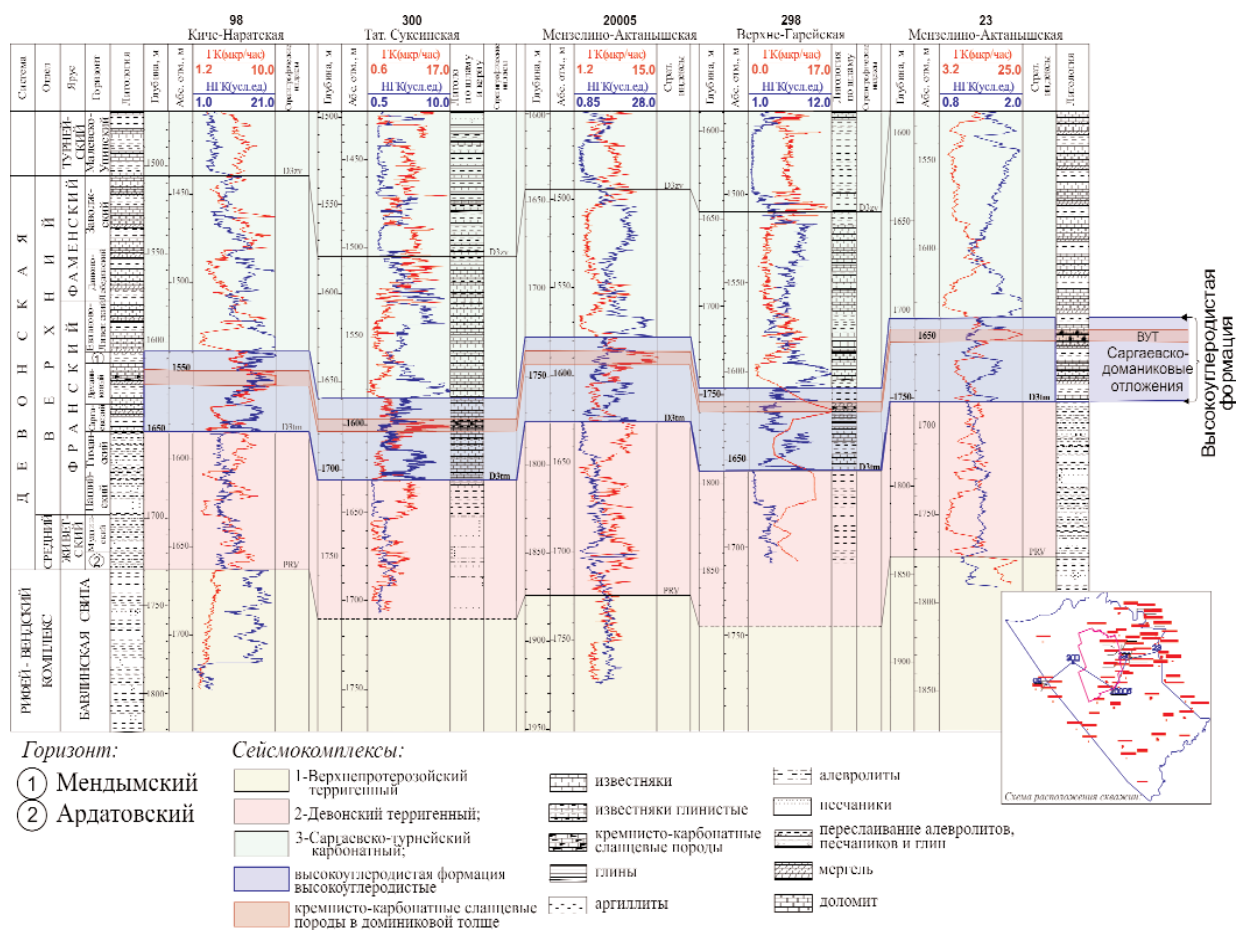


Рис. 35. Схема корреляции по линии скважин 98-300-20005-298-23. Осева и северо-восточная прибортовые зоны Актаныш-Чишминского прогиба ККСР (по В.А.Екименко, 2015)

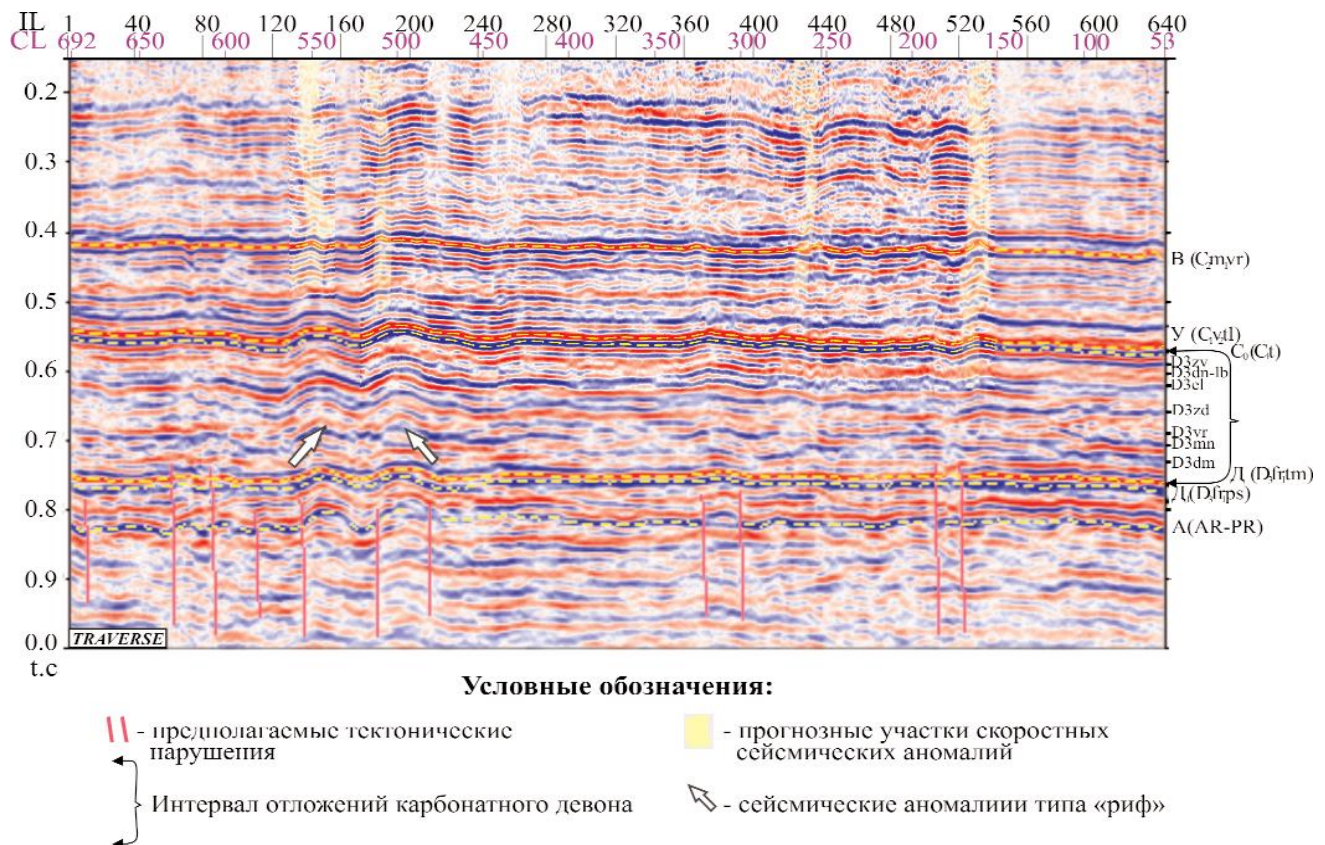


Рис. 36. Волновая картина Тлячи- Тамакская зона (по В.А.Екименко, 2015).

Оценивая возможности изучения сланцевых (доманиковых) отложений на территории Республики Татарстан сейсмическими методами, В.А.Екименко делает следующие выводы (В.А.Екименко, 2015):

1) Изучение доманиковых продуктивных отложений должно базироваться на использовании новых методических подходов в обработке и интерпретации результатов сейсморазведки с целью получения более точных данных о внутреннем строении отложений карбонатного девона, а именно:

- сейсмофациальном анализе сейсмических данных;
- амплитудной инверсии сейсмических данных;
- изучении анизотропии амплитуд сейсмической записи.

2) Реализация таких подходов требует:

- применения радиальной методики расстановки и сбора сейсмических данных при проведении полевых работ;

- выполнения в скважинах таких методов как ВСП, НВСП (изучение трещиноватости), акустического каротажа, плотностного каротажа который необходимо использовать для параметрического обеспечения пространственных сейсморазведочных работ;

- проведения методов, фиксирующих трещиноватость пород (акустические и электрические микросканеры, кросс-дипольная акустика).

3) Для доманикитов актуальна оценка керогена, содержание которого коррелируется с концентрациями урана, это методы (ЯМТК, СО-каротаж, СГК).

2.3. Новые технологии мониторинга состояния пластов

Развитие новых технологий определения местоположения зон повышенной трещиноватости и сплошности, выявления зон нефте-, газо- и водонасыщенности, отслеживания динамики флюидопотоков обуславливают применение методов мониторинга, обеспечивающих получение информации об изменившихся свойствах, геометрии и структуре продуктивных горизонтов.

В институте «Новые нефтегазовые технологии» РАЕН создан ряд новых высокоточных методов непрерывного мониторинга геологической среды (О.Л. Кузнецов, И.А.Чиркин, Ю.С. Ащепков и др., 2008), в том числе технологии: СЛОЭ (СейсмоЛокация Очагов Эмиссии); СЛБО (Сейсмический Локатор Бокового Обзора); АНЧАР (Акустическая НизкоЧастотная Разведка). Эти технологии позволяют непрерывно получать, оперативно обрабатывать и эффективно использовать сведения о текущем состоянии пластовой системы и динамике флюидопотоков по всем объектам разработки [30].

На рисунке 35 показана схема обзора геологической среды методом СЛОЭ, в котором используются фокусирующее преобразование сейсмического волнового поля и определение энергии волн сейсмической эмиссии (СЭ) в точках фокусировки. В основу мониторинга геологической среды по СЛОЭ положены установленные зависимости среднего значения энергии, дисперсии, автокорреляционной функции СЭ от изменения термоупругих напряжений, физико-механических свойств, трещиноватости горных пород и типа флюидонасыщения.

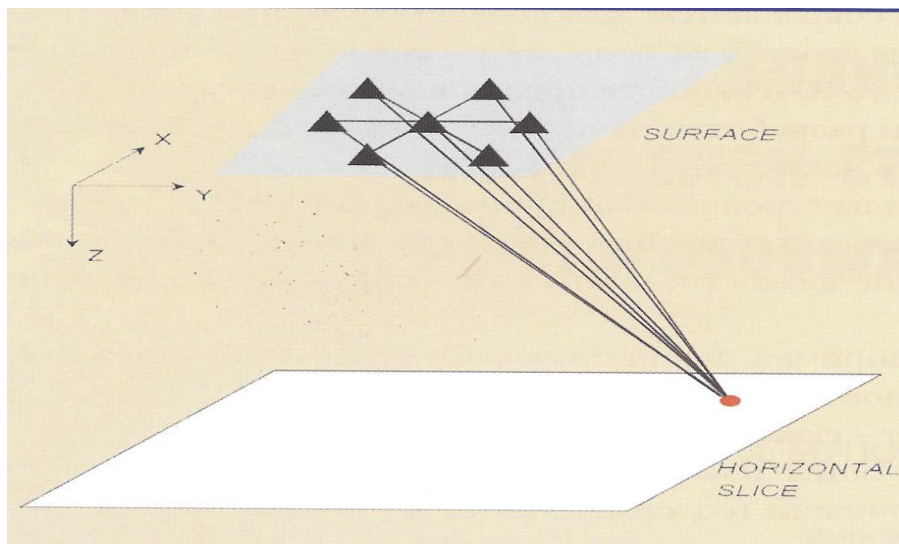


Рис. 35. Обзор объекта геосреды методом СЛОЭ
(по О.Л. Кузнецову, И.А.Чиркину и др., 2008)

На рисунке 36а показана зависимость дебита нефти от среднего значения энергии СЭ, на рисунке 36 б – от относительного стандартного отклонения от этих значений; на рисунке 37 приведен пример определения основных направлений потоков воды из нагнетательных скважин и законтурной части путем анализа средней энергии СЭ.

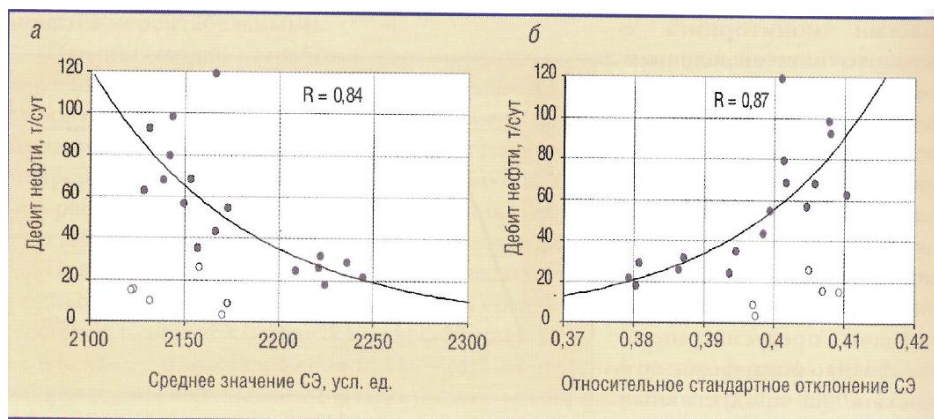


Рис. 36. Зависимость дебита нефти от параметров СЭ
(по О.Л. Кузнецову, И.А.Чиркину и др., 2008)

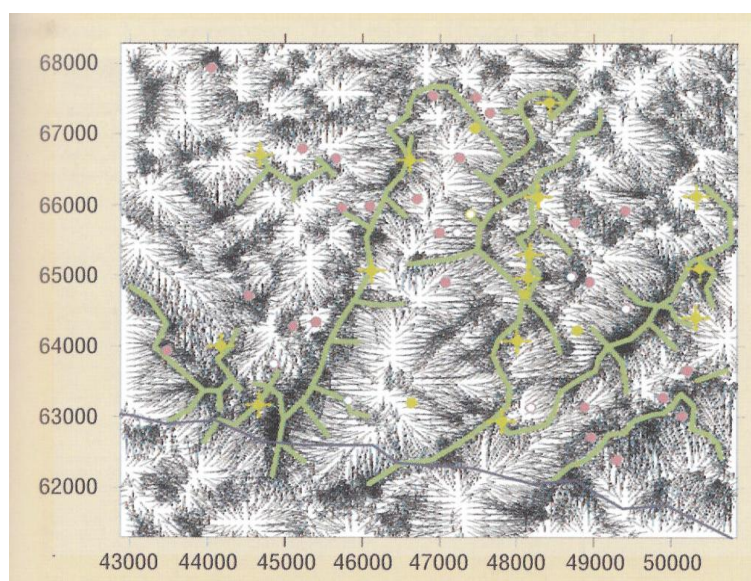


Рис. 37. Пример определения основных направлений потоков воды из нагнетательных скважин и законтурной части путем анализа средней энергии СЭ (по О.Л.Кузнецову и др., 2008)

В методе СЛБО используются сейсмические волны, рассеиваемые зонами трещиноватости, в технологии АНЧАР – специфические низкочастотные волны, излучаемые нефтенасыщенными пластами пород. Целесообразно, как указывается в ряде работ (Р.Х. Муслимов, Р.С. Хисамов, 1998; Р.С. Хисамов, 1996, 2005), использование метода сейсмолокации бокового обзора СЛБО для определения направлений развития зон трещиноватости пород осадочного чехла и кристаллического фундамента.

В Республике Татарстан проводятся микросейсмические исследования сланцевых (доманиковых) толщ. Результаты работ изложены в ряде статей: (Шарапов И.Р. Результаты микросейсмических исследований доманиковых отложений Южно -Татарского свода в рамках ГРП и мониторинга ГРП / И.Р. Шарапов, Р.С. Хисамов, Н.А. Назимов и др. // Особенности разведки и разработки месторождений нетрадиционных углеводородов: материалы Международной научно-практической конференции.- Казань: Изд-во «Ихлас», 2015. – С. 90- 94.; Шабалин Н.Я. Результаты опытных работ по поиску и разведке залежей "сланцевой нефти" с применением технологии НСЗ и пассивному микросейсмическому мониторингу зон трещиноватости в данково-лебедевских отложениях верхнего девона / Н.Я. Шабалин, Е.В. Биряльцев, И.Р. Шарапов и др. // Сб. докладов по итогам межрегиональной научно-практической конференции, посвященной 70-летию НГДУ Лениногорскнефть: Карабаш, 6-7 августа 2015 г.// г. Альметьевск: ПАО Татнефть, 2015 – С 139-147).

В 2013-2015 гг. силами ЗАО «Градиент» на отложениях данково-лебедевского горизонта проведены пассивные микросейсмические исследования для решения задач микросейсмического мониторинга зон активной трещиноватости и их направленности в районе скв. 2212 Бугульминской пл. и мониторинга ГРП в скважинах № 1144 и 2917Г Бавлинского месторождения. Полевые наблюдения пассивного микросейсмического мониторинга на участке работ в районе скв. № 2212 Бугульминской площади проводились в течение 32 дней. Регистрация микросейсмических сигналов велась в 46 п.н. (Рис. 38).

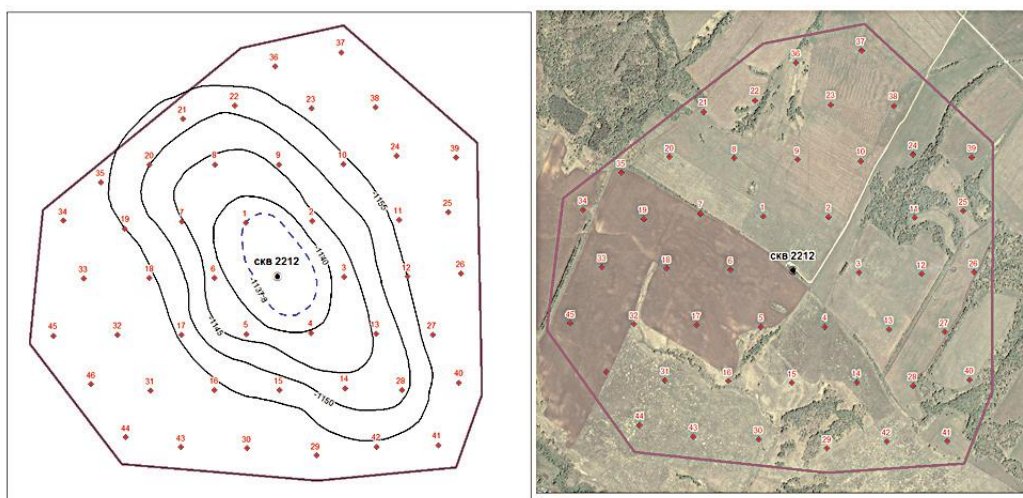


Рис. 38. Схема постановки работ по технологии НСЗ в районе скв. № 2212 (по Н.Я.Шабалину и др., 2015)

На основании полученных результатов построены прогнозные карты трещиноватости и микросейсмической активности, определено преобладающее направление трещиноватости данково-лебедевских отложений для территории исследования в отдельности за каждые сутки и за весь период проведения мониторинга (Рис. 39). На основе розы направлений трещиноватости, полученной за весь период мониторинга, выделено три азимута направления развития трещиноватости.

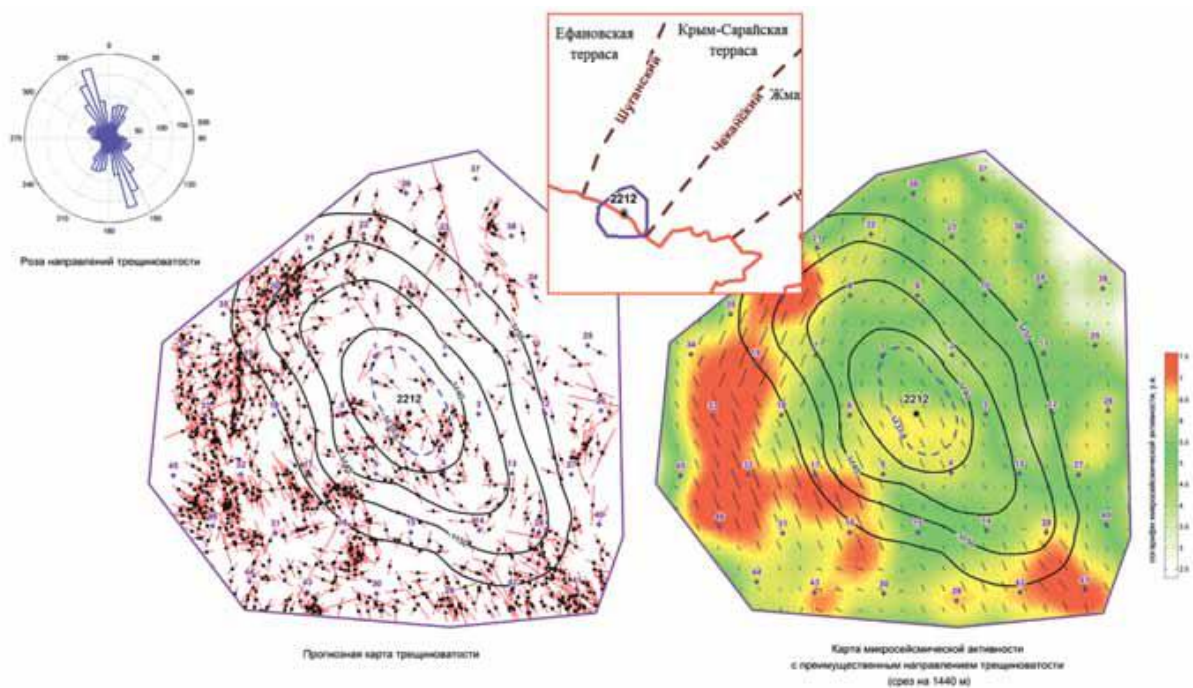


Рис.39. Результаты микросейсмического мониторинга зон активной трещиноватости в районе скв. № 2212 за весь период наблюдений (по Н.Я.Шабалину и др., 2015).

Новые технологии мониторинга совершенствуются, но уже сегодня они способны дать (О.Л. Кузнецов, И.А. Чиркин, Ю.С. Ащепков и др., 2008; М.Ю. Ащепков, А.А. Сухов, И.Н. Файзуллин, А.С. Ахметшина, 2008) полную картину состояния изучаемых объектов, позволяют осуществлять целенаправленное воздействие на пластовую систему и протекающие в ней процессы, существенно повысить эффективность применения МУН и ускорить темпы разработки месторождений [30].

Актуальная проблема эффективного освоения углеводородов сланцевых отложений – широкое внедрение полного цикла совершенных геолого-геофизических технологий: от выполнения полевых наблюдений на современном технико-методическом уровне до применения систем обработки и интерпретации, базирующихся на новейших представлениях о геологической и гидродинамической моделях изучаемого объекта.

2.4. Высокоточная гравиразведка в изучении углеводородов сланцевых толщ

При решении задач нефтяной геологии с помощью высокоточной гравиразведки целесообразно использование методики поисков и оконтуривания залежей нефти и газа, разработанной И.Н.Михайловым[30,32].. При анализе изучаются графики Δg_B по профилю с целью нахождения нарушений «гладкости» поля, т.е. резкой смены градиента. При этом, положительные аномалии, считаются обусловленными структурным фактором, а отрицательные – возможным нефте-газосодержанием коллектора. Наиболее перспективным областям соответствуют положительные аномалии, осложненные локальными минимумами. «Вторичные минимумы» являются признаком (индикатором) уменьшения плотности осадочной толщи в сводовой части поднятия, т.е. признаком улучшения коллекторских свойств и, в том числе, критерием возможного наличия нефти и газа.

Установлено :

- всем месторождениям и залежам УВ в гравитационном поле соответствуют характерные локальные отрицательные аномалии;
- контуры локальных аномалий соответствуют контурам залежей УВ, а в случае многопластового месторождения – внешнему контуру залежей;

- величина амплитуды локальных аномалий служит индикатором прогнозных запасов углеводородов.

Выделенные по методике изучения «тонкой» структуры гравитационного поля перспективные участки подвергаются последующему анализу: отбраковка аномалий, связанных с рельефом местности, карстом, рыхлыми (четвертично-неогеновыми) отложениями; исключение незначительных по размерам областей, как не представляющих промышленного интереса и др.

Для получения достоверных и надежных материалов, согласно И.Н. Михайлову [32], необходимо соблюдение соответствующих требований:

- прямолинейность и параллельность профилей;
- ортогональная сеть профилей;
- соответствие масштаба съемки размерам поисковых объектов;
- выход гравиметрического профиля в нормальное поле силы тяжести (т.е. за пределы аномалиеобразующего объекта).

Изучением зон трещиноватости методами геофизической разведки занимались многие исследователи (Б. А. Андреев, 1960; З. М. Слепак, 1980-2012; В.П. Боронин, В.П. Степанов, Б.Л. Гольштейн, 1982; В.П. Степанов, В.П. Боронин и др., 1983; В.П. Степанов, 2002; М.Я.Боровский и др., 1991, 2014; С.Г.Бычков, 2010). Представительная информация по методике изучения проявлений диастрофизма земной коры дана в обобщающей сводке А.В. Петухова (2003)

Использование высокоточной гравиметрии предусматривает предварительную рекогносцировку имеющихся геолого-геофизических материалов, в том числе и поля силы тяжести. Это позволяет провести оценку возможностей разведочной геофизики для выделения полезного эффекта на фоне аномалий-помех (гравитационные действия неогеновых врезов, карста, неоднородностей фундамента и др.).

По методике «ГОНГ» осуществляется изучение «тонкой» структуры гравитационного поля.

По графикам поля силы тяжести (наблюдаемому полю) выделяются:

- аномальные эффекты от структурных объектов (локальные «максимумы»),
- аномалии типа залежь («минимумы» на фоне «максимума»),
- отрицательные аномалии, обусловленные зонами повышенной трещиноватости разреза.

Оптимизация заключительных этапов освоения нефтяных месторождений с целью достижения запроектированных коэффициентов нефтеизвлечения и их увеличения (бурение вертикально-наклонных и горизонтальных скважин, выбор рациональных систем разработки залежей) предполагает проведение высокоточных гравиметрических измерений по современной технологии (согласно нормативным показателям гравиметрической съемки масштаба 1:10 000 – 1:5 000).

Важную роль в решении проблемы изучения геологического строения территорий и объектов, по мнению профессора КФУ З.М. Слепака[23-25], может играть высокоточная гравиразведка и применение разработанной им методики гравитационного моделирования. Констатируется, что особенности геологического строения недр отражаются в изменчивости плотностей. Их детальное изучение по лабораторным (более 6000 образцов керна) и промыслово-геофизическим данным (более 300 скважин) позволило автору выявить основные закономерные особенности их изменчивости в пределах осадочного чехла и кристаллического фундамента.

З.М. Слепаком установлено следующее:

1) на участках локальных структурных форм, в пределах которых сосредоточено большинство нефтяных месторождений, закономерно проявляется разуплотнение (уплотнение) пород осадочного чехла;

2) на границах между литолого-фациальными комплексами и пачками пород постоянно аномальных плотностей не сохраняется и в ряде случаев границы могут полностью отсутствовать;

3) изменчивость плотностей с глубиной в осадочном чехле проявляется по-разному: она может возрастать, уменьшаться или сохранять относительное постоянство;

4) в пределах кристаллического фундамента латеральная изменчивость плотностей проявляется в его структуре и блоковом строении.

Сопоставление средних величин плотностей на сводах и крыльях локальных структур, определенных по керну и по промыслово-геофизическим данным позволило установить, что изменчивость разуплотнения пород по сравнению с крыльями в более 70% случаев составляет до минус 0.07 г/см^3 , и может прослеживаться по всей карбонатной части разреза (в отдельных слоях отложений может наблюдаться уплотнение пород). Со сводами структур часто связаны зоны разуплотнения пород над разломами фундамента и разгрузки подземных вод.

По результатам определений плотностей и высокоточным гравиметрическим измерениям установлено, что латеральной изменчивостью плотностей в земной коре создаются основные аномалиеобразующие массы, отображаемые наиболее интенсивными локальными изменениями гравитационного поля [23-25].

По З.М. Слепаку (2012) «...При изучении геологического строения нефтяных месторождений гравиразведка должна быть нацелена на выявление и интерпретацию аномалий, создаваемых латеральной изменчивостью плотностей в осадочном чехле и в кристаллическом фундаменте». В результате проведенных исследований была разработана методика решения обратных задач, нацеленных на выявление аномальных изменения гравитационного поля, обусловливаемых латеральной изменчивостью плотностей. Основопологающим моментом разработанных методических приемов служит рассмотрение модели земной коры как двухслойной, состоящей из осадочного чехла и кристаллического основания. Интерпретация первого верхнего слоя позволяет изучать особенности геологического строения нефтяных месторождений на участках локальных структурных форм и осуществлять их прогнозирование, второго слоя – выявлять блоковое строение кристаллического фундамента, зоны разломов и разуплотнения пород [23-25].

На основе установления закономерных особенностей изменчивости плотностей, решения прямых задач и создания оптимальной двухслойной модели земной коры З.М. Слепаком разработана методика решения обратных задач, позволяющая изучать особенности геологического строения нефтяных месторождений – методика гравитационного моделирования. Она основана на слоисто-зональной модели земной коры и заключается в создании плотностных моделей геологических сред непосредственно по аномалиям Буге без предварительного исключения региональной составляющей поля. Применение методики позволяет решать обратные задачи на количественном уровне: осуществлять построение интерпретационных плотностных моделей, отображающих особенности геологического строения нефтяных месторождений на участках локальных структурных форм.

На рисунке 40 приведены результаты гравитационного моделирования, выполненного вдоль одного из профилей, пересекающего в крест простираения Ямашинское локальное поднятие, приуроченное к западному склону Южно-Татарского свода. По поверхности турнейского яруса нижнего карбона поднятие амплитудой около 40 м имеет вид вытянутой в северо-восточном направлении брахиантиклинали с крутым юго-восточными пологим северо-западными крыльями. По более верхним горизонтам осадочного чехла наблюдается некоторое выполаживание поднятия.

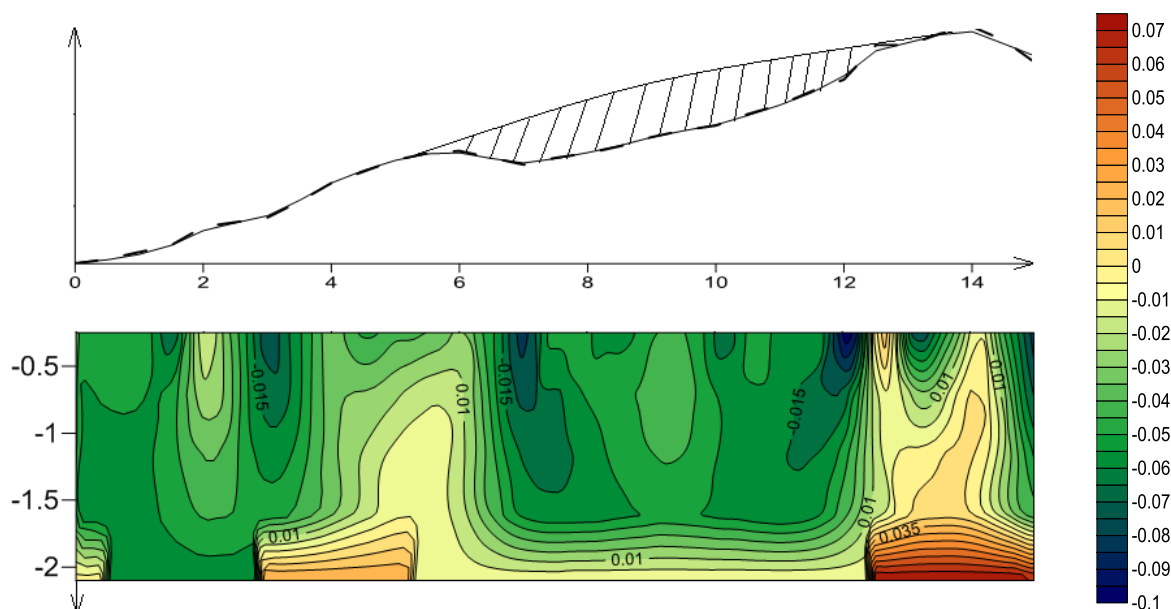


Рис. 40. Физико-геологическая интерпретационная модель Ямашинской структуры по профилю 1 [24]

1- кривая аномалии Буге, 2- теоретическая (подобранная) кривая аномалии, 3- локальный минимум на участке структуры

По результатам гравитационного моделирования, выполненного по четырем профилям, пересекающим Ямашинскую структуру, построена (рис. 41, 42) схематическая 3Д модель осадочного чехла, на которой прослеживаются участки разуплотнения и уплотнения пород, совпадающие с локальным понижением и повышением поверхности турнейского яруса. Подчеркивается, что при проведении целенаправленных высокоточных гравиметрических измерений по более густой сети профилей (что согласуется с предложениями авторов настоящего отчета изложенными выше) появится возможность применения гравитационного моделирования в трехмерном варианте и получения дополнительной информации для решения задач нефтяной геологии. З.М.Слепаком (1989-2015) дано обоснование целесообразности проведения гравиметрических измерений непосредственно вдоль сейсмических профилей.

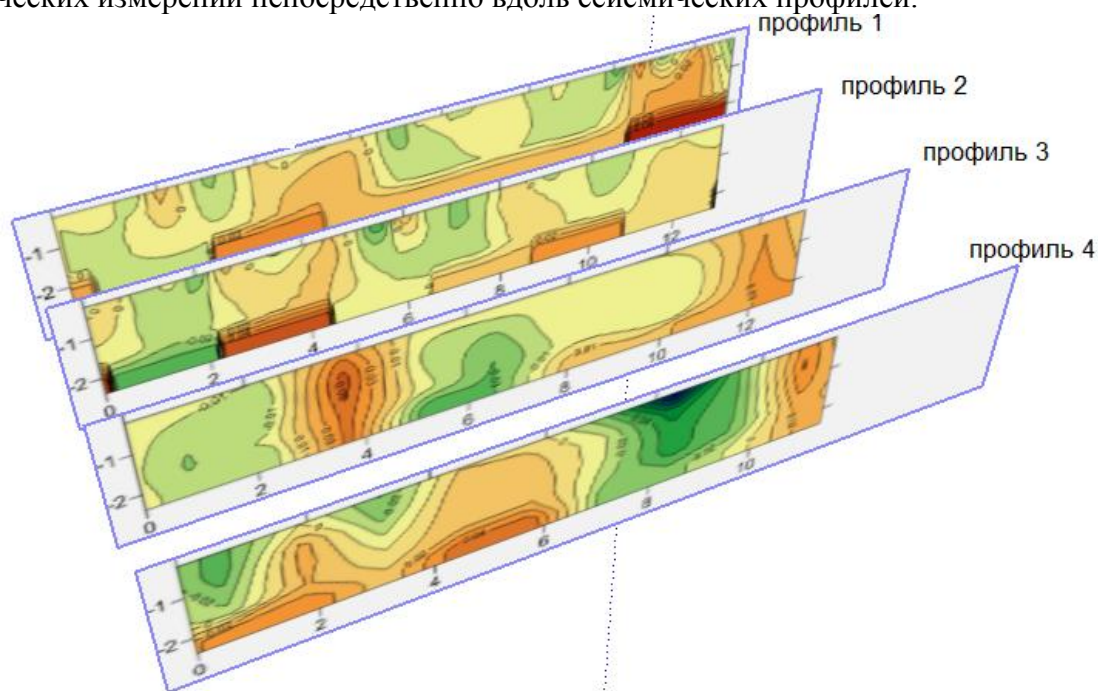


Рис. 41. Модели вертикальных разрезов эффективной плотности по профилям 1 – 4 на Ямашинской структуре [24]

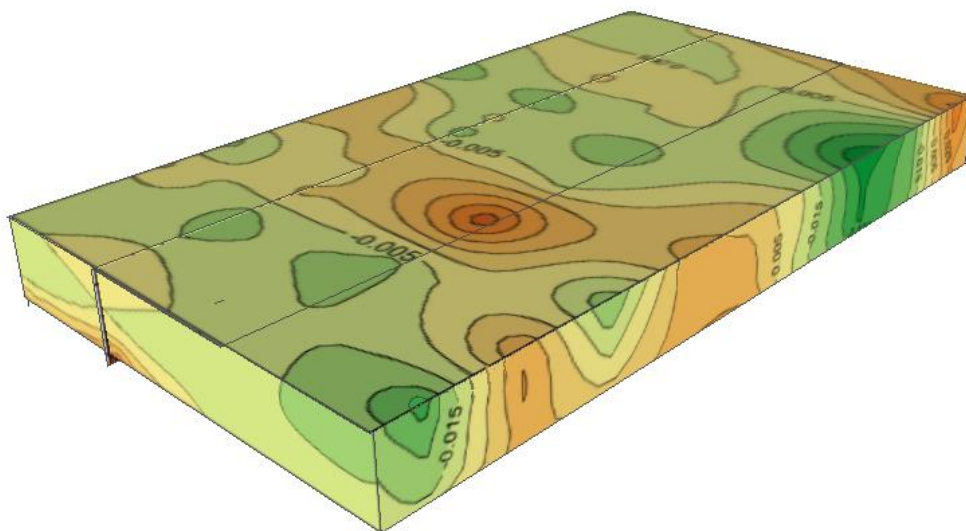


Рис. 42. Объёмная модель латеральной изменчивости плотностей на участке Ямашинской структуры [24]

Проведение высокоточных гравиметрических работ в комплексе с сейсморазведкой 3D позволяет создавать сейсмо-гравиметрические модели, что существенно повышает результативность сейсморазведки при прогнозировании и поисках месторождений нефти.

Для получения достоверных и надежных материалов, согласно И.Н. Михайлову (2001), необходимо соблюдение соответствующих требований:

- прямолинейность и параллельность профилей;
- ортогональная сеть профилей;
- соответствие масштаба съемки размерам поисковых объектов;
- выход гравиметрического профиля в нормальное поле силы тяжести (т.е. за пределы аномалиеобразующего объекта).

Проведение высокоточных гравиметрических работ в комплексе с сейсморазведкой 3D позволяет создавать сейсмо-гравиметрические модели, что существенно повышает результативность сейсморазведки при прогнозировании и поисках месторождений нефти

Применение высокоточной гравиразведки будет способствовать повышению эффективности поисков участков, перспективных на углеводороды сланцевых отложений, на стадии разведки и подготовки к разработке, оптимальному заложению горизонтальных скважин.

2.5. Электроразведка

Имеются благоприятные физико-геологические предпосылки для выделения высокоразрешающей электроразведкой зон растрескивания коллекторов в карбонатных отложениях, полученных в процессе гидроразрыва продуктивного пласта (Боровский М.Я. Выделение высокоразрешающей электроразведкой зон растрескивания коллекторов в карбонатных отложениях, полученных в процессе гидроразрыва пласта / М.Я.Боровский, А.Г.Небрат, В.И.Богатов // Сб. докладов по итогам межрегиональной научно-практической конференции, посвященной 70-летию НГДУ Лениногорскнефть: Карабаш, 6-7 августа 2015 г.// г. Альметьевск: ПАО Татнефть, 2015 – С. 200 - 206).

Одной из наиболее эффективных технологий интенсификации добычи нефти в карбонатных коллекторах является гидравлический разрыв пласта с пропантом или кислотой, в зависимости от геолого-физических свойств пласта и характеристики скважинного оборудования. После разрыва под воздействием давления жидкости трещина увеличивается, возникает ее связь с системой естественных трещин, не вскрытых скважиной, и с зонами повышенной проницаемости; таким образом, расширяется область пласта, дренируемая скважиной. Отсутствие информации об азимуте распространения трещины при гидроразрыве пласта осложняет оптимизацию разработки месторождений, в частности не удастся определить направление потоков жидкости,

вытесняющей нефть. Вследствие этого, целесообразно, выяснение причин, препятствующих запланированному росту продукции:

1. Выявление несоответствия дизайна ГРП фактической геометрии и размерам трещины.
2. Прогноз негативного сценария распространения трещины за пределы целевого коллектора, в т.ч. в область водонасыщенных горизонтов и т.д.

Поэтому весьма важной задачей является определение реальных параметров трещины или трещиноватой зоны, полученной в результате проведения гидроразрыва. Оценка размера и характера развития трещины в пласте в процессе производства ГРП с последующим обобщением таких данных по площади обеспечит прогноз техногенной трещиноватости при ГРП на последующих объектах, что позволит уменьшить непроизводительные затраты.

Важные наводящие сведения для определения влияния ГРП на продуктивность трещиноватых карбонатных отложений может дать геофизическая разведка.

Революционные изменения в электронной базе и схемотехнике, совершенствование и появление новых способов интерпретации обуславливают целесообразность широкого внедрения в геологоразведочный процесс наукоемких наиболее информативных геофизических технологий.

Опыт геофизических исследований предполагает применение в первую очередь электроразведочных методов, как наиболее чувствительных к обнаружению разломов, как правило, обводненных [8, 27, 29, 32]. В мировой практике для изучения процессов гидроразрыва продуктивного пласта электроразведка не применялась. В настоящее время для изучения результатов процедуры гидроразрыва используется микросейсмический мониторинг. Целесообразна разработка рациональной методики оценки эффективности технологического процесса повышения нефтеотдачи пласта с помощью гидроразрыва. Предлагается образование трещин на территории деятельности ПАО «Татнефть» отслеживать комплексом методов с помощью микросейсмических исследований по технологии НСЗ и высокоразрешающей электроразведки

Применение электроразведки ЗСБ позволяет (особенно важно для изучения процессов воздействия гидроразрыва на продуктивный пласт) обеспечить плотную систему наблюдений в плане, в частности для предлагаемых геофизических работ 1600 к.т/км^2 и значительную детальность сведений об особенностях геологического разреза (томографическая обработка полученных полевых материалов). Метод ЗСБ характеризуется индуктивным возбуждением и приемом электромагнитного поля, используется установка петля-петля. Методика высокопроизводительна и технологична. Для переменного электромагнитного поля, используемого в методике ЗСБ, не являются препятствием встречающиеся в геологическом разрезе региона тонкие, но весьма высокоомные (до $1000 \text{ Ом}\cdot\text{м}$) прослои плотного известняка (А.П.Яковлев, А.С.Горюнов, 1988). В связи с ожидаемой в районах исследований шириной разломов, зон повышенной трещиноватости от 20 до 50 метров, шаг по профилю выбирается равным 25 метров.

Метод зондирования становлением электромагнитного поля в ближней зоне (ЗСБ) основан на изучении процесса электромагнитной индукции в насыщенных флюидами породах, после выключения тока в генераторной линии (контуре), возбуждающего разрез. Глубинность исследований – до 1500-2000 м.

В поле становления зона геоэлектрической неоднородности, связанная с зоной повышенной трещиноватости, проявляется в виде области увеличения амплитуды сигнала $E(t)$.

Преимущество высокоразрешающей электроразведки (ЗСБ и ЗСБ-ВСЭФ) (А.Г.Небрат, В.В.Сочельников, 1998 [27]):

- Высокая разрешающая способность, которая аргументирована примерами успешных полевых работ на ряде площадей в Поволжье (Рис.43);
- Получение непрерывной информации о геологическом разрезе;
- Неразрушающий метод исследования геологической среды;
- Проведение изысканий на дневной поверхности.

Разломы, зоны дробления, повышенной трещиноватости в относительно высокоомных породах, это преимущественно карбонатные отложения, отмечаются, как правило [8, 30, 32] уменьшением сопротивления геоэлектрической среды в 20-50 раз. (Рис.43.).

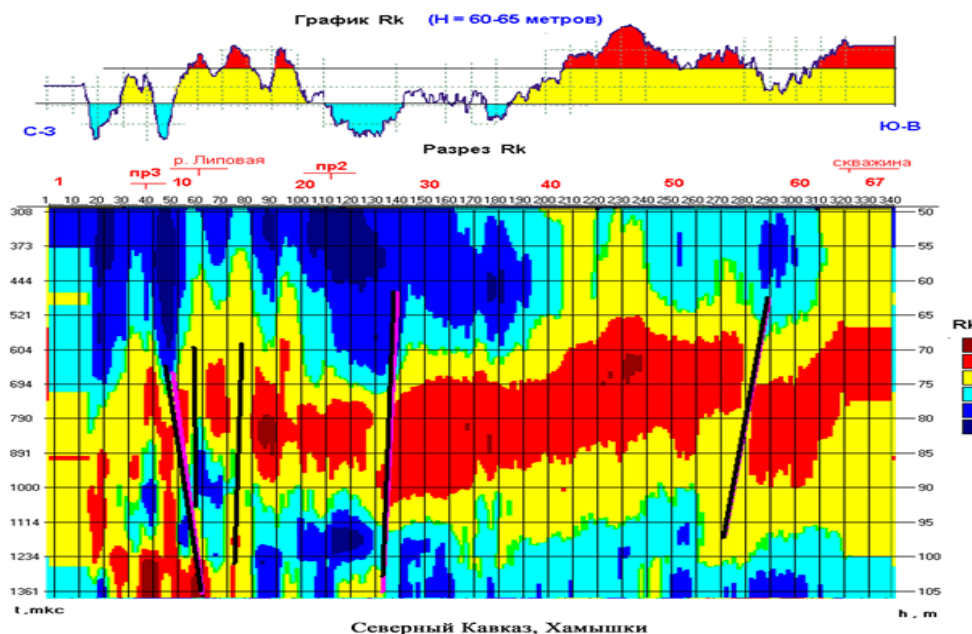


Рис.43. Выделение разломов по данным ВЭЗ (верхний график) и ЗСБ (по А.Г.Небрату)

При решении вопросов определения конфигурации зон растрескивания коллекторов, происходящих при закачке в пласт жидкости и пропанта под большим давлением, целесообразна электротомографическая обработка полевых электроразведочных материалов. В последние годы такая обработка осуществляется (П.А.Рязанцев, М.Ю.Нилов, А.В.Климовский; 2013) при изучении трещиноватости массивов горных пород.

Электротомография является современной методикой электроразведки, которая широко используется при изучении месторождений полезных ископаемых, инженерных и геоэкологических изысканиях. Важной ее особенностью является высокая плотность замеров удельного электрического сопротивления (УЭС), равномерно распределенных в изучаемом объеме геологической среды. Как правило, данные электротомографии представляют в виде двумерной матрицы, что позволяет локализовать неоднородности различного масштаба в пространстве, опираясь на распределение электрических свойств в разрезе. В методике электротомографии играет роль, как организация полевых наблюдений, так и дальнейший процесс обработки получаемых данных. Эти этапы взаимосвязаны, и на каждом из них следует учитывать специфику конкретной геологической ситуации.

Для изучения трещиноватости массива горных пород с помощью электротомографии выполнено (П.А.Рязанцев, М.Ю.Нилов, А.В.Климовский; 2013) моделирование трещиноватости горного массива в поле УЭС. В качестве объекта экспериментального изучения выбраны слабопроницаемые породы характеризующиеся высокими сопротивлениями, что на фоне обводненности ослабленных зон приводит к возникновению резкого контраста в поле УЭС. В качестве объекта моделирования выбраны два случая: горизонтальная и вертикальная зоны трещиноватости, выдержанные по мощности и углу падения, как наиболее общий случай (Рис.44,а).

Для построенных ФГМ были определены следующие составляющие (уровни) УЭС:

1. Область, представляющая собой верхнюю разуплотненную часть горного массива (УЭС = 1000 Ом•м; мощность - 2,5 м);
2. Область, представляющая ненарушенный горный массив (УЭС = 10 000 Ом•м);
3. Область, представляющая зону трещиноватости (УЭС = 500 Ом•м; мощность – 5 м как для вертикального, так и для горизонтального случая).

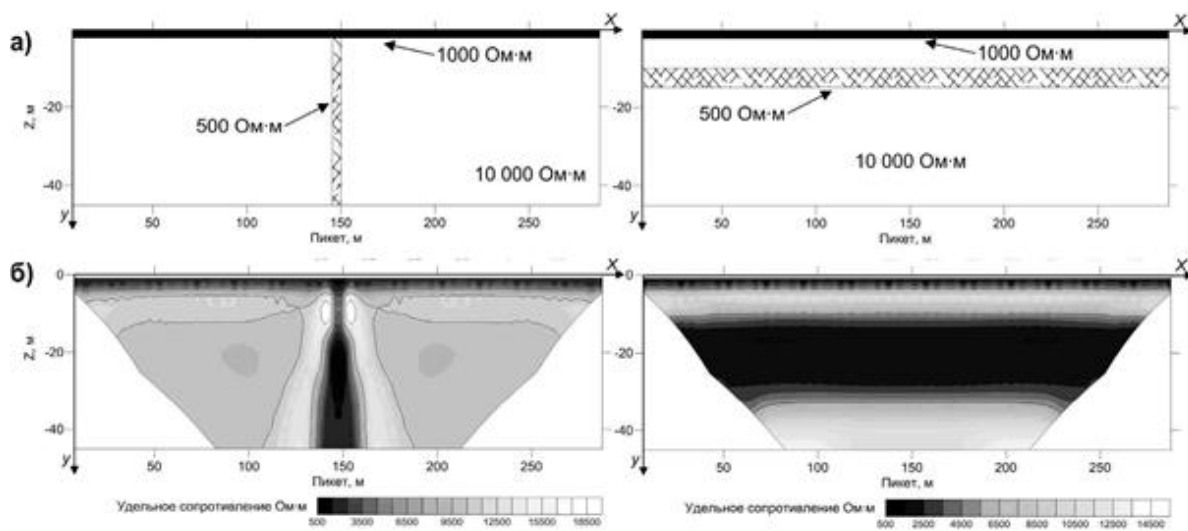


Рис.44. Модели вертикальной (слева) и горизонтальной (справа) трещиноватости: а - физико-геологическая модель; б - поле распределения удельного электрического сопротивления (по П.А.Рязанцеву, М.Ю.Нилову, А.В.Климовскому; 2013)

Как видно из рисунка 44, зоны горизонтальной и вертикальной трещиноватости находят четкое отображение в поле удельных электрических сопротивлений.

На рисунке 45 показаны два пересекающихся профиля, обозначенные А-Б и В-Г, где штриховкой обозначены закартированные нарушенные области.

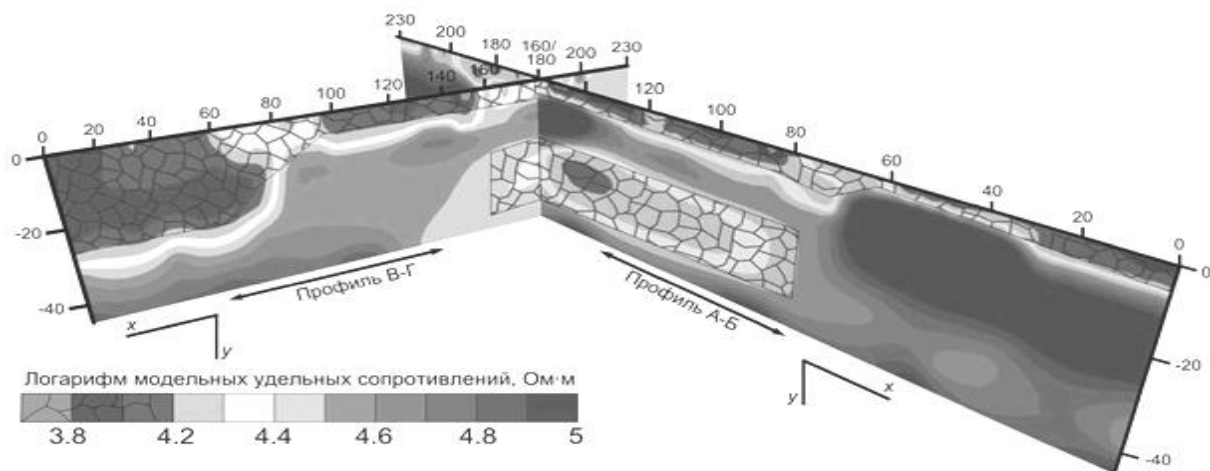


Рис.45. Два перпендикулярных профиля электротомографии, штриховкой выделены нарушенные области (по П.А.Рязанцеву, М.Ю.Нилову, А.В.Климовскому; 2013)

Таким образом, на объектах гидроразрыва может быть реализована следующая программа электроразведочных работ:

Целевое назначение: выделение зон гидроразрыва пласта в карбонатных отложениях по данным высокоразрешающей электроразведки

Основные задачи:

- локализовать зоны повышенной трещиноватости, в том числе в околоствольном пространстве;
- оценить размеры и азимут трещины в пласте;

- локализовать зоны флюидонакопления в околоствольном пространстве;
- определить распространение флюида в заколонном пространстве и по субвертикальным разуплотненным зонам.

Методика наблюдений:

Работы выполняются в два этапа:

- а) до проведения гидроразрыва пласта (регистрация фоновых геофизических полей);
- б) определение изменений геофизических полей, произошедших после проведения гидроразрыва.

Основное количество профилей ЗСБ и ЗСБ-ВСЭФ производится в режиме измерений до глубин 1600-2 000 метров. Область исследований в плане - квадрат, со стороной 500 м (Рис.46). Выполняется съемка ЗСБ и ЗСБ-ВСЭФ с установкой петля-петля по сети профилей с шагом через 25 метров. Расстояние между профилями также 25 метров. Количество накоплений – 100 импульсов на одно зондирование. Дискретность наблюдений 0,250 мс. Сила тока 15А. Всего планируется выполнить 400 ф.т. или 10 пог. км профилей ЗСБ и ЗСБ-ВСЭФ.

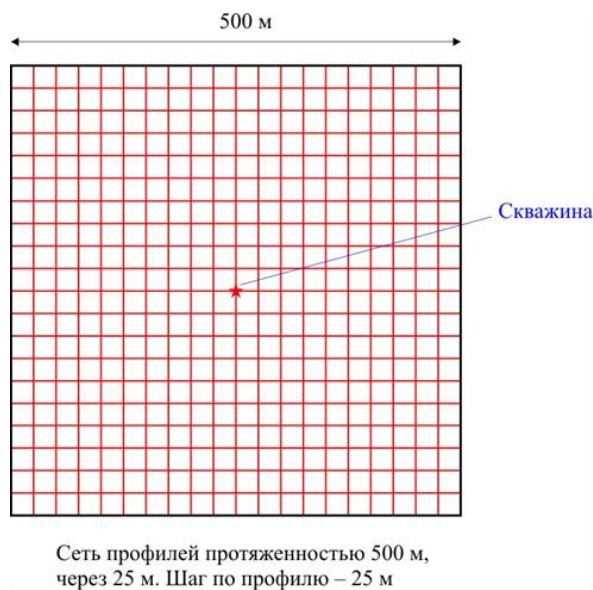


Рис.46. Возможная проектная схема профилей по изучению развития трещиноватости до и после воздействия гидроразрыва.

Ожидаемые результаты

В результате работ будут получены:

- графики ρ_k ,
- разрезы ρ_k ,
- карты изолиний параметра ρ_k .

Будут выделены:

- зоны повышенного и пониженного сопротивления;
- зоны развития повышенной трещиноватости, образовавшиеся в результате гидроразрыва продуктивного пласта.

2.6. Аэрогеофизическая разведка

Освоение сланцевой нефти и газа обуславливает необходимость прогнозирования [21, 22, 23] путей миграции сосредоточенных потоков флюидов, образующихся в результате операции гидроразрыва продуктивного пласта в горизонтальной скважине и поступающих в верхние

слои осадочного чехла. Наличие ослабленных зон влияет на эффективность гидроразрыва и создает опасность негативного воздействия на окружающую среду.

Современные аэрогеофизические технологии позволяют комплексировать высокоточную магниторазведку с гравиразведкой и гамма-спектрометрией. Такое сочетание геофизических методов способствует диагностике разрывных нарушений на активные и латентные (Боровский М.Я. Аэрогеофизическая разведка на углеводороды сланцевых формаций / М.Я. Боровский, П.С.Бабаянц, А.А.Трусов // Трудноизвлекаемые и нетрадиционные запасы углеводородов: опыт и прогнозы: материалы Международной научно-практической конференции. - Казань: Изд-во «Фэн» АН РТ, 2014. – С. 166-169).

При геологическом истолковании выделяются протяженные отрицательные аномалии силы тяжести и линейно-вытянутые зоны положительных магнитных аномалий. Первые, как правило, обусловлены зонами повышенной тектонической трещиноватости осадочной толщи, вторые – отображают разломы фундамента и связаны, в основном, с внедрениями интрузий основного состава. Совпадение локальных минимумов гравитационного поля, высоких величин гамма поля и локальных максимумов магнитного поля характеризует области деструкций земной коры.

Внедрение современных аэрогеофизических технологий способствует повышению эффективности геологоразведочных работ на углеводороды сланцевых формаций.

Эффективность геологоразведочного процесса в значительной степени зависит от выбора направлений исследований, вытекающих из изученности каждого конкретного объекта. Отдельные этапы и стадии геологоразведочных работ имеют своей целью изучение конкретных разномасштабных объектов.

На начальном этапе исследований осадочных бассейнов или их отдельных частей проводятся региональные работы для изучения присущих им общих черт геологического строения и нефтегазоносности. В дальнейшем на разных стадиях исследования бассейнов перед региональными работами ставятся (В.В. Семенович и др., 1982) специфические задачи, определяемые степенью предшествующей изученности, а также техническими и методическими возможностями геологического и геофизического изучения.

Решение вопросов на региональном уровне, т.е. тектоническое районирование, имеет важнейшее значение для поисков полезных ископаемых. Оно позволяет [29]:

- 1) установить общие перспективы поисков тех или иных полезных ископаемых в данном регионе;
- 2) выявить районы, требующие постановки более детальных поисковых работ.

В.Е. Хаин подчеркивает «...знание региональной структуры той или иной области не менее (если не более) важно для оценки перспектив нефтеносности, чем значение локальной местной структуры отдельных ее участков» [29].

Данное положение также актуально для общей системы геологоразведочных работ на нетрадиционные источники углеводородного сырья. К последним относятся углеводороды сланцевых толщ.

Обзор месторождений углеводородов в сланцевых коллекторах Северной Америки, Западной Сибири и Волго-Урала показывает (Ф.С. Ульмасвай и Н.И. Базаревская, 2013) что в их геологическом строении выделяются некоторые общие черты. По данным указанных авторов газоносные сланцы характеризуются широким распространением в складчатых и платформенных областях, для них существенен разнообразный временной диапазон образования (от кембрийского до третичного периода). Сланцевмещающие толщи отличаются сравнительно постоянной толщиной и высокой природной трещиноватостью. Обобщенные параметры газоносных сланцев территории США приведены в статье вышеуказанных авторов. Глубина залегания сланцев меняется в значительных пределах от 150 м до 3,3 км, эффективная толщина варьирует от 6 до 90 м. Площадь распространения также изменчива. Сланцы Barnett Shale охватывают область более 12 000 кв. км, Marcellus Shale, занимают около 250 000 кв. км. Рассмотренные Ф.С. Ульмасвай и Н.И. Базаревской плеи в тектоническом отношении приурочены к погруженным частям (впадинам и прогибам) Северо-Американской плиты.

Продуктивные отложения плеев сланцевого газа связаны с обнаруженными в моделях зонами наибольшей трещиноватости, обусловленной тектоническим фактором, что представля-

ет интерес для поисков зон повышенной продуктивности. По мнению Ф.С. Ульмасвай и Н.И. Базаревской «Возникает возможность прогнозирования территорий, перспективных для разработки низкопроницаемых черносланцевых коллекторов как на уже эксплуатирующихся месторождениях, так и на новых площадях».

Для определения направлений геологоразведочных работ и выбора поисковых объектов на традиционные нефти широко используется геофизическая разведка. Накоплен определенный опыт геофизических исследований и на углеводороды сланцевых формаций.

Экспрессность и наличие в настоящее время большого количества карт и графиков геофизических параметров обуславливает необходимость применения аэрогеофизической разведки в информационном обеспечении геологоразведочных работ на углеводороды сланцевых толщ. Существенен как выбор наиболее перспективных направлений («Exploration play»), так и определенная подготовка площадей под детальные работы.

Региональное направление предполагает наиболее полное использование геофизических съемок, выполненных ранее на значительных территориях, что обусловлено, как отмечено выше, большой площадью плеев сланцевого газа и нефти.

Резкие изменения литолого-фациального состава отдельных толщ в платформенных формациях обычно связаны, с неравномерным режимом колебательных движений. Такого рода фациальная неоднородность отмечается в отдельных толщах восточной части Русской платформы, для которой характерен более интенсивный размах и разнородный характер колебательных движений. Б.А. Андреев (1960), обобщая данные многочисленных исследований, приходит к выводу о том, «... что дифференцированные вертикальные движения фундамента, являющиеся в платформенных условиях одним из важнейших структурно-генетических факторов, во многих случаях находятся в тесной связи с внутренней структурой кристаллического фундамента. На участках с какими-либо особенностями внутреннего строения фундамента (зоны разломов, контакты пород, интрузивные комплексы) во многих случаях возникают дифференцированные вертикальные движения. Эти участки характеризуются наличием магнитных и гравитационных аномалий, обусловленных особенностями внутреннего строения фундамента и вместе с тем наличием в толще осадочных пород структур, возникших вследствие проявления дифференцированных вертикальных движений» [29].

Б.А. Андреев подчеркивает: «... магнитные и гравитационные аномалии отражают внутреннее строение фундамента, а дислокации фундамента, связанные с его внутренним строением, обуславливают местоположение и характер структур осадочного покрова платформенных областей». Следовательно, для выделения областей со специфическими условиями осадконакопления на фоне окружающих территорий необходимо получение информации о внутренней структуре складчатого основания.

К настоящему времени накоплен определенный опыт и представления по геофизическому изучению кристаллического фундамента [8, 23, 29, 30, 32]. Большинство исследователей отмечает, что строение и состав пород фундамента служит основным геологическим фактором определяющим характер гравитационных и, в особенности, магнитных аномалий. Обязательным элементом методических приемов является составление карт или схем районирования физических полей.

Анализ геолого-геофизических материалов свидетельствует о возможности выделения региональных тектонических нарушений, являющихся границами, на которых резко меняются фации и мощности отложений различных интервалов разреза осадочного покрова, комплексом геофизических (гравиметрия и магниторазведка) и дистанционных (космическая съемка) методов с привлечением данных по ландшафтной индикации.

Критерии обнаружения и прослеживания разломов по результатам геофизических наблюдений, в большинстве своем, являются общепринятыми [8, 29, 30, 32]: границы участков специфической морфологии геомагнитного поля и поля силы тяжести; зоны высоких горизонтальных градиентов (магнитные и гравитационные ступени); крутое и резкое ограничение магнитных аномалий. Особенность проявления региональных разрывных нарушений заключается в наличии вторичных деформаций гравитационного (в зонах интенсивных горизонтальных

градиентов) и магнитного полей. Изучение структуры геофизических полей позволяет [8, 25, 29, 30], в ряде случаев определить характер тектонических подвижек по разломным зонам.

На космических снимках тектонически ослабленным зонам соответствуют границы зон линеаментов определенного простирания. В современном рисунке гидросети региональным разломам в плане отвечают ограничения речных систем соответствующего направления.

Комплексирование геофизических, дистанционных и геоморфологических методов исследований с учетом всей имеющейся геологической информации, повышает надежность выявления и трассирования региональных разломов, разделяющих блоки различной тектонической активности, определяющей особенности строения осадочного чехла.

При подготовке перспективных площадей под детальные геологоразведочные работы на углеводороды сланцевых толщ следует уделять внимание составлению структурного каркаса разломной тектоники. Анализ разломов, в частности их напряжений и ориентации, необходим как для регионального, так и детального масштаба интерпретации коллектора: разломы и разрывы могут динамически воздействовать на потенциал коллектора. Следует отметить, что уточнение положения разломов и оценка их влияния на условия формирования ловушек углеводородов – одна из основных задач аэрогеофизической разведки [8, 30].

Освоение сланцевой нефти и газа обуславливает необходимость прогнозирования путей миграции сосредоточенных потоков флюидов, образующихся в результате операции гидроразрыва продуктивного пласта в горизонтальной скважине и поступающих в верхние слои осадочного чехла. Наличие ослабленных зон влияет на эффективность гидроразрыва и создает опасность негативного воздействия на окружающую среду.

Выводы и рекомендации

Обобщен и проанализирован мировой опыт геофизических исследований на углеводороды сланцевых отложений. Основным (по сути единственным) методом на этапах поисков, разведки, разработки месторождений сланцевого газа и нефти служит сейсморазведка в модификации МОГТ-3Д. Имеются единичные случаи применения других методов разведочной геофизики (электроразведка СКИПР-ВЭРЗ, БГФ-метод). В мировой практике по исследованию сланцевого газа накоплен достаточно большой опыт, ведущие зарубежные фирмы имеют отработанные технологии для поиска, разведки, разработки и добычи сланцевого газа. Для получения высокоточных прогнозов запасов сланцевого газа необходимо в полной мере задействовать геологические, геофизические, геохимические и геотехнические методы, причём геофизические и геохимические исследования должны включать всестороннее изучение горных пород, как в лабораторных, так и в полевых условиях “на месте”.

Важную роль в прогнозировании запасов сланцевого газа могут сыграть многокомпонентные (3С) и трёхмерные (3D) сейсмические исследования, так как это позволит получать не только структурные построения геологической среды, но и изучить на месторождении физико-механические параметры и характеристики горных пород, которые в полномасштабном размере для геологического объекта не доступны другим геофизическим методам. В настоящее время благодаря сейсмическим исследованиям возможно эффективно выделять наиболее перспективные объекты для заложения новых буровых скважин на месторождении или продуктивные пластовые зоны сланцевого газа, а также проводить мониторинг трещинообразования в горном массиве, что позволяет оптимизировать места бурения скважин и повысить эффективность проведения гидроразрыва пласта (ГРП) для интенсификации притока сланцевого газа. При добыче сланцевого газа экологический аспект выходит на передний план, поскольку только экологически чистые технологии добычи энергоресурсов востребованы в XXI веке.

Развитие перспективных геофизических технологий для поиска, разведки, разработки и добычи углеводородов сланцевых формаций в среднесрочной перспективе будет осуществляться по следующим направлениям [50]:

– переход на более широкое применение многокомпонентного возбуждения и регистрации сейсмических волн, что позволит более эффективно оценить физико-механические свойства горных пород, анизотропию и процессы трещинообразования в горных породах коллектора [42];

- детектирование и идентификация в реальном времени наиболее перспективных объектов для заложения новых буровых скважин на месторождении;
- новые технологии для изучения и анализа шлама горных пород, полученного во время бурения скважин, на основе использования лабораторных и полевых лазерных методов исследования горных пород;
- создание современных новых каротажных приборов с целью расширения их функциональных возможностей как для изучения физико-механических, так и химических характеристик и параметров горных пород “на месте”;
- современное моделирование для сланцевого газа должно включать: моделирование трещинообразования; построение высокоточных полных 3D моделей коллектора, которые учитывают изменения в коллекторе в процессе его эксплуатации; надёжные прогнозные модели оценок сроков реализации проектов; современные модели коллекторов, основанные на новых подходах, которые включают высокоточное геологическое построение коллектора, заложенные горизонтальные скважины и их воздействие на геологическую среду посредством проводимого в них гидравлического разрыва;
- идентификация сланцев на основе использования скважинного элементного спектрального анализа и передачи данных анализа в реальном времени на дневную поверхность;
- новые методы тестирования трещиноватости сланцевых формаций.

Оценены возможности применения методов разведочной геофизики применительно к изучению сланцевых толщ Татарстана. На территории Республики выполнен широкий комплекс нефтепоисковых геофизических работ, в том числе сейсморазведка МОГТ-3Д (более 5000 кв.км). На основании работ ТНГ- Групп (В.А.Екименко и др., 2008-2015; Р.С.Хисамов, Р.Г.Харисов, В.А.Екименко и др., 2013, 2015) рассмотрены:

1. Роль наземной и скважинной сейсморазведки в построении геологических моделей;
2. Применение сейсмической инверсии с целью прогноза коллекторских свойств одного из нефтяных месторождений ПАО «Татнефть»
3. Целесообразность переобработки архивных съемок 3D;
4. Перспективы развития сейсмической разведки в РТ
5. Изучение особенностей околоскважинного пространства методом ВСП;
6. Новые технологии мониторинга пластов (О.Л.Кузнецов и др., 2009)
7. Получены первые результаты по оценке возможностей изучения методами сейсморазведки сланцевых (доманиковых) тлщ Республики Татарстан (В.А.Екименко, 2015);
8. Приведены первые результаты микросейсмических исследований сланцевых (доманиковых) отложений Южно-Татарского свода в процессе мониторинга ГРП (И.Р.Шарапов, Р.С.Хисамов и др., 2015; Н.Я.Шабалин, Е.В.Биряльцев, 2015);
9. Оценены возможности применения несейсмических методов:
 - Высокоточная гравиразведка (З.М.Слепак, М.Я.Боровский, 2015)
 - Высокоразрешающая электроразведка (М.Я.Боровский, А.Г.Небрат, В.И.Богатов, 2015)
 - Аэрогеофизические исследования (М.Я.Боровский, П.С.Бабаянц, А.А.Трусов, 2014)

Таким образом, в Республике Татарстан имеется соответствующий научно-технический и методический потенциал для выработки рациональной методики поисков, разведки и контроля за разработкой месторождений сланцевого газа и нефти.

ЛИТЕРАТУРА

1. Акимов А.Е., Шипов Г.И. Сознание, физика торсионных полей и торсионные технологии // Сознание и физическая реальность. Т.1. 1996. №1. - с.66.
2. Акимов А.Е., Шипов Г.И. Торсионные поля и их экспериментальные проявления // Сознание и физическая реальность. Т.1. 1996. №3. - с.28.
3. Ампилов Ю. П., Барков А. Ю., Яковлев И. В., Филиппова К. Е., Приезжев И. И. Почти всё о сейсмической инверсии. Часть 1. 2007. 18 с. http://www.ampilov.ru/downloads/Article_Yakovlev_Barkov_Ampilov.pdf
4. Бакиров А.Г. Биолокация: основы практики, истории и теории феномена. - Томск: Изд-во ТПУ, 2006. - 310 с.
5. Бакулин Е., Борисов Ю., Яремийчук Я., Шваченко И. Газовые кладовые Украины// Еженедельник 2000. Вып. № 23, 11–17 июня 2010. <http://2000.net.ua/2000/derzhava/resursy/67287>
6. Бембель Р.М., Мегеря В.М. Поиски и разведка месторождений на базе геосолитонной концепции дегазации Земли // Геология нефти и газа. 2006. №2.–с.2-7 Всероссийская конференция по глубинному генезису нефти, 1-е Кудрявцевские чтения, Москва, ЦГЭ, 22-25 октября 2012
7. Геллер У., Плэйфайр Г.Л. Эффект Геллера /Пер.с англ. В.И. Толстого. — М.: СП "Соваминко", 1991. - 576 с
8. Геологоразведочные работы в регионах с высокой опосредованностью недр /под.ред. профессора Р.С.Хисмова. - Казань: «Фэн» АН РТ, 2010. – 274с.
9. Доронкин А.К., Звягинцев А.А., Ишуев Т.Н. и др.Состояние и перспективы развития скважинной сейсморазведки в Республике Татарстан // Актуальные проблемы поздней стадии освоения нефтегазодобывающих регионов:материалы междунар. науч.-практ. конф. - Казань: Изд-во "ФЭН", 2008. - С.185-190.
10. Екименко В.А. Сейсморазведка – основной метод поиска и разведки нефтяных залежей//Георесурсы. - № 4 (27). - 2008. - С. 14-16.
11. Екименко В.А., Гаврилов А.Н., Семенова А.В. и др. Новые методики интерпретации сейсмических данных с использованием интерпретационного пакета Stratimagic–анализ сейсмофаций//Актуальные проблемы поздней стадии освоения нефтегазодобывающих регионов. Доклады на Международной Научно - практической конференции. 10-12 сентября 2008г. - Казань, 2008.
12. Екименко В.А., Миргалимов И.В. Настоящее и будущее нефтяных месторождений в разрезе сейсморазведки // Инновации и технологии в разведке, добыче и переработке нефти и газа: Материалы Международной научно-практической конференции. – Казань: Изд-во «Фэн» АН РТ, 2010. - С.140-141.
13. Екименко В.А., Мыслина Т.А., Гойда Г.П. и др. Совместный анализ данных сейсморазведки 3D и гидродинамического моделирования для уточнения геологического строения сложнопостроенных резервуаров углеводородов//Геофизик Татарии. – № 3. - 2005. - С.22-25.
14. Екименко В.А.Сейсморазведка – основной метод поиска и разведки нефтяных залежей // Актуальные проблемы поздней стадии освоения нефтегазодобывающих регионов: Материалы Международной научно-практической конференции. – Изд-во: «Фэн», 2008.- С.156-160
15. Иванов Н. Все по плану//Business Guide (Инновации). Приложение, № 47 (47), 2010. 3 с. <http://www.kommersant.ru/doc/1545440/print>
16. Ковалев Н.И и др. Методика применения дистанционного геологического комплекса «Поиск» для обнаружения и оконтуривания углеводородных месторождений изложена //Геоинформатика. – 2010.-№ 4. – С. 46-51
17. Корчагин И.Н., Левашов С.П., Якимчук Н.А. О возможности применение мобильных геофизических технологий для поисков скоплений углеводородов в кристаллических породах. 1-я Всероссийская конференция по глубинному генезису нефти «Кудрявцевские чтения». Россия-Москва-ЦГЭ, 22-25 октября - 2012 г. Тезисы докладов http://conference.deepoil.ru/images/stories/docs/tema/047_Korchagin-Levashov-Jakimchuk_Theses.pdf

18. Левашов С.П., Якимчук Н.А., Корчагин И.Н., Божежа Д.Н., Прилуков В.В. Применение мобильных геофизических методов для обнаружения и картирования залежей газа в сланцевых породах // Геоинформатика: теоретические и прикладные аспекты: XII Международная конференция, 13-16 мая 2013 г.: тезисы докл. – К.: ВАГ, 2013. А101. 6 с. – CD-ROM.)
19. Нестеров И.И. Битуинозные глинистые и кремнисто-глинистые породы – новый глобальный источник топливно-энергетического сырья // Нефть и газ. 2011. №6. с.14.
20. НПП ГЕТЭК (RU). Изучение трещиноватых горных пород многоволновыми поляризационными методами: сейсморазведкой, ВСП и акустическим каротажом. 2011. 5 с. <http://www.getek.ru/ssured.html>
21. Пат. 2181493С2 (RU), 2002. Сейсмические процессы разведки с использованием отраженных поперечных волн/Мюллер Майкл С., Томсен Леон, Цванкин Илья; БП Корпорейшн Норт Америка Инк. (US). Дата публ.: 20.04.2002.
22. РБК-Украина, 2011. Подтвержденные запасы газа в Украине. 1 с. <http://www.newzz.in.ua/economic/1148866564-podtverzhdenye-zapasy-gaza-v-ukraine.html>
23. Слепак З.М. Гравиразведка в нефтяной геологии. - Казань: Изд-во Казанского университета, 2005. - 224с.
24. Слепак З.М. Гравиразведка при прогнозировании природных битумов и высоковязких нефтей. // Высоковязкие нефти и природные битумы: проблемы и повышение эффективности разведки и разработки месторождений: материалы Международной научно-практической конференции. – Казань: «ФЭН», 2012.- С.106-109.
25. Слепак З.М. Применение гравиразведки при поисках нефтеперспективных структур. - М.: Недра, 1989. – 200с.
26. Сочеванов Н.Н., Стеценко В.С., Чекунов А.Я. Использование биолокационного метода при поисках месторождений и геологическом картировании. — М.: Радио и связь, 1984. - 56 с.
27. Сочельников В.В., Небрат А.Г. Теория и практические возможности метода ЗСБ-ИВП при поисках нефти и газа // Изв.РАН. Физика Земли. – 1994. - №6. - С.56-67
28. Тимурзиев А.И. Современное состояние практики и методологии поисков нефти — от заблуждений застоя к новому мировоззрению прогресса // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2010. №11. - с.27
29. Хисамов Р.С., Боровский М.Я., Гатиятуллин Н.С. Геофизические методы поисков и разведки месторождений природных битумов в Республике Татарстан. - Казань: ФЭн, 2007. - 247с.
30. Хисамов Р.С., Файзуллин И.Н. Геолого-геофизическое доизучение нефтяных месторождений на поздней стадии разработки. –Казань: «ФЭН» АН РТ, 2011. – 228с.
31. Хисамов Р.С., Файзуллин И.Н. Геолого-геофизическое доизучение нефтяных месторождений на поздней стадии разработки. –Казань: «ФЭН» АН РТ, 2011. – 228с.
32. Хисамов Р.С., Харисов Р.Г., Екименко В.А. и др. Основы полевой и промысловой геофизики для геологов. – Казань: Изд-во «ФЭН» АН РТ, 2013. – 359с
33. Anderson B., Bryant I., Lüling M. et al. Oilfield Anisotropy: Its Origins and Electrical Characteristics//Oilfield Review, October 1994, vol. 6. № 4. P. 48–58.
34. Barclay F., Bruun A., Rasmussen K. B. Seismic inversion: Reading Between the Lines// Oilfield Review, Spring 2008. P. 46–63.
35. Boyer C., Kieschnick J., Lewis R. E., Waters G. Producing Gas from its Source//Oilfield Review, Autumn 2006. P. 36–49.
36. Burch D. N., Daniels J., Gillard M. et al. Live Hydraulic Fracture Monitoring and Diversion// Oilfield Review, Autumn 2009, 21, № 3. P. 18–31.
37. Canadian Society for Unconventional Gas (CSUG), 2010. Understanding Shale Gas in Canada. 20 p. http://www.apgq-qoga.com/en/wp-content/uploads/shale_gas_English_FINAL.pdf
38. CGGVeritas (FR), 2011. CGGVeritas has added further innovations to the RTM toolbox to produce clearer images. 2 p. <http://www.cggveritasweb.com/default.aspx?cid=4150>
39. CGGVeritas (FR), 2011. Unconventional Resources. <http://cggveritas.com/default.aspx?cid=3501&lang=1>
40. CGGVeritas(FR), 2011. ShaleGas. 2p. <http://www.cggveritas.com/default.aspx?cid=3503&lang=1>

41. Criss J. C., Kiger C., Maxwell P., Musser J. Full – wave seismic acquisition and processing: the onshore requirement, *First Break*, vol. 23, February 2005. P. 53–61.
42. Exploration Geophysics Laboratory (US). Seismic Research Focusing on Unconventional Gas Resources. The Exploration Geophysics Laboratory at the Bureau of Economic Geology (USA). 2011. 3p.http://www.beg.utexas.edu/resprod/docs/EGL_unconventional_feb2011.pdf
43. GEOFIZYKA TURUN (PL), 2011. Shale Gas in Poland. 2 p.
44. Gilman Jesse, Robinson Chris. Success and Failure in Shale Gas Exploration and Development: Attributes that Make Difference//AAPG Internal Conference and Exhibition, № 80132 (2011). 31 p.
45. Gray D. Elastic Inversion for Lamé Parameters. SEG, 2002. 4 p.
46. Gray D., Delbecq F., Schmidt D. Estimating in-situ, anisotropic, principle stress from 3D seismic//EAGE, 2010, Barcelona. 4 p.
47. Halliburton (US), 2010. Engineering for Success in Developing Shale Assets//Halliburton, Nov 30, 2010. 43 p. (Halliburton – Digital Asset – Shale Field Development). http://afdelingen.kiviniiria.net/media-afdelingen/DOM100000170/Archief-2010/Olie_en_gastech_november_2010_success_developing_shale_assets.pdf
48. Halliburton (US), 2010. Геонавигация при бурении в цифровом режиме работы Digital AssetTM//H07920 10/10. 2 с.
49. Halliburton (US), 2010. Интенсификация притока в цифровом режиме работы Digital AssetTM//H07921-A4 10/10. 2 с.
50. Holditch S. A. Unconventional Gas. Topic Paper #29. Working Document of the NPC Global Oil & Gas Study. Made Available July 18, 2007. 52 p.
51. Hsieh Linda. New seismic-while-drilling systems may help operators navigate complex well paths//DRILLING CONTRACTOR, July/August, 2010. P. 38–43.
52. INOVA Geophysical (US) 2011. Многокомпонентные датчики VectorSeis для комплексного создания сейсмических изображений. 1 с. <http://www.inovageo.com/ru/products/sensors.html>
53. ION (US), 2011. Многоволновое изображение. Шаг к исчерпывающему отображению среды. 3 с. http://www.iongeo.cjm/russia/released/FullwaveImagingastepclosertothe_complete_subsurfacepicture-1.pdf
54. ION Geophysical (US). Unlocking Unconventional Reservoirs. ION Sees Dramatic Shift in Role Seismic in Shale Play//SPE Show Dayly, Oil Gas Eurasia, 2010. № 1. P. 4.
55. ION/GXT (US), 2011. Построение изображений по широкому азимуту. 3 с. <http://www.iongeo.com/russia/105410731088107210731086109010821072/Mope/WAZ/>
56. ION/GXT (US), 2011. Широко-азимутальная миграция во временной области. 2 с. http://www.iongeo.com/russia/105410731088107210731086109010821072/Mope/WAZ/WAZ_RTM/
57. ION-GXT (US), 2011. Reverse Time Migration. 1 p. <http://www.iongeo.com/Processing/Marine/RTM/>
58. Łakoma Agnieszka, 2011. Polska droga do gazu łupkowego. RZECZPOSPOLITA, 12.04.2011, B5.
59. Maxwell Shawn, 2011. Microseismic hydraulic fracture imaging: The Path toward optimizing shale gas production. Special section: Shales//The Leading Edge, March 2011. P. 340–345.
60. Mazerov Katie, 2008. Innovative systems enhance ability to achieve selective isolated production in horizontal wells//DRILLING CONTRACTOR, May/June 2008. P. 124–129.
61. Official Program, China, 2011. SEG FORUM “Shale Gas Technology”, Chengdu, Sichuan, China, 29 March – 1 April, 2011. 31 p.
62. Paradigm (US), 2011. Новости технологии. Прогресс с использованием обратной миграции во временной области. 17 с. http://www.pdgm.com/_media/newsletters/CIS/CIS_Edition1_February11.htm
63. Paradigm (US), 2011. Полноазимутальные изображения и интерпретация. 1 с. http://www.pdgm.com/_pdf/RUS/poster.EartStudy360.pdf
64. Pat. 4833658 (USA), 1989. Method of seismic prospecting with very high resolution in horizontal boreholes. Staron Philippe; ELF Aquitaine (FR). Data publ. 23.05.1989.

65. Pat. 7395897 B2 (US), 2008. Accelerated Weight drop configurable for use as a shear wave seismic energy source and a method of operating there of /A. L. Gilmer, C. R. Vedders; Vectra Oil and Gas, Ltd (US). Data publ. Jul. 8, 2008.
66. Pat. 7660194 B2 (US), 2010. Microseismic fracture mapping using seismic source timing measurements for velocity calibration/J. E. Uhl, C. Wright, E. Davis, et al.; Halliburton Energy Services, Inc. Data publ.: Feb 9, 2010.
67. Recovery: energy, environment, economy. CSPG, CSEG, CWLS Convention, 2011. Technical Innovation and Stage Exploration. Critical Aspects for Shale Gas Development in Canada. 2 p. http://www.geoconvention.com/uploads/2011abstracts/067-Technical_Innovation_and_Stage_Exploration.pdf
68. Recovery-energy, environment, economy (Canada), 2011. Shale Gas: An Unconventional Reservoir. http://www.geoconvention.com/uploads/2011abstracts/091-Shale_Gas_An_Unconventional_Reservoirs.pdf
69. Repsol YPF (ES), 2006. Repsol YPF начинает программу передовых сейсморазведочных построений. 14.11.2006. <http://www.prime-tass.ru/news/0/%7BA9C39E76-2C4B-4498-BB9F-B161763846D4%7D.uif?print=1>
70. RIGZONEY, US, 2011. Musings: Seismic Replaced by Fracturing, But E&P Cycle Building. 6 p. http://www.rigzone.com/news/article.asp?a_id=103286
71. Saur Mike, Wallace Mark, 2011. Shale gas plays provide valuable seismic in low price environment. 5 p. <http://www.epmag.com/Magazine/2011/1/item74869.php>
72. Schlumberger (US), 1998. The Oilfield Glossary. <http://www.glossary.oilfield.slb.com/Default.cfm>
73. Schlumberger (US), 2003. Real-time borehole seismic system seismic VISION. 4 p.
74. Schlumberger (US), 2008. Well Evaluation. An integrated Well-Evaluation. Process for Shale Gas Reservoirs.
75. Schlumberger (US), 2010. Mississippian Shale Seismic Reservoir Characterization Improves Gas Production. 2 p.
76. Schlumberger (US), 2010. Producing Shale Gas Reservoirs – Modeling and Simulation. 2 p.
77. Schlumberger (US), 2011. Shale Gas. 4 p. http://www.slb.com/services/industry-challenges/unconventional-resources/shal_gas.aspx
78. Shirley Kathy. Future Holds Clearer Vision. What Will Seismic Be Like In 2012. Explorer, 2002, № 9. 3 p.
79. UA Energy, 2011. Перспективы добычи сланцевого газа в Украине. 3 с. <http://www.unenregy.com.ua/c225758200614cc9/0/22d28c9c9d6bd029c225788d00477c1>
80. Zhu Yaping, Liu Enru, Martinez Alex et al. Understanding geophysical responses of shalegas plays. Special section: Shale//The Leading Edge, March 2011. P. 332–338.