

Каталог интерпретационных решений

**Каталог
интерпретационных
решений**

Schlumberger

Россия, 125171, Москва, Ленинградское шоссе д.16А, стр.3

За более подробной информацией обратитесь в местное представительство компании «Шлюмберже» или пришлите запрос на нашу электронную почту ds-book@slb.com

Веб-сайт: slb.ru

Copyright © 2017 Schlumberger. Все права защищены.

Ни одна из частей этого каталога не подлежит копированию, хранению в информационно-поисковой системе, или записи в любом виде и любыми средствами – электронными или механическими, включая фотокопирование и запись на электронные носители, без письменного согласия издателя. Представленная здесь информация считается точной, но без прямой или подразумеваемой гарантии. Технические характеристики актуальны на момент сдачи каталога в печать.

Знак «звездочка» (*) используется в данном документе для обозначения торгового знака компании «Шлюмберже». Названия других компаний, продуктов, и услуг являются собственностью их владельцев.

Введение

Глава 1. Обработка полевых данных

Обработка данных ГИС

■ Обработка данных 5-зондового индукционного каротажа в наклонно-направленных скважинах и высококонтрастных разрезах.....	09
■ Обработка данных 5-зондового бокового каротажа в наклонно-направленных скважинах и/или при большой зоне проникновения.....	11
■ Обработка данных многозондового бокового каротажа в процессе бурения.....	13
■ Количественная оценка литологического состава твердой фазы по данным ИНГК-С во время бурения.....	14
■ Количественная оценка литологического состава твердой фазы по данным ИНГК-С/НГК-С на кабеле.....	15
■ Радиальное профилирование по параметру сигма (многозондовый ИНГК-ИННК в процессе бурения).....	18
■ Нормализация и увязка по глубине измерений УЭС через стальную обсадную колонну.....	19
■ Обработка и увязка по глубине измерений ГГК-п через стальную обсадную колонну.....	21
■ Обработка исходных данных АКШ и оценка интервальных времен волн.....	22
■ Обработка исходных данных скважинных имиджеров.....	23

Обработка данных ВСП / НВСП

■ Сборка полевых данных ВСП и НВСП.....	26
■ Коридорная сумма ВСП и привязка данных ГИС и ОГТ.....	27
■ Расчёт синтетических трасс (моделирование) и калибровка акустического каротажа.....	28
■ Обработка волновых полей ВСП.....	29
■ Построение мигрированных разрезов по НВСП.....	31

Глава 2. Геологическое сопровождение бурения

■ Геонавигация по данным базовых измерений.....	34
■ Посадка ствола скважины на заданную точку (лендинг).....	36
■ Геонавигация с использованием имиджей плотности и сопротивления.....	37
■ Оценка залегания структурных элементов по имиджам сопротивления и плотности в процессе бурения.....	39
■ Геонавигация с картированием границ пласта(-ов) и резервуаров.....	41
■ Интерпретация инверсии многопластового картирования.....	43
■ Разномасштабная детализированная структурная интерпретация.....	44
■ Обновление сектора структурной модели во время бурения.....	46
■ Типизация горных пород по данным углубленного анализа шлама (GeoFlex*).....	48
■ Идентификация пластового флюида в процессе бурения (FLAIR*).....	51

Глава 3. Геомеханика

■ Создание Модели Механических Свойств (ММС).....	56
■ Оценка горизонтальных напряжений по данным Sonic Scanner*.....	59
■ Анализ напряжений в массиве горной породы по данным имиджеров.....	61
■ Прогноз пластового давления и градиента гидроразрыва пласта.....	64
■ Расчет устойчивости ствола скважины.....	66
■ Детальное моделирование околоскважинного пространства.....	68
■ Геомеханическое сопровождение бурения скважины.....	70
■ Обновление расчета устойчивости скважины по результатам бурения.....	73
■ Оценка риска пескопроявления в процессе эксплуатации.....	75
■ Разработка и оптимизация дизайна ГРП/МГРП.....	76
■ Оценка геометрии трещины ГРП по данным кросс-дипольного АКШ.....	78
■ Совмещенное моделирование геомеханики и гидродинамики.....	79
■ Анализ критической напряженности естественной трещиноватости и разломов.....	82
■ Оценка целостности заканчивания и обсадных колонн.....	84

Глава 4. Скважинная сейсморазведка

- Акустический каротаж на отраженных волнах (BARS)..... **88**
- Скважинный микросейсмический мониторинг за ГРП..... **89**

Интерпретация обработанных данных ВСП

- Построение кинематической (скоростной) модели разреза..... **92**
- Оценка скоростной анизотропии разреза **94**
- Корреляция материалов ГИС, ВСП и наземной сейсмики, стратификация сейсмических отражений и их привязка к данным ОГТ..... **96**
- Прогнозирование геологического разреза ниже забоя **98**
- Уточнение геологического строения целевых горизонтов в направлении удаленных ПВ **99**
- Уточнение структурного плана целевых горизонтов..... **101**
- Определение субвертикальных границ сложных геологических объектов..... **103**
- Расчет добротности Q (неупругое частотно-зависимое затухание)..... **104**
- Уровненное вертикальное сейсмическое профилирование (Walkaway) **105**

Глава 5. Оценка литологии, выделение коллекторов и эффективных толщин, оценка ФЕС и насыщения в открытом стволе

- Оценка литологии, ФЕС и насыщения с помощью объёмного компонентного анализа пород (ELAN) по данным базового комплекса ГИС **108**
- Оценка литологии, ФЕС и насыщения с интеграцией данных геохимического каротажа (нейтрон-гамма спектроскопии) в объёмный компонентный анализ **110**
- Оценка литологии, ФЕС и насыщения с интеграцией данных ЯМК в объёмный компонентный анализ..... **112**
- Оценка нефтегазонасыщенности и ФЕС тонкослоистых коллекторов с использованием данных триаксиального индукционного каротажа (Rt Scanner*) **114**
- Оценка проницаемости поровых коллекторов по волне Стоунли..... **116**
- Выделение зон трещиноватости и оценка проницаемости трещин по данным волны Стоунли **117**
- Оценка ФЕС в скважинах большого наклона и горизонтальных скважинах путем создания профильной модели и прямого-обратного моделирования..... **118**
- Детальная высокоточная увязка данных кернового материала с данными ГИС **120**
- Анализ кавернозности по данным скважинных имиджеров..... **123**
- Анализ трещиноватости по данным скважинных имиджеров **126**
- Оценка ФЕС в условиях тонкослоистого разреза в поплавочном режиме..... **129**
- Анализ насыщения по данным Dielectric Scanner* на одной частоте (оценка влагоемкости прискважинной зоны) при бурении на растворе на водной основе..... **131**
- Анализ насыщения в терригенных породах с использованием оценки емкости катионного обмена по Dielectric Scanner* (с многочастотной инверсией) при бурении на растворах на водной основе..... **133**
- Анализ насыщения в карбонатных породах с использованием оценки экспоненты пористости/насыщения $m=n$ по Dielectric Scanner* (с многочастотной инверсией)..... **135**
- Анализ насыщения по данным Dielectric Scanner* с использованием полной инверсии данных при бурении на растворе на нефтяной основе..... **137**
- Количественная оценка содержания Сорг и анализ насыщения по данным ИНГК-С..... **139**
- Оценка пористости газонасыщенных коллекторов по данным совместного анализа ЯМК и ГГК-п..... **140**
- Углубленный анализ распределения T2 с использованием метода основных компонент (NMR Factor Analysis)..... **141**
- Инверсия первичного сигнала ЯМК для дальнейшей типизации пористости (CIPHER)..... **143**
- Типизация пористости и оценка проницаемости в карбонатных коллекторах с использованием распределения T2 (P3A) **144**
- Определение насыщающих флюидов и их свойств по данным ЯМК на стационарных точках глубины (MRF*) **146**
- Определение насыщающих флюидов и их свойств по данным ЯМК непрерывно по разрезу по нескольким радиальным зонам (MR Scanner*)..... **147**

Глава 6. Геологическое изучение по данным скважинных имиджеров

■ Трассирование структурно-текстурных объектов.....	150
■ Структурный анализ	152
■ Литологическая дифференциация разреза.....	154
■ Фациальный анализ.....	156

Глава 7. Оценка акустических свойств горных пород

■ Оценка анизотропии скоростей поперечных волн по данным кросс-диполей.....	160
■ Оценка VTI анизотропии по данным Sonic Scanner* в вертикальных скважинах и расчет параметров Томсена.....	161
■ Оценка VTI анизотропии по набору измерений скоростей АКШ в скважинах с разными углами наклона.....	162
■ Радиальное профилирование скоростей P и S волн	163
■ Вертикализация скоростей P и S волн	164

Глава 8. Гидродинамические исследования и опробование пластов

■ Профилирование пластового давления и подвижности флюида по данным ГДК.....	166
■ Профилирование насыщения и свойств пластового флюида по данным ОПК.....	168
■ Анализ интервальных гидродинамических исследований по данным ИПК.....	170
■ Анализ данных стресс-тестов (микро-ГРП) по данным ИПК.....	173
■ Комплексный анализ данных ИПК по нескольким скважинам месторождения.....	174
■ Прогноз продуктивности скважины с использованием данных ИПК (для терригенных коллекторов).....	176

Глава 9. Оценка качества цементирования и состояния обсадных колонн

■ Оценка качества цементирования обсадной колонны по данным акустического цементомера	180
■ Оценка качества цементирования обсадной колонны по данным ультразвукового имиджера USI*.....	181
■ Оценка качества цементирования обсадной колонны по данным ультразвукового имиджера Isolation Scanner*.....	183
■ Оценка технического состояния обсадных колонн по данным ультразвуковых имиджеров	186
■ Оценка технического состояния обсадных колонн и НКТ по данным электромагнитного дефектоскопа (EM Pipe Scanner*)	188
■ Оценка технического состояния обсадных колонн и НКТ по данным многорычажного каверномера (PMIT)	190
■ Комплексный анализ цементирования скважины (Invizion Evaluation*)	192

Глава 10. Оценка литологии, выделение коллекторов и эффективных толщин, оценка ФЕС и насыщения в обсаженной скважине

■ Интерпретация данных измерений УЭС пластов через стальную обсадную колонну.....	196
■ Определение коэффициента нефтенасыщения коллекторов через обсадную колонну по данным кислород-углеродного каротажа	198
■ Определение коэффициента нефтенасыщения коллекторов через обсадную колонну по данным ИНМ.....	200
■ Оценка литологии, ФЕС и насыщения с интеграцией данных геохимического каротажа (нейтрон-гамма спектроскопии) в объёмный компонентный анализ в обсаженной скважине	202

Глава 11. Промыслово-геофизические исследования

■ Определение многофазного профиля притока в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах по данным Flow Scanner*.....	208
■ Определение многофазного профиля притока в вертикальных и субвертикальных скважинах по данным PS Platform* (PSP)	210
■ Определение однофазного профиля притока/приемистости в вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных скважинах по данным PS Platform* (PSP).....	212
■ Анализ и интерпретация температурных данных.....	215
■ Определение содержания фаз в потоке по данным кислород-углеродного каротажа (RST-TPHL*).....	217
■ Интерпретация кислород - активационного каротажа для определения скорости потока флюида в колонне (RST-WFL*).....	219

Компания «Шлюмберже» в России и мире

Компания «Шлюмберже» является ведущим мировым поставщиком технологий, услуг по комплексному управлению проектами и информационных решений для нефтегазовых компаний по всему миру. Компания работает более чем в 85 странах мира и насчитывает около 100 000 сотрудников свыше 140 национальностей.

«Шлюмберже» предоставляет самый широкий в отрасли спектр продуктов и услуг — от проведения геологоразведочных работ до управления добычей, а также комплексные решения, охватывающие весь производственный цикл — от пласта до трубопровода, для оптимизации добычи углеводородов и эффективной эксплуатации месторождения.

Компания работает в России с 1929 года, когда был заключен первый контракт с советским нефтяным трестом на реализацию проектов в Баку и Грозном. В 1932 году «Шлюмберже» и Советское правительство учредили совместное предприятие, успешно проработавшее более 5 лет, в течение которых были проведены геофизические исследования более 7000 скважин протяженностью 1800 километров на всей территории Советского Союза.

Вернувшись в Россию в 1991 году, «Шлюмберже» стала первой международной компанией, предложившей здесь передовые геофизические услуги, выполнив ряд работ на Варьеганском и Тагринском месторождениях в Западной Сибири.

За более чем 25-летнюю историю работы в России и странах Центральной Азии Компании удалось стать комплексным самостоятельным предприятием в регионе, предоставляющим широкий спектр услуг, обеспечивающий оптимизацию деятельности нефтегазовых компаний.

Департамент обработки и интерпретации данных

Департамент обработки и интерпретации данных (Data Services, DS) входит в состав подразделения Интегрированные информационные решения (Software Integrated Solutions, SIS) и оказывает услуги по обработке и интерпретации данных на протяжении всего жизненного цикла месторождения.

Штат департамента насчитывает более 1500 экспертов более чем в 80 подразделениях по всему миру (включая более 100 человек в России и странах СНГ) в области петрофизики, геомеханики, геонавигации, скважинной геологии и сейсморазведки, промыслово-геофизических и гидродинамических исследований скважин. Нашими основными задачами являются сопровождение промысловых работ, а также интерпретация и переобработка полевых данных с использованием новейшего программного обеспечения.

Основные направления деятельности:

- Оценка фильтрационно-емкостных, структурно-текстурных свойств и насыщения горных пород
- Геологическое сопровождение бурения (геонавигация)
- Полный цикл геомеханического моделирования – от 1D до 3D/4D, включая прогноз поровых давлений, геомеханическое сопровождение бурения в режиме реального времени, планирование ГРП и повторных ГРП, оценку риска выноса твердой фазы в процессе эксплуатации месторождения и т.д.
- Анализ и интерпретация промыслово-геофизических и гидродинамических исследований скважин
- Планирование и обработка результатов работ по вертикальному сейсмическому профилированию и микросейсмическому мониторингу гидроразрыва пласта

Глава 1.

**Обработка
полевых данных**

Обработка данных ГИС

Обработка данных 5-зондового индукционного каротажа в наклонно-направленных скважинах и высококонтрастных разрезах

Индукционный метод ГИС (ИК) изначально предназначен для определения УЭС в вертикальных и субвертикальных скважинах. Стандартная обработка данных ИМ* не позволяет корректно определить УЭС пласта, промытой зоны и глубину зоны проникновения при значительном относительном наклоне пластов ($>45^\circ$), а также в условиях высокой расчлененности разреза по УЭС.

Метод MERLIN (Maximum Entropy Resistivity INversion) применяется для исправления кажущихся сопротивлений зондов и дальнейшего определения истинных сопротивлений пласта и промытой зоны в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах при угле до 85° и в высококонтрастных разрезах. Методика основана на применении математического алгоритма обработки полевых данных АИТ* «инверсия до максимальной энтропии». Для применения данного алгоритма необходимо знание приблизительного значения угла залегания пластов относительно ствола скважины. Ограничениями являются диапазон применимости ИМ аппаратурой АИТ, а также угол между пластом и стволом скважины $< 5^\circ$.

Обработка осуществляется в программном модуле MERLIN (для получения исправленных кажущихся сопротивлений), и затем в стандартных модулях обработки АИТ (для оценки параметров зоны проникновения и расчета УЭС пласта).

Результаты:

- Исправленные за угол наклона и контраст УЭС кажущиеся сопротивления 5-зондового ИК (поточечные), используемые для дальнейшего расчета:
 - R_p – удельного электрического сопротивления пласта (поточечно)
 - R_{zp} – удельного электрического сопротивления зоны проникновения (поточечно)
 - D_{zp} – диаметра зоны проникновения (поточечно)

Преимущества:

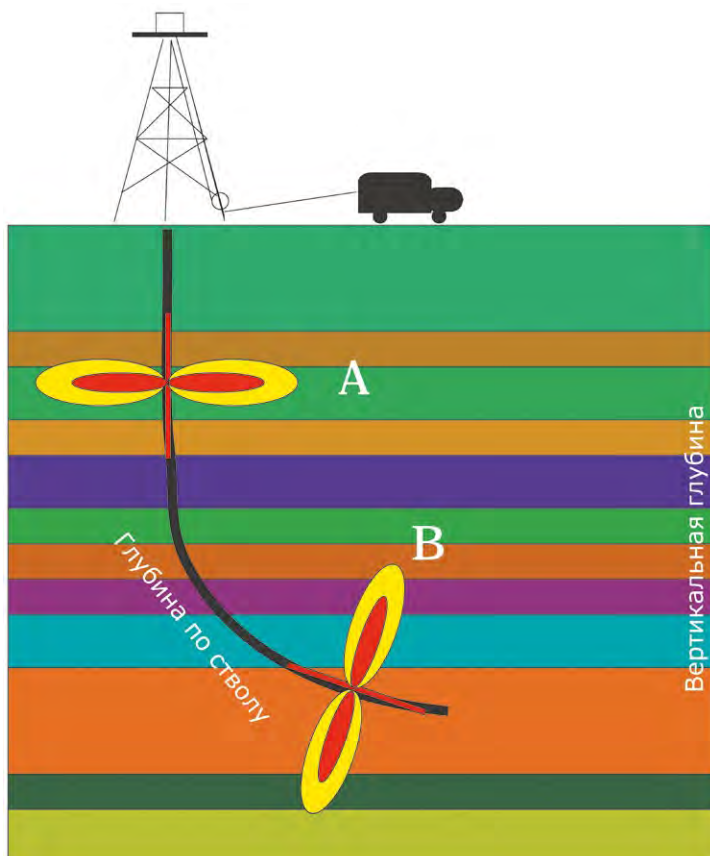
- Корректное определение УЭС по ИК-М в условиях значительного наклона скважины, крутого падения пластов или высокого контраста УЭС смежных пластов позволяет правильно оценивать коэффициент нефтегазонасыщенности при последующем анализе комплекса ГИС

Входные данные:

- Полевые данные ИК-М с первичной корректировкой за скважину (формат DLIS)
- Инклинометрия
- Углы и азимуты залегания пластов (по возможности)

Аппаратура:

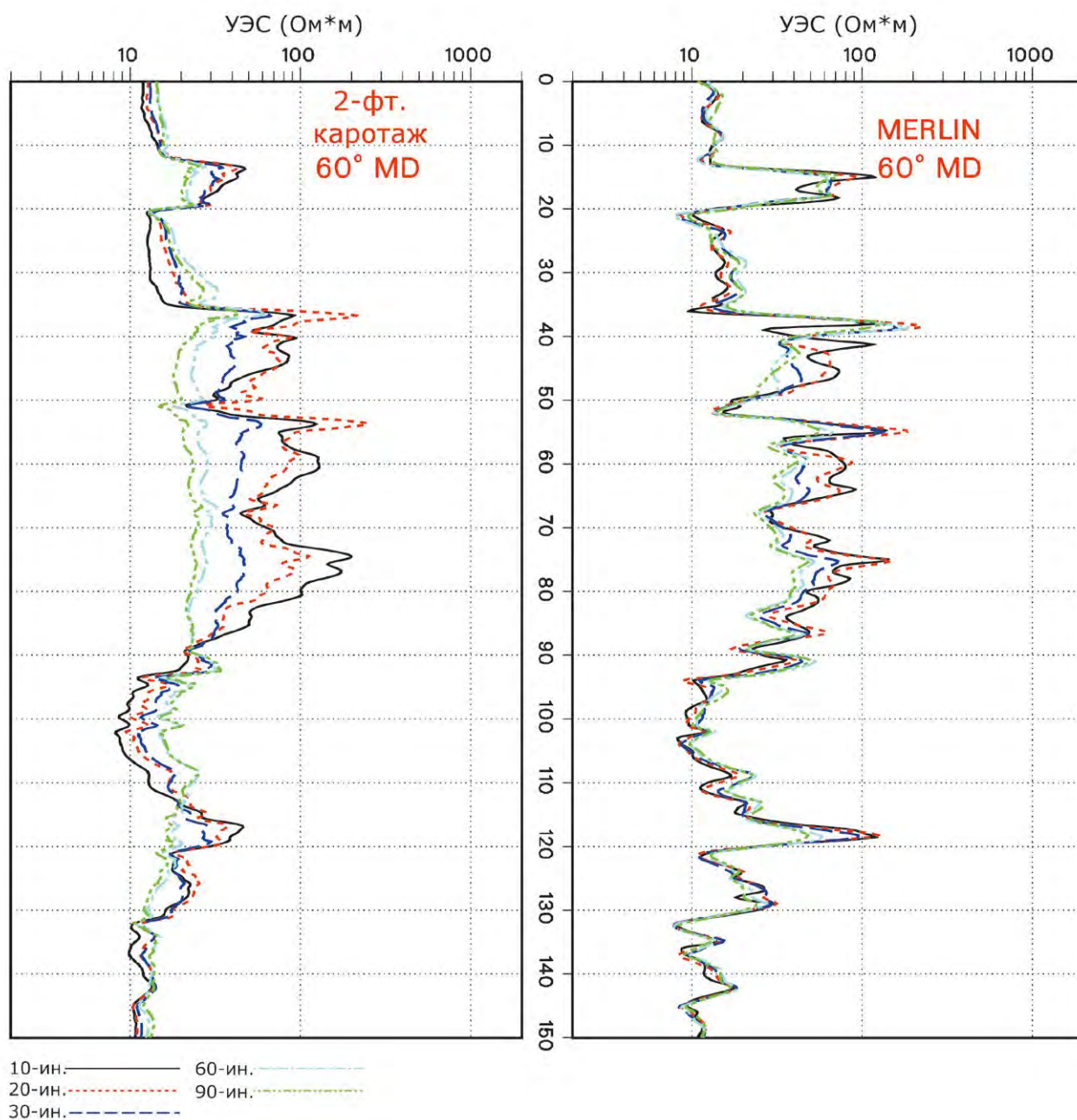
- АИТ-Н (-В) / SAIT



Зона исследования ИМ в вертикальном (А) и наклонном (В) интервалах скважины [24]

*ИМ - индукционный метод

Обработка данных 5-зондового индукционного каротажа в наклонно-направленных скважинах и высококонтрастных разрезах



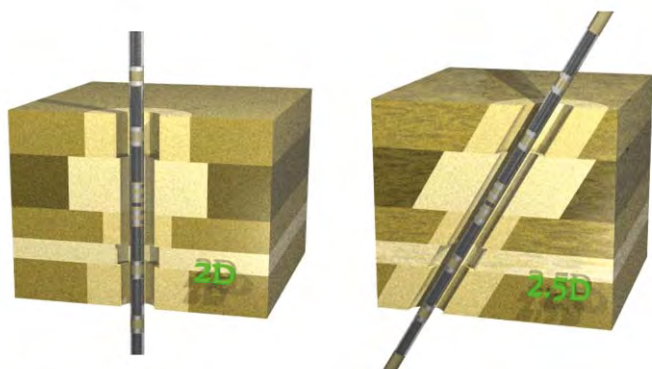
Пример из Канады: полевые данные (слева) и данные после обработки MERLIN (справа). Относительный наклон скважины 60° [65]

Обработка данных 5-зондового бокового каротажа в наклонно-направленных скважинах и/или при большой зоне проникновения

Стандартная поточечная обработка данных HRLA (модель «1D») позволяет получить достаточно точные оценки R_p и R_{zp} в условиях достаточной мощности пластов, близкого к перпендикулярному пересечению пластов скважиной и однослойной ограниченной зоны понижающего проникновения. В случаях повышающего проникновения, значительных размеров зоны проникновения или наклонных относительно пласта скважин для получения более достоверной оценки УЭС рекомендуется использовать методы прямого-обратного моделирования.

Анализ «HRL2DI» основан на решении обратной задачи методом прямого моделирования среды и показаний прибора и включает следующие этапы:

- с учетом показаний методов с лучшей разрешающей способностью и небольшим радиусом исследования (МБК, ГГК-п) выполняется разбивка на пласты;
- для каждого пропластка в интерактивном режиме подбираются начальные параметры R_p , R_{zp} , диаметр зоны проникновения; для заданной попластовой модели решается прямая задача для показаний прибора. Итерационно значения начальных параметров среды изменяются до достижения наилучшей сходимости модельных и зарегистрированных кривых всех зондов бокового метода.



Модели:

«2D» - многопластовая с проникновением

«2.5D» - наклонная многопластовая с проникновением [64].

Результаты:

- Попластовая обработка методов электрометрии
- Учет вмещающих пропластков, проникновения флюида и больших углов наклона при оценке:
 - R_p – истинного удельного электрического сопротивления пласта (попластово)
 - R_{zp} – удельного электрического сопротивления зоны проникновения (попластово)
 - D_{zp} – диаметра зоны проникновения (попластово)

Преимущества:

- Корректное определение УЭС по БК-М в условиях значительного наклона скважины, крутого падения пластов или глубокого повышающего, либо сложнопрофильного проникновения фильтрата в пласт позволяет правильно оценивать коэффициент нефтегазо-насыщенности при последующем анализе комплекса ГИС

Входные данные:

- Полевые данные HRLA* или ThruBit HRLA*
- Каверномер, МБК
- В наклонно-направленных скважинах: элементы залегания пластов (угол, азимут), инклинометрия
- Опционально ГГК-лп, микроимджеры или другие независимые высокоразрешающие методы ГИС

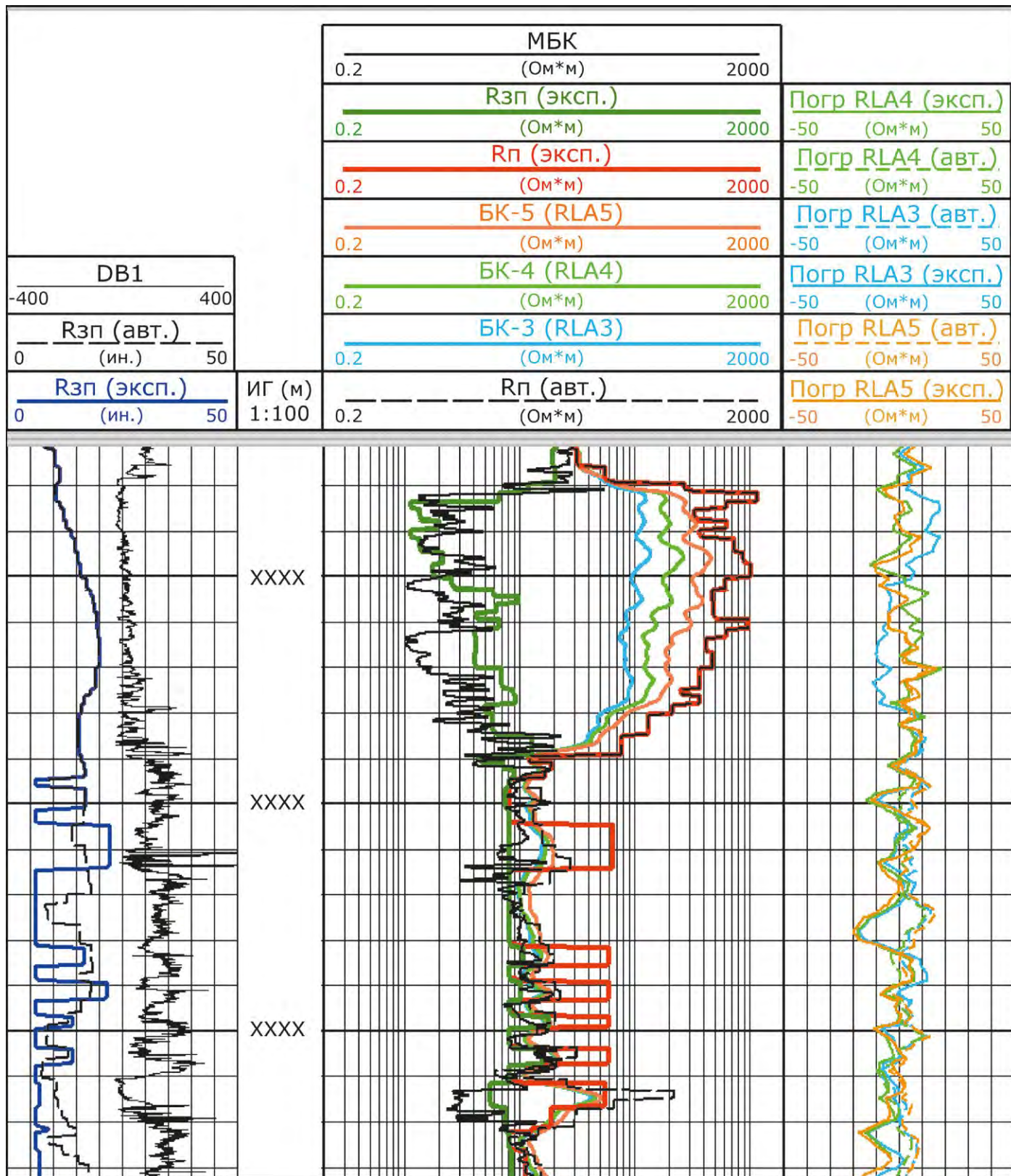
Аппаратура:

- HRLA или ThruBit HRLA

Программное обеспечение:

- Techlog*

Обработка данных 5-зондового бокового каротажа в наклонно-направленных скважинах и/или при большой зоне проникновения



Слева: радиус зоны проникновения (автомат. обработка и экспертный режим)

Центр: полевые данные; расчет Рп и Рзп по 2D модели в автоматическом и полуавтоматическом экспертном режимах; в автоматическом режиме недостаточно точно оценивается УЭС тонких прослоев

Справа: сходимость зарегистрированных и смоделированных кривых [66]

Обработка данных многозондового бокового каротажа в процессе бурения

Основные замеры, выполняемые аппаратурой БК-М в процессе бурения, характеризуются небольшой (4-15 см) глубиной исследования. Нередко такая глубинность зондирования является достаточной, поскольку измерительные электроды располагаются максимально близко к долоту и регистрация УЭС производится непосредственно после разбуривания интервала. Однако, в ряде случаев (запись в интервале отбора керна, стоянки КНБК на забое), может сформироваться зона проникновения, достаточная для значительного искажения показаний зондов, в том числе максимальной глубинности. Для компенсации этого эффекта разработан специальный алгоритм 1D инверсии, основанный на использовании эквивалентной последовательной цепи, позволяющий, при использовании показаний всех основных зондов (без привлечения УЭС на долоте), разрешить систему за R_p , R_{zp} , D_{zp} и $D_{скв}$. Для решения задачи принимается «ступенчатая» модель проникновения. Скорректированные за проникновение фильтра показания позволяют получить более точные оценки $K_v/K_{нг}$ при дальнейшей интерпретации.

Результаты:

- R_p – удельное электрическое сопротивление пласта (поточечно)
- R_{zp} – удельное электрическое сопротивление зоны проникновения (поточечно)
- D_{zp} – диаметр зоны проникновения (поточечно)
- $D_{скв}$ – диаметр скважины (по возможности)

Преимущества:

- Корректное определение УЭС, исправленного за влияние скважины и зоны проникновения, позволяет правильно оценивать коэффициент нефтегазонасыщенности при последующем анализе комплекса ГИС

Входные данные:

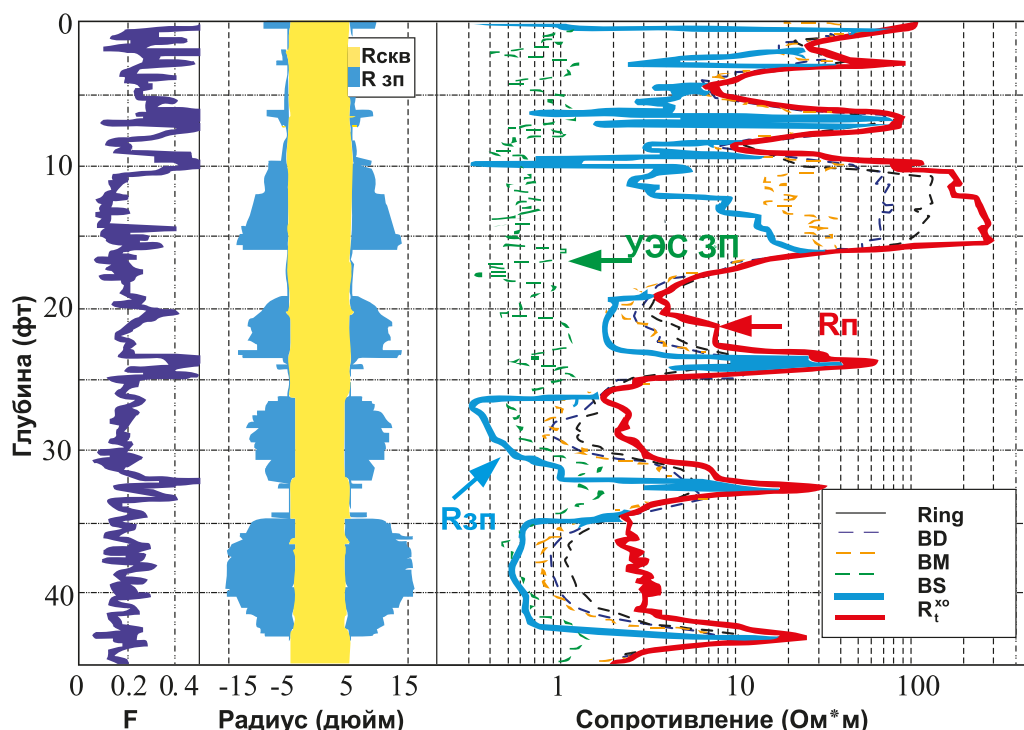
- Полевые данные MicroScore* или geoVISION* (формат DLIS)
- Ультразвуковой или ГГК-каверномер

Аппаратура:

- MicroScore / MicroScore HD / geoVISION

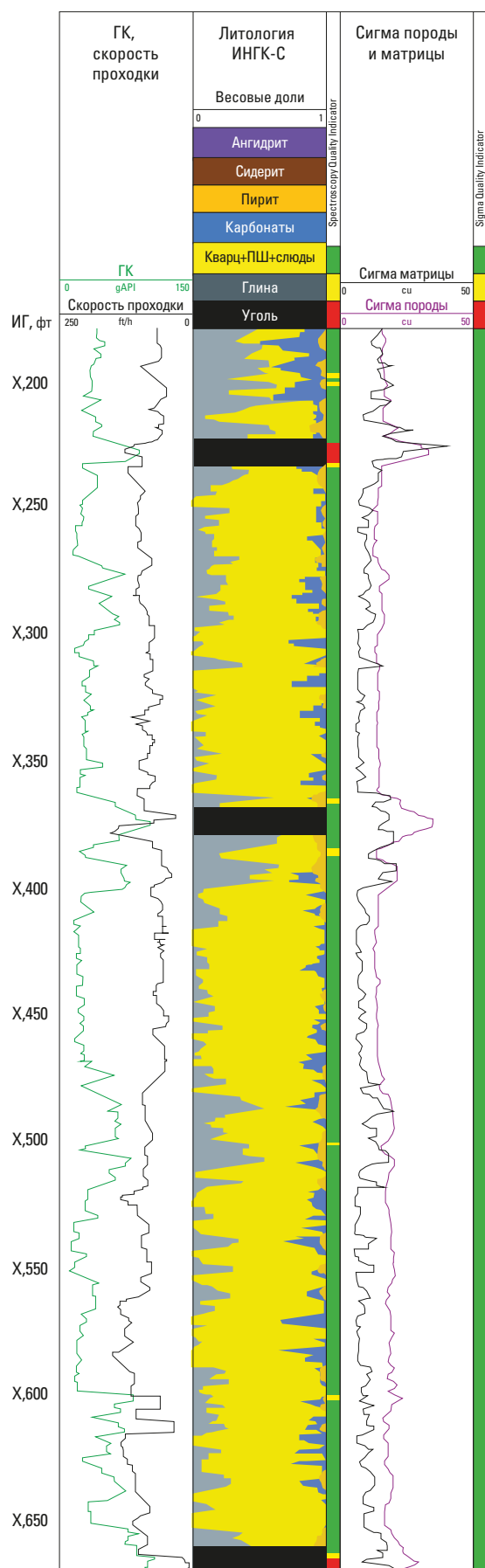
Программное обеспечение:

- Techlog*



Кажущиеся сопротивления по четырем зондам geoVISION (BS, BM, BD, Ring) и результаты инверсии. F – функция стоимости (сходимость модели) [2].

Количественная оценка литологического состава твердой фазы по данным ИНГК-С во время бурения



Обработка полевых спектров ГИРЗ производится в ряд последовательных этапов. На первом этапе производится раскладка спектра на относительные концентрации широкого набора элементов в спектре. На следующем этапе производится пересчет с помощью алгоритма оксидов в весовые концентрации выбранных элементов породы. На финальном этапе производится расчет плотности и нейтронных свойств матрицы из весовых концентраций элементов по эмпирическим зависимостям, а также расчет литологической модели по выбранному набору минеральных компонент.

Полученные результаты могут использоваться как напрямую, например, для литологического расчленения разреза, так и в качестве дополнительных данных для повышения точности оценки ФЕС и характера насыщения.

Результаты:

- Скорректированный элементный состав твердой фазы по ключевым элементам: Si, Ca, Fe, Al, S, Ti, Gd, (Mg в зависимости от условий)
- Литологический состав матрицы в виде весовых долей сухой матрицы; стандартный набор включает глину, терригенную матрицу (кварц+ПШ+слюды), карбонатную составляющую, ангидрит, а также второстепенные минералы; выделение солей и углей на качественном уровне
- Плотность и нейтронные свойства матрицы (водородосодержание по тепловым и надтепловым нейтронам, макросечения захвата тепловых нейтронов)

Преимущества:

- Первичная раскладка спектра на основе оптимального набора стандартных спектров, включающего большинство элементов, участвующих в захвате тепловых нейтронов в условиях скважин нефтегазовой отрасли
- Использование алгоритма оксидов при переходе от спектра ГИРЗ к весовым концентрациям элементов
- Переход от концентрации элементов к литологическому составу на основе моделей, настроенных по широкой базе керновых данных

Входные данные:

- Полевые данные ИНГК-С Шлюмберже в процессе бурения

Аппаратура:

- EcoScore* / NeoScore*

Программное обеспечение:

- Techlog*

Пример обработки данных ИНГК-С во время бурения [30]

Количественная оценка литологического состава твердой фазы по данным ИНГК-С/НГК-С на кабеле

Обработка полевых спектров ГИРЗ или ГИРЗ+ГИНР производится в ряд последовательных этапов. Первоначально производится раскладка спектра на относительные концентрации широкого набора элементов в спектре. На следующем этапе выполняется (при необходимости) компенсация спектральных концентраций за влияние скважины, и затем производится пересчет с помощью алгоритма оксидов в весовые концентрации выбранных элементов породы.

На финальном этапе производится расчет плотности и нейтронных свойств матрицы из весовых концентраций элементов по эмпирическим зависимостям, а также расчет литологической модели по выбранному набору минеральных компонент.

Полученные результаты могут использоваться как напрямую, например, для литологического расчленения разреза, так и в качестве дополнительных данных для повышения точности оценки ФЕС и характера насыщения.

Методика может быть применена как в открытом стволе, так и в обсаженной скважине; при этом в процессе обработки исходных спектральных данных компенсируется влияние обсадной колонны и цемента.

Результаты:

- Скорректированный элементный состав твердой фазы по ключевым элементам: Si, Ca, Fe, Al, S, Ti, Gd, (Mg, K, Na, C и других в зависимости от типа аппаратуры)
- Литологический состав матрицы в виде весовых долей сухой матрицы; минимальный набор включает глину, терригенную матрицу (кварц+ПШ+слюды), карбонатную составляющую, ангидрит, а также второстепенные минералы; в зависимости от типа аппаратуры состав может расширяться и включать доломиты, различные минералы глин, полевые шпаты и слюды; выделение солей и углей на качественном уровне
- Плотность и нейтронные свойства матрицы (нейтронная пористость по тепловым и надтепловым нейтронам, макросечения захвата тепловых нейтронов)

Преимущества:

- Первичная раскладка спектра на основе оптимального набора стандартных спектров, включающего большинство элементов, участвующих в рассеянии и захвате нейтронов в условиях скважин нефтегазовой отрасли
- Использование алгоритма оксидов при переходе от спектров ГИРЗ или ГИРЗ+ГИНР к весовым концентрациям элементов
- Переход от концентрации элементов к литологическому составу на основании моделей, настроенных по широкой базе керновых данных
- Совместная инверсия спектров ГИНР и ГИРЗ (Litho Scanner* / PNХ)
- Применимость в открытом стволе и в обсаженной скважине

Входные данные:

- Полевые данные ИНГК-С / НГК-С Шлюмберже на кабеле
- Каверномер
- Данные о составе бурового раствора

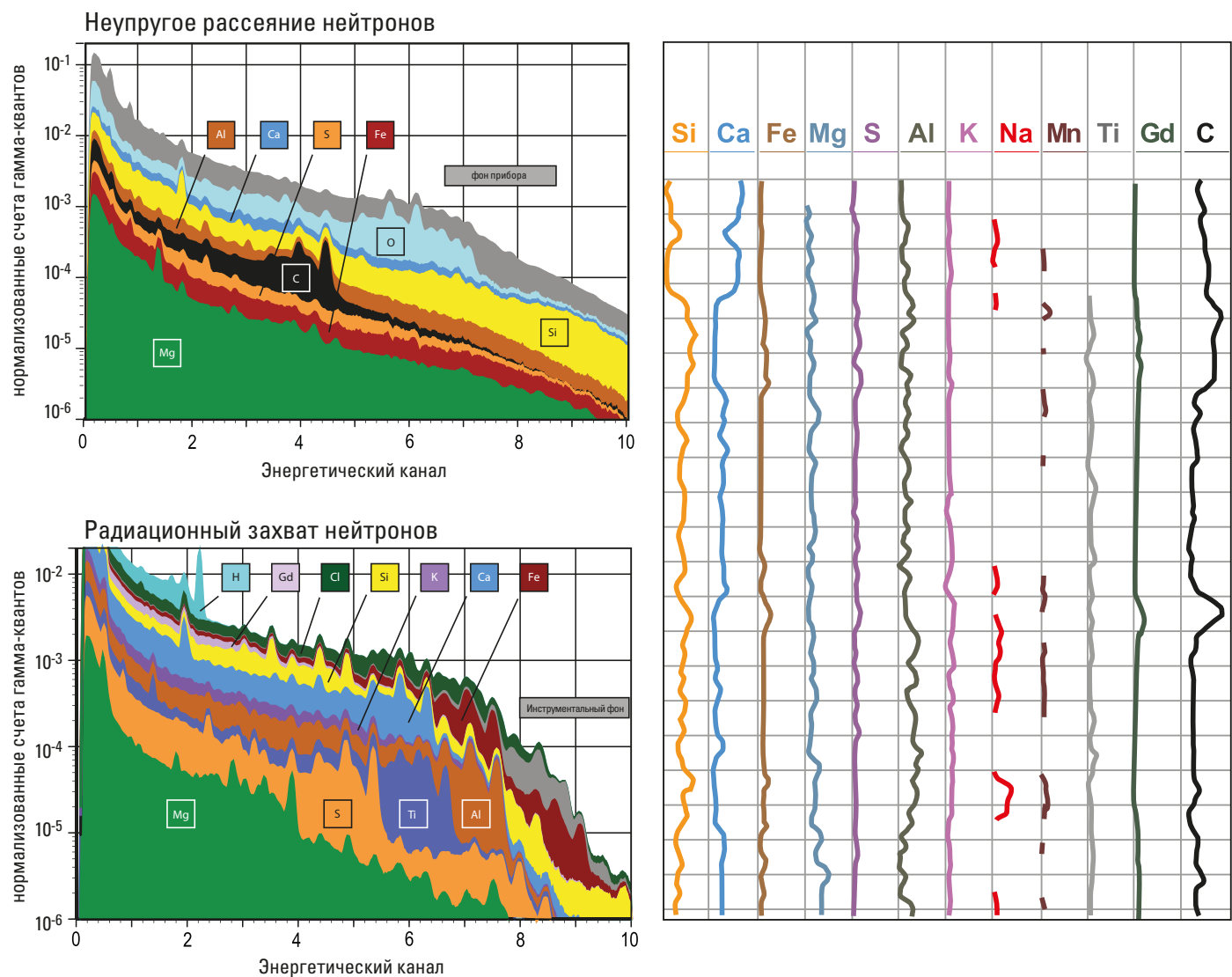
Аппаратура:

- Litho Scanner / ECS*; в скважинах малого диаметра PNХ либо RSTPro* (IC); при использовании технологии ThruBit* – PNХ

Программное обеспечение:

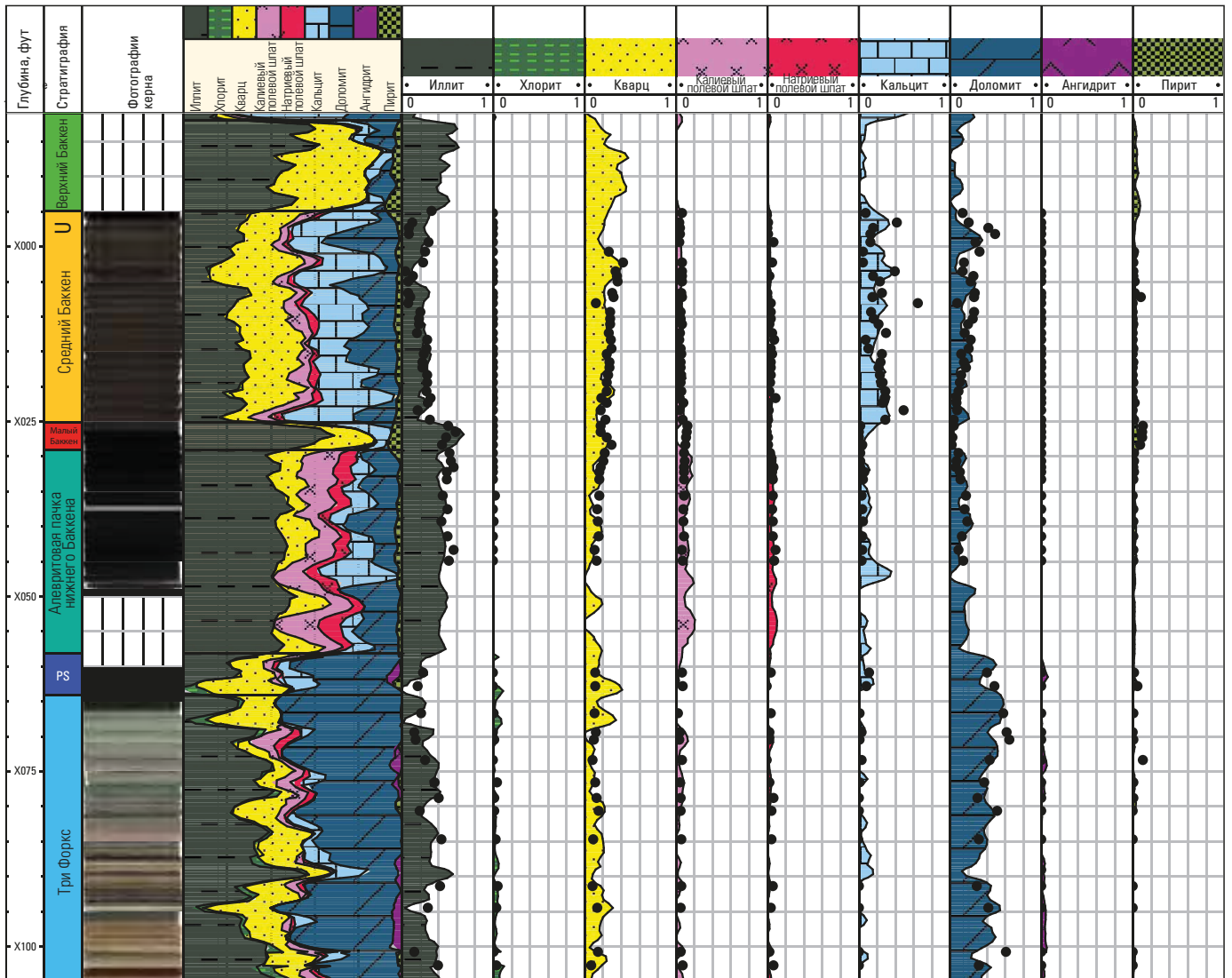
- Techlog*

Количественная оценка литологического состава твердой фазы по данным ИНГК-С/НГК-С на кабеле



Пример раскладки спектров ГИНР и ГИРЗ Litho Scanner (слева) и оценка весового содержания элементов (справа) [26]

Количественная оценка литологического состава твердой фазы по данным ИНГК-С/НГК-С на кабеле



Пример обработки данных Litho Scanner (в сопоставлении с данными керна) [26]

Радиальное профилирование по параметру сигма (многозондовый ИНГК-ИННК в процессе бурения)

Стандартным результатом исследований ИНГК или ИННК является замер сигмы породы максимальной глубинности и полностью исправленной за условия измерения. Многодетекторная система аппаратуры EcoScore/NeoScore в комбинации со спецификой исследований в процессе бурения дает возможность получить три компенсированных и калиброванных разноглубинных замера сигмы путем совместной обработки данных ближнего детектора тепловых нейтронов, ближнего и дальнего гамма-детекторов. Анализ профиля проникновения на малых удалениях от стенки скважины может предоставить ценную информацию о коллекторских свойствах породы (прямым методом), а также ее насыщении. Инверсия по трем разноглубинным замерам позволяет получить оценки сигмы полностью промытой зоны и сигмы породы, исправленной за проникновение, для дальнейшего использования при расчете коэффициентов насыщения.

Результаты:

- Макросечение захвата тепловых нейтронов (сигма) по трем зондам разной глубинности, кривые скомпенсированы за условия измерения и калиброваны
- Сигма породы (без проникновения) и сигма полностью промытой зоны

Преимущества:

- Исследование прискважинной зоны при малых глубинах проникновения
- Дополнительная возможность выделения коллекторов прямым методом
- Дополнительная возможность оценки характера насыщения и типа УВ
- Дополнительный объемный метод для расчета Кнг

Входные данные:

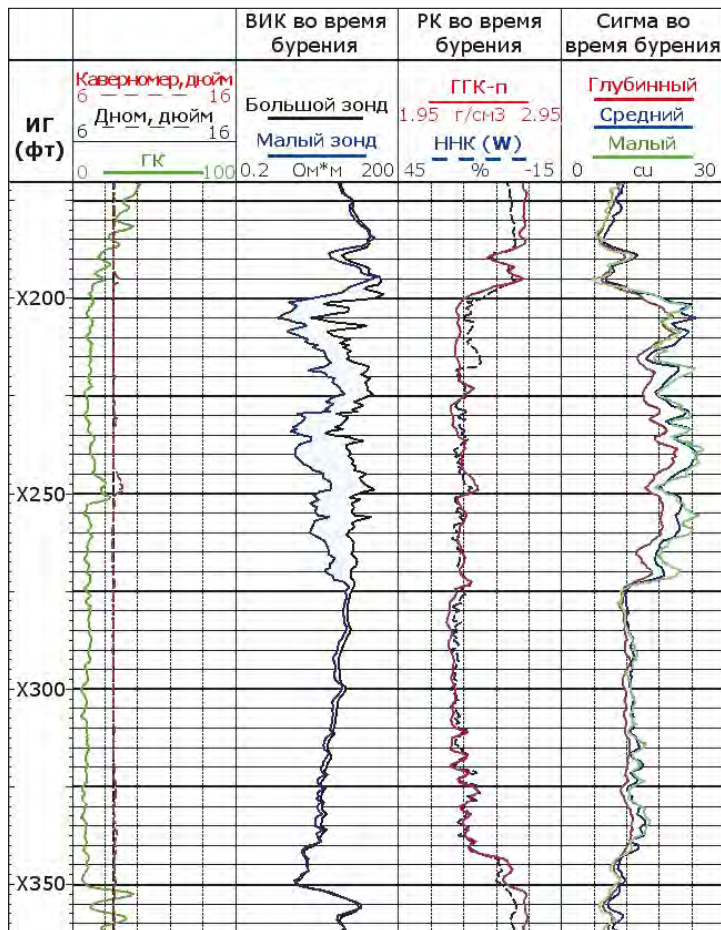
- Полевые данные EcoScore* или NeoScore* (формат DLIS)

Аппаратура:

- EcoScore / NeoScore

Программное обеспечение:

- Techlog*



Данные в процессе бурения, карбонатные породы, Ближний Восток. До глубины 273 фт проводился отбор керна. Выше этой отметки, эффект проникновения виден как на ВИК, так и на разноглубинных замерах сигма. Ниже 273 фт эффект проникновения фильтра минерализованной ГЖ более выражен на данных ИНК [1].

Нормализация и увязка по глубине измерений УЭС через стальную обсадную колонну

Обработка полевых данных замеров УЭС через стальную обсадную колонну включает увязку по глубине, нормализацию геометрического фактора прибора, выравнивание токов двух измерительных станций прибора, удаление некачественных замеров и преобразование дискретных замеров в кривую с постоянным шагом квантования.

CHFR имеет наибольшую глубину исследований (2-10 м) среди геофизических методов контроля разработки нефтяных и газовых пластов, реализующих измерение текущих значений геофизических параметров разрабатываемых пластов через стальную обсадную колонну. Это преимущество позволяет исключить влияние флюида, находящегося между обсадной колонной и породой в случае нарушения сплошности цементного кольца. Другим важным достоинством данного метода является возможность прямого сопоставления результатов обработки измерений с данными сопротивления пласта, которые были получены на этапе строительства скважины.

В случае, если технические условия не позволили выполнить электрический каротаж в открытом стволе, замер CHFR/SFRT может служить в качестве первичной оценки электрического сопротивления породы.

Результаты:

- Текущее значение удельного электрического сопротивления (УЭС) пород через стальную обсадную колонну в виде кривой с постоянным шагом квантования

Преимущества:

- Корректное определение текущего УЭС через стальную обсадную колонну
- Данные увязаны по глубине, исправлены и нормированы

Входные данные:

- Полевые данные CHFR* / SFRT*
- Опорный замер УЭС (в текущей или соседней скважине)
- Замеры УЭС или ГК для привязки
- Кавернометрия открытого ствола
- Информация о состоянии обсадной колонны, интервалах перфорации и т.д.

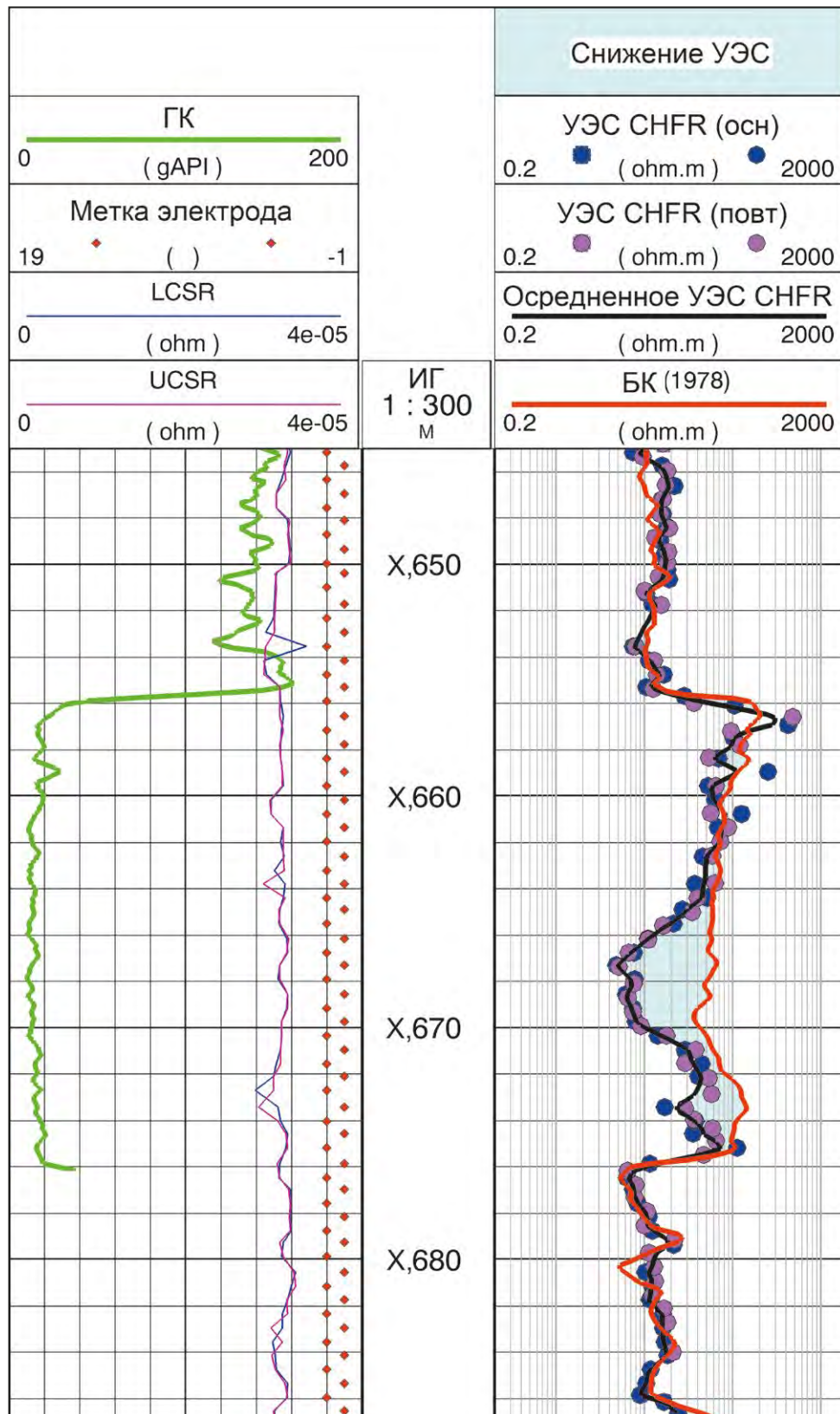
Аппаратура:

- CHFR / SFRT

Программное обеспечение:

- Techlog*

Нормализация и увязка по глубине измерений УЭС через стальную обсадную колонну



Обработанные данные CHFR (два замера 2004 г) в сопоставлении с БК открытого ствола (1978 г). Снижение УЭС показывает обводнение пласта в результате подъема ВНК [4]

Обработка и увязка по глубине измерений ГГК-п через стальную обсадную колонну

В отдельных случаях возникает необходимость получения оценки плотности породы в обсаженной скважине. Например, такие исследования могут быть необходимы при отсутствии качественного ГГК-п в открытом стволе для нужд сейсмического или геомеханического моделирования; в отдельных случаях исследования могут быть рекомендованы для контроля текущей насыщенности.

Компанией «Шлюмберге» была выполнена значительная исследовательская работа, результатами которой явились специальные режимы записи и методы обработки для аппаратуры ГГК-лп в открытом стволе PEx (модуль HILT). Данные ИННК APS являются дополнительными, и служат для оценки наличия цемента/величины размыва ствола в зоне исследования ГГК-п. Результатом измерений и обработки является оценка плотности породы достаточной точности для решения основных задач ГГК-п. Существуют ограничения по диаметру колонны и ствола скважины.

Результаты:

- Оценка плотности (ГГК-п) через стальную обсадную колонну

Преимущества:

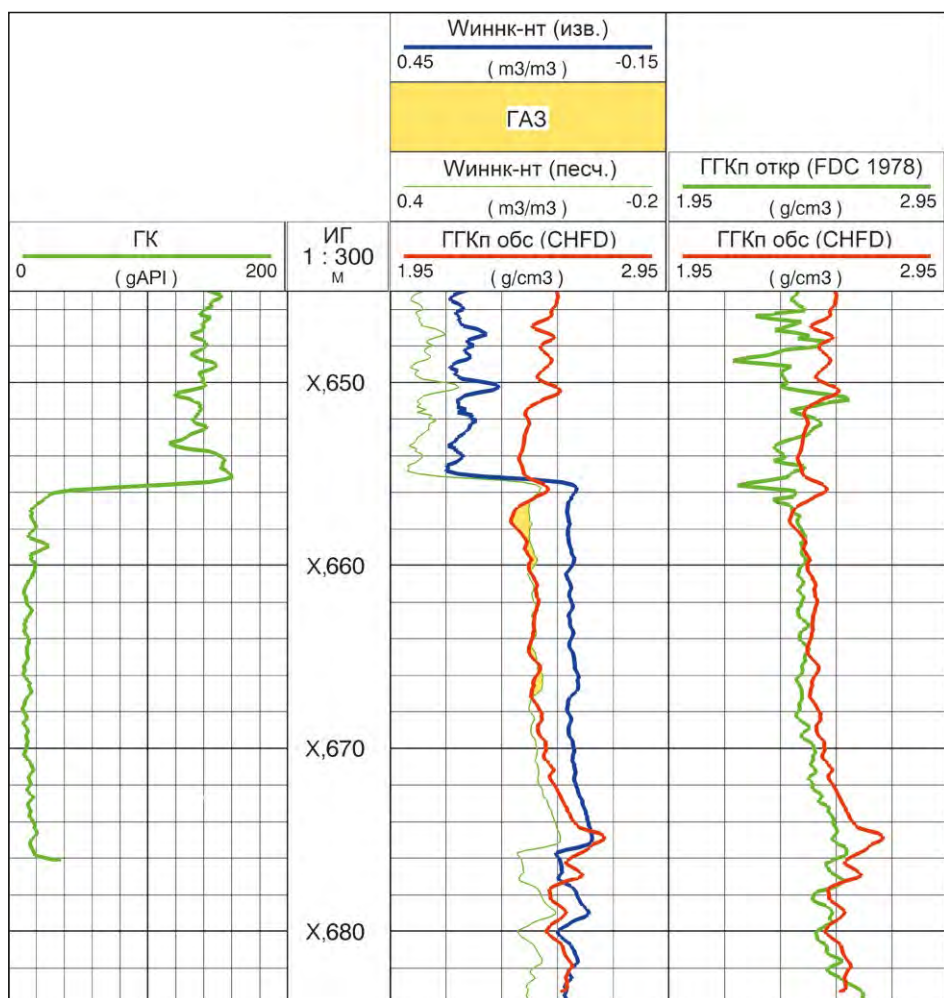
- Измерение плотности (ГГК-п) через стальную обсадную колонну
- Данные увязаны по глубине и исправлены за качество цемента

Входные данные:

- Полевые данные PEx* (измерения ГГК-п в специальном режиме)
- Полевые данные APS* (по возможности)
- Каверномер в открытом стволе (по возможности)
- Данные для привязки по глубине (ГК и т.п.)

Аппаратура:

- PEx (HILT), рекомендован совместный картаж ИННК APS



Обработанные данные ГГК-п в обсаженной скважине CHFD* (2004 г) в сопоставлении с водородосодержанием (Виннк-нт) по ИННК APS в колонне и с ГГК открытого ствола FDC (1978 г). Выше X656 м показания FDC искажены неровностью стенок скважины, CHFD более достоверен [4]

Обработка исходных данных АКШ и оценка интервальных времен волн

Первичная обработка волновых полей может включать в себя фильтрацию для снижения уровня шумов, удаление сигнала по прибору (при каротаже в процессе бурения), сигнала от обсадной колонны и т.д.

Оценка интервальных времен производится методом анализа когерентности волновых пакетов на антенне приемников в частотном диапазоне, характерном для данного типа волн в текущей литологии и скважинных условиях. Выбор оптимального частотного диапазона осуществляется по графикам дисперсии.

Дополнительно могут применяться метод трассирования фаз (например, по первому вступлению) и параметрическая инверсия дисперсионных кривых (при оценке DT поперечной волны по волновым картинам дипольного или квадрупольного излучателя).

Контроль качества оценки интервальных времен дисперсивных волн осуществляется с использованием проекций графика дисперсии на ось интервальных времен (т.н. проекция SFA). Этот способ позволяет наглядно контролировать соответствие полученных значений DT низкочастотной асимптоте кривой дисперсии.

Результаты:

- Интервальные времена (DT) основных типов волн – продольной, поперечной и волны Стоунли
- Обработанные волновые картины для последующих интерпретационных продуктов (опционально)

Преимущества:

- Повышение вертикального разрешения благодаря технологии «multi-shot»
- Компенсация за неровности ствола скважины (depth-derived borehole compensation)
- Контроль качества оценки интервальных времен независимым методом (анализ дисперсии)

Входные данные:

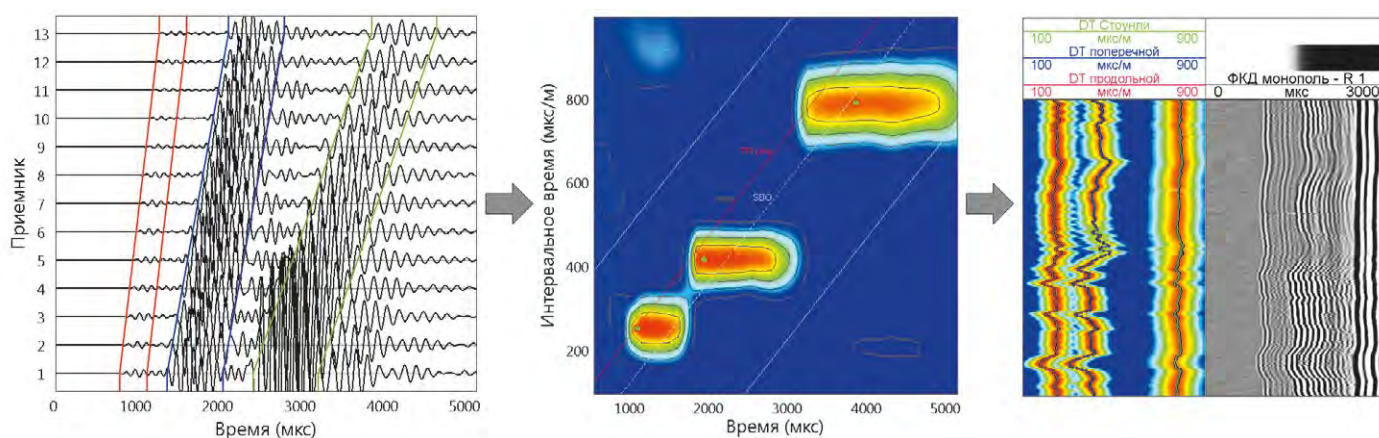
- Волновые картины
- Профилеметрия скважины
- Плотность раствора

Аппаратура:

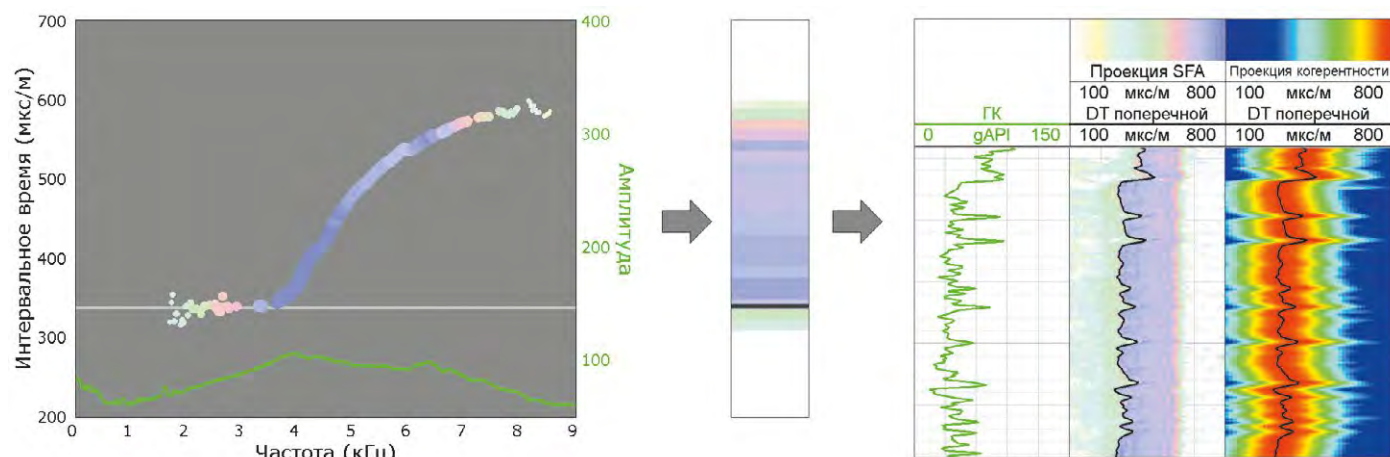
- При ГИС на кабеле Sonic Scanner* / DSI* / ThruBit Monopole / ThruBit Dipole*
- При ГИС во время бурения SonicVISION* / SonicScope*

Программное обеспечение:

- Techlog*



Оценка интервальных времен методом анализа когерентности



Оценка интервальных времен методом анализа когерентности

Обработка имиджа предусматривает проверку качества инклинометрии, общую корректировку за неравномерное движение прибора, детальную корректировку за неравномерное движение, усиление полезного сигнала по электродам, усиление полезного сигнала по башмакам прибора, статическую и динамическую нормализацию, представление данных в виде единого массива – ориентированного имиджа.

Следует отметить, что для микроимиджеров корректировка за неравномерное движение прибора является критической для достижения заявленного вертикального разрешения 5 мм. Данная поправка для имиджей приборов FMI, FMI-HD, FMS, Quanta Geo является обязательной и выполняется с высокой точностью и эффективностью.

При необходимости, для имиджеров FMI, FMI-HD, FMS может быть выполнено преобразование безразмерного сигнала прибора в сигнал проводимости/сопротивления породы путем нормирования на стороннее сопротивление ближней зоны исследования. Помимо этого, обработка может быть дополнена использованием специальных методик – таких, как Full Image для получения полноразмерного имиджа и iSlab для получения имиджа-проекции на заданную плоскость разреза скважины.

Результаты:

- Ориентированный статический имидж
- Ориентированный динамический имидж
- Ориентированный полноразмерный имидж
- Имидж-проекция на заданную плоскость
- Кривые ортогональных каверномеров
- Высокоразрешающие кривые угла и азимута падения скважины

Преимущества:

- Наличие полного спектра современных программных инструментов по обработке данных микроимиджеров и имиджеров, позволяющих провести полную обработку и обеспечить максимальное качество данных
- Индивидуальный подход к обработке, предусматривающий выработку наиболее оптимального алгоритма обработки в зависимости от целей использования данных имиджеров
- Многолетний опыт работы с данными имиджеров, включая опыт работы с имиджерами сторонних компаний

Входные данные:

- Данные скважинных имиджеров
- Инклинометрия скважины от устья

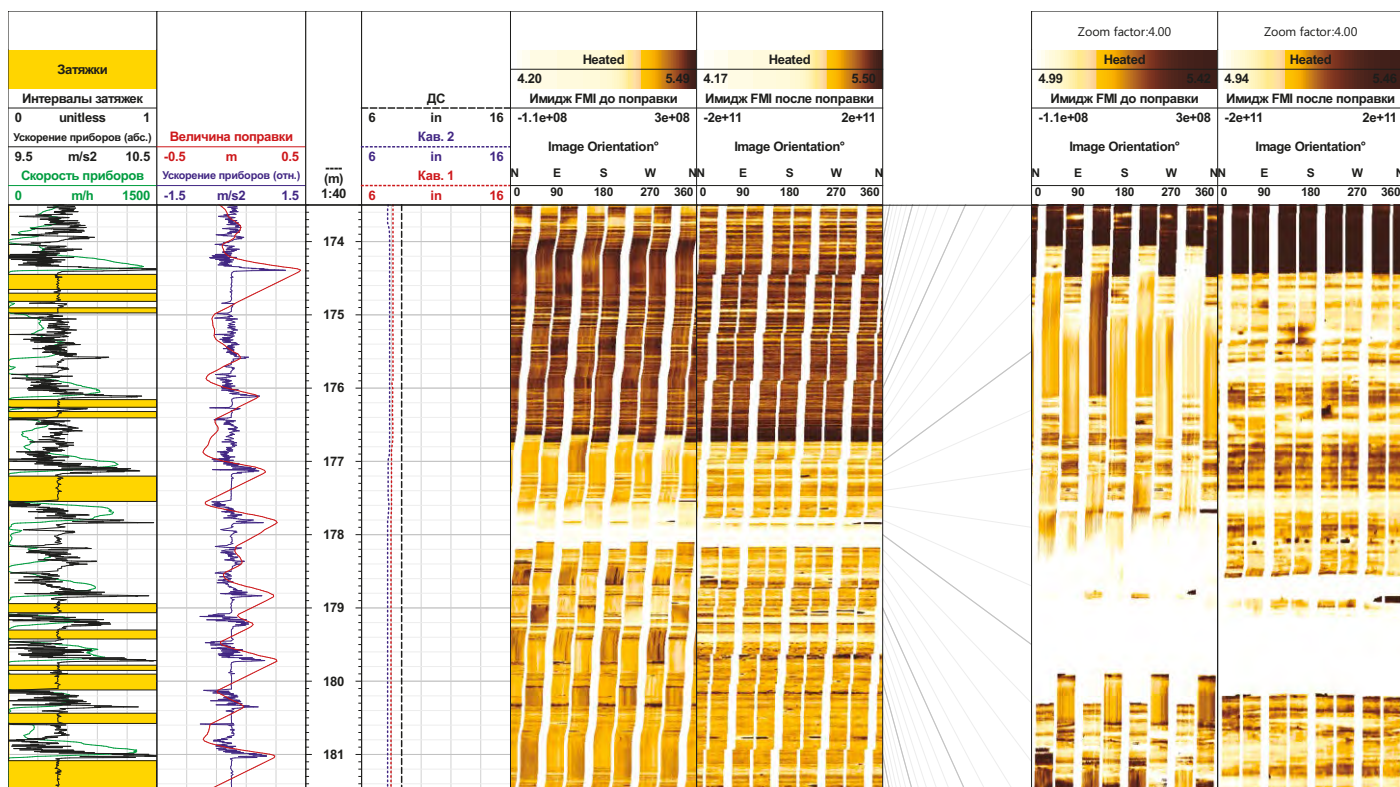
Аппаратура:

- При ГИС на кабеле FMI*, FMI-HD*, FMS, UBI*, OВMI*, DOBMI, Quanta Geo*, либо аппаратура с аналогичным набором измерений
- При ГИС во время бурения adnVISION*, EcoScope*, geoVISION*, MicroScore*, MicroScore HD*, либо аппаратура с аналогичным набором измерений

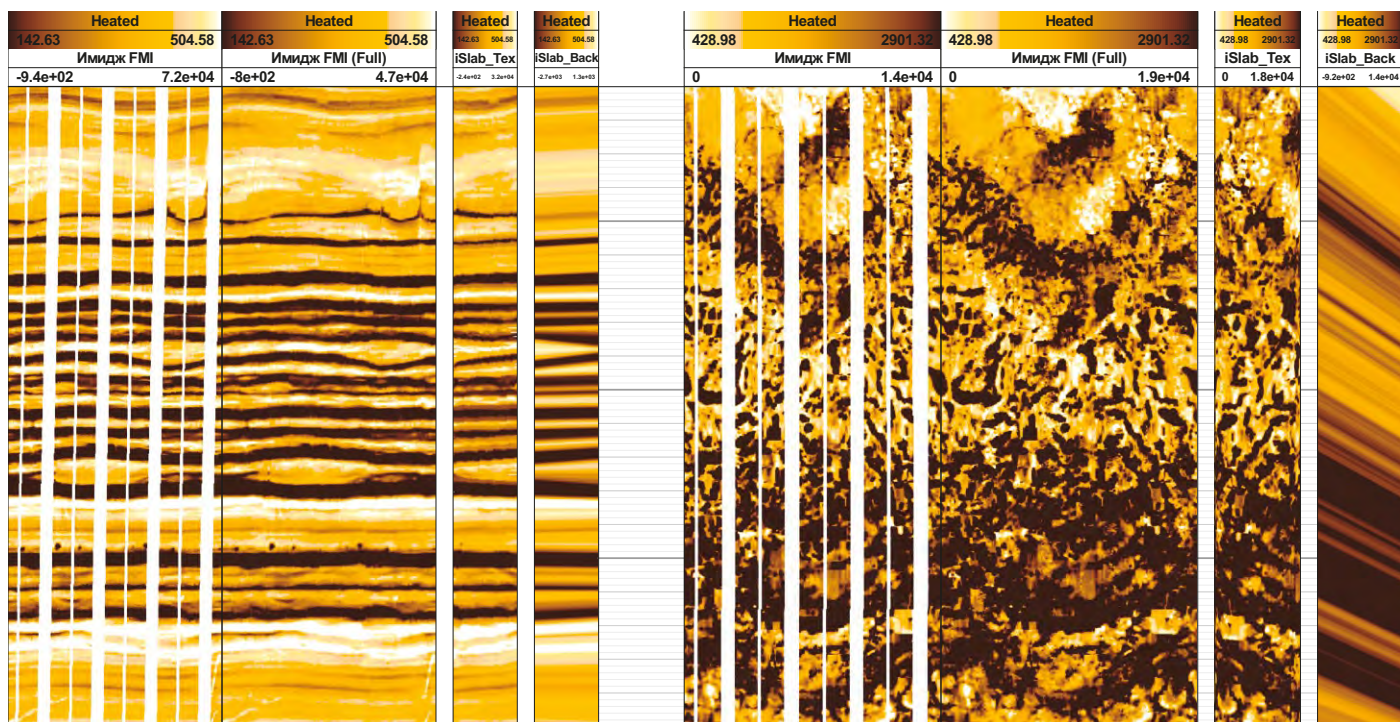
Программное обеспечение:

- Techlog*

Обработка исходных данных скважинных имиджеров



Сравнение имиджей FMI до применения поправки за неравномерное движение прибора и после



Примеры обычного имиджа FMI, полноразмерного имиджа (Full) и имиджа-проекции (iSlab)

Обработка данных ВСП / НВСП

Сборка полевых данных ВСП и НВСП

Сборка полевых материалов ВСП включает в себя сортировку, отбраковку, удаление повторов и перестрелов. Далее выполняется процедура суммирования полевых данных и проводится ориентировка приборов в заданную проекцию.

По окончании сборки материалов ВСП пишется полевой отчёт, в котором указываются все необходимые данные: место проведения работ, схема расположения источников и приёмников, альтитуды, методика, техника регистрации, параметры приборов и аппаратуры. Также проводится оценка качества материала с указанием всех возможных проблемных мест и зон.

Результаты:

- Получение сориентированных XYZ компонент
- Получение следящих компонент и других дополнительных проекций
- Оценка качества материала
- Расчёт соотношения сигнал/шум
- Расчёт амплитудных и частотных спектров
- Полный отчёт о полевых работах

Преимущества:

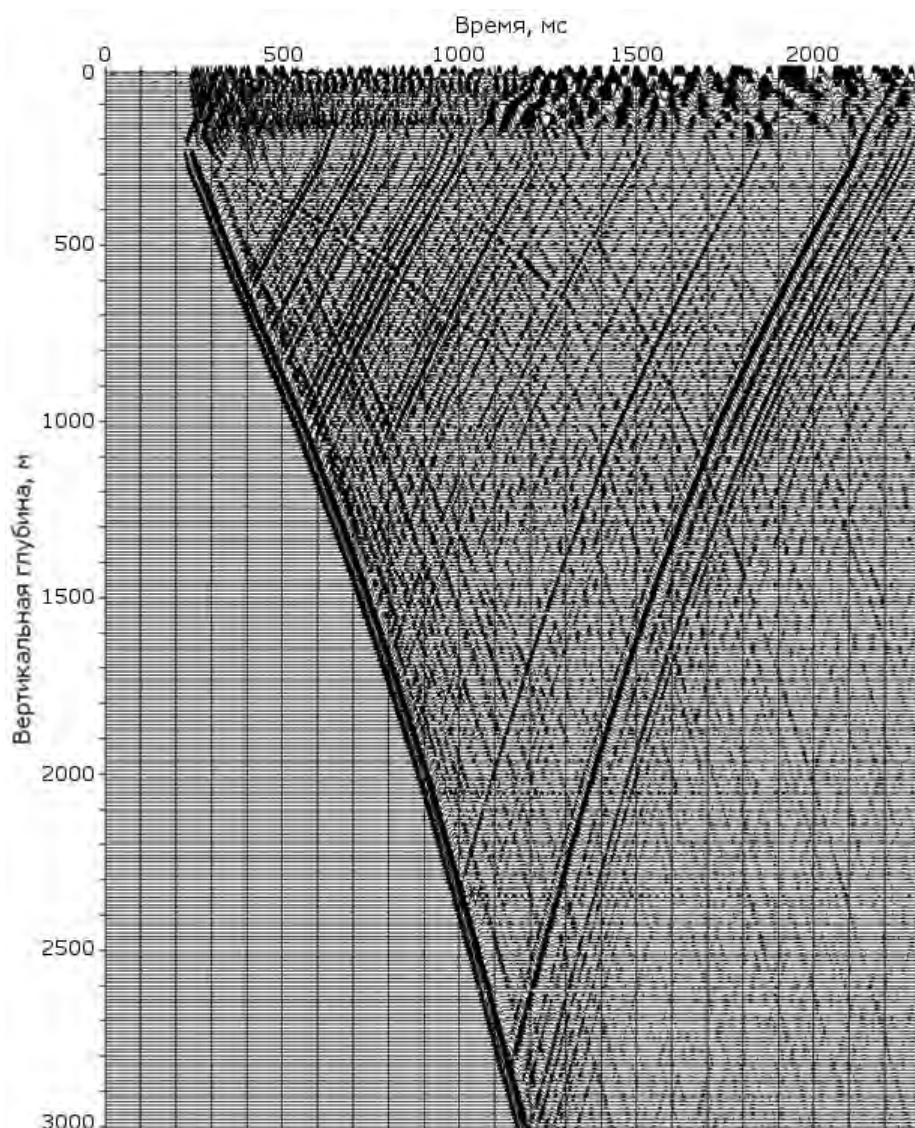
- Полевой отчёт по российским стандартам и ГОСТ

Входные данные:

- Данные ВСП
- Конструкция скважины
- Инклинометрия

Аппаратура:

- VSI*, либо аналогичный сейсмический зонд



Пример записи ВСП, компонента Z, после сборки полевого материала и ориентировки приборов

Одной из основных задач, решаемых при помощи ВСП, является стратиграфическая привязка прослеживаемых на сейсмических разрезах отражений. Для выполнения привязки по данным наблюдений ВСП из ближнего ПВ формируются трассы однократных отраженных волн или трассы коридорного суммирования. Для получения трассы коридорного суммирования по продольным волнам, после разделения волнового поля на падающие и восходящие волны выполняется процедура ввода кинематической поправки в волновое поле отраженных продольных волн, рассчитанной с учетом геометрии системы наблюдений. По выведенным на вертикаль разрезам отраженных волн выделяется коридор с наиболее высоким соотношением сигнал/помеха, в котором и формируется трасса коридорного суммирования.

Коридор ВСП впоследствии привязывается к данным ГИС и ОГТ с учётом фазовых и статических поправок.

Результаты:

- Трасса однократных отражений в частотном диапазоне ВСП и ОГТ
- Стратиграфическая привязка отражающих горизонтов с данными ОГТ и ГИС
- Фазовая привязка данных ВСП и ОГТ
- Расчёт статической и фазовой поправки между коридором ВСП и ОГТ

Преимущества:

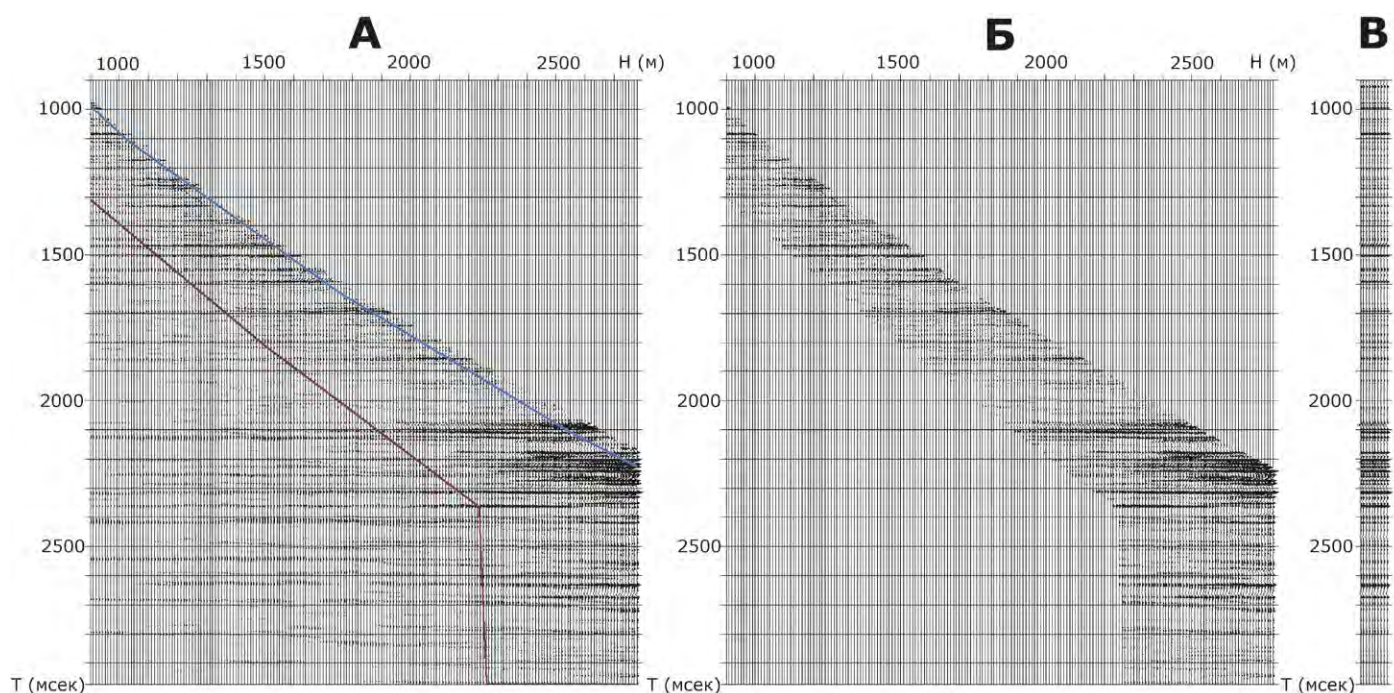
- Высокая точность увязки ОГТ, ВСП и каротажных материалов благодаря прямым замерам сейсмических данных по стволу скважины
- Уточнение сейсмических данных ОГТ
- Детализация структурного плана отражающих горизонтов

Входные данные:

- Данные ВСП
- Данные ГИС (DTP, DTS, RHOV, CALI, GR)
- Данные сейсмоки 2D, 3D ОГТ по данному участку
- Конструкция скважины
- Инклинометрия

Аппаратура:

- VSI*, либо аналогичный сейсмический зонд



Процедура выбора коридора для построения трассы отраженных волн (трассы коридорного суммирования). А – разрез ВСП после введения кинематических поправок. Б – коридор, определяющий часть волнового поля, используемую для получения трассы коридорного суммирования – (В)[77]

Обработка волновых полей ВСП проводится для получения финальных волновых полей по отраженным (восходящим) продольным и поперечным волнам.

В обработку волновых полей ВСП входят следующие пункты:

1. Нормализация, выравнивание и восстановление амплитуд с целью компенсации потерь энергии сигнала за сферическое расхождение фронта волны, а также для выравнивания уровней энергии различных трасс сейсмического разреза
2. Деконволюция поля ВСП корректирует амплитудный спектр, подавляет кратные волны, а также выполняет фазовый сдвиг, который заключается в приведении фазового спектра падающей волны к нульфазовому сигналу. Изменение фазового спектра приводит к перемещению всей энергии падающей волны в один положительный глобальный максимум, расположенный на месте первого вступления
3. Разделение падающих и отраженных волн, направленное на целенаправленное подавление волн помех или выделение полезных волн с заранее известными свойствами. Данные ВСП, в отличие от наземной сейсморазведки, позволяют однозначно выделить полезные волны и регулярные помехи. Таким образом, разделение или подавление регулярных волн можно реализовать, задавая априорно прослеженный годограф волны помехи

После выполнения всех процедур обработанные поля используются для получения трассы однократных отражений (коридорная сумма ВСП) и получения мигрированных разрезов (для выносных пунктов возбуждения).

Результаты:

- Финальные отраженные волновые поля по продольным и поперечным волнам

Преимущества:

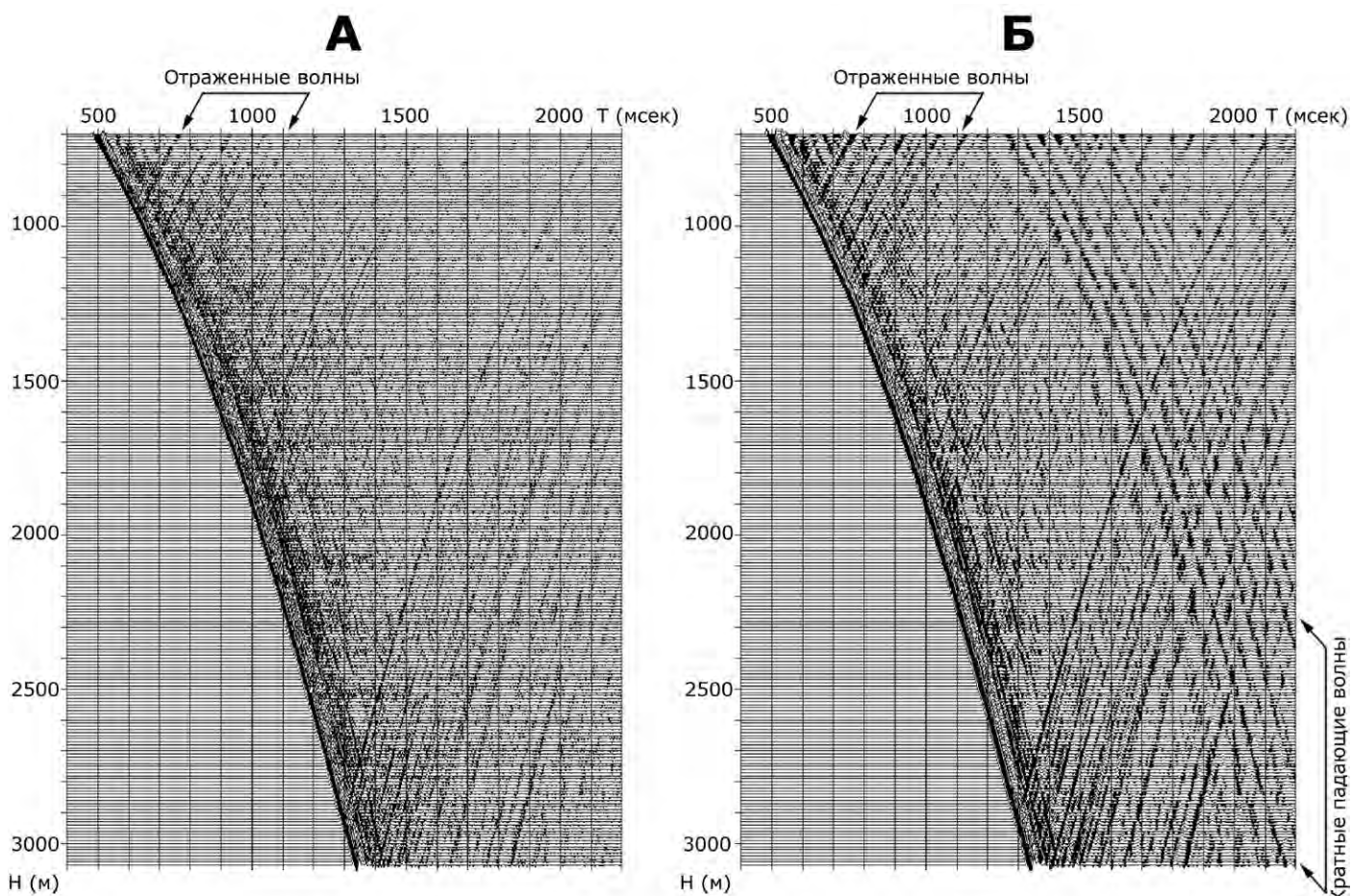
- Удаление кратных волн с волновых полей
- Корректировка амплитудного спектра и фазовый сдвиг, который приводит фазовый спектр падающей волны к нульфазовому сигналу
- Разделение падающих и восходящих волн
- Выравнивание и восстановление амплитуд с целью учета потерь за сферическое расхождение фронта волны

Входные данные:

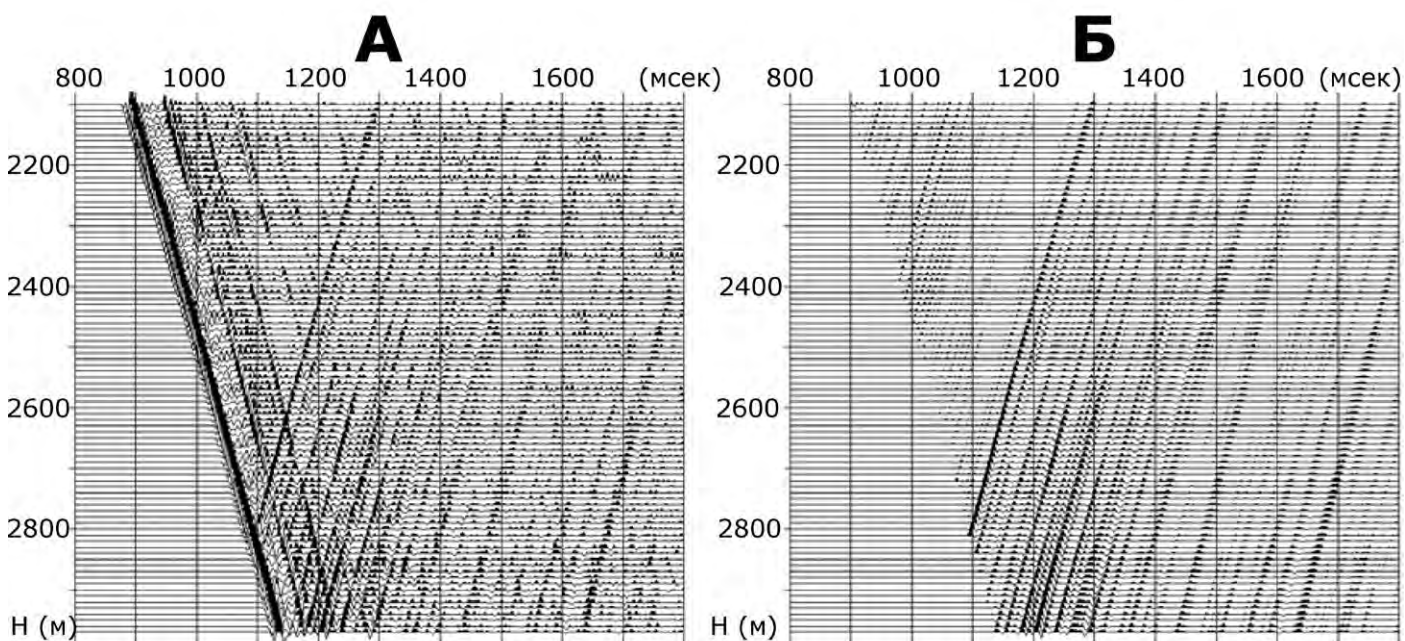
- Данные ВСП
- Конструкция скважины
- Инклинометрия

Аппаратура:

- VSI*, либо аналогичный сейсмический зонд



Сравнение разрезов ВСП до (А) и после выполнения программы деконволюции (Б) [77]



Разделение поля: А – исходный разрез ВСП, Б - разрез ВСП отраженных волн [77]

На основе скоростного закона и полей целевых отраженных волн, полученных по данным НВСП, решается задача построения временных и глубинных мигрированных разрезов ВСП. Данные разрезы по своей форме и содержанию аналогичны временным разрезам, получаемым по данным сейсморазведки ОГТ, отличаясь от них лишь несколько повышенной разрешенностью записи. Построение временных сейсмических разрезов по данным ВСП является важнейшей процедурой обработки. При этом построение разрезов по данным ВСП имеет существенные отличия от построения разрезов по материалам наземных работ.

Эти отличия обусловлены следующими факторами:

- сложная структура поля точек отражения, как по латерали, так и в вертикальном разрезе;
- изменение средней скорости отраженных волн в зависимости от глубины точки приёма;
- отклонение точек приёма от вертикали в случае заметных искривлений ствола глубокой скважины.

В дальнейшем мигрированные разрезы накладываются на сейсмические разрезы ОГТ и интерпретируются.

Результаты:

- Глубинные и временные мигрированные разрезы

Преимущества:

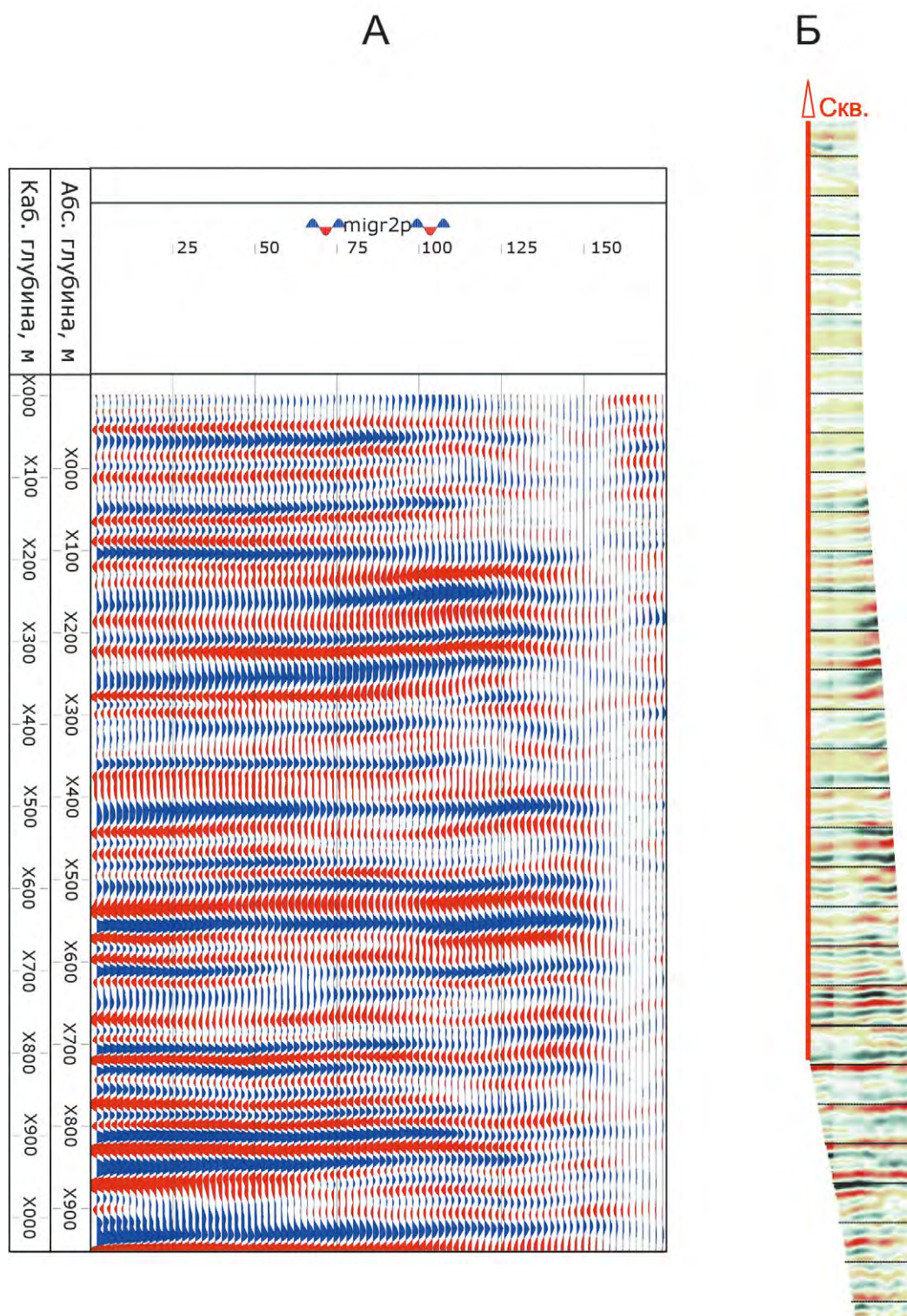
- Получение высокоразрешенных мигрированных разрезов по продольным и поперечным волнам

Входные данные:

- Данные ВСП
- Данные сеймики 2D, 3D ОГТ по данному участку
- Конструкция скважины
- Инклинометрия

Аппаратура:

- VSI*, либо аналогичный сейсмический зонд



Глубинный (А) и временной (Б) мигрированные разрезы ВСП

Глава 2.

Геологическое сопровождение бурения

Геонавигация – это сервис, сочетающий в себе опыт и знания инженеров-геонавигаторов и технологии каротажа во время бурения (КВБ). Основной задачей сервиса является проводка скважины в запланированном геологическом интервале (коллекторе) для улучшения ее производительности. Для успешного решения данной задачи необходимо понимание относительного расположения скважины в разрезе, а также поведения структуры. Снижение геологических и структурных неопределенностей во время бурения достигается путем выбора и использования необходимого комплекса каротажа.

Работы по геонавигации выполняются в три этапа: стадия предварительного моделирования и подготовки двумерной модели вдоль плановой траектории, стадия проводки скважины в режиме реального времени и стадия подведения итогов и написания отчета. Услуги оказываются круглосуточно командой в составе 2-х инженеров по геонавигации.

Геонавигация с базовым набором каротажа применяется на хорошо изученных разбуренных месторождениях. Положение в разрезе определяется путем сопоставления синтетических кривых с кривыми, регистрируемыми в реальном времени, добываясь их максимальной сходимости в модели. Базовый комплекс каротажа без использования имиджей не позволяет уверенно и однозначно анализировать поведение геологической структуры, что увеличивает риски принятия неверного решения по изменению траектории. Для снижения рисков могут быть использованы базовые ГК имиджи, которые, несмотря на довольно грубую оценку поведения структуры, в определенных случаях могут предоставить информацию, которая предотвратит незапланированный выход из коллектора.

Результаты:

- Проводка скважины согласно геологическому заданию с использованием базового набора каротажа

Преимущества:

- Возможность оценки положения скважины в разрезе по измеренным геофизическим данным и оперативное изменение траектории (в отличие от геометрического бурения)

Варианты:

- Геологическое сопровождение бурения скважин по данным каротажа MWD и LWD (1)
- Геологическое сопровождение бурения скважин по данным каротажа MWD и LWD и имиджа ГК (2)

Аппаратура (минимум):

- SlimPulse*, TeleScope*, ShortPulse*, ImPulse*, DigiScope* (1)
- PowerDrive*, DigiScope, PathFinder (2)

Аппаратура (дополнительно):

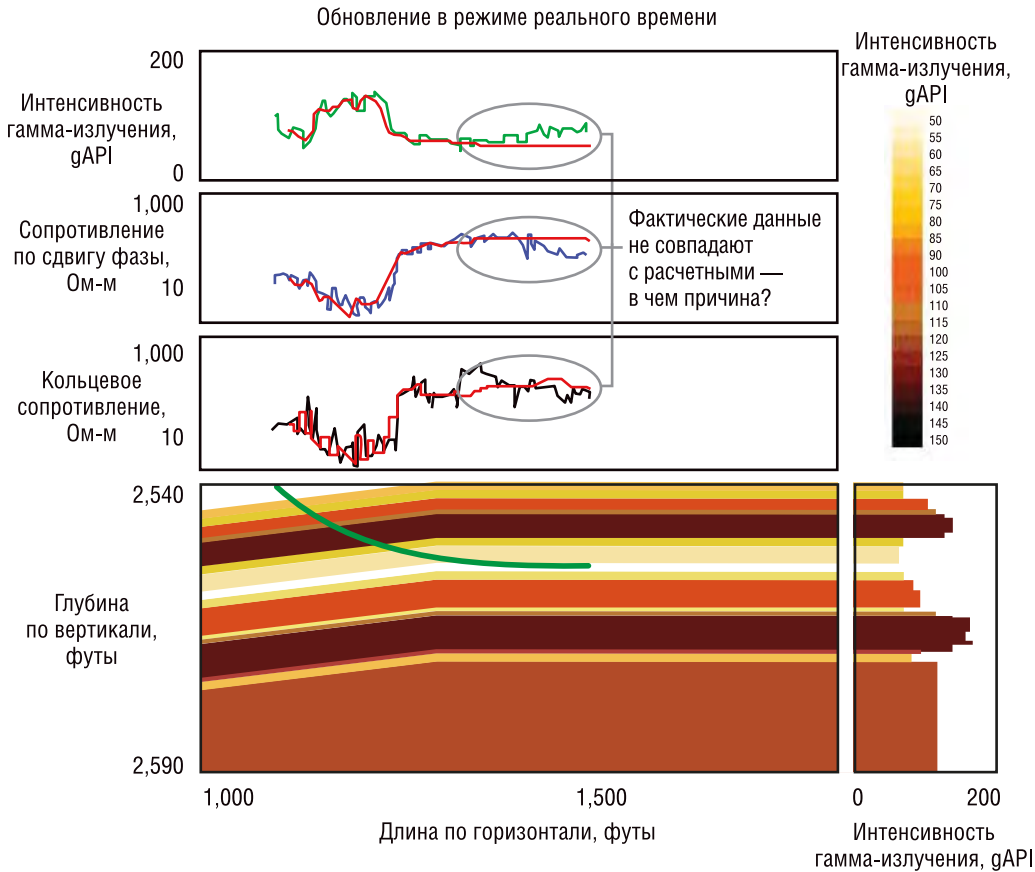
- SonicScope*, SonicVISION*, EcoScope*, arcVISION*, NeoScope*, adnVISION*, geoVISION* (1)
- SonicScope, SonicVISION, EcoScope, arcVISION, NeoScope, adnVISION, geoVISION (2)

Доп. входные данные:

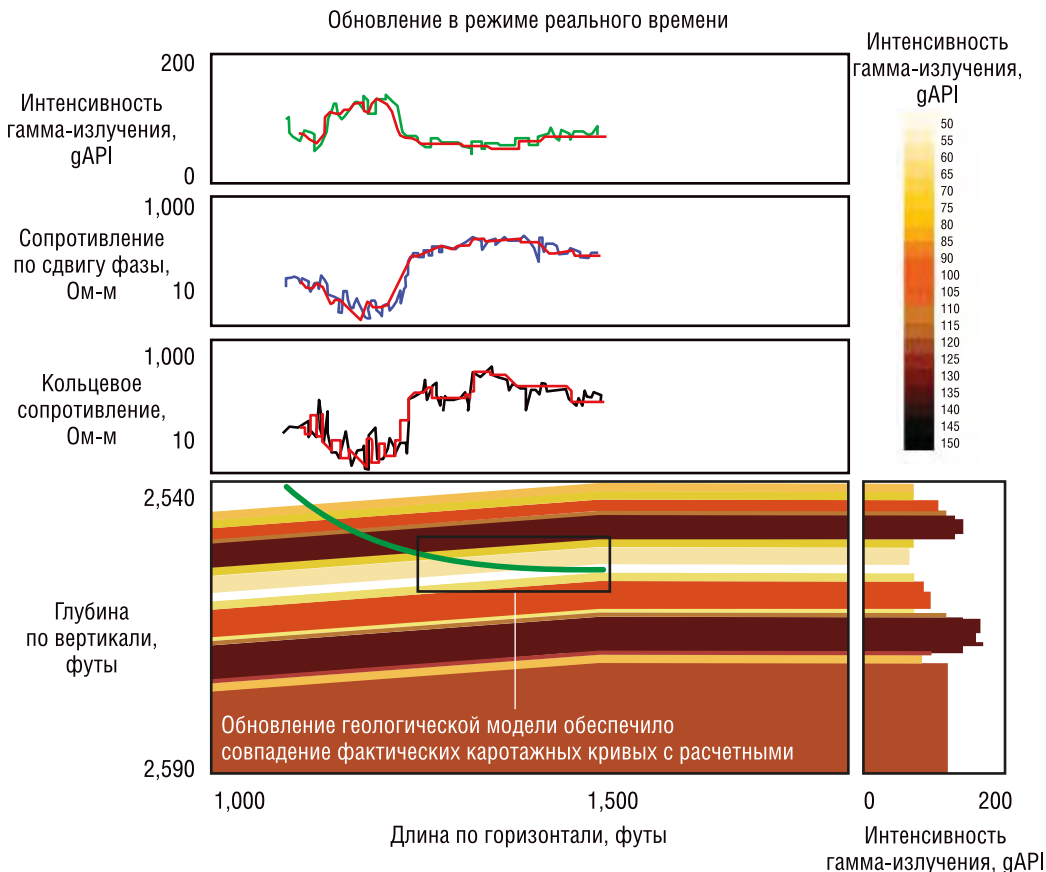
- Данные по скважинам окружения
 - Координаты устья и высота стола ротора
 - Инклинометрия
 - Данные ГИС: ГК, НКт, ГКп, БК, ИК и др.
- Отметки пластопересечений в опорных скважинах
- Флюидальные контакты
- Структурные поверхности из имеющейся модели
- Координаты и плановая траектория
- Геологическое описание месторождения и целевого пласта
- Сейсмический профиль вдоль плановой траектории (опционально)

Программное обеспечение:

- Petrel*



В случае расхождения измеренных с помощью зондов и смоделированных кривых каротажа (красные линии) требуется корректировка геологической модели для ее более точного соответствия фактическим данным [69]



В результате небольшого увеличения угла падения пластов относительно модели на предыдущем рисунке, теперь траектория скважины пересекает пласты, расчетные каротажные кривые которых лучше совпадают с фактическими измерениями [69]

Посадка ствола скважины на заданную точку (лендинг)

Сервис посадки скважины на заданную точку (лендинг) применяется в случае значительных структурных или геологических неопределенностей, таких как – наличие разломов в разрезе, резкие изменения залегания пластов, неопределенность положения кровли целевого интервала. Также, данный сервис нашел обширное применение при бурении скважин на новых месторождениях, где существует нехватка структурной информации.

Посадка – это размещение ствола скважины на определенной точке в разрезе (кровле коллектора) с оптимальным для дальнейшего бурения горизонта зенитным углом. Комплекс каротажа выбирается в зависимости от изученности месторождения и потенциальных геологических рисков. В простейших случаях для уверенной посадки скважины бывает достаточно каротажа ГК и сопротивлений, в сложных случаях (например, при бурении на шельфе), учитывая геологические условия, применяются самые современные комплексы измерений: технологии картирования границ и технологии сверхглубокого картирования резервуара.

Результаты:

- Оптимальное размещение ствола скважины на заданной точке в геологическом разрезе

Преимущества:

- Успешная посадка скважины на определенную точку в разрезе (обычно кровля коллектора) позволяет оптимально провести горизонтальную часть скважины в целевом интервале

Аппаратура (минимум):

- SlimPulse*, TeleScope*, ShortPulse*, ImPulse*, DigiScope*

Аппаратура (дополнительно):

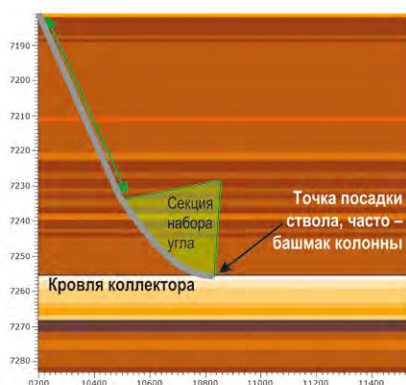
- SonicScope*, SonicVISION*, EcoScope*, arcVISION*, NeoScope*, adnVISION*, geoVISION*, PeriScope*, PeriScope HD*, GeoSphere*

Доп. входные данные:

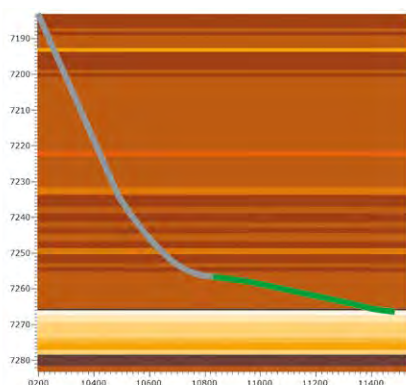
- Данные по скважинам окружения
 - Координаты устья и высота стола ротора
 - Инклинометрия
 - Данные ГИС: ГК, НКт, ГКп, БК, ИК и др.
- Отметки пластопересечений в опорных скважинах
- Флюидальные контакты
- Структурные поверхности из имеющейся модели
- Координаты и плановая траектория
- Геологическое описание месторождения и целевого пласта
- Сейсмический профиль вдоль плановой траектории (опционально)

Программное обеспечение:

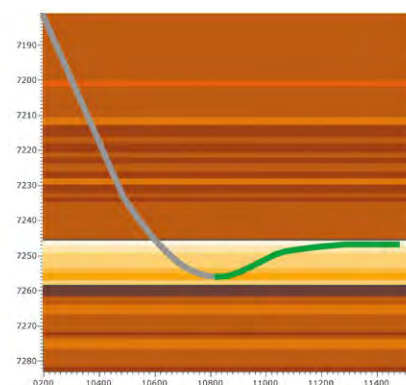
- Petrel*



План



Структура ниже, чем ожидалось



Структура выше, чем ожидалось

Посадка (лендинг) скважины на кровлю коллектора и примеры неудачного расположения скважины в разрезе вследствие неопределенности положения кровли

Имиджи плотности или сопротивлений применяют с целью получения информации о структурном поведении разреза. С точки зрения геонавигации интерпретация имиджей предоставляет довольно точную оценку структурных углов в локальных точках разреза при наличии контраста плотности или сопротивления. С помощью локальных структурных углов уточняется положение скважины в разрезе, детализируется и корректируется двумерная модель. Также данные имиджей могут быть использованы для определения структурных элементов разрывных нарушений и ориентации трещиноватости, что особенно актуально для карбонатных разрезов. В целом, применение азимутальных методов каротажа, к которым относятся и имиджи, существенно уменьшает структурные неопределенности и риски, связанные с неверной интерпретацией положения скважины в разрезе, хотя полностью и не исключает их.

Результаты:

- Проводка скважины согласно геологическому заданию с использованием имиджей плотности или сопротивлений

Преимущества:

- Получение дополнительной информации, уменьшающей неопределенности, связанные с поведением геологической структуры и позволяющей принимать более взвешенные решения при проводке скважины

Варианты:

- Геологическое сопровождение бурения скважин по данным каротажа MWD и LWD с имиджами плотности (1)
- Геологическое сопровождение бурения скважин по данным каротажа MWD и LWD с имиджами сопротивлений (2)

Аппаратура (минимум):

- EcoScope*, arcVISION*, adnVISION*, ImPulse* (1)
- MicroScope*, MicroScope HD*, geoVISION* (2)

Аппаратура (дополнительно):

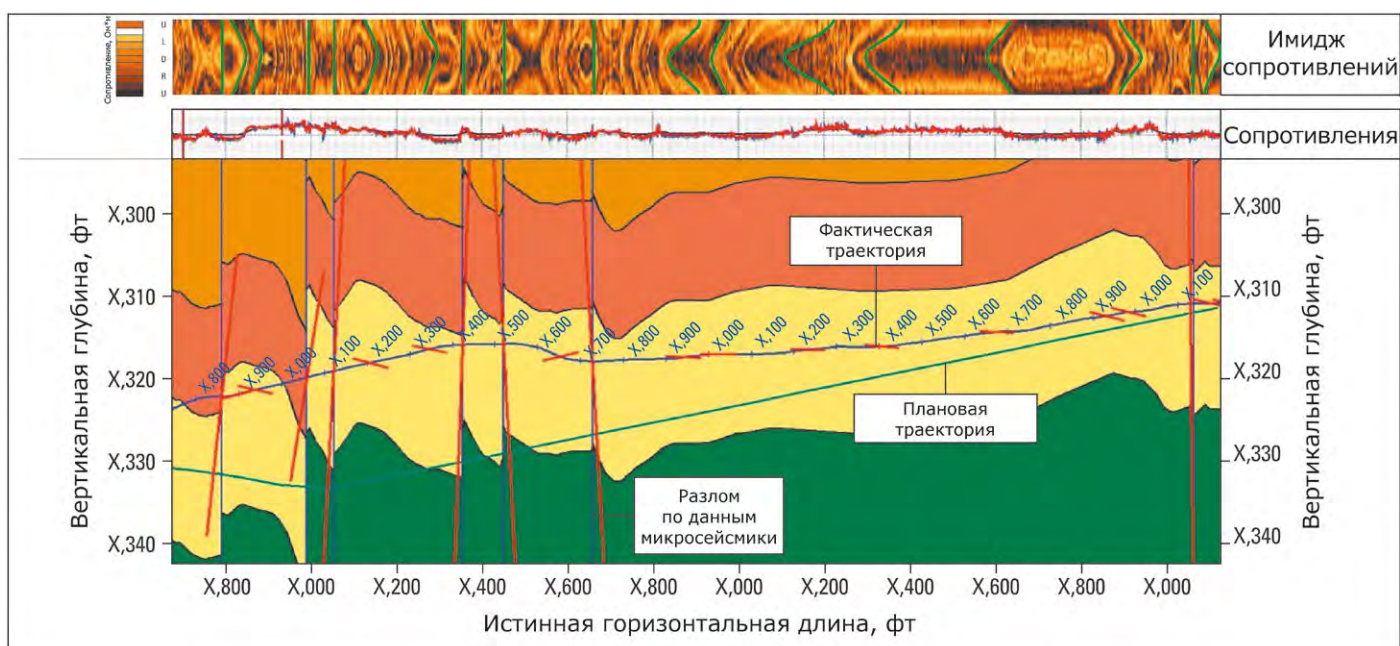
- SonicScope*, SonicVISION*, NeoScope* (1)
- SonicScope, SonicVISION, NeoScope (2)

Доп. входные данные:

- Данные по скважинам окружения
 - Координаты устья и высота стола ротора
 - Инклинометрия
 - Данные ГИС: ГК, НКт, ГКп, БК, ИК и др.
- Отметки пластопересечений в опорных скважинах
- Флюидальные контакты
- Структурные поверхности из имеющейся модели
- Координаты и плановая траектория
- Геологическое описание месторождения и целевого пласта
- Сейсмический профиль вдоль плановой траектории (опционально)

Программное обеспечение:

- Petrel*



Интерпретация структурных углов, трещин и разломов по имиджу на двумерном разрезе [27].

Оценка залегания структурных элементов по имиджам сопротивления и плотности в процессе бурения

Одним из методов, минимизирующих структурные неопределенности во время бурения, является оценка элементов залегания по имиджам плотности или сопротивлений. Данный сервис помогает Заказчику оперативно обновлять геологическую модель месторождения и на ее основе принимать решения по изменению траектории. Это один из наименее затратных для Заказчика видов сервиса, выполняющийся, как правило, одновременно с сервисом геонавигации. Результаты интерпретации выдаются в табличной форме, с визуализацией в виде каротажных диаграмм, получаемых с помощью программного обеспечения WellEye* или Expand BG*.

Результаты:

- Оценка залегания структурных элементов по имиджам сопротивления или плотности. Предоставление результатов в табличной форме

Преимущества:

- Интерпретация имиджей во время бурения позволяет Заказчику оперативно корректировать геологическую модель, тем самым минимизируя структурные неопределенности

Аппаратура:

- MicroScope*, MicroScope HD*, geoVISION*, EcoScope*, adnVISION*

Доп. входные данные:

- Данные по скважинам окружения
 - Координаты устья и высота стола ротора
 - Инклинометрия
 - Данные ГИС: ГК, НКТ, ГКП, БК, ИК и др.
- Отметки пластопересечений в опорных скважинах
- Флюидальные контакты
- Структурные поверхности из имеющейся модели
- Координаты и плановая траектория
- Геологическое описание месторождения и целевого пласта
- Сейсмический профиль вдоль плановой траектории (опционально)

Программное обеспечение:

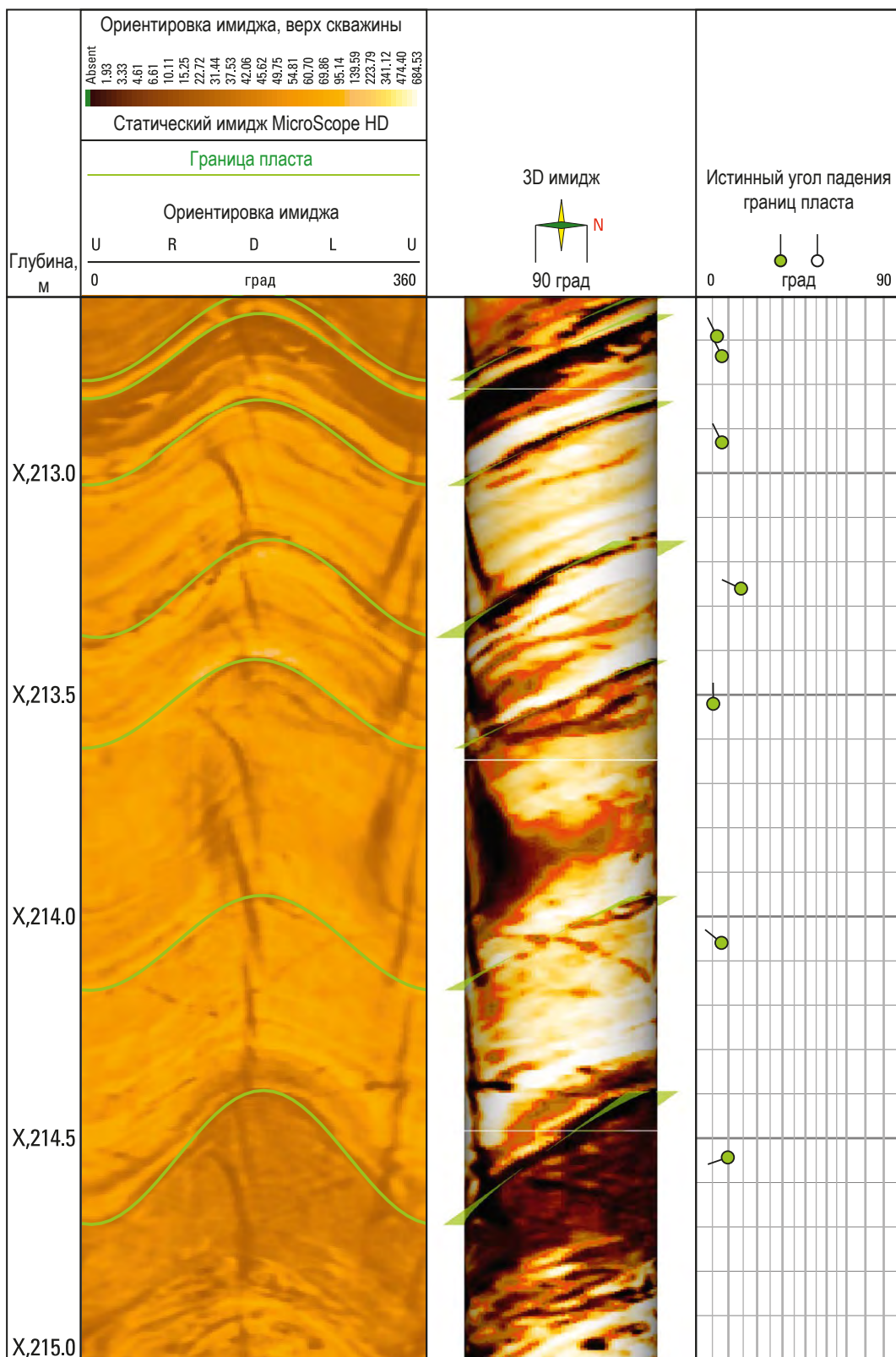
- Petrel*

Depth	Dip	Azimuth	App_Dip	App_Azim_N	App_Azim_TOH	Traj_Dev	Traj_Azim	App_Dip_CS
3185.04	14.49	201.59	89.40	191.31	350.83	78.12	241.14	11.28
3208.46	16.47	195.11	88.81	190.25	348.16	77.25	241.47	11.56
3316.42	13.10	199.30	83.74	4.72	171.27	82.48	241.31	11.84
3328.83	18.05	185.30	89.37	356.88	165.06	83.46	241.43	12.14
3334.98	16.26	187.17	88.37	357.60	166.84	84.06	241.44	11.95
3341.03	16.38	186.96	89.52	354.61	165.06	84.74	241.41	11.61
3344.88	14.18	187.82	87.37	357.39	168.61	85.17	241.40	11.98
3348.95	11.94	187.62	87.29	358.35	170.38	85.62	241.39	10.27

Depth	Глубина по стволу (м) / MD, m
Dip	Истинный угол / True dip, deg
Azimuth	Истинный азимут / True azimuth, deg
App_Dip	Кажущийся угол с имиджа / Apparent dip from the image, deg
App_Azim_N	Кажущийся азимут с имиджа, ориентировка на север / Apparent dip from the image, North Oriented, deg
App_Azim_TOH	Кажущийся азимут с имиджа, ориентировка на верх скважины / Apparent dip from the image, Top of the Hole Oriented, deg
Traj_Dev	Зенитный угол / Well inclination, deg
Traj_Azim	Азимут скважины / Well azimuth, deg
App_Dip_CS	Угол напластования в разрезе текущей траектории (между горизонтом и напластованием) / Apparent dip on curtain section, deg

Результаты интерпретации в табличной форме

Оценка залегания структурных элементов по имиджам сопротивления и плотности в процессе бурения



Интерпретация статического 2D и динамического 3D имиджей переслаивающихся горных пород выявила наличие техногенных и естественных трещин на глубине X,214.2 м [9]

Картографы границ – это приборы, разработанные специально для нужд геонавигации, поэтому их применение существенно облегчает удержание скважины в коллекторе за счет полного понимания поведения структуры. Соответственно, метод геонавигации, использующий данные технологии, выделяется в отдельную категорию и называется опережающей геонавигацией. При бурении приборы направленного азимутального каротажа картируют границы литологических разностей, либо межфлюидальные контакты. Как правило, при выборе этой технологии каротажа, дается гарантия проходки в целевом интервале не менее 90% от общей длины горизонтальной части. Ограничением технологии является обязательное наличие контраста сопротивлений между коллектором и вмещающими породами. Сервисы, предполагающие картирование границ, насчитывают четыре варианта: геонавигация с разверткой сопротивлений, геонавигация с картированием одной или двух границ, геонавигация с многопластовым картированием и геонавигация с картированием резервуара. Перечисленные варианты, в основном, отличаются разрешающей способностью метода и глубиной исследования. Так, например, радиус исследования при применении технологии картирования резервуара достигает 30 метров.

Применение картографов границ снижает риски нежелательного пересечения межфлюидальных контактов и возникновения осложнений в процессе бурения, связанных с выходом из целевого интервала, что обуславливает высокий интерес нефтегазовых компаний по всему миру к сервисам опережающей геонавигации с картированием границ.

Результаты:

- Проводка скважины согласно геологическому заданию с применением картографов границ

Преимущества:

- Опережающая геонавигация с использованием картографов границ позволяет гарантированно разместить горизонтальную часть скважины в выбранном целевом интервале

Варианты:

- Геологическое сопровождение бурения скважин с разверткой сопротивлений (1)
- Геологическое сопровождение бурения скважин с картированием границ (2)
- Геологическое сопровождение бурения скважин с многопластовым картированием границ (3)
- Геологическое сопровождение бурения скважин со сверхглубоким картированием резервуара (4)

Аппаратура (минимум):

- PeriScope* (1)
- PeriScope (2)
- PeriScope HD* (3)
- GeoSphere*, EcoScope*, arcVISION*, NeoScope* (4)

Аппаратура (дополнительно):

- SonicScope*, SonicVISION*, EcoScope, NeoScope, adnVISION*, geoVISION* (1)
- SonicScope, SonicVISION, EcoScope, NeoScope, adnVISION, geoVISION (2)
- SonicScope, SonicVISION, EcoScope, NeoScope, adnVISION, geoVISION (3)
- SonicScope, SonicVISION, adnVISION, geoVISION (4)

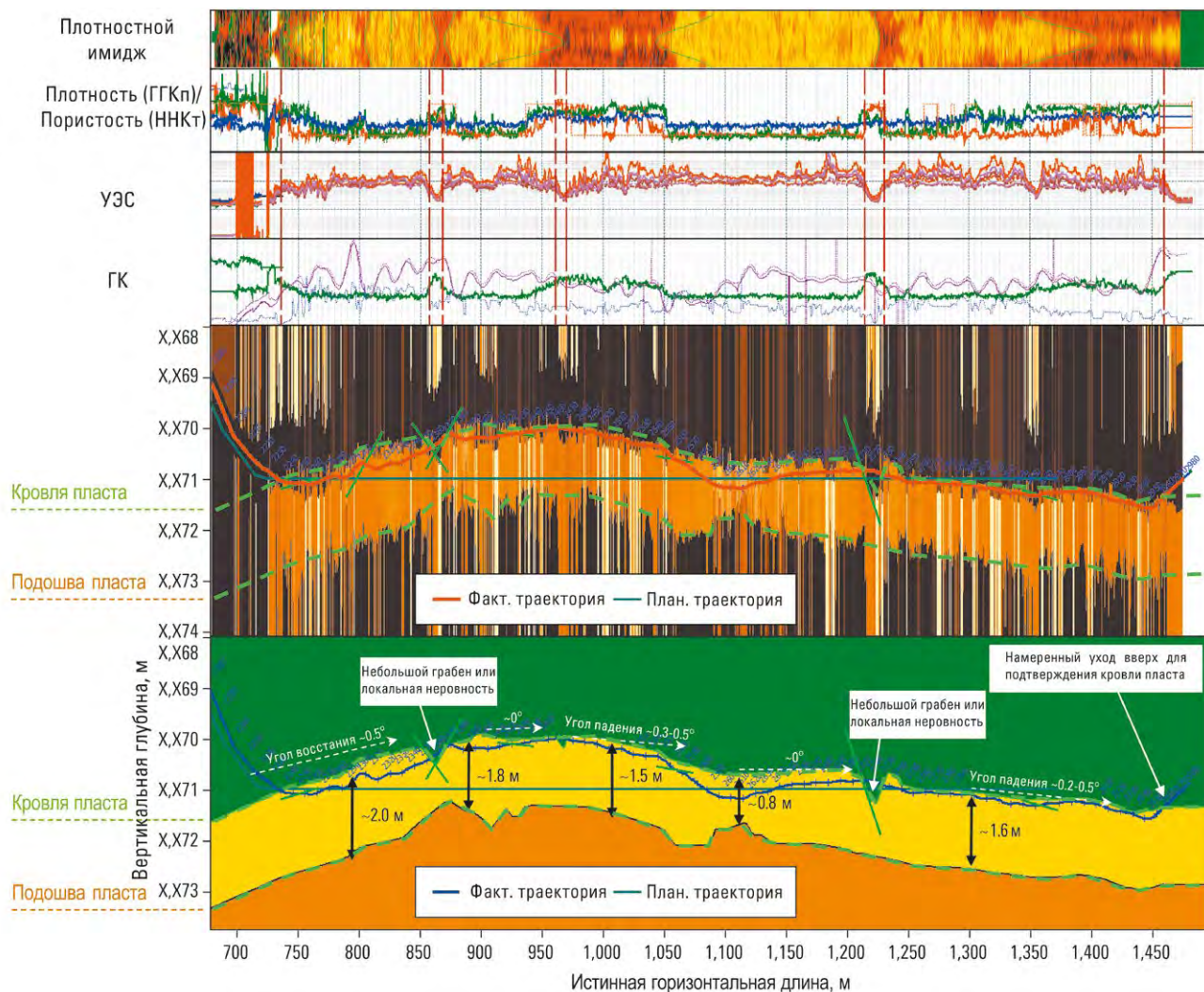
Доп. входные данные:

- Данные по скважинам окружения
 - Координаты устья и высота стола ротора
 - Инклинометрия
 - Данные ГИС: ГК, НКт, ГКп, БК, ИК и др.
- Отметки пластопересечений в опорных скважинах
- Флюидальные контакты
- Структурные поверхности из имеющейся модели
- Координаты и плановая траектория
- Геологическое описание месторождения и целевого пласта
- Сейсмический профиль вдоль плановой траектории (опционально)

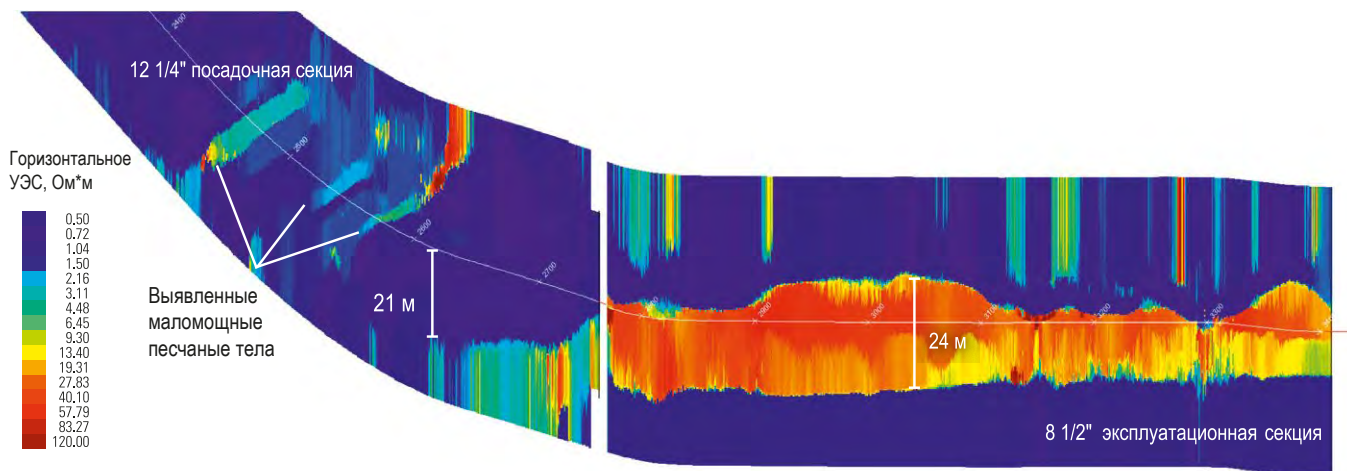
Программное обеспечение:

- Petrel*

Геонавигация с картированием границ пласта(-ов) и резервуаров



Пример геонавигации с картированием границ. В данном случае кровля и подошва пласта были определены на всем протяжении горизонтальной секции. Траектория размещена в пределах 0.5 м окна ниже кровли интервала для достижения наибольшего расстояния до ВНК, несмотря на значительную разницу между фактическим структурным профилем и предбуровой моделью [7]



Пример картирования резервуара. Во время посадки на точку были выделены маломощные песчаные тела, а кровля основного объекта – на 21 м ниже по вертикали. Во время бурения в основном объекте была полностью закартирована нефтенасыщенная часть пласта – от кровли до ВНК, что позволило наиболее оптимально пробурить горизонтальную секцию для достижения максимальной производительности скважины [5]

Интерпретация инверсии многопластового картирования

Интерпретация инверсии позволяет в реальном времени выделять контрастные по сопротивлению границы, которые обычно приурочены к литологическим и межфлюидальным контактам. Зная расстояния до таких границ и наблюдая тенденцию поведения структуры, появляется возможность точного определения положения траектории в разрезе, что позволяет Заказчику своевременно принимать решения по ее изменению. Это менее затратный для Заказчика сервис, как правило, выполняющийся параллельно с сервисом геонавигации. Результаты интерпретации выдаются в виде обновляемых каждую свечу слайдов.

Результаты:

- Интерпретация инверсии с картографа границ высокого разрешения и картографа резервуара

Преимущества:

- Интерпретация инверсии с картографов границ во время бурения позволяет Заказчику своевременно принимать решения по корректировке траектории

Аппаратура:

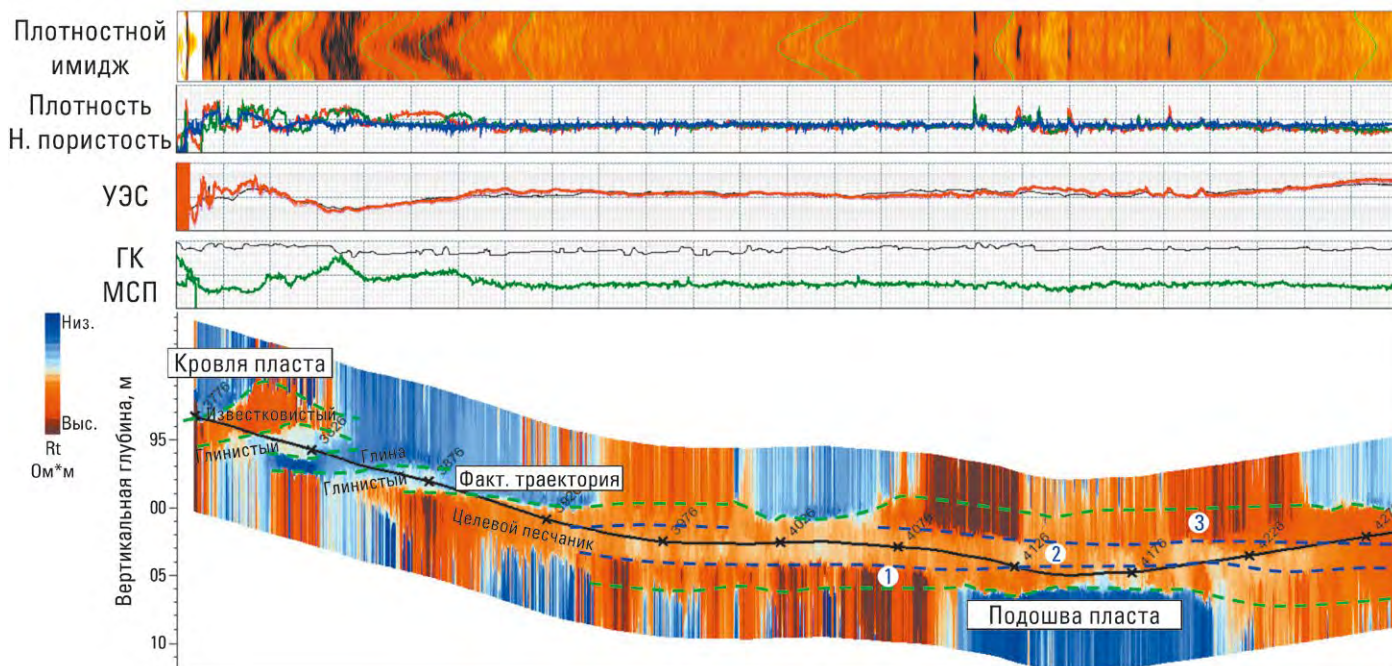
- PeriScope HD*

Доп. входные данные:

- Данные по скважинам окружения
 - Координаты устья и высота стола ротора
 - Инклинометрия
 - Данные ГИС: ГК, НКТ, ГКп, БК, ИК и др.
- Отметки пластопересечений в опорных скважинах
- Флюидальные контакты
- Структурные поверхности из имеющейся модели
- Координаты и плановая траектория
- Геологическое описание месторождения и целевого пласта
- Сейсмический профиль вдоль плановой траектории (опционально)

Программное обеспечение:

- Petrel*



Интерпретация инверсии с картографа высокого разрешения (PeriScope HD) позволила выявить основные литологические границы и многослойную структуру внутри целевого интервала на протяжении всей горизонтальной секции. Слои 1, 2 и 3 представляют собой нижнюю, среднюю и верхнюю части песчаного тела с разными сопротивлениями, демонстрируя его неоднородность по вертикали. Вертикальная неоднородность была подтверждена путем намеренного пересечения слоев 1 и 3 в ходе бурения [58]

Разномасштабная детализированная структурная интерпретация

Разномасштабная детализированная структурная интерпретация – это сервис, интегрирующий различные измерения каротажа во время бурения (КВБ) для трехмерного моделирования резервуара и использующий компетенции геонавигаторов, скважинных геологов и специалистов других смежных дисциплин, а также новейшие цифровые технологии.

Предоставление сервиса осуществляется после завершения бурения горизонтальной секции, для моделирования используются данные из памяти приборов. Процесс включает в себя загрузку в модель данных замеров и каротажей в определенной системе координат для последующего точного размещения результатов интерпретации, таких как структурные элементы, разломы, поверхности и их скважинные отбивки в трехмерном виде. Далее производится обработка скважинных имиджей с получением структурных углов пластов, разломов и трещин. На следующем этапе выполняются структурный анализ, корреляция по истинным мощностям пластов и анализ пересечения разрывных нарушений. На финальной стадии производится интерпретация глубинных направленных электромагнитных измерений, в ходе которой инженер определяет границы пластов и расстояния от траектории до этих границ. Выделение границ производится с помощью инверсии с прибора GeoSphere, чья глубинность измерений достигает 30 метров. Также моделирование поверхностей возможно путем комбинирования скважинных данных и данных сейсморазведки. Построение собственно модели применимо как к одиночным, так и к группе скважин.

Исчерпывающая геологическая информация помогает оптимизировать решения на любой стадии жизненного цикла скважины. Построенные трехмерные структурные модели преобразуют данные в информацию, которая может быть использована начиная с управления процессом геонавигации и подтверждения успешности проводки скважины, и заканчивая улучшением процесса заканчивания скважин и стратегией развития месторождения.

Результаты:

- Построение сектора структурной модели на основе комбинированной интерпретации данных разноглубинных комплексов измерений, полученных с приборов КВБ

Преимущества:

- Применение данных картографа границ и детальная интерпретация имиджей позволяет наиболее точно, из всех доступных геофизических методов, отразить поведение структуры в геологической модели

Аппаратура:

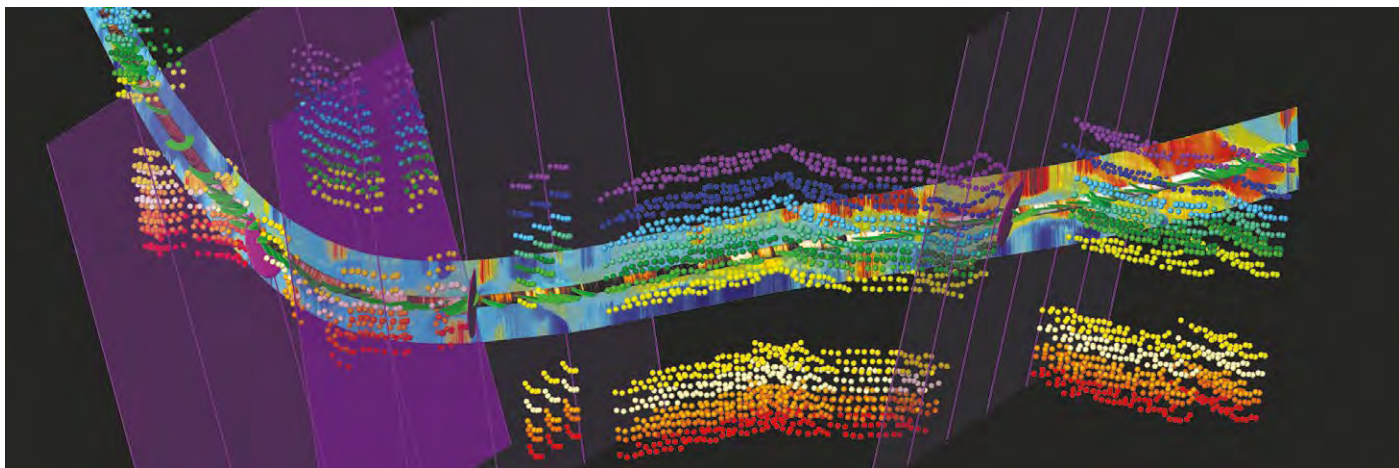
- GeoSphere*, EcoScope*, NeoScope*, MicroScope HD*, PeriScope HD*

Входные данные:

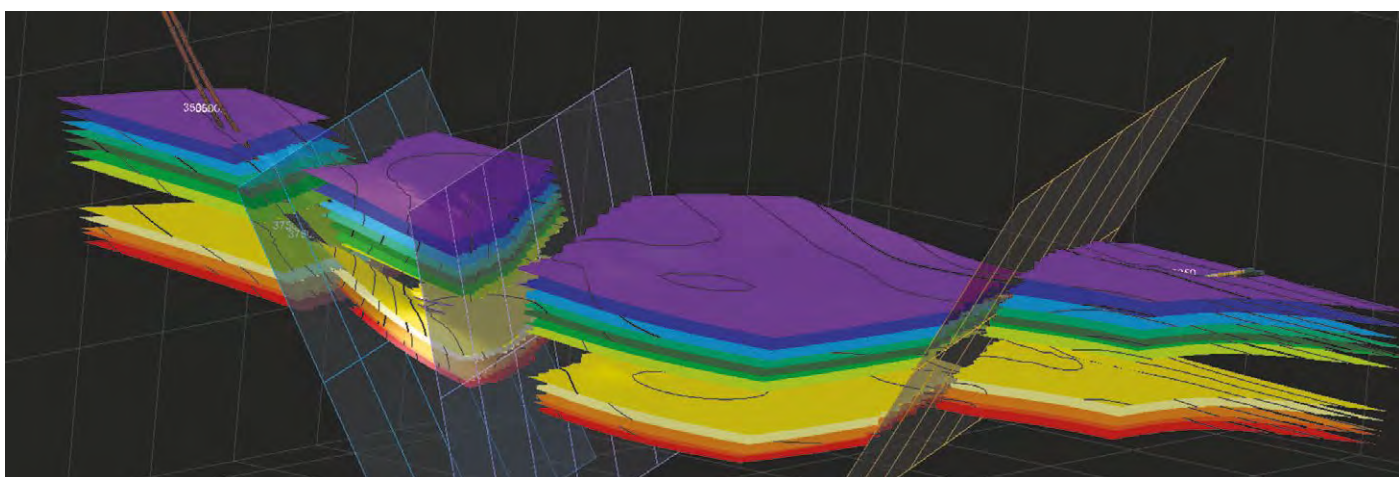
- Геологические данные
 - Литостратиграфическая колонка
 - Региональная тектоника
 - Замеры во время бурения
- Данные КВБ
 - Имиджи плотности и сопротивления
 - Глубинные направленные электромагнитные измерения с картографов границ
 - Каротаж ГК, плотности, нейтронной пористости, спектроскопии
- Сейсмические данные или данные ВСП (поверхности горизонтов и разломов)

Программное обеспечение:

- Petrel*



Использование данных технологии картирования резервуара Geosphere и детальная интерпретация имиджей в Petrel



Пример созданного детального 3D сектора модели с выделенными разломами и блочной структурой

Обновление сектора структурной модели во время бурения

Для предварительного моделирования и анализа неопределенностей используются структурные поверхности из геологической модели месторождения, а также каротаж по близлежащим к району бурения скважинам. Целевой интервал выделяется по показаниям ГК, сопротивления, плотности и пористости. Для построения секторной модели используются стратиграфические маркера, петрофизическая интерпретация, а также модели пористости, литологии и проницаемости. Модель пористости строится по настройкам вариограмм, предоставленным геологическим отделом Заказчика.

В процессе проводки скважины используются методы анализа и корреляции с синтетическими кривыми, интерпретация данных плотностных имиджей и результаты расчета инверсии с прибора Periscope для определения расстояния до границ пласта с элементами его пространственной ориентации. Каротаж, получаемый во время бурения может быть использован для обновления свойств секторной геологической модели (ГК, плотность, нейтронная пористость и т.д.), также как и результатов петрофизической интерпретации (распределение коллектора, коэффициенты пористости, глинистости и проницаемости). Это позволяет определять распределение коллекторов в пространстве до окончания бурения скважины и, соответственно, предоставляет возможность оперативно скорректировать траекторию скважины для достижения поставленных перед ней задач.

Результаты:

- Обновление сектора структурной модели, а также разреза пористости и литологии с учетом оперативной петрофизической интерпретации в реальном времени

Преимущества:

- Обновление структурных построений в геологической модели с одновременным обновлением пористости и литологии помогает прогнозировать свойства разреза, упрощая проводку скважин на месторождениях со сложной геологией

Аппаратура:

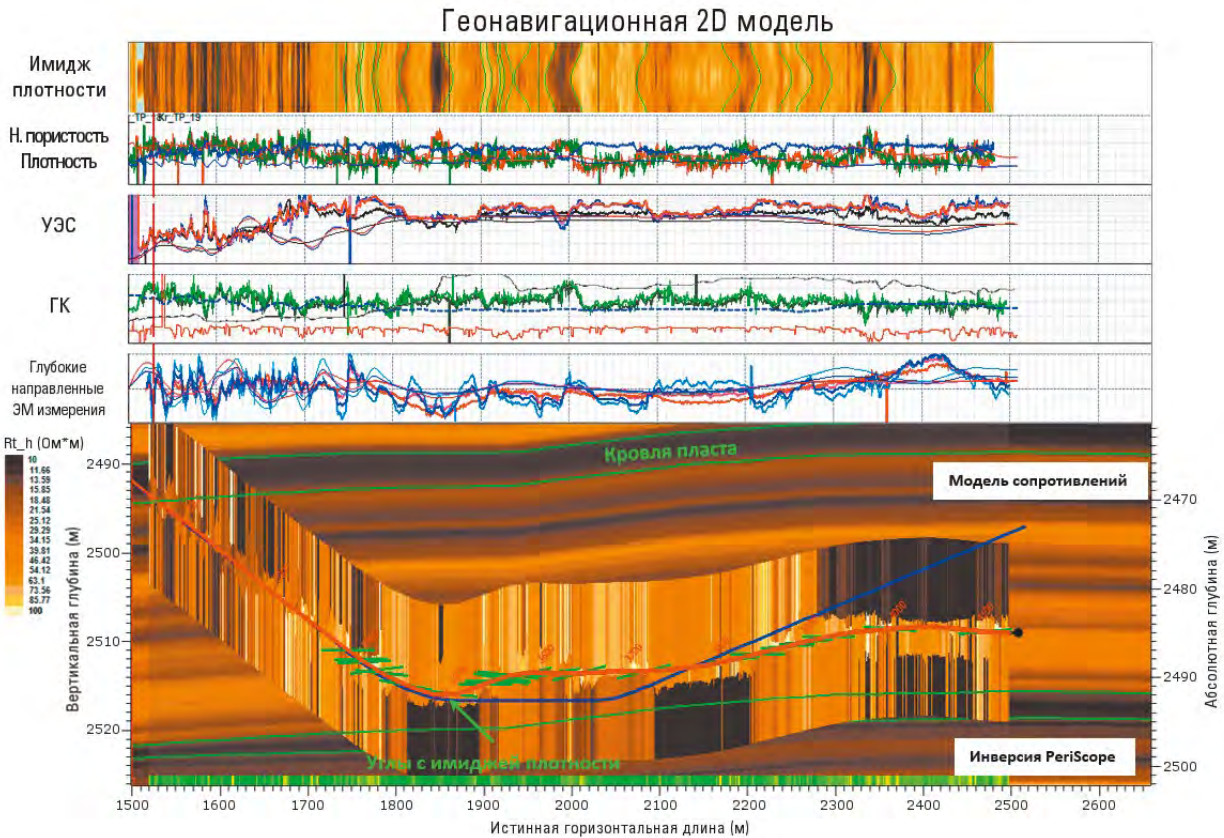
- ImPulse*, PeriScope*, PeriScope HD*, EcoScope*, arcVISION*, adnVISION*

Доп. входные данные:

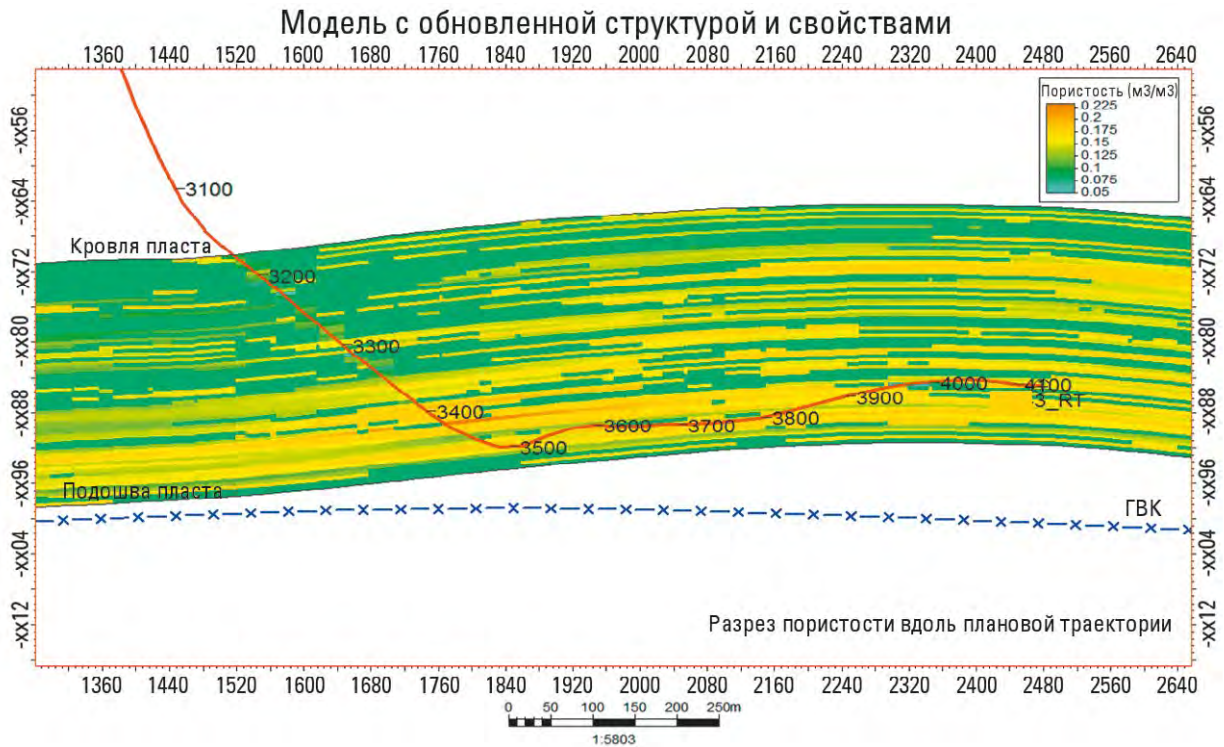
- Данные по скважинам окружения
 - Координаты устья и высота стола ротора
 - Инклинометрия
 - Данные ГИС: ГК, НКт, ГКп, БК, ИК и др.
- Отметки пластопересечений в опорных скважинах
- Флюидальные контакты
- Структурные поверхности из имеющейся модели
- Координаты и плановая траектория
- Геологическое описание месторождения и целевого пласта
- Сейсмический профиль вдоль плановой траектории (опционально)

Программное обеспечение:

- Petrel*



Геонавигационная 2D модель со структурной интерпретацией, основанной на корреляции с синтетическим картожаем, по углам интерпретированным с имиджем и оценке расстояния до границ с контрастом сопротивления по данным картографа границ (PeriScope) [53]



Обновленный разрез с пористостью [53]

Сервис GeoFlex применяется как отдельный сервис, так и в качестве дополнения к стандартному ГТИ для получения количественной информации об элементном и минералогическом составе пород, определения Сорг и типизации горных пород по данным шлама как в вертикальных, так и горизонтальных скважинах. Особую ценность углубленный анализ шлама представляет в случае невозможности использования стандартных методов ГИС по тем или иным причинам (высокий риск потери КНБК, горизонтальные скважины с большим отходом от вертикали, высокие температуры и содержание H₂S и т.д.).

Сервис предоставляет возможность определения литотипов, текстурных и структурных особенностей, а также обстановки осадконакопления вынесенных горных пород, что снижает неопределенности при бурении в сложных геологических условиях. Оценка содержания микроэлементов, содержащихся в незначительных количествах позволяет уверенно выявлять геологические маркирующие горизонты и границы стратиграфических единиц. Получаемая информация может использоваться для проведения комплексной петрофизической интерпретации совместно с данными ГИС и последующего распределения свойств при построении геологической модели. Определение общего содержания органического углерода и выявление интервалов с хрупкими горными породами служат важной информацией для планирования размещения и числа стадий ГРП. Наличие дополнительных модулей позволяет проводить типизацию глин на основе спектрального гамма-излучения, определение ФЕС пород на основе данных ЯМР, а также насыщения и типа флюида по данным количественного люминесцентного анализа. Таким образом, появляется возможность быстрого получения измерений (1-14 дней), аналогичных лабораторным исследованиям керна.

Результаты:

- Определение минералогического и элементного состава пород (XRD, XRF)
- Оценка содержания Сорг, выделение продуктивных участков и интервалов для ГРП
- Типизация горных пород и определение фашиально-палеогеографических условий седиментогенеза
- Измерение общего и спектрального естественного гамма-излучения
- Определение общей и эффективной пористости, подвижности флюида (ЯМР)
- Определение насыщения и типа флюида по типу битумоида (УФ люминесценция)
- Гранулометрический анализ, измерение размера пор в крупных образцах шлама
- Выявление хрупких горных пород
- Определение кровли и подошвы пласта, межфлюидальных контактов (ВНК, ГНК)
- Межскважинная литолого-стратиграфическая корреляция
- Основа для петрофизической интерпретации и последующего распространения свойств в геологической модели
- Помощь при геонавигации по элементам-маркерам
- Оптимизация программы бурения и отбора проб пластового флюида

Преимущества:

- Получение геологической и петрофизической информации в случае невозможности использования методов ГИС
- Оперативное получение измерений, аналогичных лабораторным исследованиям по керну
- Возможность интеграции с данными ГИС (в т.ч. во время бурения) для проведения комплексного анализа

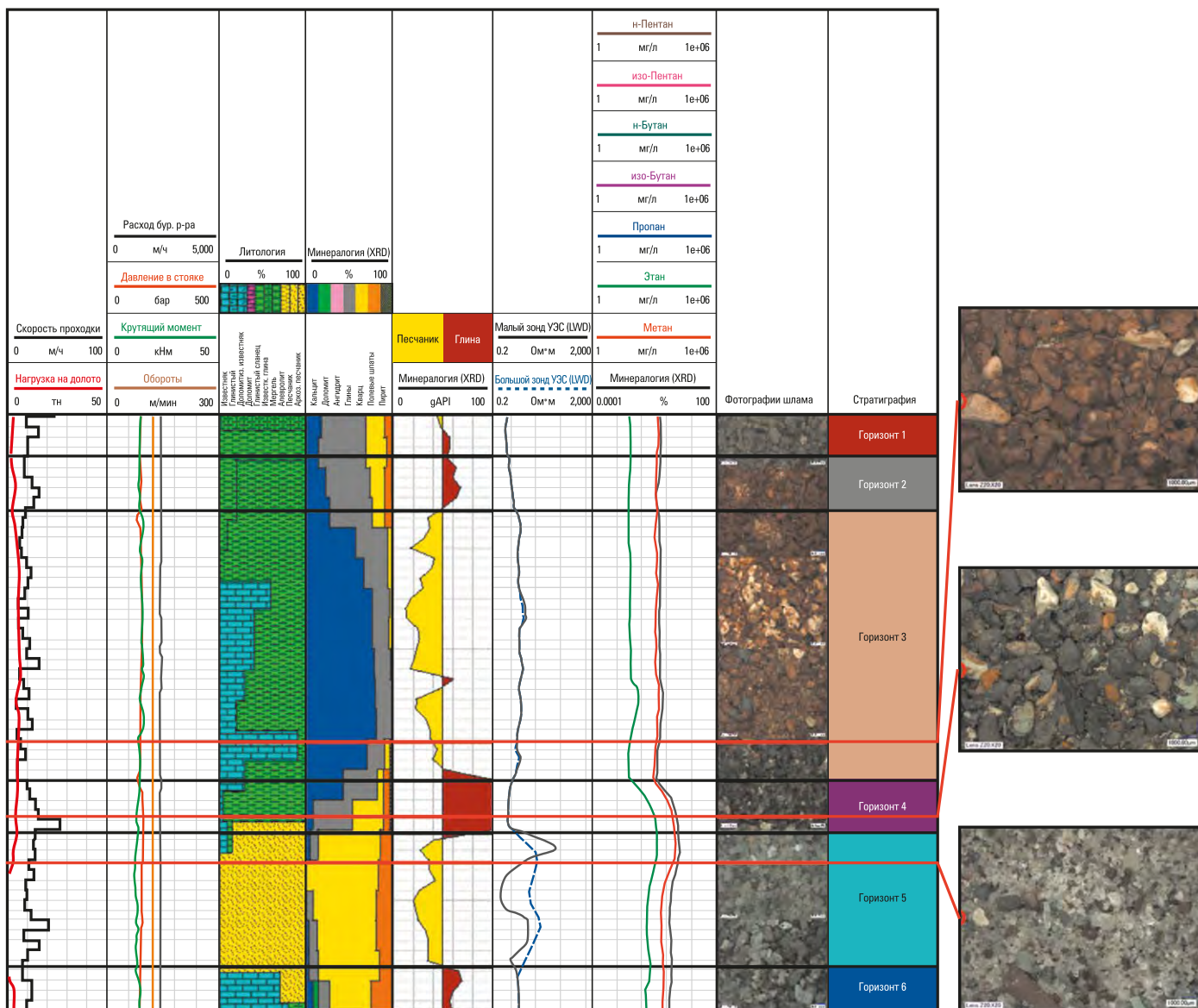
Аппаратура:

- Цифровой микроскоп высокого разрешения
- Оборудование для:
 - Рентгенофлуоресцентного и рентгеноструктурного анализа
 - Определения общего органического углерода
 - Спектрального анализа естественного гамма излучения (опционально)
 - Определения пористости методом ЯМР (опционально)
 - Люминесцентного анализа (опционально)

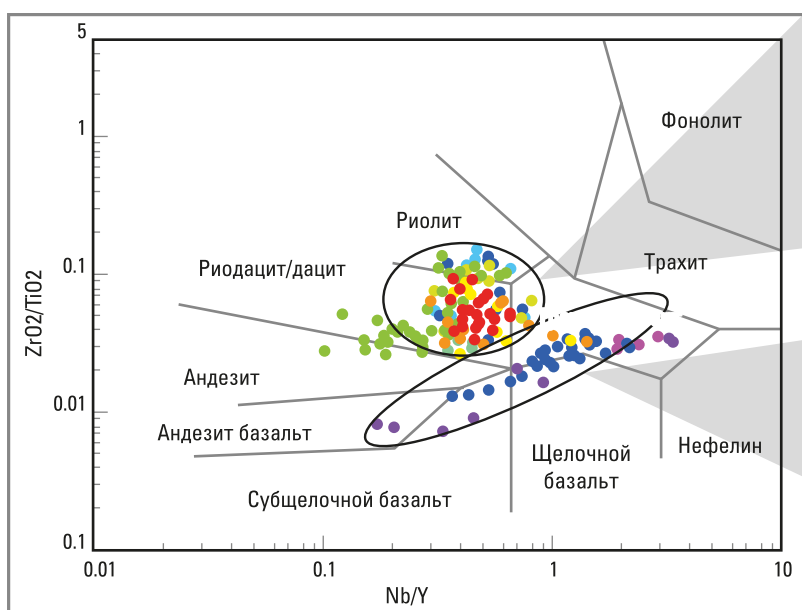
Программное обеспечение:

- Techlog*

Типизация горных пород по данным углубленного анализа шлама (GeoFlex*)



Типизация горных пород, определение текстурных и структурных особенностей по данным GeoFlex для принятия решений в реальном времени [22]



Определение типов горных пород по данным GeoFlex позволило уверенно выделить породы фундамента [22]

Идентификация пластового флюида в процессе бурения (FLAIR*)

Сервис FLAIR является передовой технологией в области газового каротажа, выполняющей анализ углеводородов, извлеченных на поверхность. Анализируемые углеводороды извлекаются из бурового раствора с помощью экстрактора пластового флюида, непосредственно подключенного к линии выхода бурового раствора из скважины. Второй экстрактор соединен с приемной емкостью для учета газа, возвращающегося обратно в скважину. Поступающий флюид анализируется с помощью соединенных последовательно газового хроматографа и масс-спектрометра.

FLAIR предоставляет непрерывное по глубине количественное содержание C1-C5 компонент в пластовом флюиде, а также на качественном уровне оценивает содержание более тяжелых C6-C8 компонент, включая легкие ароматические и неуглеводородные соединения. Далее на основе зарегистрированных данных происходит разделение на фации, т.е. интервалы со схожим композиционным составом, по которым составляется первоначальное представление о характере насыщения.

Получаемые данные, как правило, являются наиболее ранней информацией о характере насыщения, по которой возможно судить о наличии межфлюидальных контактов, градиентов состава (композиционного градиента), вертикальной сообщаемости, присутствии тонких пропластков, насыщенных УВ и зачастую трудно выделяющихся по данным стандартных методов ГИС и т.д. Полученная на раннем этапе информация может использоваться для составления оптимальных программ испытаний с помощью ИПК/ИПТ и заканчивания скважин. В дальнейшем существует возможность калибровки композиционного состава FLAIR с привлечением дополнительных данных (ГИС, ИПК/ИПТ и т.д.) для создания модели, прогнозирующей насыщение в соседних целевых интервалах/будущих скважинах в пределах месторождения лишь по данным FLAIR.

Технология FLAIR также может применяться на месторождениях, находящихся в стадии разработки, поскольку позволяет в ряде случаев снять неопределенности, связанные с характером насыщения по данным ГИС.

Результаты:

- Непрерывный каротаж с количественной оценкой композиционного состава пластового флюида для C1-C5 компонент и качественной оценкой C6-C8, а также легких ароматических и неуглеводородных соединений
- Выделение фаций пластового флюида (интервалов со схожим композиционным составом)
- Определение межфлюидальных контактов
- Оптимизация программы ГДК, ОПК, отбора глубинных проб
- Выявление градиента состава УВ в пласте (композиционного градиента)
- Выявление вертикальной/латеральной сообщаемости пласта(-ов)
- Возможность создания калиброванной интерпретационной модели для типизации флюида в последующих скважинах/соседних целевых интервалах

Преимущества:

- Получение информации в реальном времени в процессе бурения
- Композиционный состав C1-C5, сопоставимый с результатами анализа PVT проб
- Снижение неопределенности, связанной с характером насыщения по данным ГИС
- Дополнительная информация о композиционном составе флюида обеспечивает более уверенную проводку скважины в целевом интервале
- Получение информации о характере насыщения в случае невозможности использования методов ГИС

Входные данные:

- Данные ГТИ

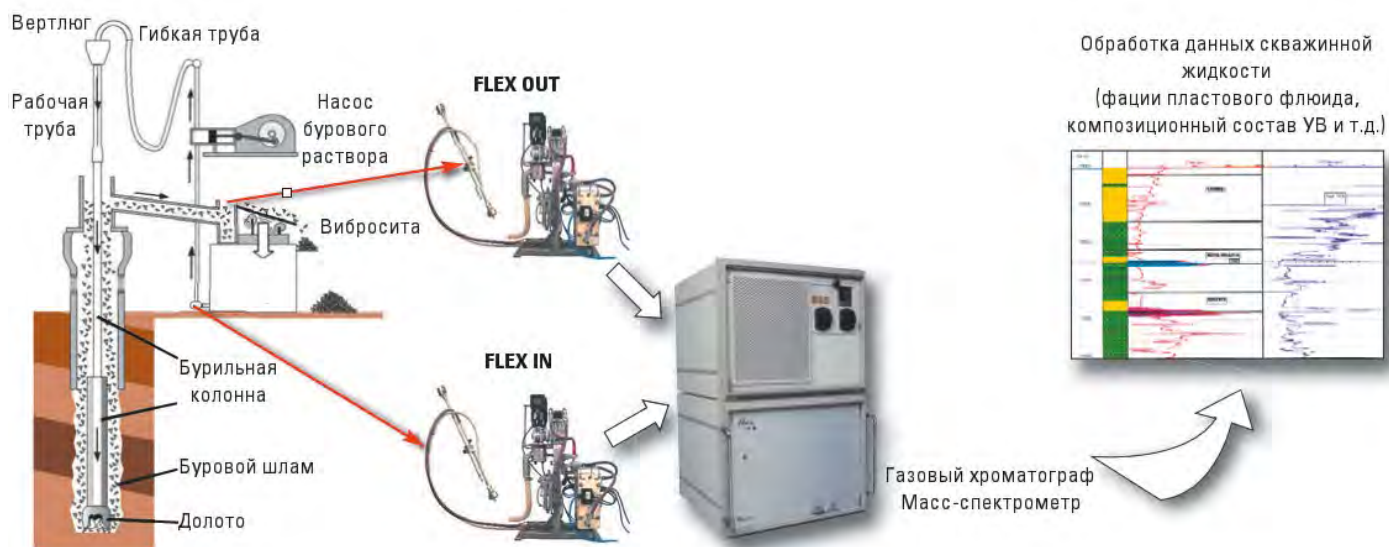
Аппаратура:

- Экстрактор пластового флюида
- Газовый хроматограф
- Масс-спектрометр

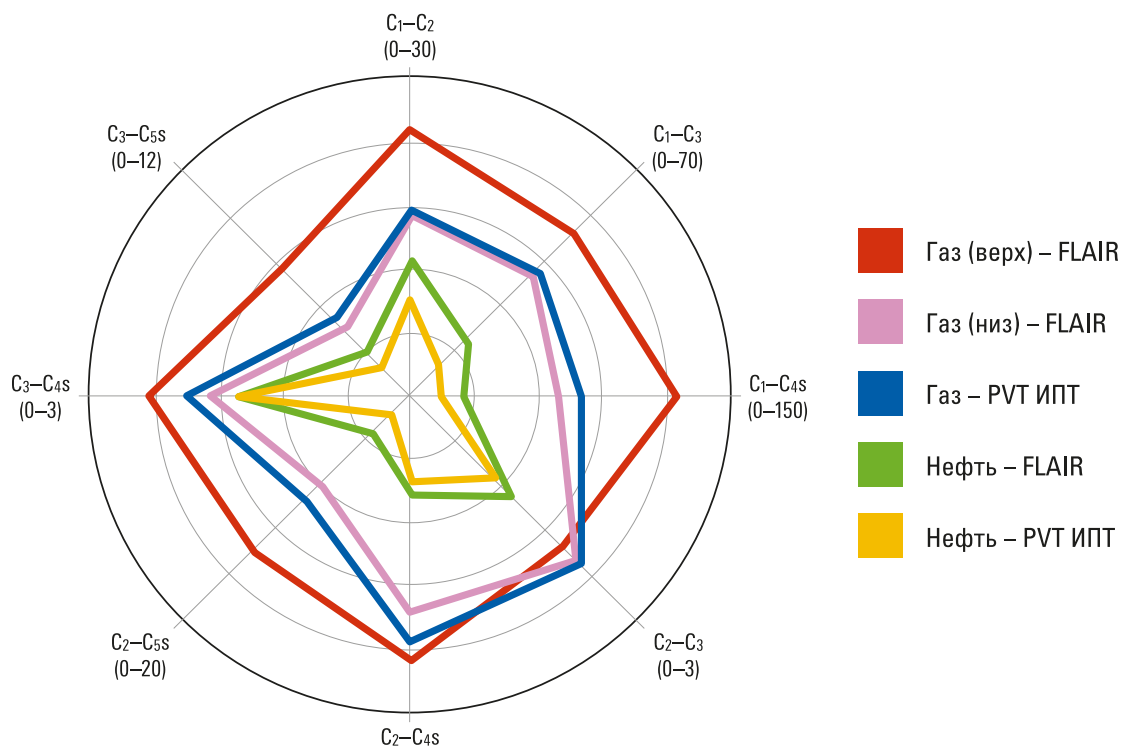
Программное обеспечение:

- Techlog*

Идентификация пластового флюида в процессе бурения (FLAIR*)

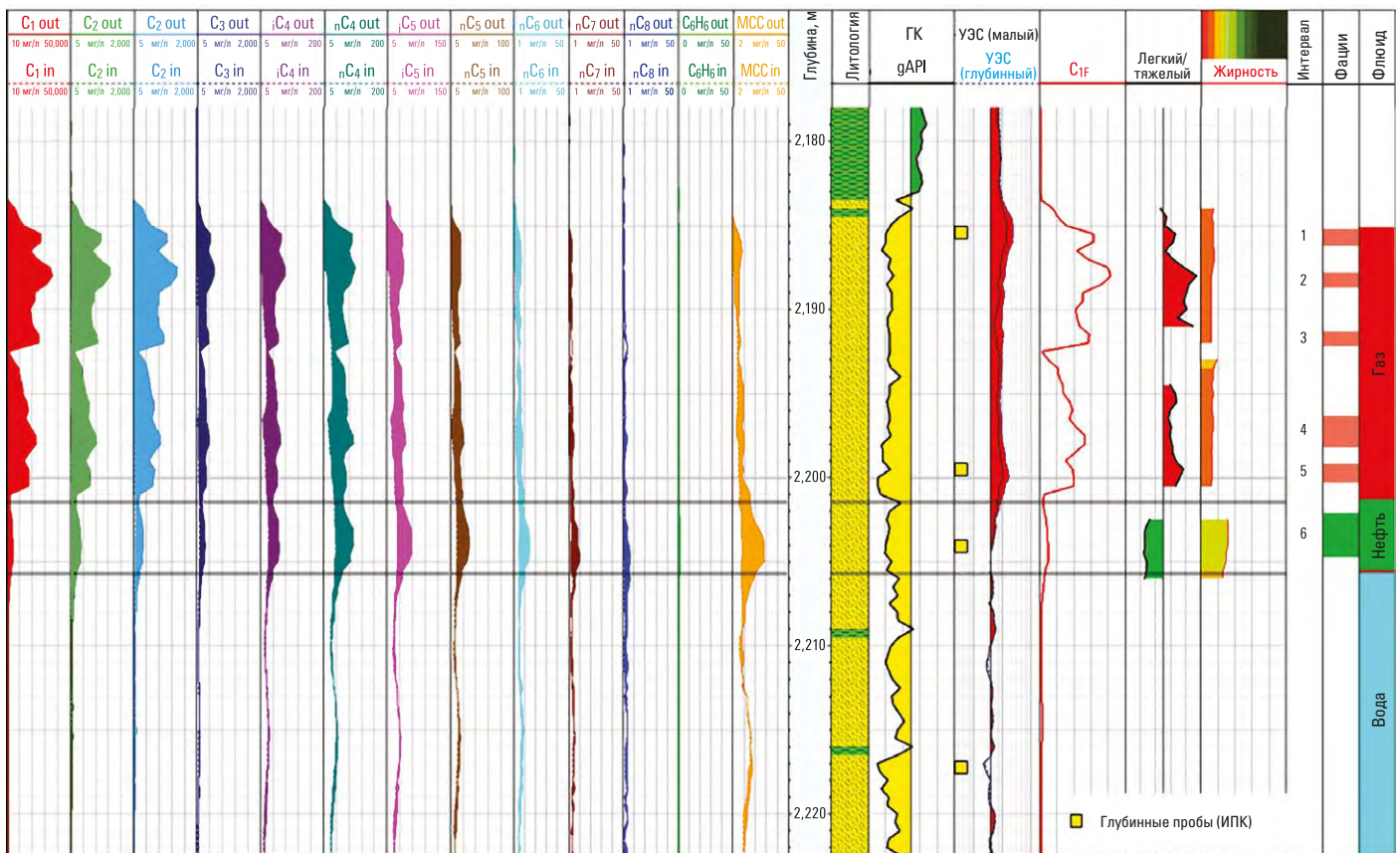


Принцип работы FLAIR. Один из экстракторов пластового флюида производит непрерывный отбор образцов бурового раствора, возвращающегося из скважины (FLEX OUT). Далее экстрагированные УВ последовательно поступают в газовый хроматограф и масс-спектрометр для количественного анализа. Дополнительный экстрактор установлен в рабочей емкости для корректировки за количество УВ, оставшихся в буровом растворе и возвращающихся обратно в скважину (FLEX IN)



Результаты композиционного состава, полученные по данным FLAIR находятся в близком соответствии с результатами анализа проб, отобранных во время ИПТ на соседних месторождениях. Как видно из графика, жидкие УВ и газ могут быть уверенно разделены по данным серии параметров, основанных на композиционном составе С₁-С₅. В дальнейшем диаграмма может использоваться для типизации флюида во время бурения на соседних скважинах месторождения

Идентификация пластового флюида в процессе бурения (FLAIR*)



Пример использования технологии FLAIR при бурении поисковой скважины на шельфе Малайзии. Вследствие ограничения расходов требовалось решение, позволяющее получить на раннем этапе информацию о характере насыщения с целью оптимизации программы ОПК и отбора глубинных проб. Использование сервиса позволило выявить газо-, нефте- и водонасыщенные интервалы, что было бы затруднительно с использованием только стандартного каротажа сопротивления во время бурения. На основе полученных данных Заказчик скорректировал программу ОПК путем добавления точки в предполагаемый нефтенасыщенный интервал. Результаты PVT анализа отобранной пробы подтвердили насыщение по данным FLAIR

Глава 3.

Геомеханика

Модель Механических Свойств (ММС) – это численное представление горных и пластовых давлений, тектонических напряжений, механических и прочностных свойств пород. Модель Механических Свойств является краеугольным камнем любых геомеханических расчетов и основной входной информацией для безопасного планирования бурения и разработки месторождения в целом.

Основные компоненты ММС:

- Упругие свойства среды: модуль Юнга, коэффициент Пуассона. Существуют динамические свойства, которые определяют реакцию породы на кратковременные нагрузки (воздействие волн при акустическом каротаже), и статические упругие свойства, характеризующие отклик породы на длительную нагрузку с большими, чем при прохождении акустических волн, деформациями
- Прочностные свойства: прочность на одноосное сжатие (UCS), угол внутреннего трения, прочность на разрыв
- Напряженное состояние среды – полный тензор напряжений или магнитуды вертикального (литостатического, горного), максимального и минимального горизонтальных напряжений и их направление
- Поровое давление

1D, 3D и 4D ММС отличаются по своему назначению и мере необходимости. В случае выдержанности пластов по глубине залегания в пределах месторождения, отсутствия разломов, тектонического влияния может быть достаточно построения 1D ММС. Если же месторождение имеет сложную структуру, присутствует соляная тектоника, имеются зоны с аномально высоким пластовым давлением, системы разрывных нарушений, то необходимо построение 3D ММС. 3D геомеханическое моделирование является численным моделированием, где ячейки модели жестко связаны и деформация, поведение одного элемента определяется не только его свойствами, но зависит от всей вмещающей среды. Таким образом, модель не является набором отдельных независимых элементов, а представляет собой единую систему.

Ключевой информацией для построения ММС являются результаты лабораторных испытаний ядра на механические свойства. Результаты тестов позволяют получить статические свойства образца горной породы, откалибровать ММС и достигнуть ее максимальной точности.

Основные тесты на механические свойства:

- Тест на определение прочности породы при одноосном сжатии (UCS)
- Тест на определение прочности породы при трехосном сжатии (ТХС)
- Тест на определение прочности породы на разрыв (TSTR)

В условиях отсутствия данных ядра для подсчета механических свойств подбираются оптимальные алгоритмы и зависимости, наработанные в результате многолетних исследований компании «Шлюмберге» по всему миру в области геомеханики, учитывающие территориальное расположение месторождения и тип отложений, для максимального приближения расчетных значений к реальным свойствам и напряженно-деформированному состоянию конкретной геологической среды.

Результаты:

- 1D ММС
 - Расчет устойчивости ствола скважины
 - Выбор удельного веса бурового раствора
 - Оптимизация траектории
 - Контроль пескопроявления
 - Планирование ГРП/МГРП
- 3D ММС
 - Оптимальное заложение скважин
 - Комплексная оптимизация траекторий/расчет устойчивости
 - Выбор конструкции скважин
 - Планирование ГРП/МГРП
 - Предотвращение пескопроявления
- 4D ММС
 - Планирование схемы разработки
 - Оценка нефтеотдачи и динамики эксплуатации пласта
 - Оценка уплотнения коллектора/проседания дневной поверхности
 - Предотвращение смятия колонны
 - Учет активации разломов

Входные данные:

- 1D ММС
 - Данные ГИС (ГГКп, АКШ (скорости продольной и поперечной волн), ГК, БК/ИК, ННКт, профиломер/каверномер)
 - Данные бурения
 - Замеры пластового давления
 - Данные тестирования ядра
- 3D ММС
 - Данные, необходимые для 1D ММС
 - Сейсморазведочные данные
 - Информация о тектонике
 - Геологическая модель
- 4D ММС
 - Данные, необходимые для 3D ММС
 - Гидродинамическая модель
 - Кубы пластовых давлений на разные этапы разработки

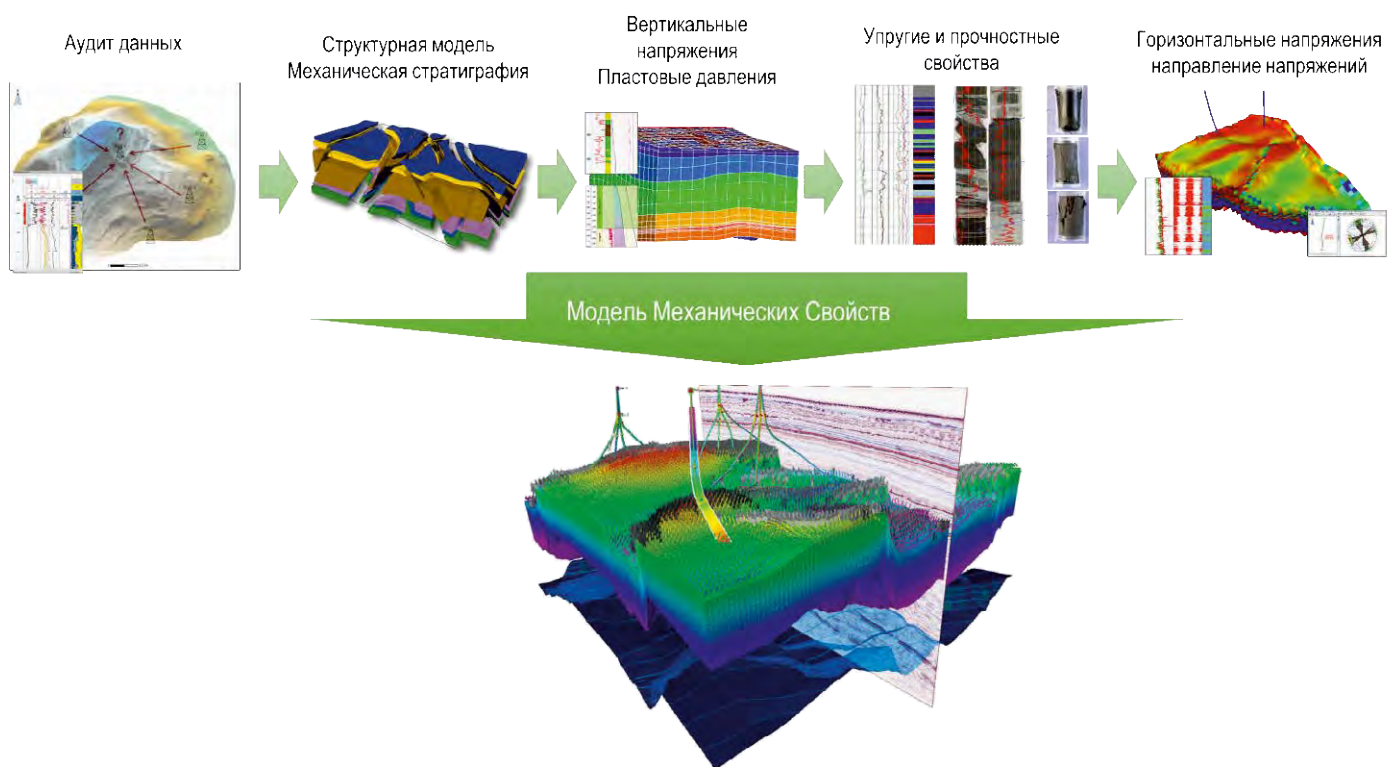
Программное обеспечение:

- Techlog*, Petrel*, VISAGE*

Создание Модели Механических Свойств (ММС)

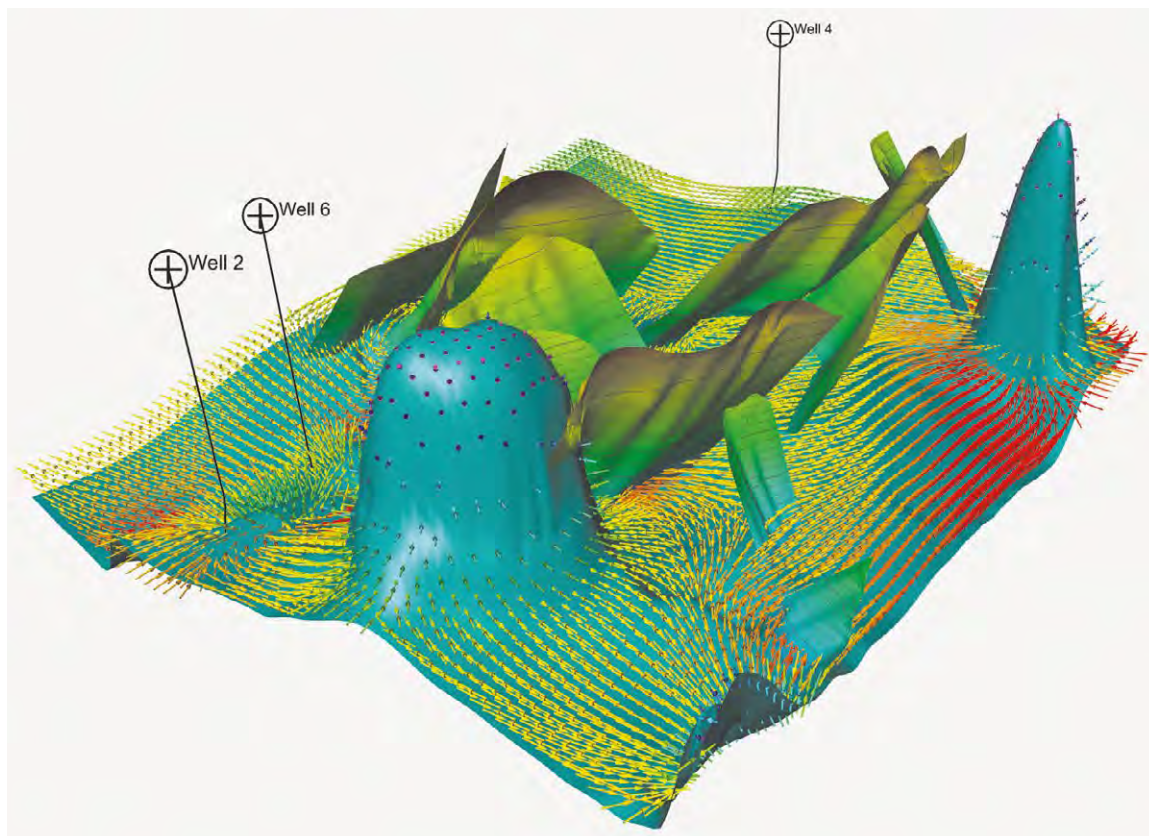
Геологическая среда по своей природе чаще анизотропна и гетерогенна, чем изотропна и гомогенна. Неучёт вертикальной анизотропии (VTI) глинистых пород может явиться причиной серьезных осложнений в процессе строительства скважин, поэтому, наряду с изотропной ММС, необходим расчет анизотропной ММС, учитывающей различия упругих свойств в зависимости от приложенной нагрузки, а также ее влияние на магнитуды напряжений, что, в свою очередь, позволяет существенно снизить риски при строительстве скважины. Оценка текстурной (VTI) анизотропии в горизонтальных скважинах возможна по данным приборов кросс-дипольного АКШ, а в вертикальных скважинах требует наличия данных Sonic Scanner* или ThruBit Dipole Sonic*.

При наличии ММС, следующими шагами могут быть: расчет устойчивости ствола скважины, планирование многостадийного ГРП, оценка риска выноса твердой фазы (пескопроявления) и др. Существует возможность интегрирования 3D ММС с гидродинамической моделью для 4D геомеханического моделирования с целью учета влияния процесса разработки месторождения на напряженно-деформированное состояние пород, а именно, для оценки устойчивости стволов скважин/заканчивания, риска пескопроявлений, необратимых нарушений целостности пласта и оттока нагнетаемой воды за его пределы, изменений фильтрационно-емкостных свойств пласта, а также влияния на окружающую среду, например, в виде проседания или наведенной сейсмической активности пород.

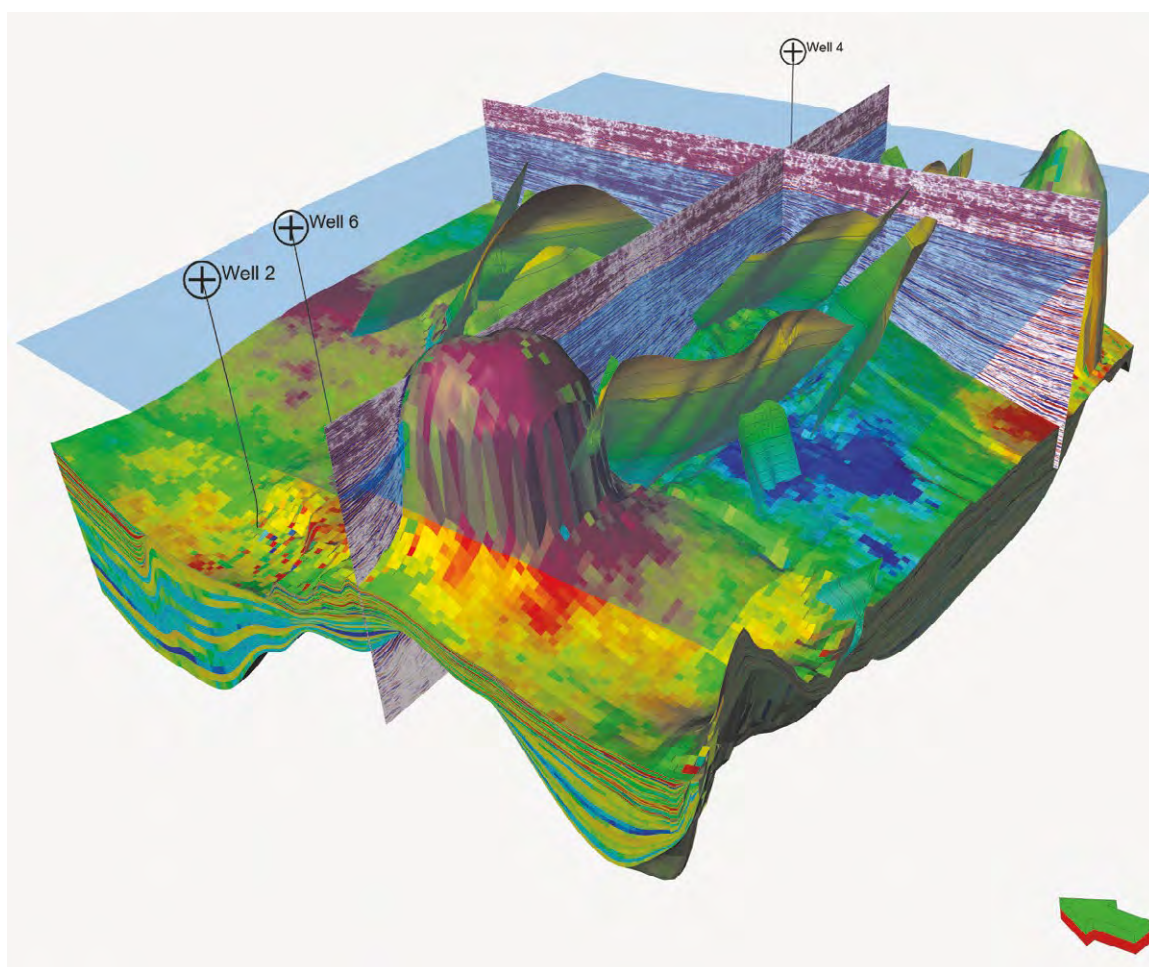


Последовательный процесс создания ММС

Создание Модели Механических Свойств (ММС)



Поле напряжений в районе разломов и соляных куполов [38]



Сейсмические данные, разломы, соляные купола и распределение геомеханических свойств в проекте Petrel* Reservoir Geomechanics [38]

Информация о напряжениях, воздействующих на горные породы, и их механические свойства являются входными данными для моделей разрушения пород, необходимых при планировании бурения скважин, заканчивания, стимуляции и разработки.

Горное давление (вертикальное напряжение) достаточно надежно оценивается по интегральной плотности вышележащих пород. В то же время количественная оценка величин горизонтальных напряжений связана со значительными сложностями. И если минимальное горизонтальное напряжение можно измерить при стресс-тестах (микро-ГРП), то количественное измерение максимального напряжения в настоящее время невозможно.

В то же время данные акустических исследований прибором Sonic Scanner позволяют анализировать напряженное состояние пород и получать количественные оценки напряжений в чувствительных к напряжениям породах. Таковыми обычно являются терригенные коллекторы с достаточно высокой пористостью и низкой глинистостью. При значительной разнице напряжений в таких породах наблюдается анизотропия скоростей. Анализ анизотропии в вертикальных скважинах в этом случае позволяет определить направление максимального горизонтального напряжения, что является важной информацией для планирования гидроразрыва пластов.

Возможность количественной оценки величин напряжений основана на зависимости скоростей упругих волн в таких чувствительных горных породах от величины эффективного напряжения. При этом анализируются результаты радиального профилирования – изменения скоростей поперечных волн по мере удаления от стенки скважины – в трех ортогональных плоскостях. Если принять, что наблюдаемые изменения скоростей в прискважинной зоне относительно неизменной части пласта обусловлены исключительно перераспределением напряжений в прискважинной области, можно построить систему уравнений, решениями которой являются величины напряжений в неизменной части пласта. Полученная информация используется в дальнейшем для построения калиброванного профиля напряжений в Модели Механических Свойств.

Результаты:

- Количественная оценка горизонтальных напряжений в чувствительных к напряжениям породах

Преимущества:

- Возможность количественно оценить значение не только минимального, но и максимального горизонтального напряжения

Входные данные:

- Волновые картины Sonic Scanner
- Результаты оценки интервальных времен и анализа анизотропии
- Плотностной каротаж ГГКп
- Информация о поровом давлении
- Профилеметрия скважины
- Инклинометрия скважины
- Микроимиджи (опционально)

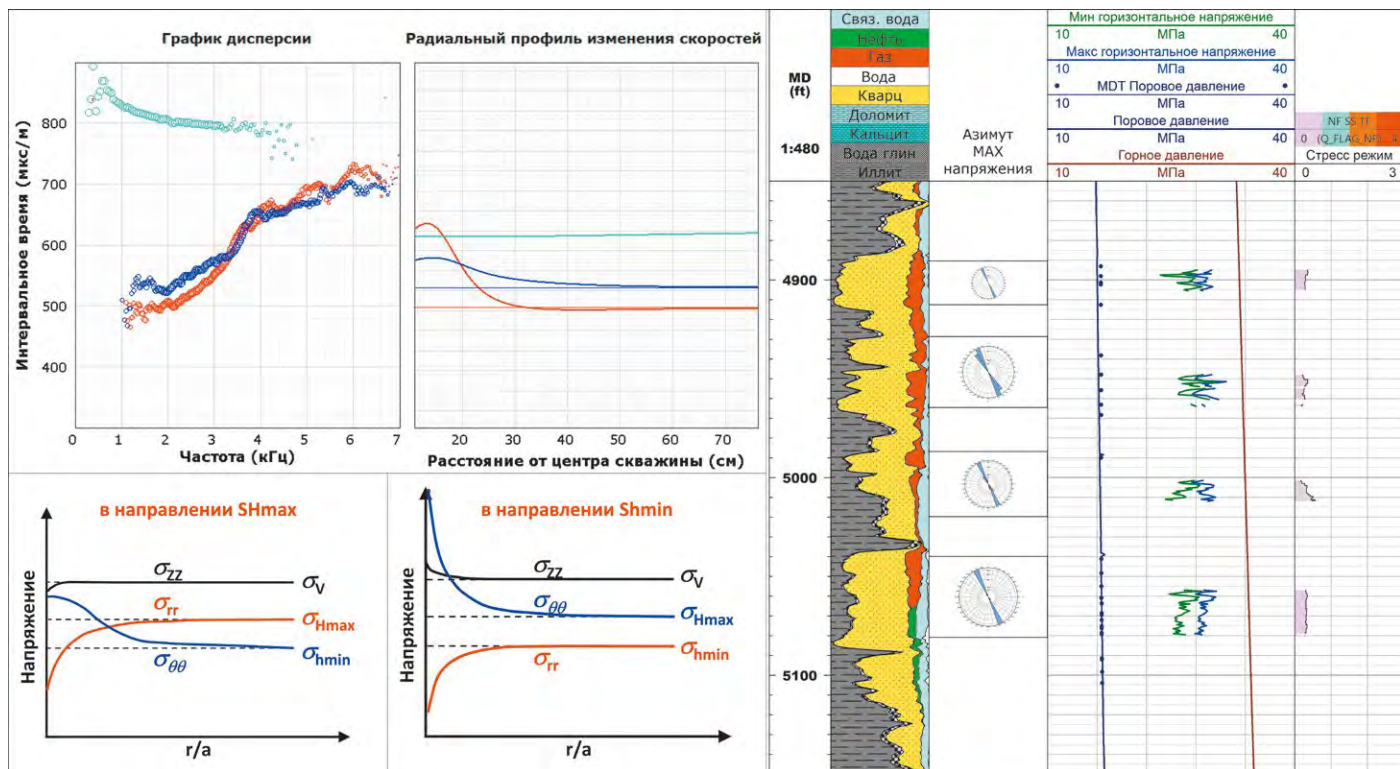
Аппаратура:

- Sonic Scanner

Программное обеспечение:

- Techlog*

Оценка горизонтальных напряжений по данным Sonic Scanner*



Анализ радиальных изменений скорости S-волны в трех плоскостях позволяет количественно оценить величины горизонтальных тектонических напряжений

Анализ напряжений в массиве горной породы по данным имиджеров основывается, в большей степени, на изучении пространственного положения техногенных трещин, вывалов и, в меньшей степени, на изучении элементов залегания естественных трещин, микроразломов и разломов. Под техногенными трещинами следует понимать трещины, образовавшиеся в процессе бурения в интервалах со значительным преобладанием давления в скважине (давления столба промывочной жидкости) над пластовым давлением (рскв>>рпл). На имиджах имеют вид узких симметричных вертикальных полос (трещины растяжения) или вид фрагментарных наклонных штрихов строго выдержанного направления (эшелонные трещины или трещины сдвига). В то время как вывалы – это разрушения стенки скважины, образовавшиеся в процессе бурения в интервалах со значительным преобладанием пластового давления над давлением в скважине (давлением столба промывочной жидкости) (рпл>>рскв). На имиджах определяются как вертикальные полосы различной ширины.

Учитывая геомеханические причины образования техногенных трещин и вывалов, по их взаиморасположению при разных углах наклона скважины становится возможным расчет направления минимального горизонтального напряжения (σ_h) и геометрического фактора тензора напряжений (Q), на основании которых определяется вид деформации массива горной породы. Оценки пространственного положения техногенных трещин и вывалов при разных углах наклона скважины определяют необходимость использования данных как минимум одной вертикальной и двух наклонных скважин. Следует отметить, что для определения только направления максимального и минимального горизонтальных напряжений достаточно данных из вертикальной скважины.

Результаты:

- Азимуты максимального и минимального горизонтальных напряжений
- Относительное значение вертикального напряжения: максимальное, среднее или минимальное
- Построение эллипсоида напряжений (эллипсоида Ламе) – геометрической формы тензора напряжений
- Определение вида деформации (растяжение, сжатие, сдвиг)

Преимущества:

- Возможность оценки устойчивости ствола скважины по отношению к углу и азимуту падения скважины
- Возможность оценки рисков вывалообразования по отношению к углу и азимуту падения скважины
- Возможность оценки рисков потери бурового раствора (потери циркуляции) по отношению к углу и азимуту падения скважины
- Возможность локализации зон эффективной трещиноватости
- Интегрирование результатов в моделирование механических свойств

Входные данные:

- Результаты трассирования техногенных трещин, вывалов, естественных трещин, микроразломов, разломов
- Отношение амплитуды вертикального к минимальному горизонтальному напряжению
- Инклинометрия скважины

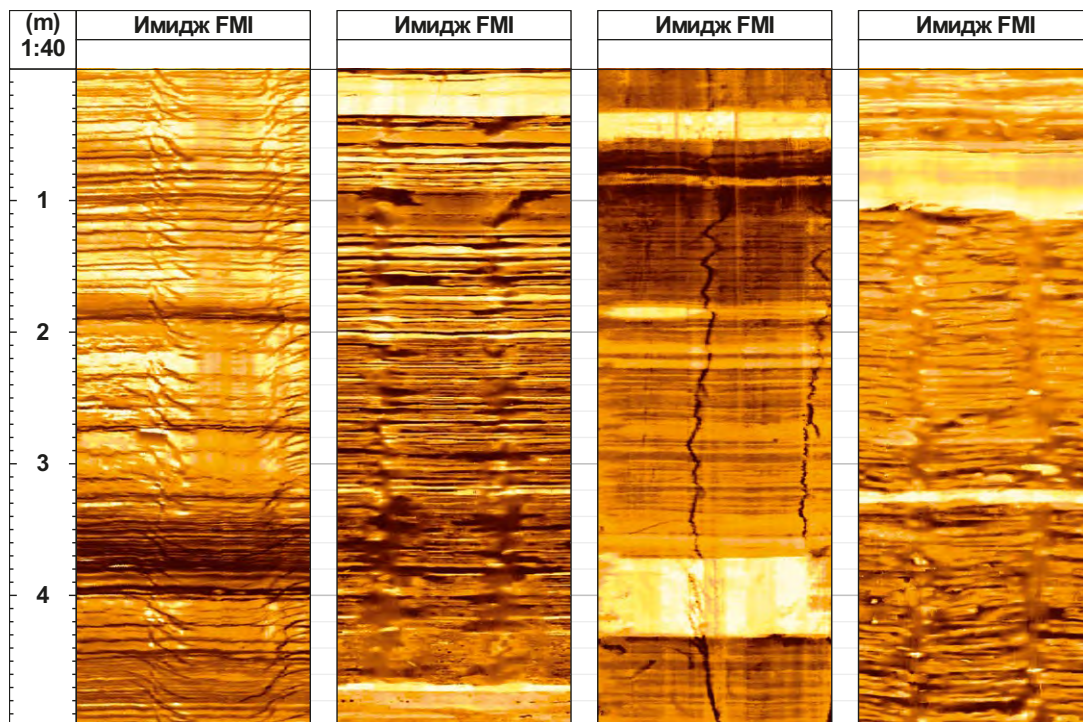
Аппаратура:

- При ГИС на кабеле FMI*, FMI-HD*, FMS, UBI*, OBMI*, DOBMI, Quanta Geo*, либо аппаратура с аналогичным набором измерений
- При ГИС во время бурения adnVISION*, EcoScope*, geoVISION*, MicroScope*, MicroScopeHD*, либо аппаратура с аналогичным набором измерений

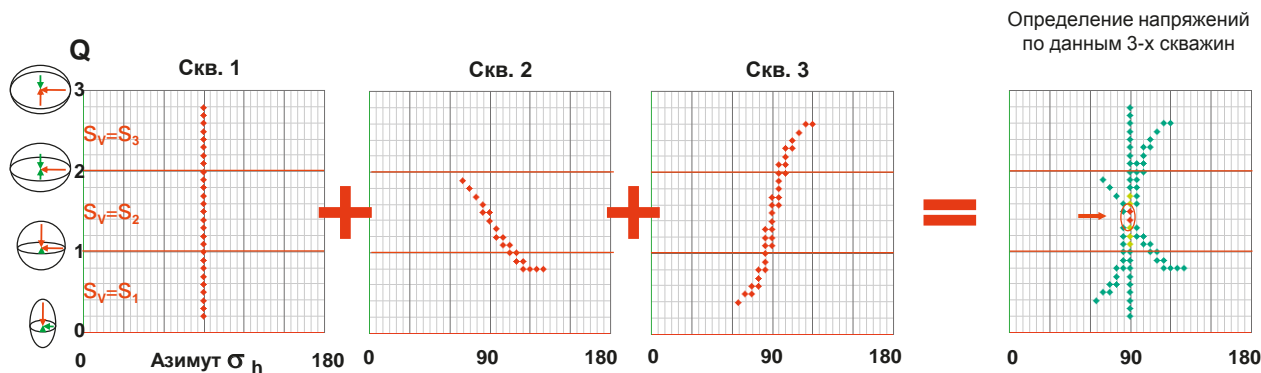
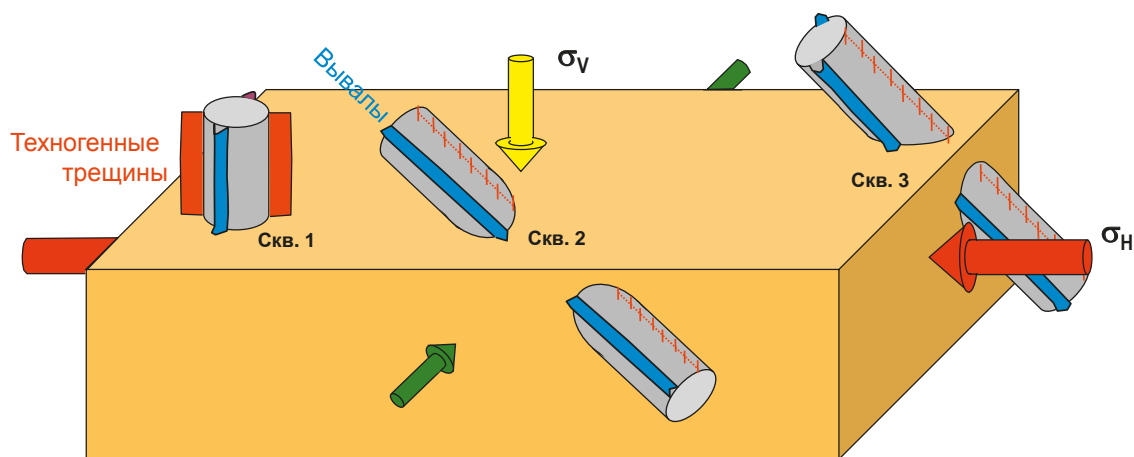
Программное обеспечение:

- Techlog*

Анализ напряжений в массиве горной породы по данным имиджеров



Примеры техногенных трещин и вывалов, выделяемых по имиджам



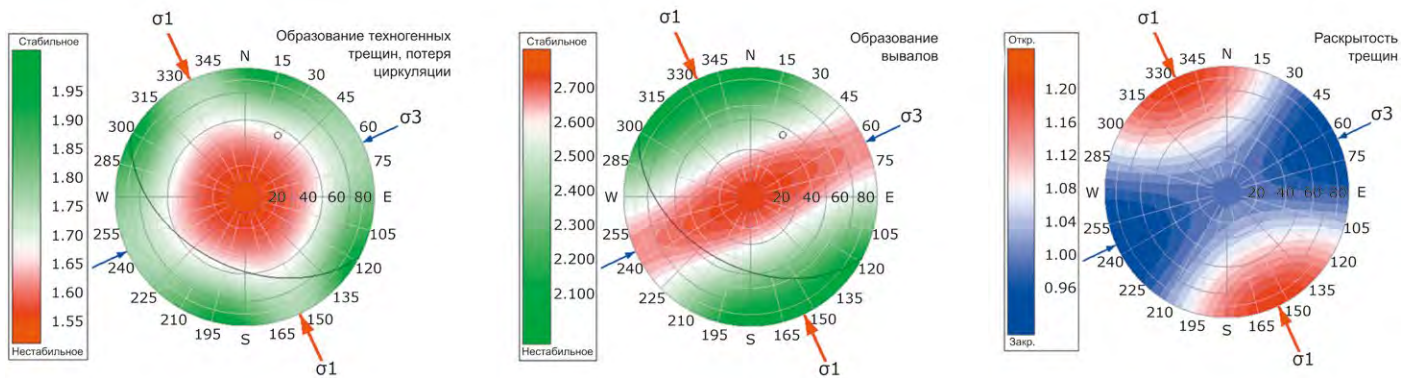
Определение напряжений по данным 3-х скважин

Определение минимального горизонтального напряжения и относительной величины вертикального напряжения [45]

Анализ напряжений в массиве горной породы по данным имиджеров

Понимание направлений горизонтальных напряжений наряду с выделением максимального, среднего и минимального напряжений обеспечивает возможность определения оптимального угла наклона скважины с точки зрения устойчивости

стенок скважины, минимизации рисков образования вывалов и техногенных трещин, оптимизации схемы расположения нагнетательных и добывающих скважин, выбора направления перфорации.



Стереогаммы оценки рисков вывалообразования, техногенных трещин и раскрытости трещин на основе анализа напряжений по данным скважинных имиджеров (слева направо)

Прогноз пластового давления и градиента гидроразрыва пласта

При наличии зон АВПД возникает необходимость в увеличении плотности бурового раствора для создания противодействия на пласт и недопущения риска ГНВП. Ввиду геологической расчлененности месторождений, структурной и стратиграфической неопределенностей поровое/пластовое давление может существенно отличаться для различных участков месторождения, в связи с чем прогноз пластового давления в проницаемом пласте сводится к прогнозу порового давления в располагающихся над ним глинистых флюидоупорах.

В основе прогноза лежит тренд нормального литологического уплотнения горных пород (изменения пористости) с глубиной, отклонение от которого (разуплотнение) характеризуется превышением давления флюида в поровом пространстве над гидростатическим давлением. Количественная оценка пористости глин является крайне трудоемкой задачей, в связи с чем используется интервальное время пробега акустической волны или удельное электрическое сопротивление. Прогноз давления осуществляется различными методами: Итона, Бауэрс, Халбрука и др.

Прогноз градиента гидроразрыва пласта необходим для расчета максимально допустимой эквивалентной циркуляционной плотности (ЭЦП) при бурении и цементировании, что особенно актуально для протяженных скважин и секций малого диаметра. Прогноз градиента гидроразрыва основан на построении 1D предбуровой модели на скважину, либо 3D геомеханической модели участка месторождения.

Результатом прогноза пластового давления и градиента гидроразрыва являются заблаговременная оптимизация плотности бурового раствора, позволяющая исключить нежелательный приток пластового флюида в скважину, а также контроль ЭЦП при бурении, не допускающий гидроразрыва пласта и поглощения бурового раствора. Данный сервис возможен как на этапе предбурового планирования скважины (предбуровое геомеханическое 1D или 3D моделирование), так и совместно с построением и обновлением геомеханической модели в реальном времени ([см. «Геомеханическое сопровождение бурения скважины»](#)).

Результаты:

- Поровое и пластовое давления
- Градиент гидроразрыва
- Рекомендации по оптимальной плотности и максимально допустимой эквивалентной циркуляционной плотности (ЭЦП) бурового раствора
- Рекомендации по оптимизации конструкции скважины
- Рекомендации по безопасным процедурам бурения и СПО скважины

Преимущества:

- Предотвращение риска ГНВП при бурении и СПО
- Предотвращение риска нежелательного гидроразрыва пласта и потери бурового раствора при бурении

Входные данные:

- Интерпретированные данные АК (продольная и поперечная акустические волны)
- Интерпретированные данные каротажа УЭС
- Сейсмические данные – кубы интервальных скоростей, плотности, акустического импеданса, разломы
- Результаты испытаний, данные ГДК на кабеле/при бурении
- При наличии: тестирование керна на механические свойства, буровые события
- При наличии: результаты гидравлических испытаний приращенной зоны
 - Опрессовка приращенной зоны (FIT)
 - Тест на утечку бурового раствора (LOT)
 - Расширенный тест на утечку бурового раствора (XLOT)

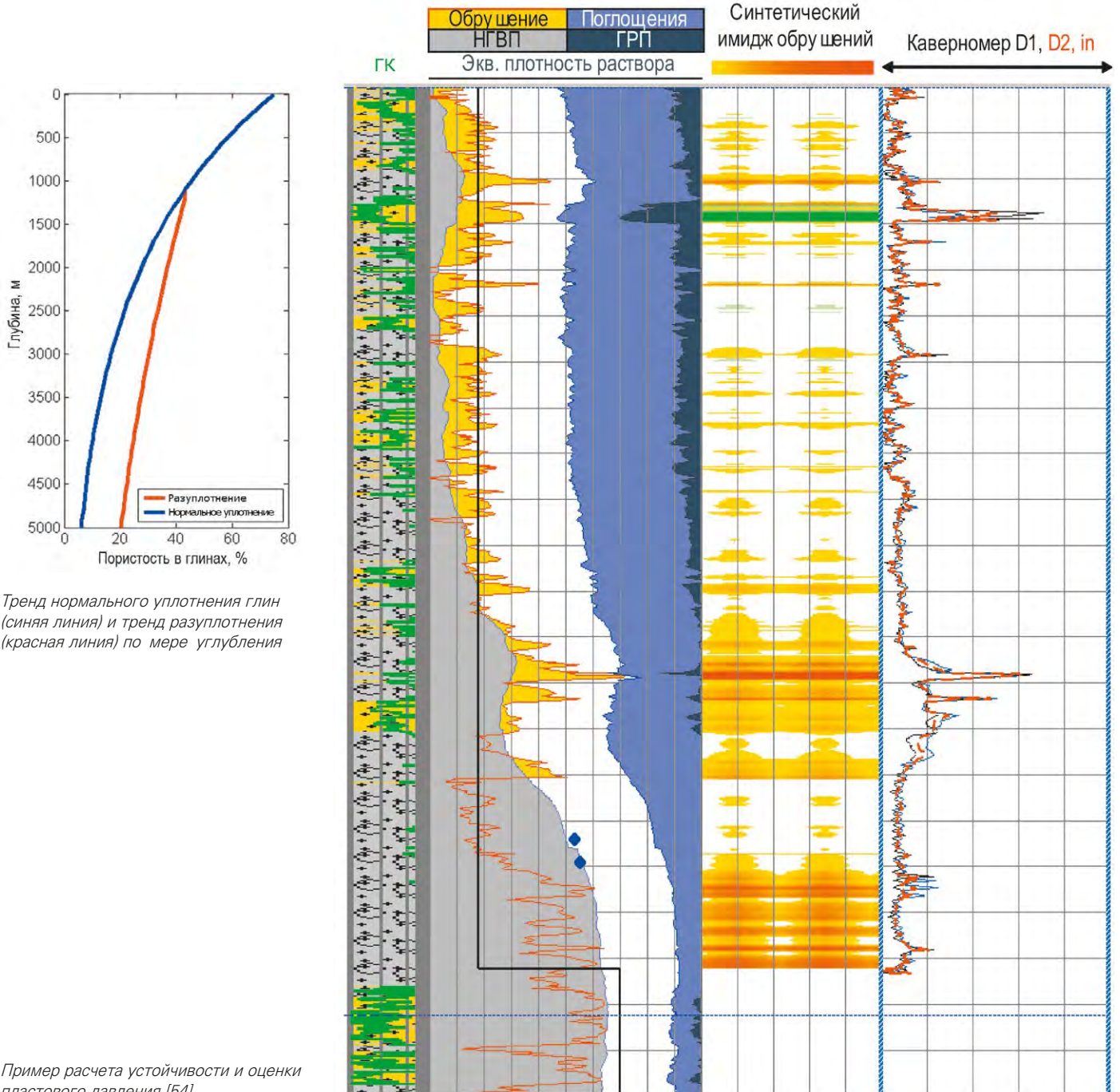
Аппаратура:

- При ГИС во время бурения: акустический каротаж SonicVISION*/SonicScope*, удельное электрическое сопротивление arcVISION*/EcoScope*/ImPulse*
- При ГИС на кабеле: акустический каротаж Sonic Scanner*/DSI*, удельное электрическое сопротивление AIT*/HRLA*, либо комплекс аппаратуры с аналогичным набором измерений

Программное обеспечение:

- Techlog*, Petrel*

Сводный график градиентов давлений



Тренд нормального уплотнения глин (синяя линия) и тренд разуплотнения (красная линия) по мере углубления

Пример расчета устойчивости и оценки пластового давления [54]

Расчет устойчивости ствола скважины производится на основании 1D или 3D модели механических свойств. После выгрузки данных ММС на траекторию скважины производится расчет устойчивости ствола скважины, при котором в каждой точке стенки по всей окружности ствола и вдоль всей траектории скважины рассчитываются напряжения, действующие на породу и проверяется выполнимость того или иного критерия разрушения (Мора-Кулона, Моги-Кулона, Ладэ и т.д.). Основным результатом расчета устойчивости являются непрерывные профили градиента порового давления, градиента давления обрушения стенок ствола скважины, градиента давления начала поглощения бурового раствора (БР), градиента давления гидроразрыва пласта вдоль траектории скважины.

Сходимость расчета калибруется и проверяется на соседних скважинах (в случае их наличия) по фактическим событиям: обрушениям стенок ствола (по данным кавернометрии и/или скважинным имиджам), затыжкам/посадкам бурового инструмента, прихватам КНБК, закупоркам, случаям появления обвального шлама, случаям поглощения бурового раствора, случаям ГНВП.

Существует два подхода при расчете устойчивости ствола: 1D и 3D. В случае 1D расчет производится заново для каждой конкретной траектории скважины. Наличие 3D геомеханической модели позволяет сделать расчет устойчивости для любой возможной траектории, находящейся в пределах сектора геомеханического моделирования, что существенно экономит время и позволяет провести комплексную оптимизацию всех планируемых траекторий и заложить надежный фундамент безаварийного бурения.

На основании расчета устойчивости производится подбор оптимальной плотности бурового раствора и максимально допустимой эквивалентной циркуляционной плотности (ЭЦП) бурового раствора, для предотвращения обрушений стенок ствола скважины и ГНВП, с одной стороны, и предотвращения поглощений бурового раствора и гидроразрыва пласта, с другой (обрушения происходят при снижении статической плотности БР ниже градиента обрушений; поглощения БР могут происходить, когда ЭЦП превышает градиент начала поглощений – происходит раскрытие естественных трещин или ранее созданных техногенных трещин, в случае их наличия; в случае, когда ЭЦП превышает градиент гидроразрыва, происходит создание новых трещин, что, как правило, приводит к неконтролируемым поглощениям БР и потере циркуляции). Также определяется чувствительность устойчивости стенок скважины к перепаду давления на забое и изменению траектории скважины. На основании расчета выдаются рекомендации относительно траектории и конструкции скважины с точки зрения устойчивости ствола. Помимо этого, подготавливается карта управления рисками (DrillMAP), которая представляет собой прогноз и описание рисков, связанных с устойчивостью ствола скважины, для любой глубины вдоль траектории скважины и включает в себя рекомендации по безопасным процедурам бурения и СПО с точки зрения устойчивости стенок ствола скважины и рекомендации по разработке технологических решений при возникновении геологических осложнений.

Результаты:

- Безопасное окно бурового раствора:
 - Градиент порового давления
 - Градиент давления обрушения стенок ствола скважины
 - Градиент давления начала поглощения бурового раствора
 - Градиент давления гидроразрыва пласта
- Определение чувствительности устойчивости стенок скважины к перепаду давления на забое, изменению траектории (азимута и зенитного угла)
- Рекомендации по оптимальной плотности и максимально допустимой эквивалентной циркуляционной плотности (ЭЦП) бурового раствора
- Рекомендации по оптимальной конструкции и траектории скважины
- Рекомендации по безопасным процедурам бурения и спуско-подъемным операциям (СПО) с точки зрения устойчивости стенок ствола скважины
- Рекомендации по разработке технологических решений при возникновении геологических осложнений
- Карта управления рисками DrillMAP*

Преимущества:

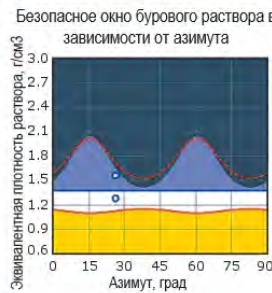
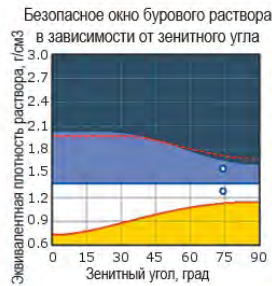
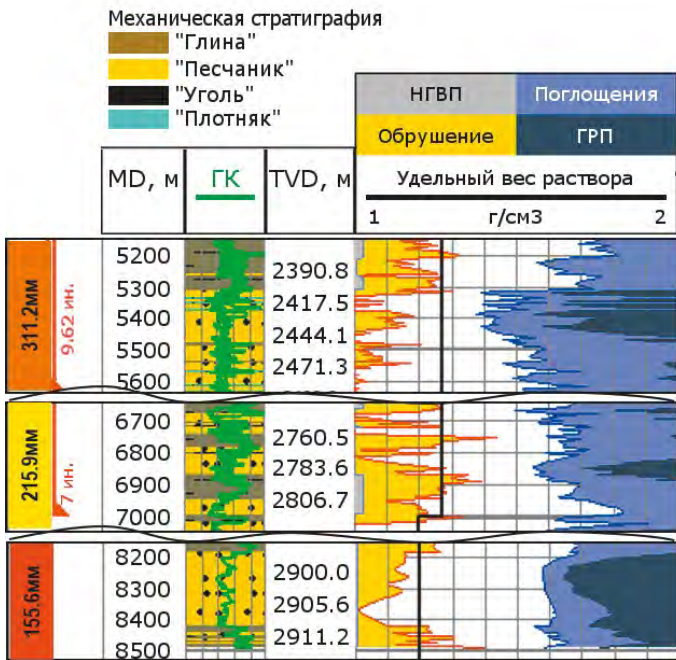
- Подбор оптимальной плотности бурового раствора, а также возможность оптимизации траектории и конструкции скважины до начала бурения для снижения рисков, связанных с устойчивостью ствола
- Улучшение состояния ствола скважины, успешные ГИС и цементаж

Входные данные:

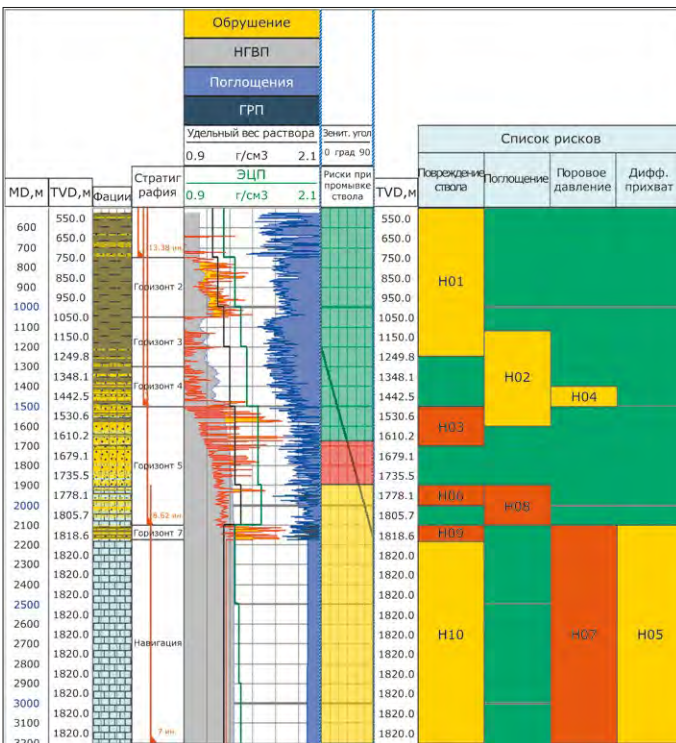
- 1D/3D Модель механических свойств (ММС)
- Траектория, координаты устья и конструкция скважины
- Кавернометрия
- Результаты гидравлических испытаний приконтурной зоны (FIT, LOT, XLOT)
- Данные буровой механики
- Отчеты по бурению
- Данные скважинных имиджей

Программное обеспечение:

- Techlog*, Petrel*



Пример предбурового расчета устойчивости ствола скважины [55]



Карта управления рисками DrillMAP

Номер	MD, м	TVD, м	Описание	Действие
H01	500-1250	500-1249.8	Бурение неустойчивых пород. Обрушения ствола скважины.	Контроль вибрации и обеспечение очистки ствола скважины, мониторинг СПО
H02	1120-1600	1120-1572.8	Трещиноватый конгломерат с частичным поглощением бурового раствора.	Контроль ЭЦП и скоростей бурения/СПО. Следование рекомендациям инженера по буровым растворам
H04	1400-1500	1396.6-1488.4	Поступление газа в скважину	Контроль скоростей СПО и изменений ЭЦП
H03	1500-1700	1488.4-1647.5	Переслаивание глин и песчаников	Мониторинг ствола скважины в интервале переслаивающихся песчаников и неустойчивых глин. Уступы и размывы ствола.
H06	1900-2000	1760.5-1795.8	Нестабильный ствол при больших зенитных углах скважины.	Следование рекомендациями касательно плотности бурового раствора. Мониторинг ЭЦП и очистка ствола для предотвращения его закупорки
H08	1900-2000	1760.5-1815.6	Поглощения промывочной жидкости	Мониторинг и контроль ЭЦП и скоростей СПО
H09	2100-2180	1815.6-1820	Бурение неустойчивых пород при большом зенитном угле	Контроль вибрации и обеспечение очистки ствола скважины, мониторинг СПО и проработка
H07	2100-3200	1815.6-1820	Поступление газа в скважину	Контроль скоростей СПО и изменений ЭЦП
H05	2100-3200	1815.6-1820	Дифференциальный прихват бурового инструмента	Минимизация времени без движения бурового инструмента. Следование рекомендациям инженера по буровым растворам касательно фракционного состава кальманта для образования корки достаточной толщины
H10	2180-3200	1820-1820	Бурение неустойчивых пород при большом зенитном угле	Контроль вибрации и обеспечение очистки ствола скважины, мониторинг СПО и проработка

Детальное моделирование околоскважинного пространства позволяет производить расчеты упругих деформаций без учета или с учетом ослабленных зон (поверхностей напластования, зон трещиноватости), а также рассчитывать пластические деформации породы в прискважинной зоне с оценкой глубины разрушения ствола. Данный подход позволяет учитывать влияние изменения пластового давления в ходе разработки месторождения на стабильность ствола посредством интеграции 3D ММС различного временного шага (необходимы данные гидродинамического моделирования). Также в ходе моделирования возможно учесть разломы и анизотропию механических свойств горных пород (например, VTI анизотропию, связанную со слоистостью горных пород). Учет ослабленных зон при расчете производится посредством учета анизотропии прочностных свойств, ассоциированной с зонами трещиноватости или поверхностями напластования. Для проведения расчета с учетом ОЗ задаются механические свойства ОЗ (такие как: коэффициент сцепления, прочность на разрыв, угол внутреннего трения, угол дилатансии, начальное открытие) и ориентация ослабленных зон (по результатам анализа имиджей и 3D геомеханического моделирования).

На первом этапе детального околоскважинного моделирования создается детализированная сетка высокого разрешения вдоль траектории скважины. Далее производится присвоение упруго-прочностных свойств, давлений и напряжений в детальной модели околоскважинного пространства из 1D или 3D ММС (на данном этапе происходит учет пластичности или упругой изотропности/анизотропности пород). После присвоения свойств производится расчет концентрации напряжений в околоскважинном пространстве методом конечных элементов, рассчитываются радиальное, осевое и касательное напряжения, действующие на породу в каждой ячейке сетки. Для каждой ячейки проверяется выполнимость того или иного критерия разрушения (Мора-Кулона и т.д.). Основным результатом моделирования являются значения деформации породы в каждой ячейке околоскважинной сетки.

Сходимость расчета калибруется и проверяется на соседних скважинах (в случае их наличия) по фактическим событиям: обрушениям стенок ствола (по данным кавернометрии и/или скважинным имиджам), затыжкам/посадкам бурового инструмента, прихватам КНБК, закупоркам, случаям появления обвального шлама, случаям поглощения бурового раствора, случаям ГНВП. На основании детального моделирования околоскважинного пространства производится подбор оптимальной плотности бурового раствора и максимально допустимой эквивалентной циркуляционной плотности (ЭЦП) бурового раствора, для предотвращения обрушений стенок ствола скважины (классических вывалов), сдвиговых деформаций вдоль ослабленных зон и ГНВП с одной стороны и предотвращения поглощений бурового раствора и гидроразрыва пласта, с другой стороны. Помимо определения глубины разрушения ствола, также определяется чувствительность устойчивости стенок скважины к перепаду давления на забое и изменению траектории скважины. На основании расчета выдаются рекомендации относительно траектории и конструкции скважины с точки зрения устойчивости ствола.

Результаты:

- Концентрация напряжений в околоскважинном пространстве
- Деформация породы в околоскважинном пространстве
- Градиент давления обрушения стенок ствола скважины с учетом ослабленных зон (поверхностей напластования, зон трещиноватости)
- Градиент давления начала поглощения бурового раствора с учетом ослабленных зон (ОЗ)
- Градиент давления гидроразрыва пласта с учетом ОЗ
- Определение чувствительности устойчивости стенок скважины к перепаду давления на забое, изменению траектории (азимута и зенитного угла)
- Рекомендации по оптимальной плотности и максимально допустимой эквивалентной циркуляционной плотности (ЭЦП) бурового раствора
- Рекомендации по оптимальной конструкции и траектории скважины
- Трехмерная визуализация

Преимущества:

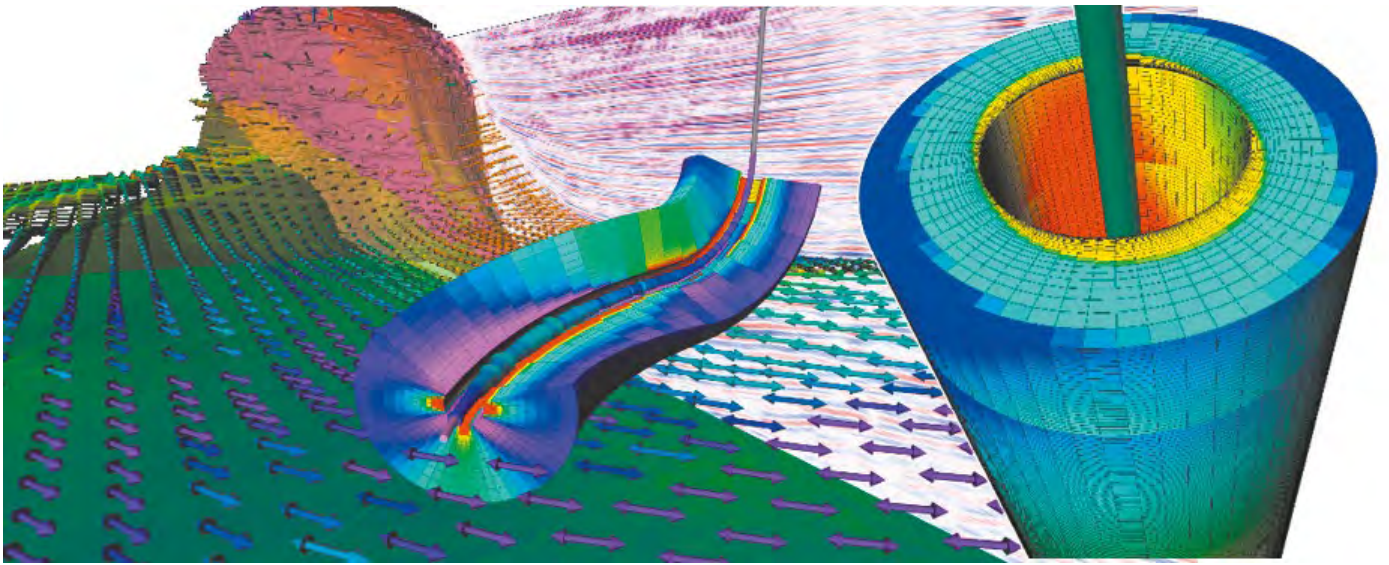
- Учет временного фактора/влияния изменения пластового давления в ходе разработки месторождения на стабильность ствола
- Учет пластических деформаций/расчет глубины обрушений
- Учет анизотропии механических свойств горных пород
- Учет ослабленных зон (поверхностей напластования, зон трещиноватости)
- Учет разломов
- Подбор оптимальной плотности бурового раствора, а также возможность оптимизации траектории и конструкции скважины до начала бурения для снижения рисков, связанных с устойчивостью ствола скважины, с учетом ОЗ

Входные данные:

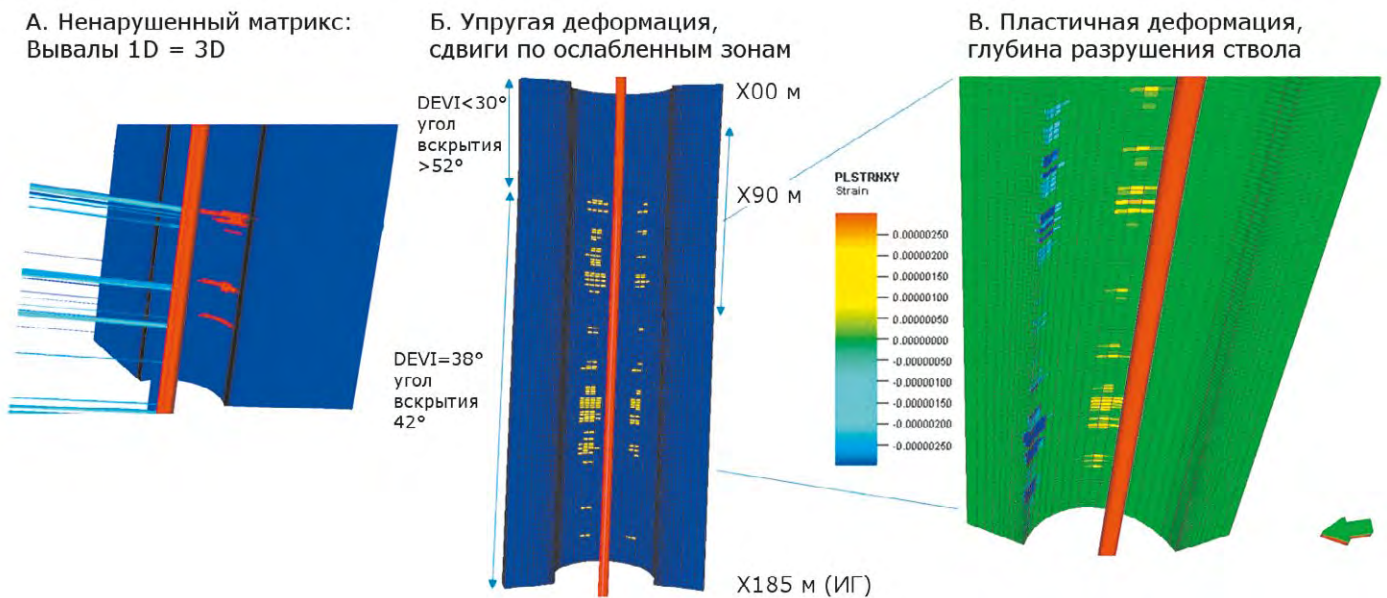
- 1D/3D Модель механических свойств (ММС)
- Гидродинамическая модель
- Траектория, координаты устья и конструкция скважины
- Ориентация и механические свойства ОЗ: поверхностей напластования, зон трещиноватости
- Кавернометрия
- Данные гидравлических испытаний прибашмачной зоны (FIT, LOT, XLOT)
- Данные буровой механики
- Отчеты по бурению
- Данные скважинных имиджей

Программное обеспечение:

- Petrel*



Результат расчета концентрации напряжений методом конечных элементов



Результаты выполнения детального моделирования околоскважинного пространства [60]

Геомеханическое сопровождение бурения является дополнительным видом сервиса и выполняется специалистами Группы Геомеханического Моделирования на скважинах, бурение и строительство которых ведется с привлечением подразделения Шлюмберже «Бурение и Измерения».

В зависимости от задач работы и требований Заказчика сопровождение может проводиться в удалённом режиме из офиса Исполнителя, или из офиса Заказчика.

В процессе сопровождения выполняется анализ параметров бурения, проверка и калибровка 1D модели механических свойств (ММС) и обновление расчета устойчивости в режиме реального времени, с учетом данных бурения и результатов геофизических исследований в скважине. В процессе геомеханического сопровождения бурения выполняется следующее:

- Мониторинг и анализ данных буровой механики и процедур бурения, бурового шлама
- Обновление модели устойчивости ствола скважины в режиме реального времени на основании поступающих данных
- Определение интервалов возможных рисков с точки зрения устойчивости стенок, рекомендации по минимизации рисков
- Расчет и мониторинг пределов колебаний затрубного давления
- Рекомендации по безопасным процедурам СПО с точки зрения устойчивости стенок
- Рекомендации по разработке технологических решений при возникновении геологических осложнений
- Участие в проведении тестов на приемистость (LOT/ELOT и FTI)
- Подготовка ежедневных отчетов с анализом изменений и прогнозом по бурению следующих интервалов
- Участие в производственных совещаниях по строительству скважины

Результаты услуг по геомеханическому сопровождению бурения включаются в ежедневные отчеты по геомеханике и предоставляются Заказчику по утвержденному списку рассылки и согласованному времени.

В зависимости от имеющихся данных и конкретных задач работы, по согласованию между Заказчиком и Исполнителем, сопровождение может выполняться в режиме 24/7 силами 2-х инженеров-геомехаников.

Результаты:

- Обновление и уточнение расчетов безопасного окна бурового раствора в процессе бурения
 - Расчет минимальной депрессии для предотвращения сдвиговых разрушений стенки скважины (осыпание стенок) и ГНВП
 - Расчет максимального давления на забое для предотвращения гидроразрыва пласта и поглощений бурового раствора
- Определение интервалов возможных рисков с точки зрения устойчивости стенок, рекомендации по минимизации рисков
- Контроль состояния стенок скважины на основании всего спектра данных, получаемых в реальное время
- Рекомендации по оптимальной плотности и максимально допустимой эквивалентной циркуляционной плотности (ЭЦП) бурового раствора
- Рекомендации по безопасным процедурам бурения и СПО с точки зрения устойчивости стенок
- Рекомендации по разработке технологических решений при возникновении геологических осложнений

Преимущества:

- Оперативное реагирование в случае изменения геологической ситуации и возникновения осложнений, связанных с устойчивостью стенок скважины
- Оптимизация процесса бурения и СПО на основании обновленных расчетов безопасного окна бурения, анализа данных буровой механики, данных о затрубном давлении, описания шлама и т.д.
- Снижение НПВ вследствие предотвращения и снижения последствий проявления нестабильности стенок скважины, таких как обрушение стенок скважины, ГНВП, поглощения бурового раствора
- Улучшение состояния ствола скважины, успешные ГИС и цементаж

Входные данные:

- 1D, 3D или 4D Модель Механических Свойств (ММС) горных пород, включая тензор напряжений, или главные напряжения и их направление, упругие параметры (модуль Юнга, коэффициент Пуассона), прочностные характеристики и критерий разрушения
- Предбуровой расчет устойчивости стенок скважины на плановую траекторию
- Данные ГИС в реальное время с приборов каротажа во время бурения (ГК, плотность, пористость, акустический каротаж, кавернометрия, инклинометрия и т.д.). Комплекс ГИС в реальное время может меняться в зависимости от условий бурения и конкретных задач
- Данные о затрубном давлении с приборов каротажа во время бурения, данные буровой механики от станции ГТИ, описание шлама

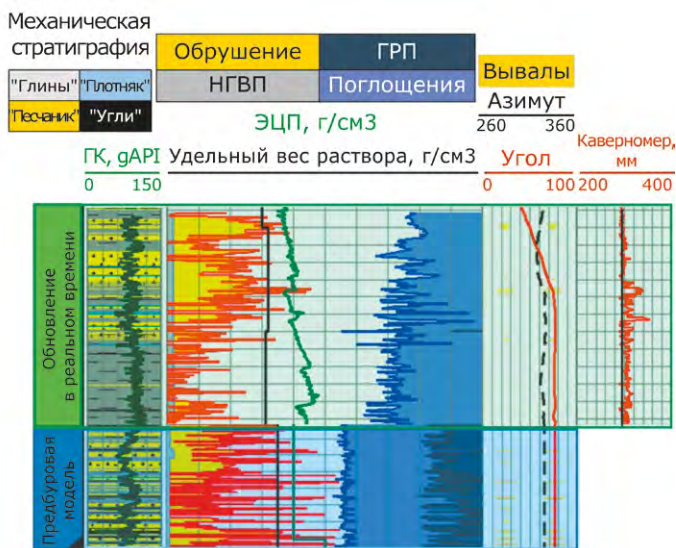
Программное обеспечение:

- Techlog*

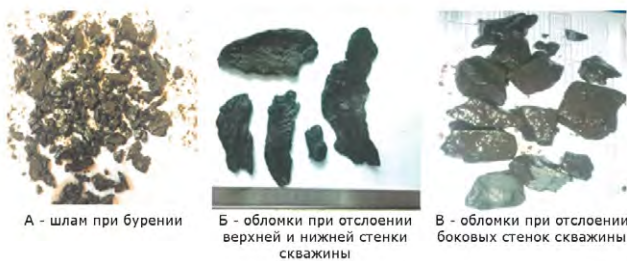
Сопровождение бурения скважин в условиях АВПД (PreVue*)

В условиях наличия значительных неопределенностей пластового давления, целесообразно усиление группы геомеханического сопровождения бурения специалистами по прогнозу порового давления, находящимися непосредственно на объекте проведения работ (PreVue). В таком случае сопровождение осуществляется двумя инженерами PreVue посменно в режиме 24/7 на буровой и инженером-геомехаником, осуществляющим координацию и сопровождение работ в течение рабочего дня в офисе Заказчика.

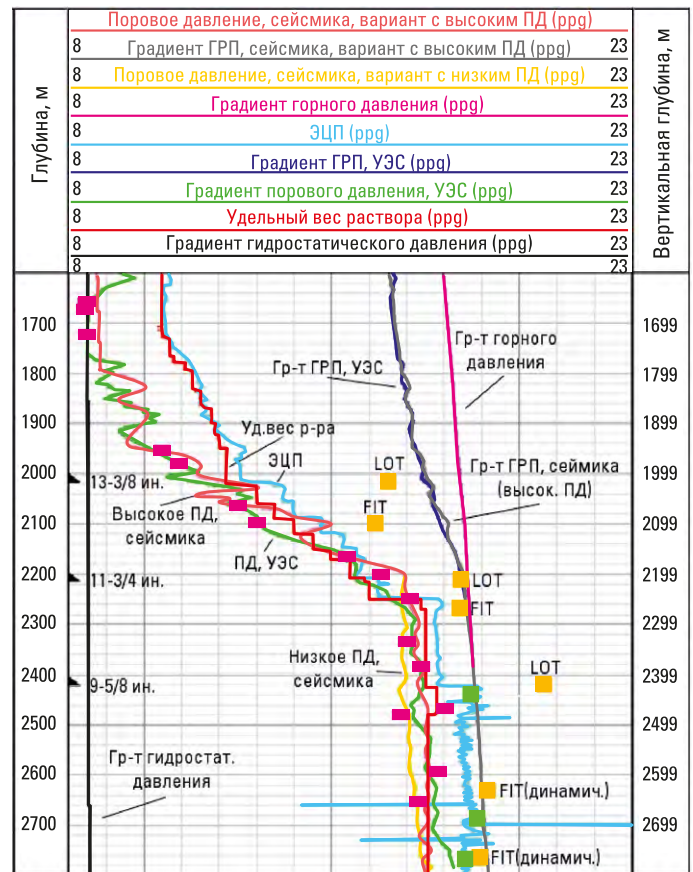
В обязанности инженеров PreVue на буровой входит непрерывный мониторинг и контроль порового давления и состояния ствола во время бурения и СПО, используя данные каротажа в режиме реального времени MWD/LWD, газового каротажа, а также на основании анализа шлама. Также в обязанности входит информирование буровой бригады о текущем поровом давлении, устойчивости ствола скважины, выдача рекомендации по принятию необходимых действий. В начале каждой смены инженеры PreVue проводят краткий инструктаж буровой бригады по текущим и ожидаемым пластовым давлениям, а также рискам проявления нестабильности



Обновление РУСС в режиме реального времени [61]



Пример использования описания шлама для анализа типа разрушения в скважине [57]

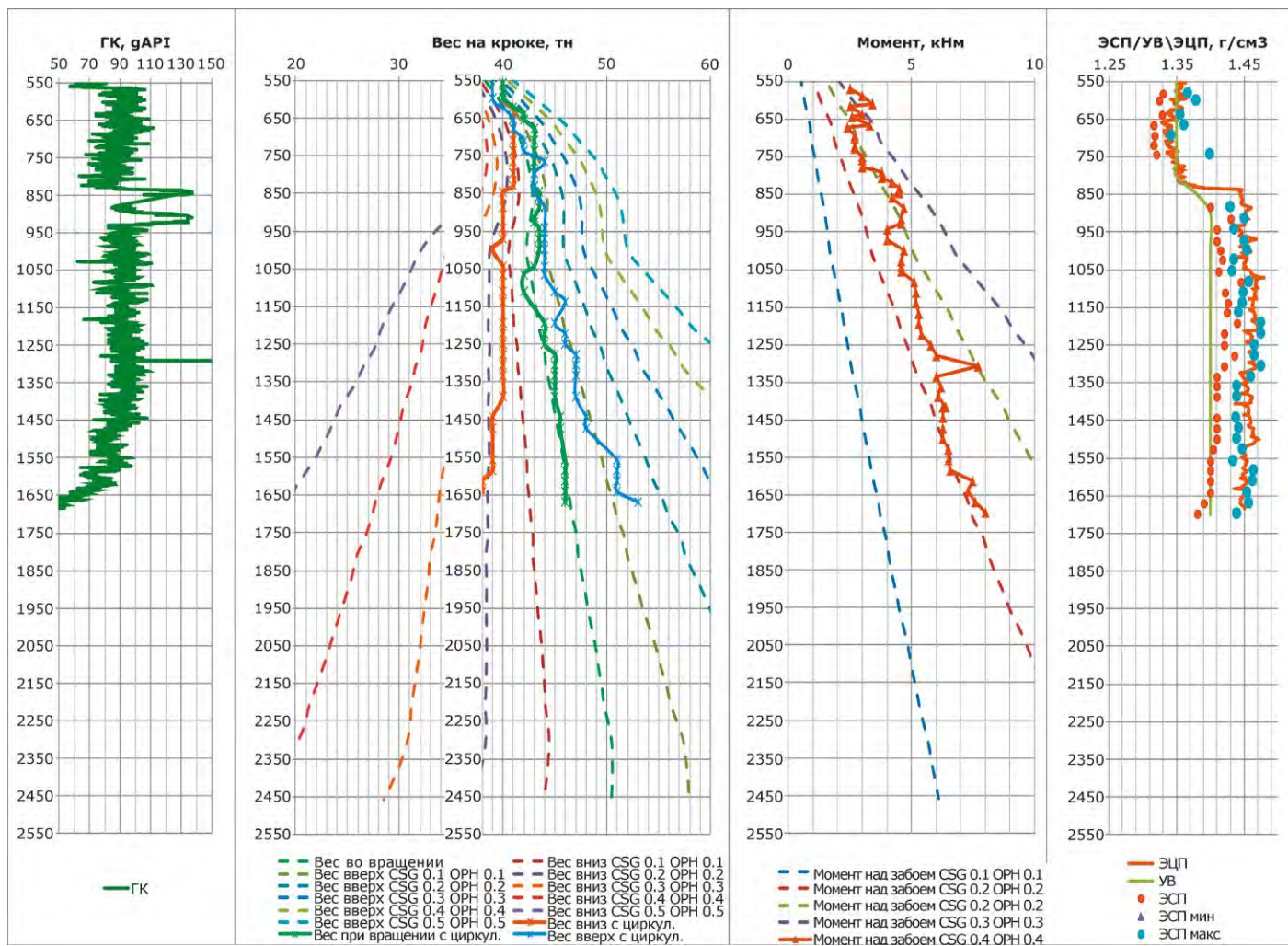


Условные обозначения:

- Тест на утечку бур. р-ра (LOT)/опрессовка прибашмачной зоны (FIT)
- Поглощение бур. р-ра
- Фактические замеры порового давления (MDT*/Stethoscope*)

Пример прогноза и мониторинга порового давления PreVue [36]

Геомеханическое сопровождение бурения скважины



Пример данных буровой механики для оценки состояния ствола [57]

Обновление расчета устойчивости скважины по результатам бурения является дополнительным видом сервиса и выполняется специалистами Группы Геомеханического Моделирования на скважинах, для которых выполнялся предбуровой расчет устойчивости и/или проводилось геомеханическое сопровождение бурения в реальном времени.

В рамках обновления расчетов устойчивости по результатам бурения выполняется сбор всех данных, полученных в процессе строительства скважины, в том числе история бурения, данные ГИС, буровая механика, результаты ГРП (при наличии), результаты испытаний и т.д. На основании полученного комплекса данных обновляются и калибруются 1D Модель Механических Свойств и Расчет Устойчивости Стенок Скважины. Результаты могут быть использованы для обновления реестра рисков, расследования инцидентов при бурении и определения причин осложнений, разработки мероприятий по оптимизации строительства будущих скважин, разработки рекомендаций и мероприятий при бурении в схожих горно-геологических условиях.

Результатами работы являются обновленное безопасное окно бурового раствора, а также отчет, включающий следующие данные:

- Сбор и анализ данных для обновления расчета устойчивости стенок, анализ данных буровой механики
- Обновление расчета устойчивости стенок скважины
- Анализ случаев нестабильности ствола скважины и рекомендации по их уменьшению
- Оценка эффективности применения 1D геомеханической модели расчёта устойчивости стенок скважины и рекомендации по улучшению
- Рекомендации по дальнейшему использованию построенной 1D геомеханической модели для задач планирования бурения и заканчивания скважин

Результаты:

- Обновление и уточнение расчетов безопасного окна бурового раствора по результатам бурения
- Оценка эффективности применения 1D геомеханической модели расчёта устойчивости стенок скважины и оценка достоверности прогнозов
- Обновление реестра рисков
- Рекомендации по дальнейшему использованию построенной 1D геомеханической модели для задач планирования бурения и заканчивания скважин

Преимущества:

- Постоянная актуализация реестра рисков и документирование накопленного опыта
- Снижение НПВ при бурении последующих скважин вследствие предотвращения и снижения последствий проявления нестабильности стенок скважины, таких как обрушение стенок скважины, ГНВП, поглощения бурового раствора

Входные данные:

- Предбуровая и/или обновленная в реальном времени Модель Механических Свойств горных пород, включая тензор напряжений, или главные напряжения и их направление, упругие параметры (модуль Юнга, коэффициент Пуассона), прочностные характеристики и критерий разрушения
- Предбуровой и/или обновленный в реальном времени расчет устойчивости стенок скважины на плановую траекторию
- Данные ГИС с приборов каротажа во время бурения или на кабеле (ГК, плотность, пористость, акустический каротаж, кавернометрия, инклинометрия и т.д.)
- Данные о затрубном давлении с приборов каротажа во время бурения, данные буровой механики со станции ГТИ, описание шлама

Программное обеспечение:

- Techlog*

Критическими компонентами с точки зрения выбора правильной стратегии заканчивания скважины и оптимизации добычи являются прогнозирование и контроль пескопроявления.

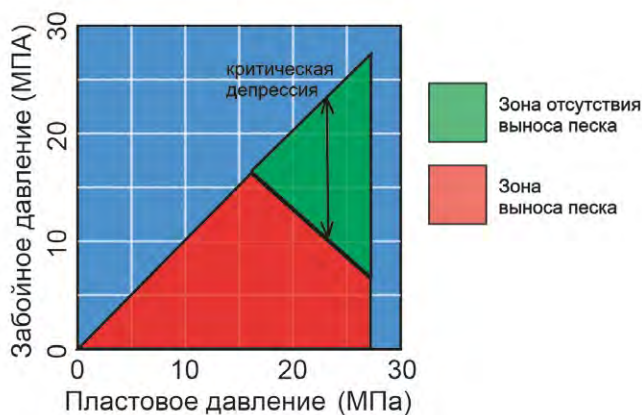
Управление пескопроявлением подразумевает расчет и анализ максимальной депрессии на пласт (минимального допустимого забойного давления), при котором не ожидается выноса песка из коллектора.

Основой анализа пескопроявления является Модель Механических Свойств горных пород. В зависимости от поставленной задачи, данный анализ может быть проведен для всего месторождения, конкретной скважины, либо единичной глубины.

Одномерная модель используется для анализа рисков вдоль ствола скважины, подбирается оптимальное расположение перфорации (в случае перфорации обсадной колонны), ее диаметр и направление для снижения вероятности выноса песка в процессе добычи.

Трехмерная модель помогает управлять всем месторождением, избегая рискованных расположений скважин и ослабленных зон.

В условиях истощения пластов обязательными являются результаты 4D моделирования – связки трехмерной геомеханической модели с гидродинамическими расчетами, позволяющей включать в расчеты помимо прочего изменения давления, температуры и насыщенности флюидов. Динамическая трехмерная модель (4D) позволяет определить не только локальное расположение зон с повышенным риском выноса песка, но и время начала пескообразования в процессе разработки месторождения.



Результаты расчетов критической депрессии на пласт для единичной глубины

Результаты:

- Профиль максимальной допустимой депрессии на забое и минимального возможного давления во избежание пескопроявления
- Определение оптимального расположения и ориентации перфорации с избеганием ослабленных зон
- Рекомендации по типу заканчивания (открытый ствол, перфорация обсадной колонны, фильтры)

Преимущества:

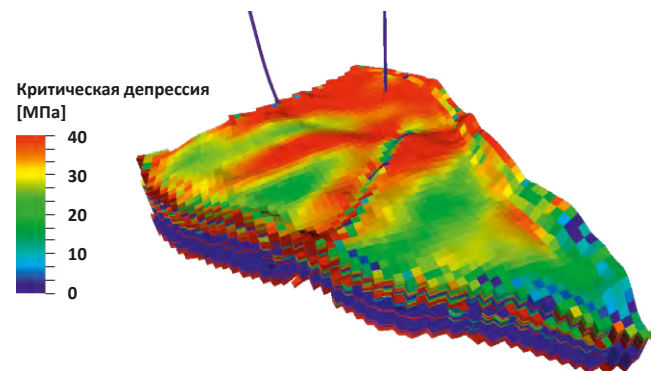
- Получение трехмерной модели всего месторождения или выбранного участка для определения оптимального расположения заложения скважины
- Оценка риска пескопроявления в зависимости от падения давления вследствие добычи
- Проведение анализа возможно как на основании трехмерной модели, так и расчетов вдоль ствола скважины или анализа чувствительности для выбранной глубины

Входные данные:

- Калиброванная 1D, 3D или 4D Модель Механических Свойств горных пород
- Гранулометрический состав исследуемого коллектора
- Данные о скважине, включая траекторию, диаметр и тип заканчивания (для одномерных расчетов)

Программное обеспечение:

- Techlog*, Petrel*



Результаты трехмерных расчетов критической депрессии

Имея глубокое понимание геологии месторождения, точное «описание» естественной трещиноватости массива и калиброванную Модель Механических Свойств, включая значения максимального горизонтального напряжения, геомеханическое моделирование позволяет оптимизировать дизайн предстоящей интенсификации пласта. Предсказуемость и понимание роста трещин во многом способно определить оптимальное расположение и плотность заложения новых скважин, дизайн стадий многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП), выбор типа флюида и пропанта.

План разработки месторождения зачастую подразумевает бурение горизонтальных скважин с последующим проведением МГРП. Однако через некоторое время добыча начинает снижаться и для поддержания общего уровня добычи по месторождению необходимо вовлечение в добычу дополнительных запасов, что возможно путем бурения дополнительных горизонтальных скважин с проведением МГРП или путем повторной интенсификации уже существующих скважин. Зачастую наиболее привлекательным оказывается второй вариант.

Однако, изменения исходного напряженно-деформированного состояния массива горных пород, вызванные инициацией множественных трещин в горизонтальных участках скважин, интенсивной добычей углеводородов из участков пласта, охваченных трещинами МГРП, и присутствием нагнетательных скважин, может привести к непредсказуемому росту повторно создаваемых трещин МГРП.

Для учета описанных особенностей необходимо построение трехмерной, а в последующем и четырехмерной геомеханической модели. Анализ результатов геомеханического моделирования позволяет определить величину и характер изменения напряженного состояния в районе скважин, где велась активная добыча углеводородов и поддержание пластового давления, таким образом упрощая предсказание геометрии трещин повторного МГРП.

На первом этапе производится построение трехмерной геомеханической модели, калибрующейся по результатам уже проведенных ГРП (давление разрыва, развития и закрытия трещины) и микросейсмическому районированию (геометрия создаваемой трещины). На следующем этапе в расчеты добавляется гидродинамическая модель, показывающая изменение пластового давления, опираясь на систему разработки месторождения (добыча, нагнетание, ГРП и т.д.). Для расчетов используется конечно-элементный симулятор VISAGE, позволяющий рассчитывать полный тензор напряжений и деформаций для всего месторождения.

Стоит также отметить, что важную роль в получении предсказуемых результатов играет учет параметров анизотропии среды. Неучет анизотропных упругих параметров, как правило, приводит к недооценке напряжений в интервалах пород-покрышек (барьеров), что, в свою очередь, ведет к неправильной разработке дизайна ГРП.

Результаты:

- Определение оптимального расположения перфорации и/или компоновки МГРП (пакера, порты)
- Оптимизация параметров скважины (угол, азимут, горизонтальный отход)
- Профиль напряжений и упруго-прочностных свойств вдоль ствола скважины, перфорации и/или компоновки МГРП (пакера, порты)

Преимущества:

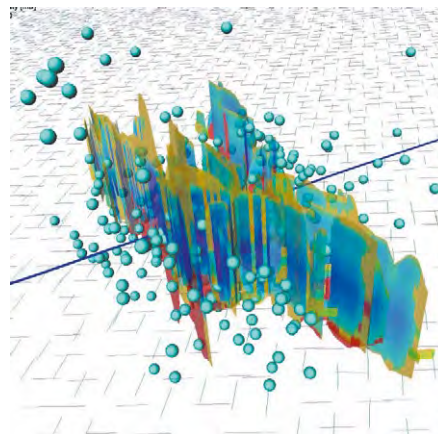
- Полноценная 3D геомеханическая модель позволяет учитывать влияние ГРП на соседних скважинах на перераспределение напряжений в пределах исследуемого участка
- Учет влияния изменения пластового давления (гидродинамическая модель) в процессе разработки месторождения на направления и величины напряжений, действующих как в пласте-коллекторе, так и в выше- и нижележащих интервалах
- Учет как вертикальной, так и латеральной изменчивости свойств горных пород через 3D геологические и геомеханические модели
- Применимость как к традиционным, так и нетрадиционным коллекторам
- Возможность использования модели естественной трещиноватости среды
- Включение параметров анизотропии среды (TIV) в расчеты позволяет получать значительно более достоверные результаты расчетов напряжений (контраст коллектор/покрышка)

Входные данные:

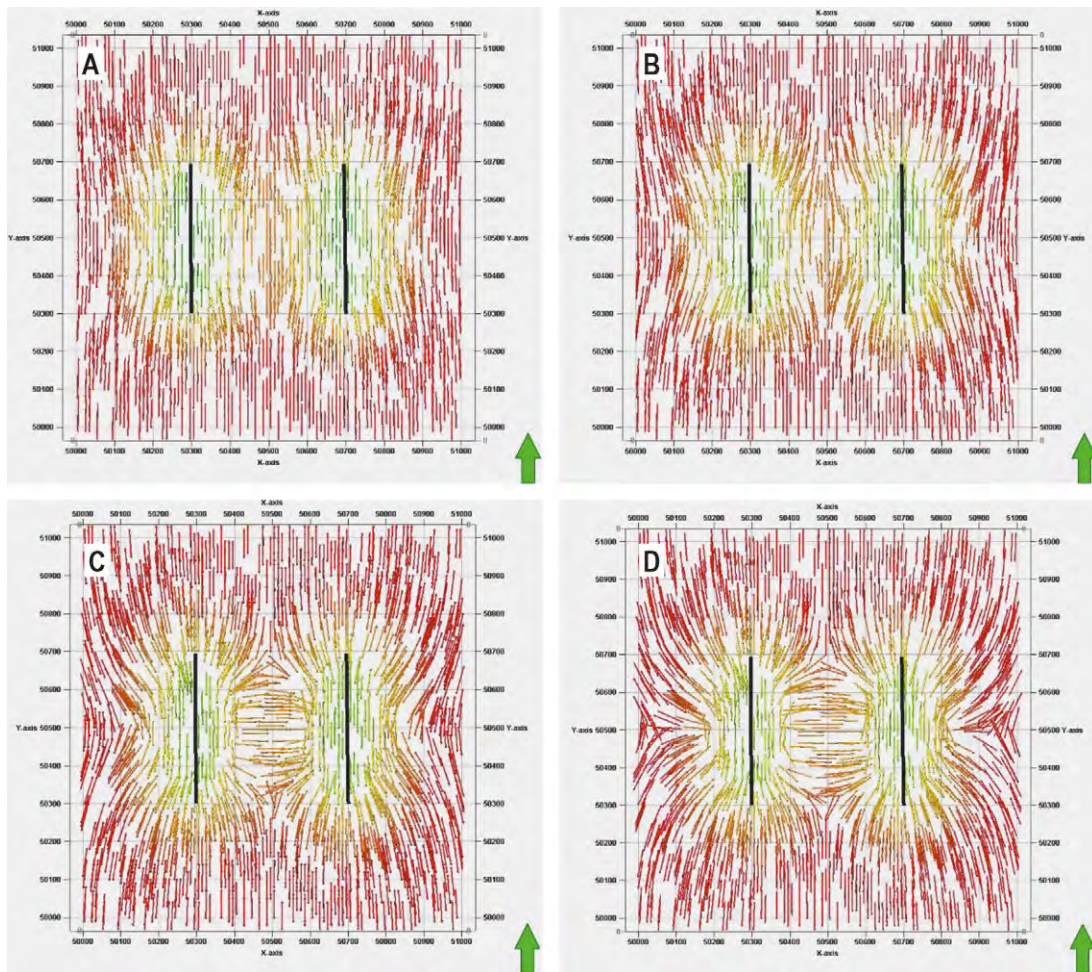
- Калиброванная 1D, 3D или 4D Модель Механических Свойств горных пород
- Гидродинамическая модель
- Анизотропные упругие параметры среды (v_{vert} , v_{hor} , E_{vert} , E_{hor}) (опционально)
- Модель естественной трещиноватости среды (опционально)

Программное обеспечение:

- Techlog*, Petrel*, VISAGE*



Прогноз развития трещин ГРП, используя калиброванную Модель Механических Свойств. Расчетная геометрия трещин точно соответствует записанным микросейсмическим событиям [10]



Изменение направления минимального горизонтального напряжения вследствие снижения пластового давления для разных толщин пласта. А, В, С, D – толщина пласта составляет 10, 20, 50 и 100 метров соответственно [59]

Оценка геометрии трещины ГРП по данным кросс-дипольного АКШ

В основе способа контроля ГРП по данным АКШ лежит эффект появления или увеличения анизотропии акустических свойств среды при создании трещины гидроразрыва. Для выделения интервалов развития трещины и оценки ее высоты проводится сравнение результатов двух замеров кросс-дипольного АКШ, выполненных до и после проведения ГРП. При этом замер до ГРП может выполняться как в открытом стволе, так и в колонне. При сопоставлении результатов двух замеров используются критерии появления/увеличения анизотропии скоростей поперечных волн, а также увеличения интервальных времен продольной и поперечных (быстрой и медленной) волн.

Азимут быстрой поперечной волны определяет направление трещины ГРП. Для определения направления трещины необходим угол наклона скважины не менее 2 градусов, что обусловлено использованием акселерометров для ориентации прибора АКШ в условиях обсаженной скважины.

Максимальный угол наклона скважины определяется плановой геометрией трещины и глубиной метода АКШ и обычно не превышает 10-15 градусов. При значительном угле наклона скважины трещина ГРП, распространяющаяся вертикально, удаляется от ствола скважины и находится вне зоны исследования, что приводит к заниженной оценке ее высоты.

Результаты:

- Выделение интервалов развития трещины ГРП по стволу скважины
- Высота трещины ГРП
- Направление плоскости трещины ГРП

Преимущества:

- Позволяет контролировать результаты ГРП и оптимизировать дизайн последующих работ с учетом фактических результатов
- Не зависит от типа используемого проппанта

Входные данные:

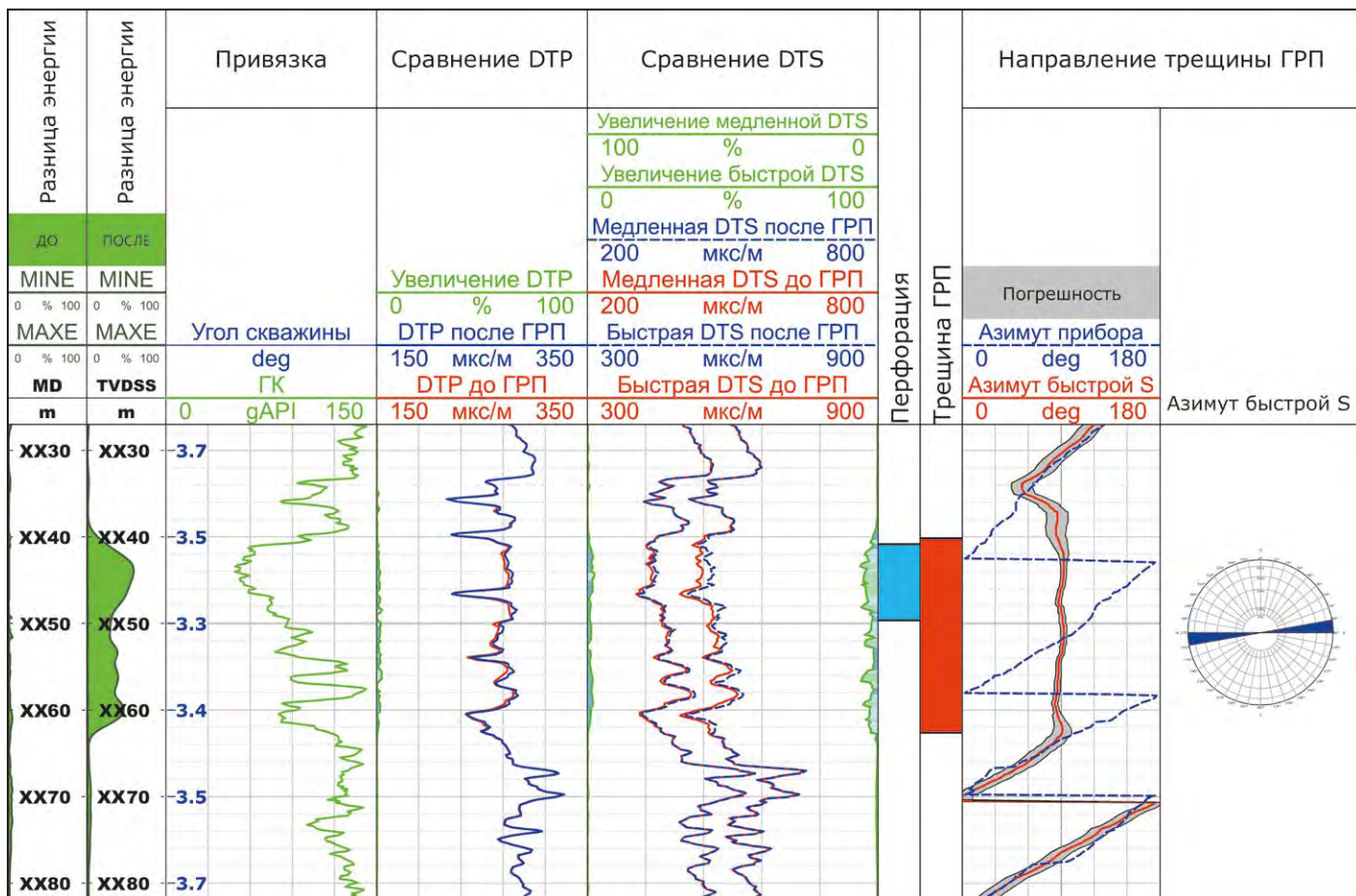
- Волновые картины
- Инклинометрия (запись вместе с кросс-дипольным АКШ для ориентации)
- Инклинометрия скважины (угол и азимут скважины в открытом стволе)

Аппаратура:

- Sonic Scanner*/DSI*/ThruBit Dipole Sonic*

Программное обеспечение:

- Techlog*



Пример результатов оценки высоты и направления трещины ГРП по данным кросс-дипольного АКШ

Эффекты, связанные с геомеханикой (такие как подземные напряжения, давление и деформации породы), играют важную роль в процессах бурения, заканчивания скважин, разработки месторождения, добычи и интенсификации притока. Учет данных эффектов позволяет геологам и инженерам по разработке оценить уплотнение породы, изменение коллекторских свойств, смещение вышележащих пород, что может повлиять на устойчивость скважины/заканчивания, произвольное нарушение изоляции пласта и попадания нагнетаемого флюида за пределы коллектора, а также многое другое. Изменение напряженного состояния и деформации пород пласта и вышележащих пород могут оказывать существенное влияние на устойчивость ствола скважины, а также воздействовать на окружающую среду.

Важной особенностью совмещенного геомеханического и гидродинамического моделирования является возможность учета изменения давления и температуры при расчете механических свойств среды.

Связка трехмерных моделей с гидродинамическими расчетами позволяет вносить временную составляющую в геомеханическое моделирование. Такие модели называются 4D и позволяют прогнозировать изменения поля напряжений, деформаций, а также разрушение пород в процессе разработки. Рассчитанные напряжения и деформации как в пласте, так и в вышележащих породах используются для оценки устойчивости ствола скважины и оттока нагнетаемой воды за его пределы, изменений коллекторских характеристик пласта, а также влияния на окружающую среду, например, в виде проседания или наведенной сейсмической активности пород. Те же самые результаты моделирования могут использоваться для улучшения и оптимизации схем разработки и мероприятий по интенсификации притока.

Исходная структурная модель, и модель свойств среды, созданная в Petrel Geomechanics, является входным параметром для численного симулятора VISAGE, и может управляться программным комплексом Petrel. В свою очередь, симулятор VISAGE полностью интегрирован с гидродинамическим симулятором ECLIPSE или INTERSECT. В случае односторонней связи, гидродинамический симулятор моделирует поток флюидов в пласте и рассчитывает давление, температуру, и насыщенность. Далее данные параметры используются VISAGE для 3х-мерного статического или 4х-мерного динамического расчета с учетом изменений давления и температуры, для вычисления напряжений, деформаций и предела прочности на любую выбранную дату в процессе разработки месторождения.

Учет изменения напряженного состояния ввиду добычи и закачки флюида в продуктивные пласты позволяет проводить оценку деформаций пород коллектора, выше- и нижележащих пород, а также дневной поверхности. Определение величин деформаций дает возможность оценить риск данных процессов для целостности скважинной и поверхностной инфраструктуры в процессе разработки месторождения. Кроме того, рассчитанные значения деформаций позволяют провести оценку рисков уплотнения пласта, связанных с этим рисков смещения/смятия

эксплуатационных/обсадных колонн, а также оценить целостность покрышки с точки зрения вероятности миграции флюидов. Более того, изменение напряжений в коллекторе ведет к изменению напряжений в перекрывающих и подстилающих породах, что, в свою очередь, может привести к неверной оценке геометрии трещин ГРП.

Двусторонняя связка между геомеханическим и гидродинамическим симуляторами позволяет производить обновление пористости и проницаемости в модели продуктивного пласта на выбранные временные шаги, а также обновлять свойства геомеханической модели при изменениях пластового давления, температуры и насыщенности флюидов во времени. Такие расчеты могут быть использованы для прогнозирования изменений продуктивности пласта, вызванных геомеханическими эффектами, оценки влияния различных сценариев разработки, конфигураций скважин и программ по нагнетанию на изменение поля напряжений в продуктивном пласте и вышележащих породах.

Результаты:

- Расчет изменения напряженно-деформированного состояния (величин и ориентации напряжений, деформаций) в процессе разработки месторождения
- Расчет влияния геомеханических процессов на изменение коллекторских свойств (пористости и проницаемости) при эксплуатации месторождения
- Расчет уточненной гидродинамической модели с учетом обновления пористости и проницаемости при изменении напряженного состояния
- Оценка риска и мониторинг уплотнения пласта и проседания земной поверхности
- Оценка целостности покрышки резервуара при нагнетании

Преимущества:

- Учет изменения пластовых давлений и температуры
- Учет изменения напряжений при разработке месторождения
- Учет изменения пористости и проницаемости
- Более точный прогноз добычи с учетом влияния геомеханического фактора

Входные данные:

- 1D и 3D Модели Механических Свойств
- Гидродинамическая модель
- Геологическая модель
- Данные испытаний пласта, ГРП, добычи
- Калибровочные данные об изменении пластовых давлений и напряжений (ГДИС, прямые замеры порового давления по данным ИПК, данные о закачке в пласт, мини-ГРП, ГРП)

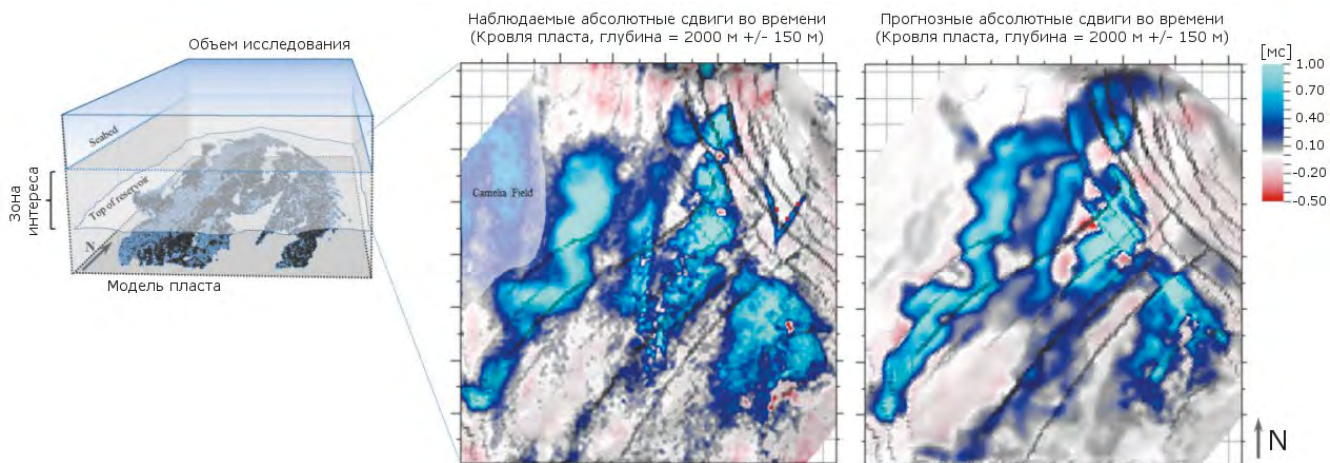
Программное обеспечение:

- Petrel*, VISAGE*, ECLIPSE*, INTERSECT*

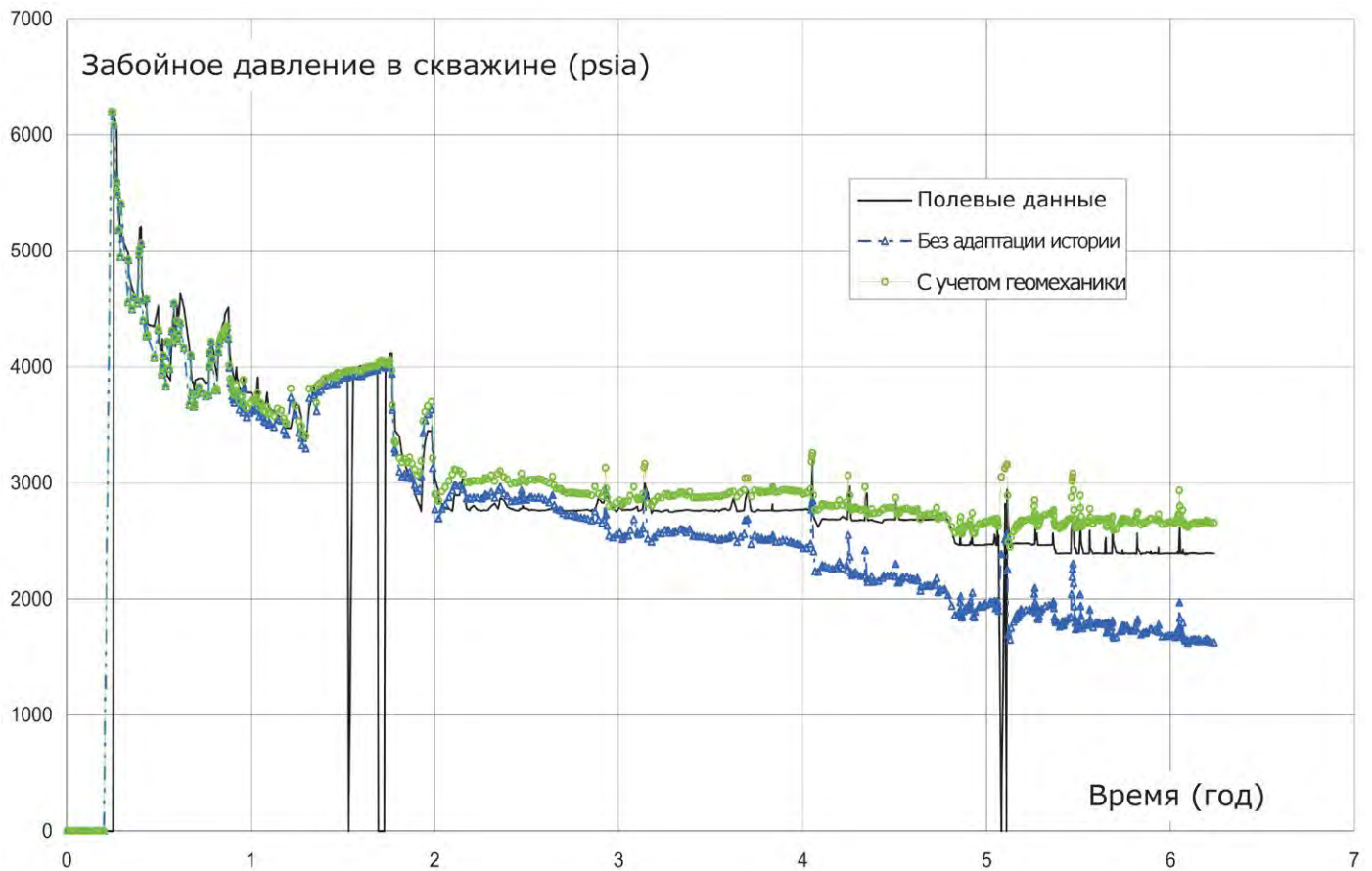
4D совмещенное моделирование



Процесс совмещенного геомеханико-гидродинамического моделирования при использовании двухсторонней связи



Результаты оценки проседания резервуара (слева – по данным 4D сейсмики, справа – по данным совмещенного геомеханико-гидродинамического моделирования) [43]



Результаты расчета добычи без учета изменений пористости/проницаемости, вызванных изменением напряженного состояния (синяя линия) и с учетом таких изменений (зеленая линия) с данными замеров (черная линия) [43]

Анализ критической напряженности естественной трещиноватости и разломов

Разломы и трещины могут представлять собой проницаемые пути для миграции жидкостей и пластового флюида, поэтому для понимания динамики разработки трещиноватых коллекторов важным фактором является изучение систем естественной трещиноватости. Стабильность трещин и разломов напрямую зависит от их ориентации в пространстве (угла падения и азимута простираия) и текущего напряженного состояния массива горных пород. Рассчитывая для плоскостей разломов/трещин действующие на них нормальные и касательные напряжения и применяя критерий Мора-Кулона, можно определить, являются ли трещины/разломы стабильными или находятся в критическом (нестабильном) состоянии. Критически напряженные трещины, согласно исследованию Barton, C.A., M.D. Zoback и D. Moos [3], являются гидравлически проводящими, в то время как стабильные трещины преимущественно непроводимы.

Изменение пластовых давлений в процессе эксплуатации месторождения влечет за собой изменение магнитуды и ориентации главных напряжений. В связи с этим часть трещин может закрываться, переходя из критического в докритическое (стабильное) состояние, а другая часть, наоборот, может стать критически напряженной, влияя таким образом на добычу.

В свою очередь, работа скважин ППД может привести к достижению критического пластового давления и активации близлежащих разломов, что может повлечь негативные последствия в виде потери изолирующих свойств разломов и наведенной сейсмоактивности.

Интеграция информации о расположении и ориентации критически напряженных трещин, разломов, а также давлений перехода в критическое состояние с данными по добыче позволяет оптимизировать существующую схему разработки для максимизации КИН и минимизации негативных процессов.

Результаты:

- Напряженное состояние дизъюнктивных нарушений (трещин/разломов), а также условия потери их устойчивости (критической напряженности):
 - Нормальные и касательные напряжения на плоскости разлома/трещины
 - Критические пластовые давления для нарушения устойчивости разлома/трещины
 - Расположение и ориентация критически напряженных разломов/трещин

Преимущества:

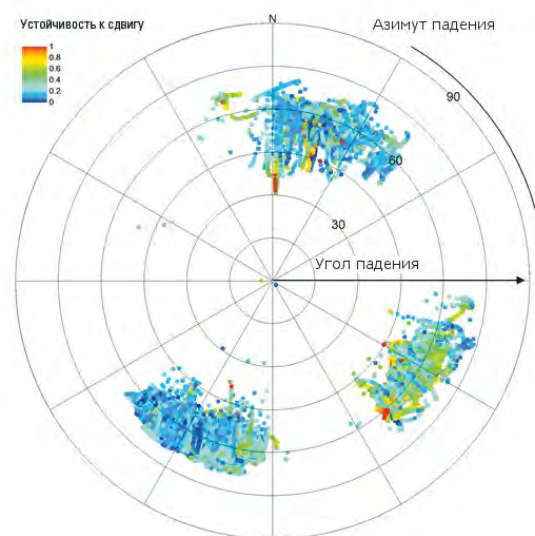
- Сдвиги по плоскостям критически напряженных трещин и разломов могут приводить к увеличению их гидравлической проводимости. Анализ критической напряженности естественной трещиноватости и разломов позволяет оценить:
 - Вклад трещин в работу скважин
 - Риск активации разломов в процессе работы скважин ППД

Входные данные:

- Калиброванная 1D, 3D или 4D Модель Механических Свойств
- Интерпретация трещин/разломов по скважине (угол падения и азимут, для 1D анализа)
- Плоскости разломов и/или модель трещин DFN (для 3D/4D анализа)

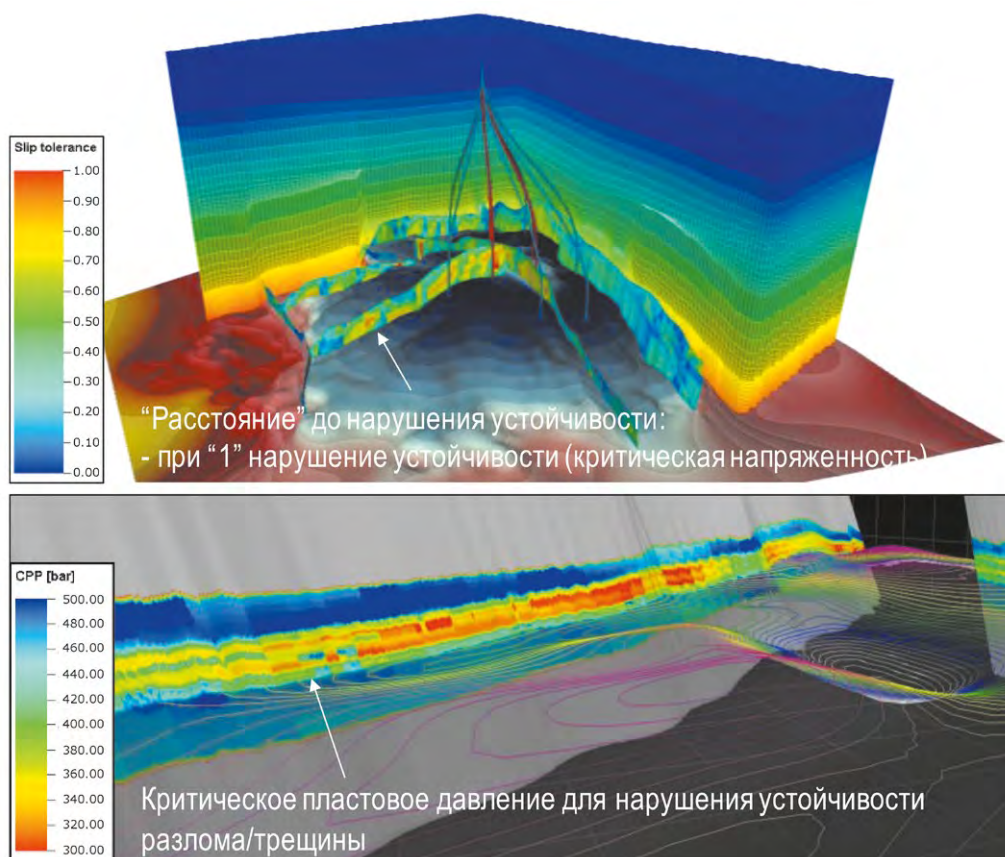
Программное обеспечение:

- Techlog*, Petrel*

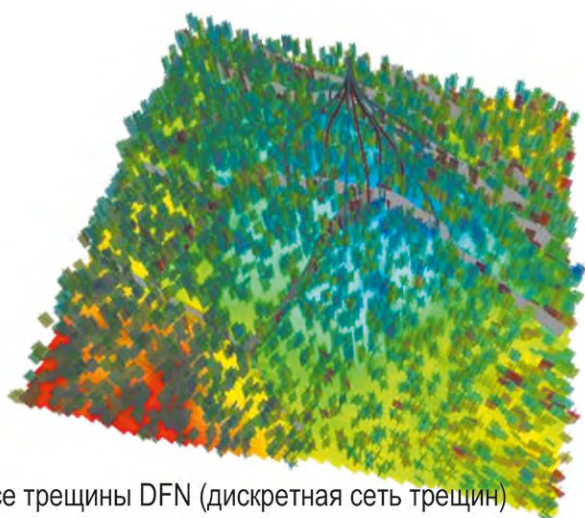


Расчет нормальных и касательных напряжений на плоскостях разломов и трещин, проверка критерия разрушения Мора-Кулона (слева) и стереодиаграмма ориентации трещин с учетом "расстояния" до нарушения их устойчивости (справа)

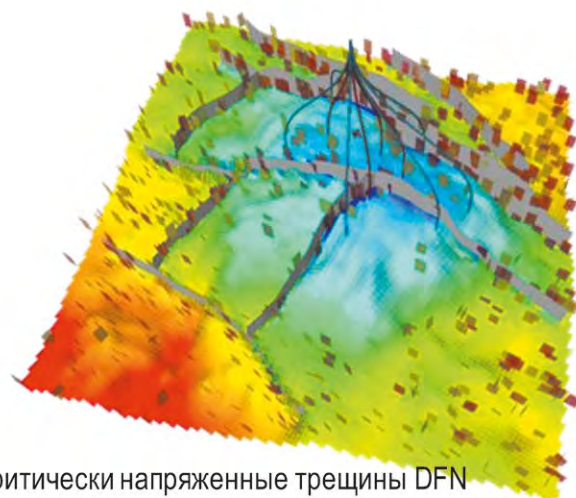
Анализ критической напряженности естественной трещиноватости и разломов



Визуализация результатов расчета устойчивости разломов: “расстояние” до нарушения устойчивости (“1” соответствует критически напряженным участкам) (верх) и критическое пластовое давление для реактивации разлома (низ)



Все трещины DFN (дискретная сеть трещин)



Критически напряженные трещины DFN

Типизация трещин DFN по их напряженному состоянию

Оценка целостности заканчивания и обсадных колонн производится путем детального моделирования околоскважинного пространства, которое позволяет производить расчеты деформаций, возникающих ввиду концентрации напряжений в при-скважинном пространстве, реактивации разломов, изменения пластового давления, уплотнения и проседания горных пород в ходе разработки месторождения. Данный подход позволяет учитывать влияние изменения пластового давления с течением времени на целостность заканчивания и обсадных колонн посредством интеграции 3D ММС различного временного шага (необходимы данные 3D геомеханического и гидродинамического моделирования).

На первом этапе детального околоскважинного моделирования создается детализированная сетка высокого разрешения вдоль траектории скважины. Далее производится присвоение упруго-прочностных свойств пород, давлений и напряжений в детальной модели околоскважинного пространства из 1D или 3D ММС (на данном этапе происходит учет пластичности или упругой изотропности/анизотропности пород), а также задание конструкции скважины, прочностных свойств обсадных колонн, оборудования заканчивания и цемента. После присвоения свойств производится расчет концентрации напряжений в околоскважинном пространстве методом конечных элементов и рассчитываются радиальное, осевое и касательное напряжения, действующие на оборудование заканчивания, обсадные колонны, цемент и породу в каждой ячейке сетки. Для каждой ячейки проверяется выполнимость того или иного критерия разрушения (выбранного на этапе присвоения свойств, при этом для цемента применяется критерий разрушения Мора-Кулона, для обсадных колонн используется критерий разрушения Вон Мизеса). В случае проведения расчета для различных временных шагов (необходимы данные 3D геомеханического и гидродинамического моделирования), на первом шаге моделирования производится расчет деформаций для необсаженного ствола и далее, начиная с начального и до финального временного шага, производится расчет для обсаженного ствола. Основным результатом моделирования являются значения деформаций заканчивания, обсадных колонн, цемента и породы в каждой ячейке околоскважинной сетки.

Сходимость расчета калибруется и проверяется на соседних скважинах (в случае их наличия) по фактическим событиям, связанным с целостностью заканчивания и обсадных колонн: деформации/смятию обсадных колонн, повреждению пакеров и другого оборудования заканчивания; а также по событиям связанным с устойчивостью ствола скважины: обрушениям стенок ствола (по данным кавернометрии и/или скважинным имиджам), затыжкам/посадкам бурового инструмента, прихватам КНБК, закупоркам, случаям появления обвального шлама, случаям поглощения бурового раствора, случаям ГНВП. На основании расчета выдаются рекомендации относительно конструкции скважины и оптимизации заканчивания с точки зрения механической стабильности.

Результаты:

- Оценка целостности заканчивания, обсадных колонн и цемента с течением времени в ходе эксплуатации месторождения
- Изменение геометрии заканчивания скважины и обсадных колонн (ввиду смятия, растяжения) с течением времени в ходе эксплуатации месторождения
- Трехмерная визуализация
- Подбор оптимальной конструкции скважины/оптимизация заканчивания

Преимущества:

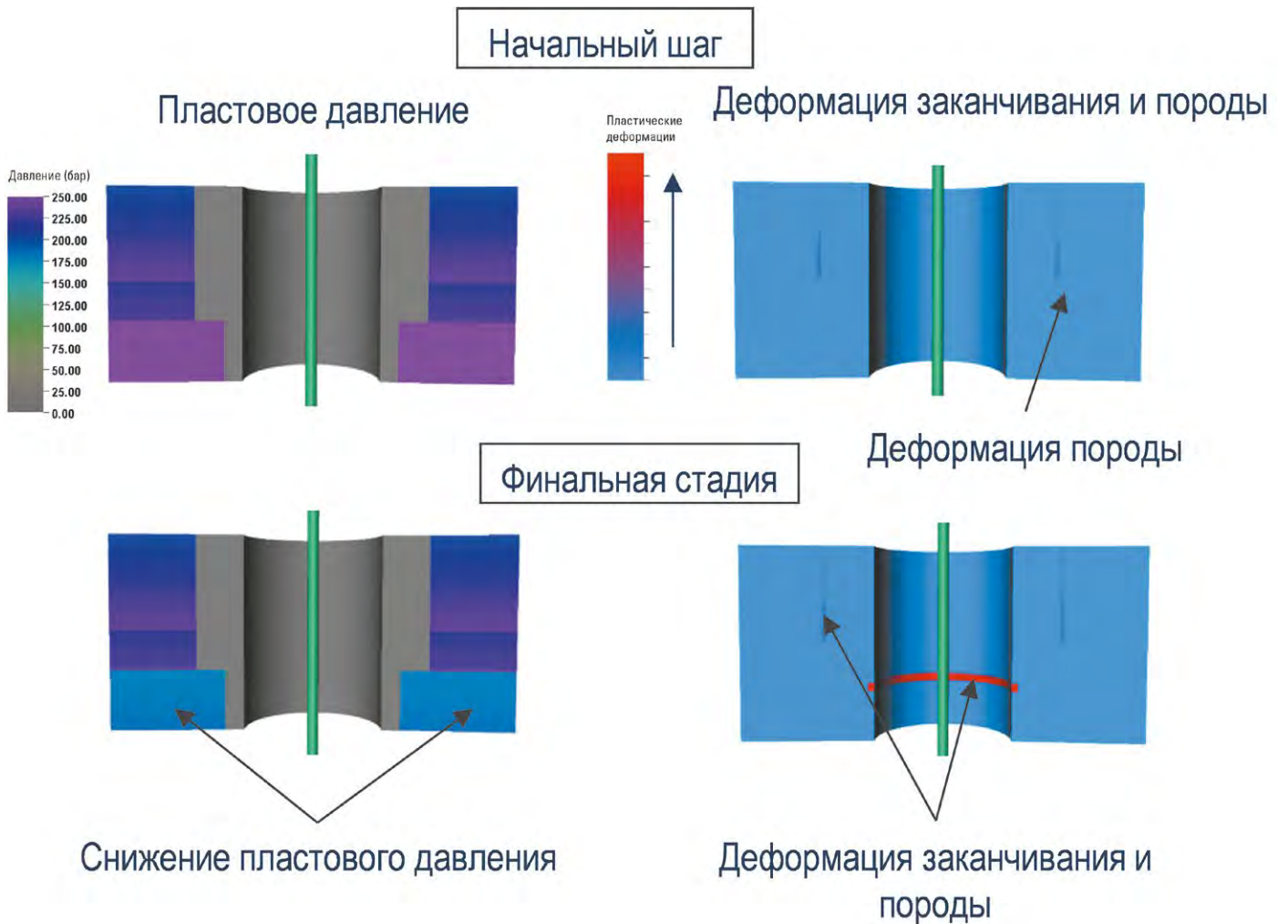
- Учет временного фактора/влияния изменения пластового давления в ходе разработки месторождения на целостность заканчивания
- Учет пластических деформаций/расчет глубины обрушений
- Учет анизотропии механических свойств горных пород
- Учет ослабленных зон (поверхностей напластования, зон трещиноватости)
- Учет разломов
- Снижение рисков при эксплуатации скважины, связанных с целостностью заканчивания (деформация/смятие обсадных колонн, повреждение пакеров и другого оборудования заканчивания, которое может привести к невозможности хождения инструмента, проведения ПГИ/ГИС/КРС; разрушение цементного камня; образование заколонных перетоков)
- Подбор оптимальной конструкции скважины/оптимизация заканчивания до начала бурения для снижения рисков, связанных с целостностью заканчивания

Входные данные:

- 1D/3D Модель механических свойств (ММС)
- Гидродинамическая модель
- Траектория, координаты устья и конструкция скважины
- Прочностные параметры цемента и обсадных колонн, заканчивания
- Оценка качества цемента на ранее пробуренных скважинах
- Ориентация и механические свойства ослабленных зон (ОЗ): поверхностей напластования, зон трещиноватости
- Кавернометрия
- Данные гидравлических испытаний приращиваемой зоны FIT/LOT/XLOT
- Данные буровой механики
- Отчеты по бурению
- Данные скважинных имиджей

Программное обеспечение:

- Petrel*



Результаты выполнения оценки целостности заканчивания и обсадных колонн при эксплуатации

Глава 4.

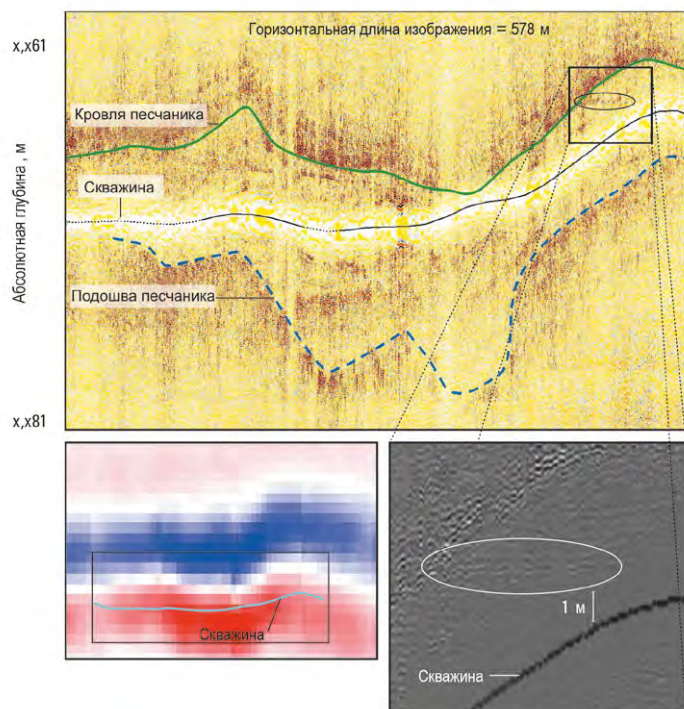
Скважинная сейсморазведка

Акустический каротаж на отраженных волнах (BARS)

Граф обработки данных акустического каротажа на отражённых волнах аналогичен графу обработки сейсморазведки и включает в себя разделение полей с выделением целевых отражённых волн, подавление шумов и помех, миграцию целевых отраженных волн в сейсмические разрезы.

Первый этап заключается в удалении головных преломленных волн, таких как продольная, обменная и волна Стоунли, поскольку это доминирующая часть полезного сигнала, на которую приходится основная энергия, маскирующая целевые отраженные волны, являющиеся предметом обработки. Второй этап представляет собой миграцию целевых отраженных волн в сейсмические изображения, правильно расположенные относительно траектории скважины.

Результаты обработки и интерпретации зарегистрированных волновых полей АК-Ш на отражённых волнах позволяют выявлять объекты поиска с высокой разрешающей способностью по сравнению со стандартными сейсмическими исследованиями. Например, субвертикальную трещиноватость в вертикальных скважинах и горизонтально залегающие объекты в субгоризонтальных скважинах, такие как границы пластов, газо-жидкостные контакты, а также зоны выклинивания коллекторов при их высокой латеральной неоднородности.



Кровля и подошва песчаного тела (турбидиты) были картированы с помощью сервиса BARS (верх) с гораздо большим разрешением по сравнению с данными стандартной 3D сейсморазведки (левый нижний угол). Вблизи забоя скважины, выделен возможный газо-нефтяной контакт (ГНК), прослеженный на протяжении ~100 м (правый нижний угол) [11].

Результаты:

- Картирование трещин
- Картирование структурных границ разреза
- Картирование разломов

Преимущества:

- Картирование трещин и структурных границ разреза, как непосредственно пересекающих скважину, так и находящихся на некотором удалении
- Выявление объектов поиска с высокой разрешающей способностью (трещиноватость, газо-жидкостные контакты, зоны выклинивания и т.д.)

Входные данные:

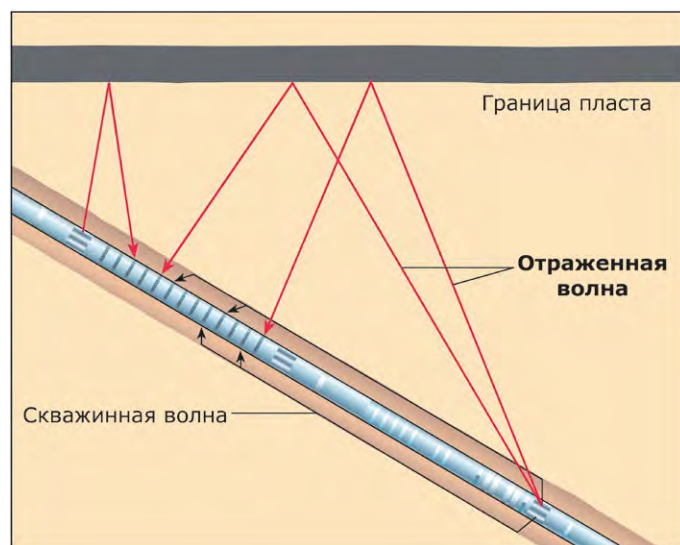
- Полевая запись волновых полей по монополям/диполям
- Данные акустического каротажа (прослеженные скорости продольной, поперечной волн и волны Стоунли)
- Инклинометрия скважины
- Конструкция скважины

Аппаратура:

- Sonic Scanner*

Программное обеспечение:

- Omega*



Общая концепция регистрации отраженных волн зондом АК-Ш Sonic Scanner [34]

Метод микросейсмического мониторинга хорошо известен и широко применяется в горной промышленности для контроля геотермальных пластов, подземных хранилищ газа и ядерных отходов, обеспечивая безопасность и высокую эффективность работы.

В нефтегазовой отрасли технология микросейсмического мониторинга применяется для решения различных задач, одной из которых является мониторинг процесса интенсификации добычи методом гидроразрыва пласта (ГРП).

Возможность ведения наблюдений за развитием искусственных трещин одноступенчатого и многоступенчатого ГРП является мощным средством изучения динамики роста и изменения геометрии (длины, высоты) искусственных трещин.

Мониторинг трещин ГРП включает в себя сбор данных, их обработку и интерпретацию. Регистрация данных обычно проводится в близкорасположенной скважине при помощи сейсмоантенны из двенадцати 3-х компонентных сейсмоприемников, находящейся на расстоянии не более 500 м от скважины ГРП.

Далее следует этап обработки, важнейшим элементом которого является выделение микросейсмических событий и определение времен вступления продольных и поперечных волн. Обработка геофизических данных выполняется в соответствии с графом обработки, который позволяет определить местоположение микросейсмических событий и их параметров с эффективным контролем качества. Граф обработки состоит из следующих этапов:

- ориентировка приёмников сейсмокоды и калибровка скоростной модели;
- определение местоположения микросейсмических событий;
- анализ различных параметров микросейсмических событий и характеристик трещин ГРП.

Далее, на основе анализа расположения микроземлетрясений производится интерпретация результатов мониторинга. Параметры трещины определяются локализованными микросейсмическими событиями и рассчитываются для каждой стадии гидроразрыва (в случае многостадийных ГРП). Полудлины и азимут трещины определяются по самому большому горизонтальному размеру облака событий и его направлению. Верхняя и нижняя полувысоты и ширина области развития трещин (системы трещин) также определяются соответствующими измерениями облака событий.

Результаты:

- Азимут трещины
- Высота и длина трещины
- Сложность трещины
- Симметрия трещины
- Эффективность изоляции зон, перекрытие трещин/стадий ГРП
- Проверка стимуляции запланированных интервалов
- Местоположение трещины: стадийность и оптимизация заканчивания скважины под ГРП
- Избыточный рост трещин
- Избежание разломов, карстов, водонасыщенных горизонтов и т.д.

Преимущества:

- Высокая точность определения геометрических параметров трещины (в сравнении с анализом данных изменения добычи и давления в скважине и диагностикой околоскважинной зоны)
- Высокое разрешение при визуализации сложных систем трещин, а также мониторинг взаимодействия искусственных и естественных трещин в процессе ГРП для коллекторов всех типов вне зависимости от степени естественной трещиноватости
- Просмотр динамики развития трещины во времени
- Выявление взаимодействия трещин с разломами и нарушениями

Входные данные:

- Данные сейсмического зонда
- Данные ГИС (в первую очередь, полноволновая акустика по P и S волнам)
- Координаты устья скважин
- Конструкция скважин
- Инклинометрия
- Скважинная стратиграфия

Аппаратура:

- VSI*

Программное обеспечение:

- Petrel*

Скважинный микросейсмический мониторинг за ГРП

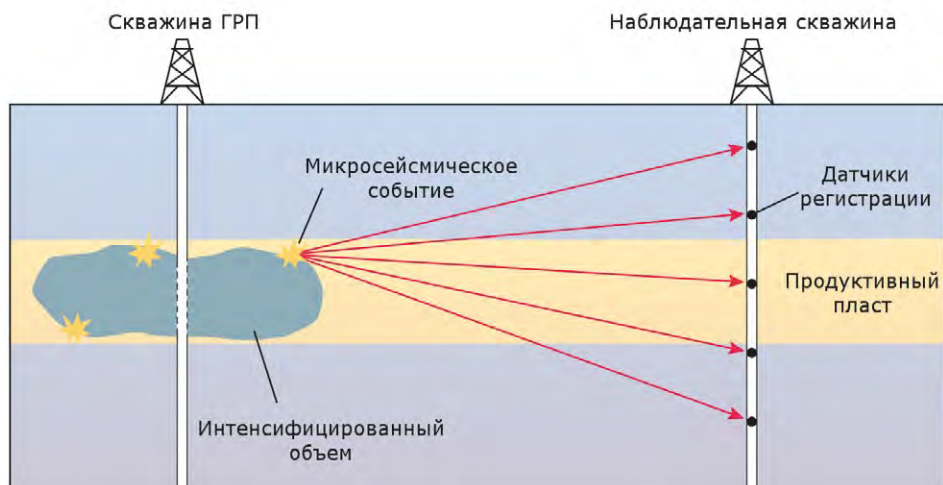
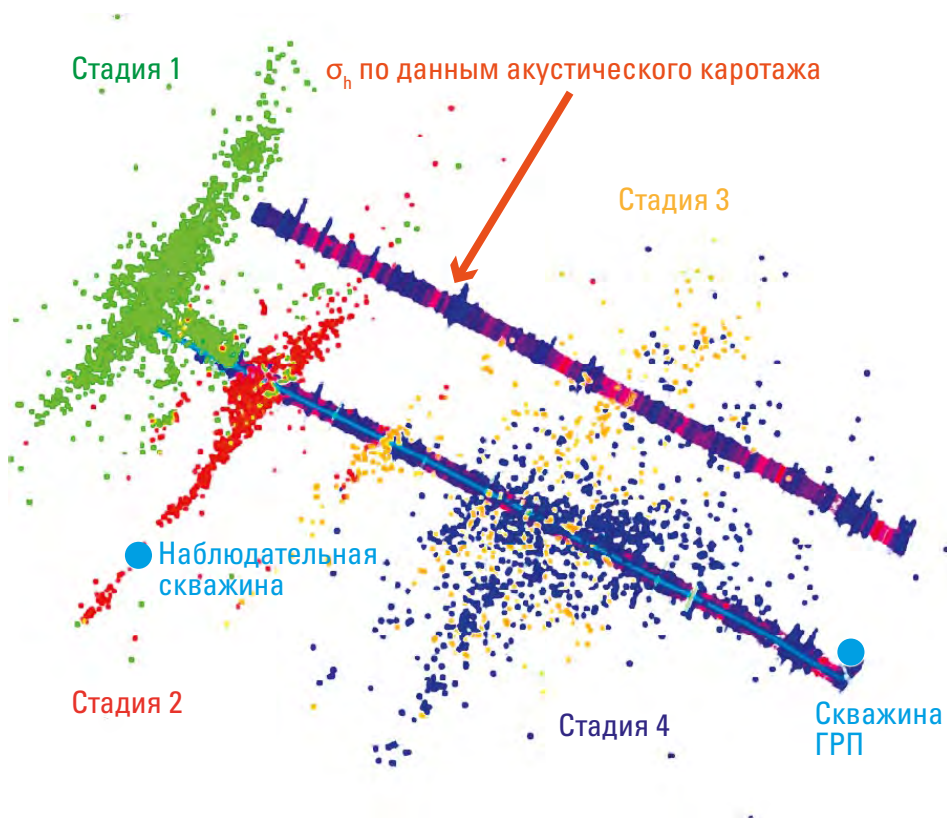


Схема геометрии работ по мониторингу за ГРП – наблюдательная скважина и скважина ГРП [37].



Пример микросейсмических событий, различным цветом обозначены стадии ГРП [44]

Интерпретация обработанных данных ВСП

Построение кинематической (скоростной) модели разреза

По данным ВСП прослеживаются годографы как по продольным, так и поперечным волнам. Далее прослеженные годографы приводятся к вертикали с учётом системы наблюдений, геометрии ствола скважины и скорости в верхней части разреза. По приведенным к вертикали годографам рассчитываются скоростные характеристики разреза, а именно: интервальные, средние и пластовые скорости.

На основании полученных кинематических характеристик разреза формируется скоростная модель среды по продольным и поперечным волнам.

Модель включает в себя вертикальные годографы продольной и поперечной волн от уровня приведения ВСП; скорости продольных и поперечных волн, полученные по данным АК; графики интервальных, пластовых и средних скоростей продольных (P) и поперечных (S) волн.

Модель приводится в сопоставлении с данными ГИС, стратиграфическими разбивками и трассой коридорного суммирования в глубинном масштабе.

Построение пластовой скоростной модели по продольным волнам осуществляется по вертикальному годографу ближнего ПВ, с учетом точек излома годографа, значений интервальных скоростей, данных ГИС, наличия значимых отражений на сейсмограмме ВСП и стратиграфических разбивок. Далее, в рамках полученной кинематической модели, выполняется расчет для остальных ПВ как для продольных (pp), так и для поперечных (ps) волн.

Для интервалов, в которых была прослежена поперечная волна, рассчитываются значения параметра GAMMA (V_s/V_p) и коэффициента Пуассона.

Перечень расчетных параметров определяется геолого-техническим заданием

Результаты:

- Кинематическая (скоростная) модель разреза

Преимущества:

- Высокоточная скоростная модель, полученная сейсмическими методами (ВСП) и увязанная с акустическим каротажем

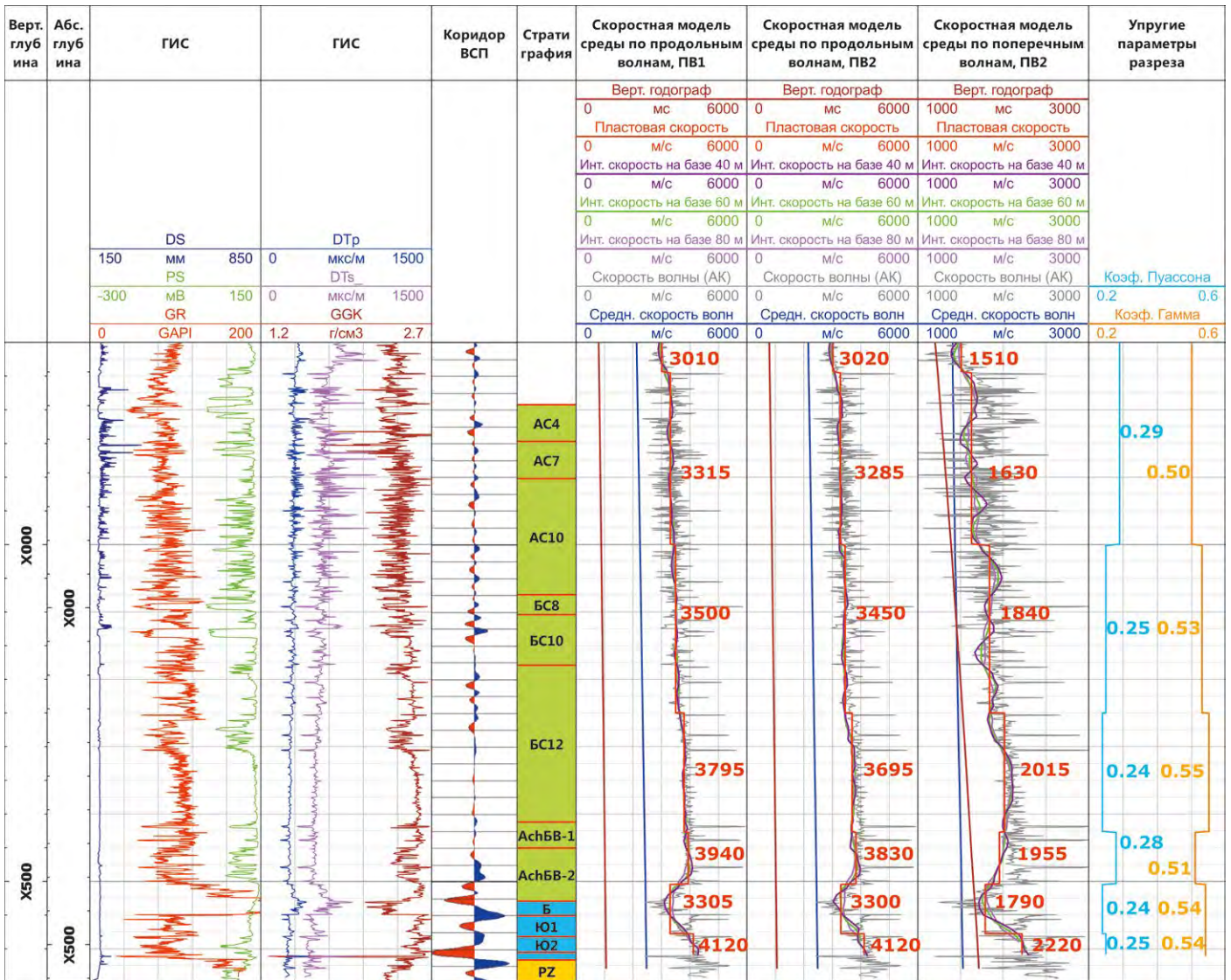
Входные данные:

- Данные ВСП
- Данные ГИС (DTP, DTS, RHOV, CALI, GR)
- Данные сейсмоки 2D, 3D ОГТ по данному участку
- Конструкция скважины
- Инклинометрия

Аппаратура:

- VSI*, либо аналогичный сейсмический зонд

Построение кинематической (скоростной) модели разреза



Скоростная модель разреза по продольным и поперечным волнам

Оценка скоростной анизотропии разреза

Обработка разнонаправленных пунктов возбуждения (не менее четырех, предпочтительно восемь) позволяет оценить скоростную анизотропию заданного интервала разреза с целью определения направления субвертикальной трещиноватости горных пород, что имеет важное значение при проектировании направлений горизонтальных участков добывающих скважин.

Направление трещиноватости определяется как по продольным, так и поперечным волнам.

Для продольных волн анализ полученных интервальных скоростей в зависимости от азимута ПВ позволяет выявить направление, в котором скорость Р-волны принимает максимальное значение (вдоль субвертикальных трещин) и минимальное значение (перпендикулярно направлению трещин).

Определение направления трещиноватости по обменным волнам основано на разнице скоростей быстрой и медленной поперечных волн.

По выделенному полю падающих обменных волн на Х-компоненте (SV волны, для ПВ, азимуты которых совпадают с направлением трещиноватости) и на Y-компоненте (SH волны, для ПВ, азимуты которых ортогональны направлению трещиноватости) определяются интервальные скорости быстрой и медленной поперечных волн.

Использование данных полноволновой кроссдипольной акустики позволяет уточнить данные ВСП.

Результаты:

- Оценка скоростной анизотропии разреза

Преимущества:

- Оценка скоростной анизотропии целевых интервалов разреза по данным ВСП и полноволновой кроссдипольной акустики с целью определения направления субвертикальной трещиноватости горных пород

Входные данные:

- Данные ВСП
- Данные ГИС (RHOB, CALI, GR, Sonic Scanner*, либо аналогичных приборов полноволновой кроссдипольной акустики)
- Данные сейсмоки 2D, 3D ОГТ по данному участку
- Конструкция скважины
- Инклинометрия

Аппаратура:

- VSI*, либо аналогичный сейсмический зонд

Корреляция материалов ГИС, ВСП и наземной сейсмоки, стратификация сейсмических отражений и их привязка к данным ОГТ

По данным наблюдений ВСП формируются трассы однократных отражённых волн или трассы коридорного суммирования. Произведенные в глубинном и временном масштабах, они делают возможным их сопоставление с данными ГИС и выполнение стратиграфической привязки отражений на сейсмических разрезах.

Привязка отражений выполняется как через трансформированную через годограф коридорную трассу, так и через поле продольных волн, выведенное на вертикаль.

Результаты:

- Корреляция материалов ГИС, ВСП и наземной сейсмоки
- Стратификация сейсмических отражений
- Привязка материалов ГИС и ВСП к данным ОГТ

Преимущества:

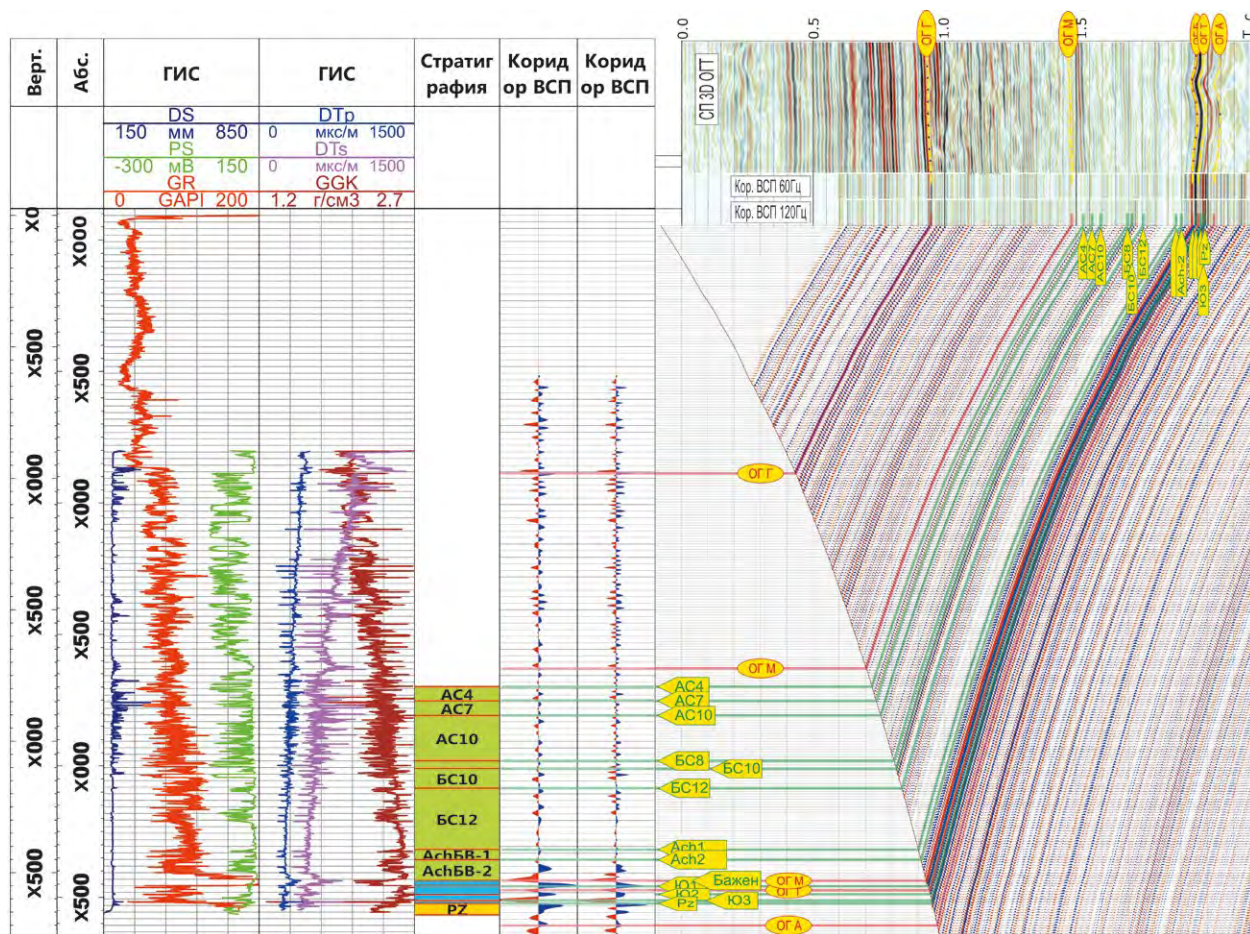
- Высокая точность увязки сейсмических полей ОГТ, ВСП и коротажных данных благодаря прямым замерам сейсмических данных по стволу скважины

Входные данные:

- Данные ВСП
- Данные ГИС (DTP, DTS, RHOV, CALI, GR)
- Данные сейсмоки 2D, 3D ОГТ по данному участку
- Конструкция скважины
- Инклинометрия

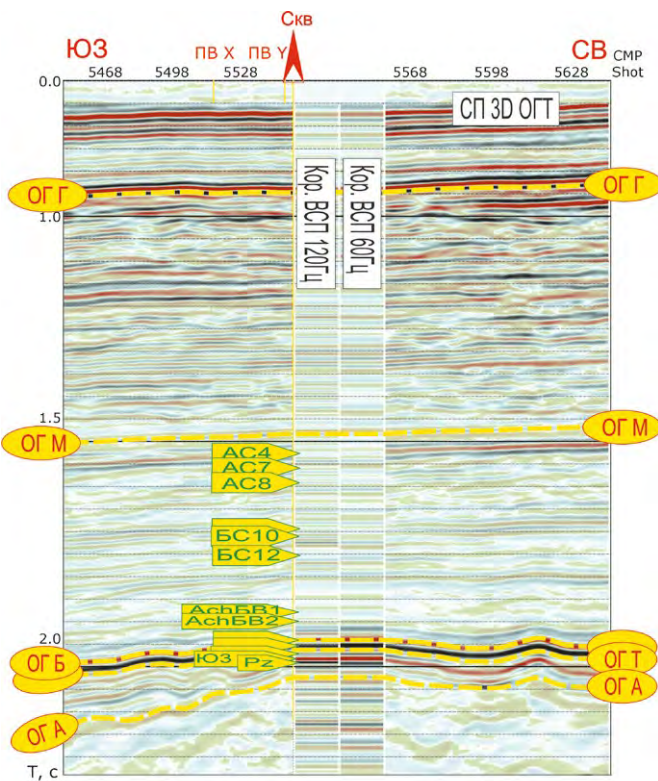
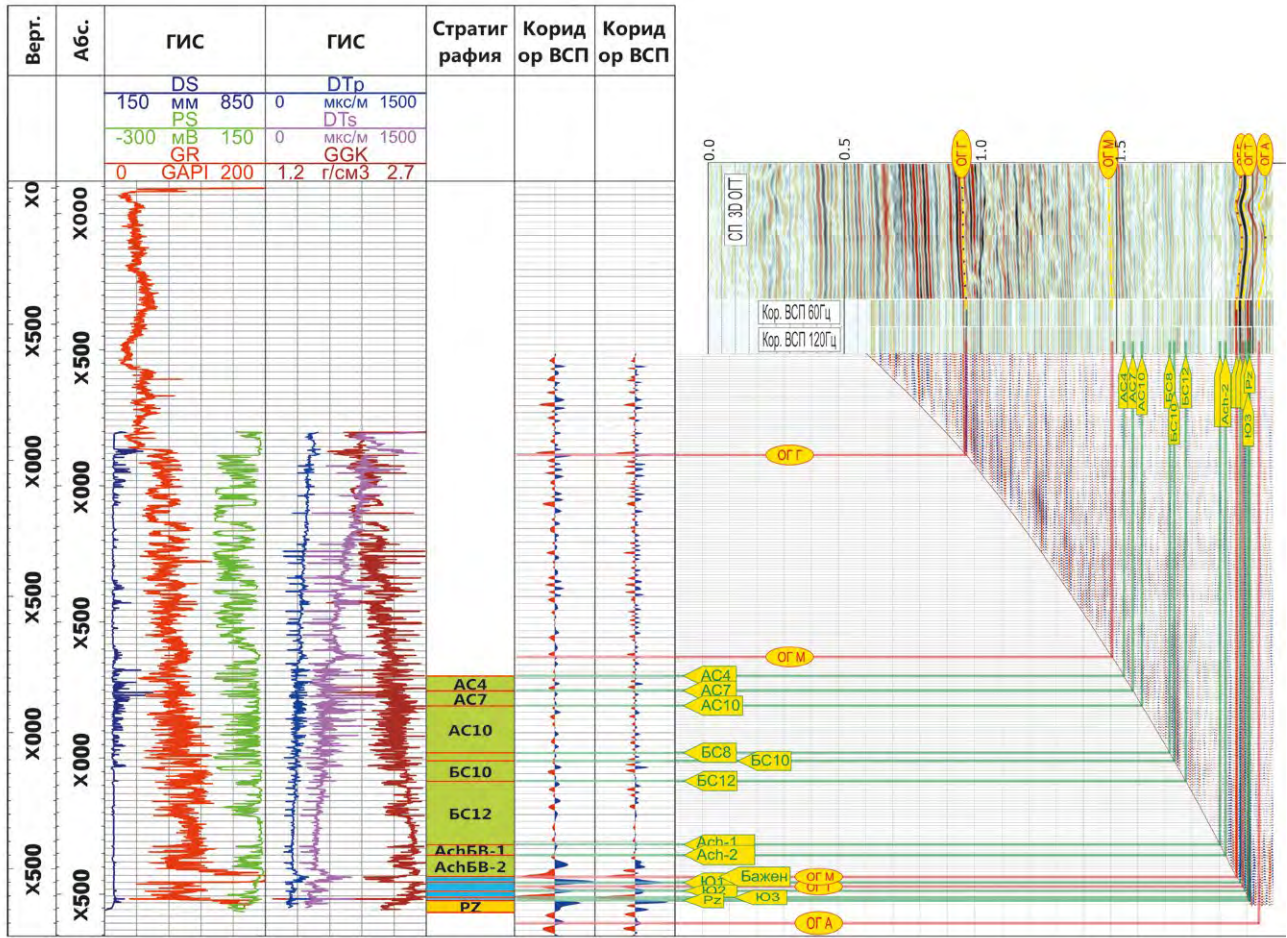
Аппаратура:

- VSI*, либо аналогичный сейсмический зонд



Композиция материалов ГИС, разреза однократно отраженных волн ВСП и сейсмического профиля 3D ОГТ

Корреляция материалов ГИС, ВСП и наземной сеймики, стратификация сейсмических отражений и их привязка к данным ОГТ



Композиция материалов ГИС, разреза однократно отраженных волн с ПВ1, выведенных на вертикаль, и сейсмического профиля 3D ОГТ

Стратификация отражений на сейсмическом профиле 3D ОГТ по коридорной трассе ВСП

Прогнозирование геологического разреза ниже забоя

Для определения жесткостных свойств разреза, характеризующих геологические свойства пород под забоем скважины, выполняется прогнозный расчет акустического импеданса.

Акустический импеданс определяется как произведение скорости продольной волны на плотность – чем больше плотность породы и выше скорость продольной волны, тем выше значения импеданса.

Рассчитанный импеданс визуализируется во временном и глубинном масштабах. Акустический импеданс, рассчитанный по трассе коридорного суммирования ВСП, сопоставляется с фоновой моделью импеданса, рассчитанной по данным DTP и RHOV, во временном и глубинном масштабах. Ближкое совпадение значений во вскрытой части разреза дает основание для уверенной оценки характеристик разреза в прогнозной части.

Результаты:

- Прогноз жесткостных свойств разреза под забоем скважины

Преимущества:

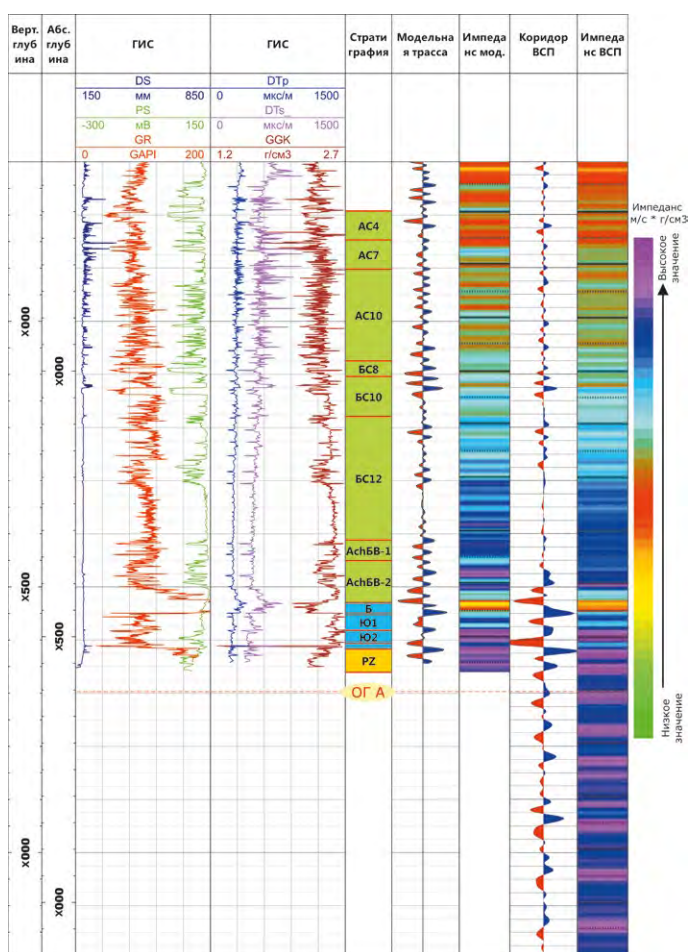
- Определение глубины залегания под забоем перспективных интервалов, с прогнозом геологических свойств и возможностью сопоставления характеристик прогнозных пластов с пластами, вскрытыми скважиной

Входные данные:

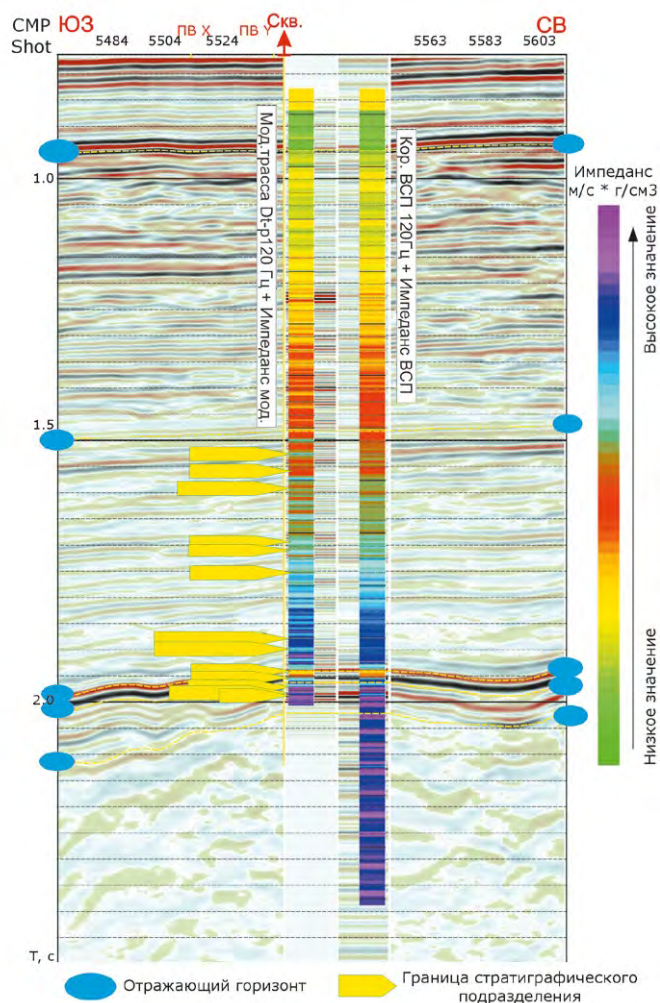
- Данные ВСП
- Данные ГИС (DTP, DTS, RHOV, CALI, GR)
- Данные сейсмоки 2D, 3D ОГТ по данному участку
- Конструкция скважины
- Инклинометрия

Аппаратура:

- VSI*, либо аналогичный сейсмический зонд



Прогноз акустического импеданса под забой скважины



Сопоставление разреза акустического импеданса с коридорной трассой ВСП и сейсмическим профилем 3D ОГТ

Уточнение геологического строения целевых горизонтов в направлении удаленных ПВ

Анализ и интерпретация волновых полей мигрированных разрезов ВСП, полученных в глубинном и временном масштабах, а также разрезов акустического импеданса, показывающих изменения жесткостных свойств разреза, позволяют оценить в направлении удаленных ПВ:

- изменчивость целевых горизонтов по латерали;
- наличие и размеры мелкомасштабных геологических объектов (линз) и зон литологической изменчивости;
- местоположение и ориентацию тектонических нарушений, в том числе малоамплитудных;
- построение масштабированной геологической модели целевых интервалов разреза.

Результаты:

- Уточнение геологического строения целевых горизонтов в направлении удаленных ПВ

Преимущества:

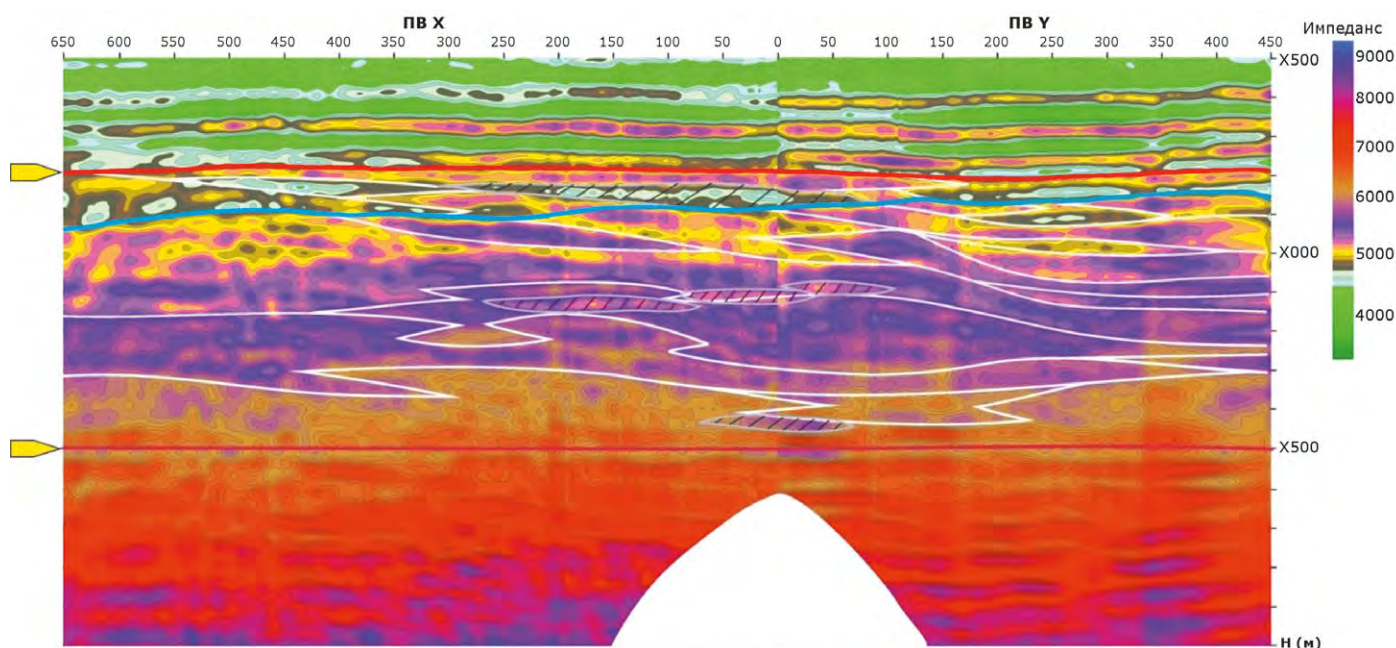
- Выявление изменчивости целевых горизонтов по латерали, в том числе мелкомасштабных структурных особенностей геологического разреза (линзы, зоны литологической изменчивости, малоамплитудные тектонические нарушения и т.д.) в направлении удаленных ПВ

Входные данные:

- Данные ВСП
- Данные ГИС (DTP, DTS, RHOB, CALI, GR)
- Данные сейсмоки 2D, 3D ОГТ по данному участку
- Конструкция скважины
- Инклинометрия

Аппаратура:

- VSI*, либо аналогичный сейсмический зонд

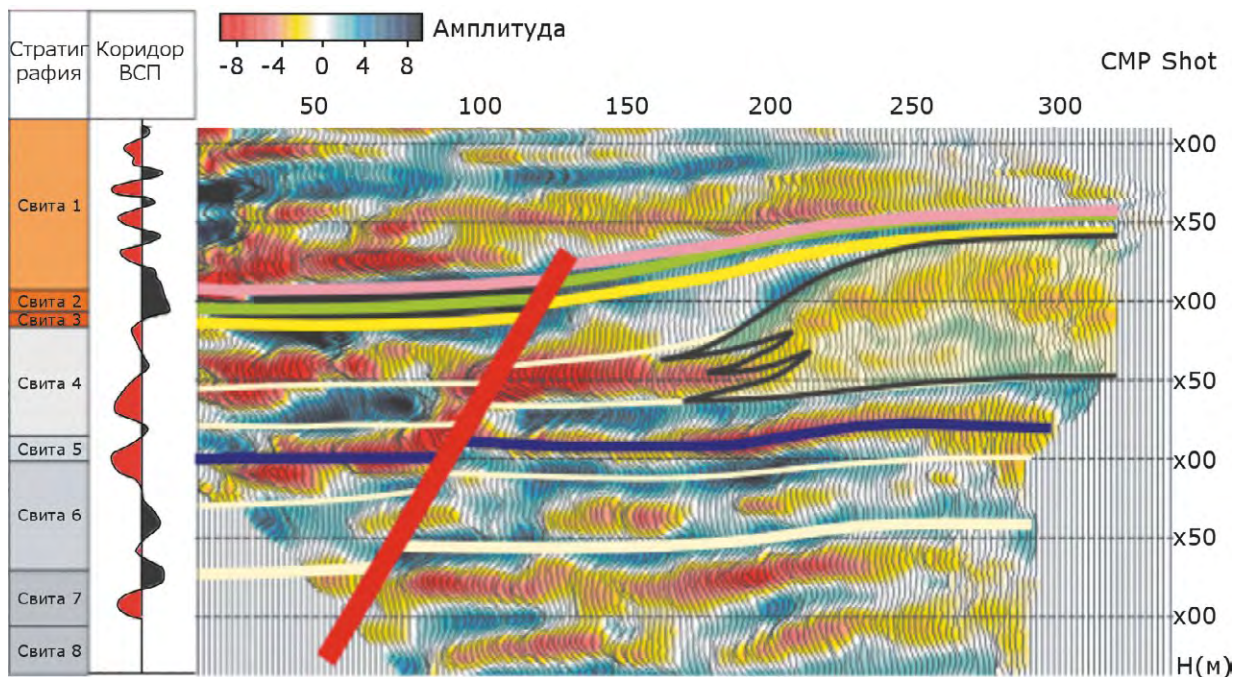


Условные обозначения:

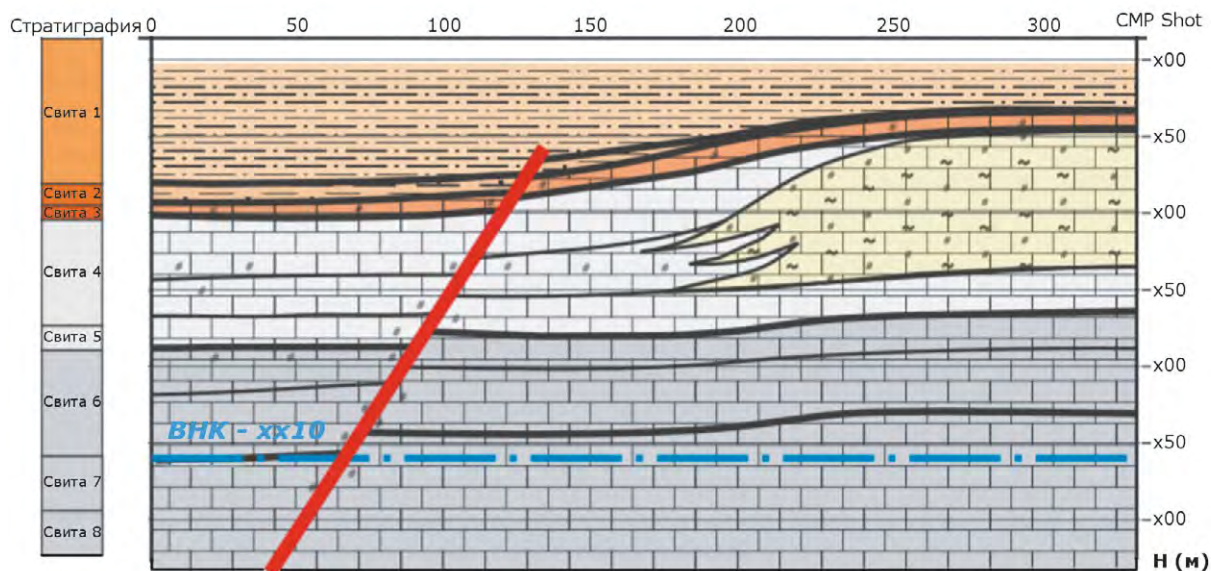
- Границы карбонатных тел внутри рифа
- Нижняя граница улучшенных коллекторов
- Стратиграфические границы
- Зоны разуплотнения с ориентировкой, соответствующей субгоризонтальной тектонической трещиноватости

Изучение неоднородности разреза по данным расчета акустического импеданса

Уточнение геологического строения целевых горизонтов в направлении удаленных ПВ



Определение границ рифогенной постройки, выделение малоамплитудных тектонических нарушений, уточнение гипсометрических отметок выделенных геологических границ



Условные обозначения:

- | | | | | | | | |
|--|---|--|--|--|--------------------|--|-------------------|
| | Карбонатные породы | | Карбонатно-терригенные породы | | Терригенные породы | | Биогермный массив |
| | Водорослевый биогермный известняк | | Тектоническое нарушение, выявленное по ВСП | | | | |
| | Участки с улучшенными коллекторскими свойствами | | | | | | |

Построение геологической модели пласта

Уточнение структурного плана целевых горизонтов

Уточнение структурных планов целевых пластов и горизонтов производится на основании гипсометрических отметок, полученных при анализе и интерпретации глубинных мигрированных разрезов. Как правило, разрезы предоставляются в сопоставлении с данными ГИС (GR, DS, PS, RHOZ, GGK, DTP и DTS), трассой коридорного суммирования, полученной в результате обработки данных с ближнего ПВ, стратиграфической колонкой, шкалами вертикальных и абсолютных глубин.

Полученные отметки позволяют выполнить структурные построения в направлении удаленных пунктов возбуждения, уточнив тем самым структурные планы на структурных картах, переданных Заказчиком, либо, при их отсутствии, выполнить независимые построения.

Результаты:

- Уточненная (построенная) структурная поверхность целевого горизонта по данным ВСП

Преимущества:

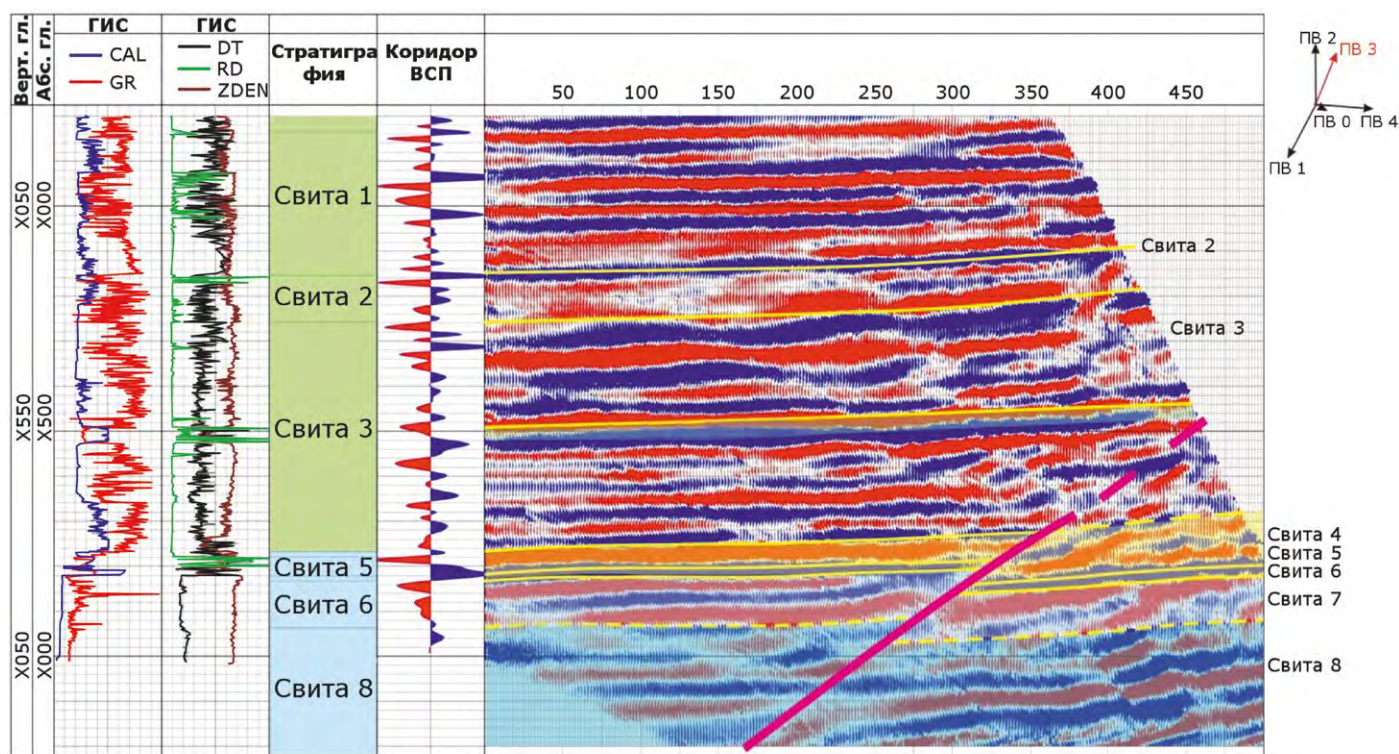
- Высокая точность определения гипсометрических отметок целевых пластов и горизонтов благодаря прямым замерам сейсмических данных по стволу скважины

Входные данные:

- Данные ВСП
- Данные ГИС (DTP, DTS, RHOV, CALI, GR)
- Данные сейсмике 2D, 3D ОГТ по данному участку
- Конструкция скважины
- Инклинометрия

Аппаратура:

- VSI*, либо аналогичный сейсмический зонд

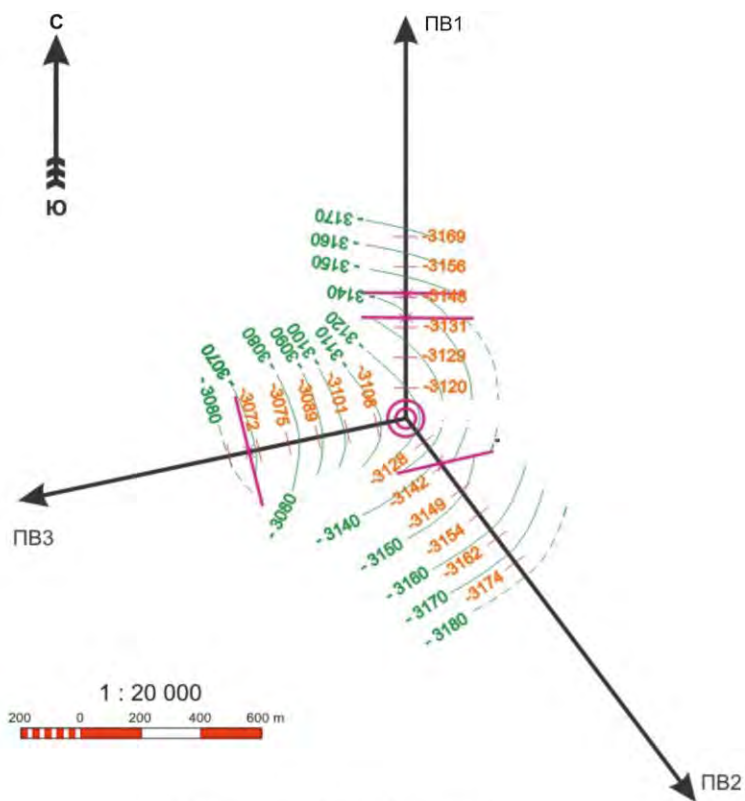


Условные обозначения:




- Основные стратиграфические и литологические границы
- - - - - Условное положение кровли свиты 8
- Линии разломов

Мигрированный разрез ВСП в глубинном масштабе с элементами геологической интерпретации

Уточнение структурного плана целевых горизонтов



Условные обозначения:

-  Луч ВСП и отметка кровли D3
-  Изогипсы кровли рифогенных карбонатов D3 по данным ВСП
-  Участок пересечения разломом кровли ухтинской свиты на луче ВСП

Структурная карта, построенная по данным ВСП

Определение субвертикальных границ сложных геологических объектов

Анализ скоростей продольных волн, полученных с разнонаправленных пунктов возбуждения, позволяет определить границу расхождения скоростей в глубинном масштабе. Совместный анализ полученных данных и данных волновых полей мигрированных разрезов ВСП позволяет указать найденную границу на мигрированных разрезах ВСП, после чего, уже во временном масштабе, данная граница прослеживается на сейсмическом профиле ОГТ.

Результаты:

- Границы сложных геологических объектов (напр., соляные штоки/ купола)

Преимущества:

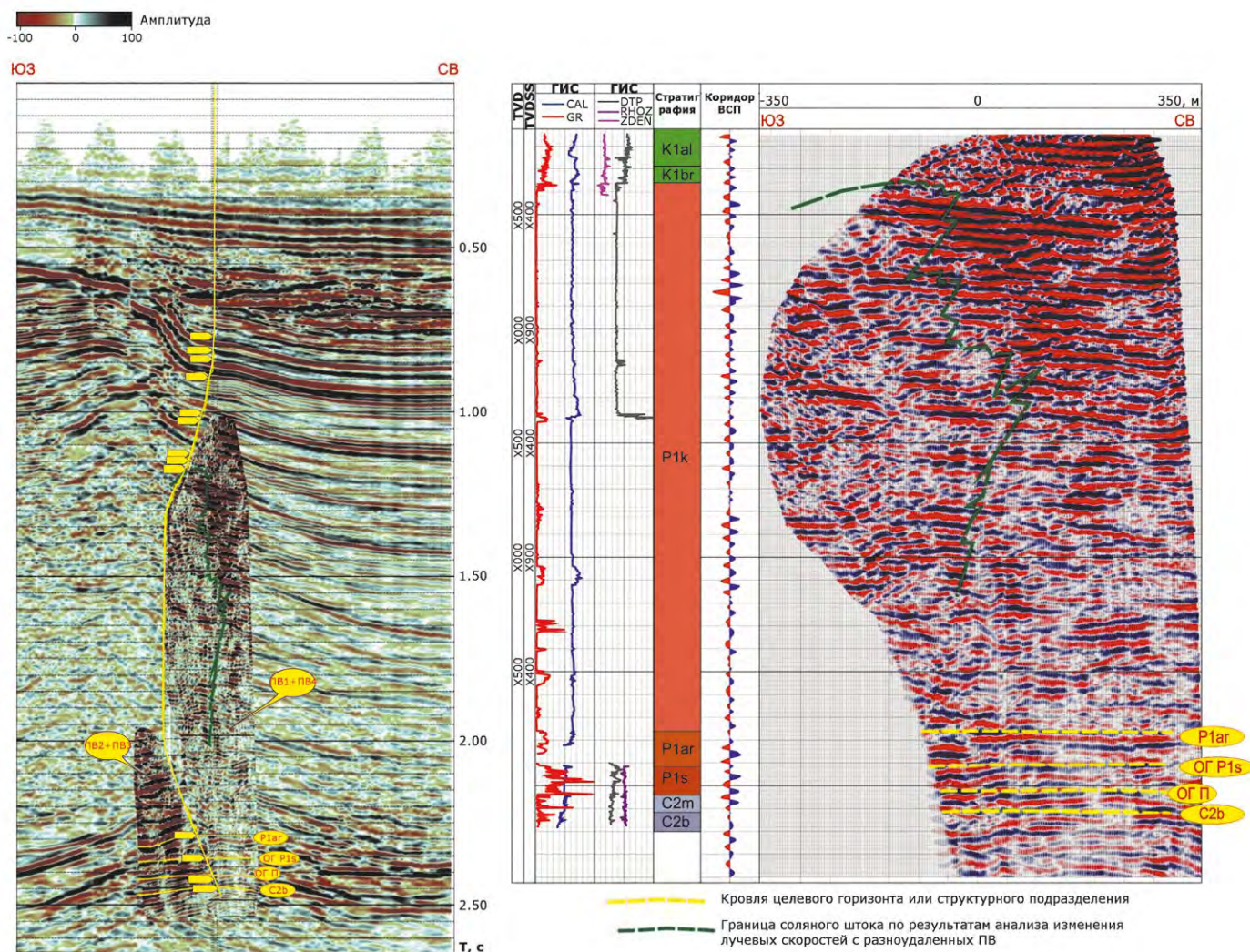
- Определение крутопадающих границ геологических неоднородностей по годографам падающих Р-волн с удаленных пунктов возбуждения (ПВ)

Входные данные:

- Данные ВСП
- Данные ГИС (DTP, DTS, RHOV, CALI, GR)
- Данные сейсмоки 2D, 3D ОГТ по данному участку
- Конструкция скважины
- Инклинометрия

Аппаратура:

- VSI*, либо аналогичный сейсмический зонд



Определение субвертикальных границ соляного штока

Расчет добротности Q (неупругое частотно-зависимое затухание)

При распространении сейсмической волны в горной породе происходит изменение формы сейсмического сигнала, связанное с поглощением энергии проводящей средой.

Параметры неупругого поглощения среды, также известные как добротность Q (неупругое частотно-зависимое затухание), могут быть определены по данным вертикального профиля ВСП.

Основываясь на значениях параметра Q, возможно выполнение Q-компенсации, позволяющей увеличить визуальную разрешающую способность данных наземной сейсморазведки за счет восстановления поглощенных частот.

Параметр Q востребован при обработке и переобработке данных наземной сейсмоки (2D, 3D ОГТ).

Результаты:

- Оценка добротности Q (неупругого частотно-зависимого затухания) по геологическому разрезу

Преимущества:

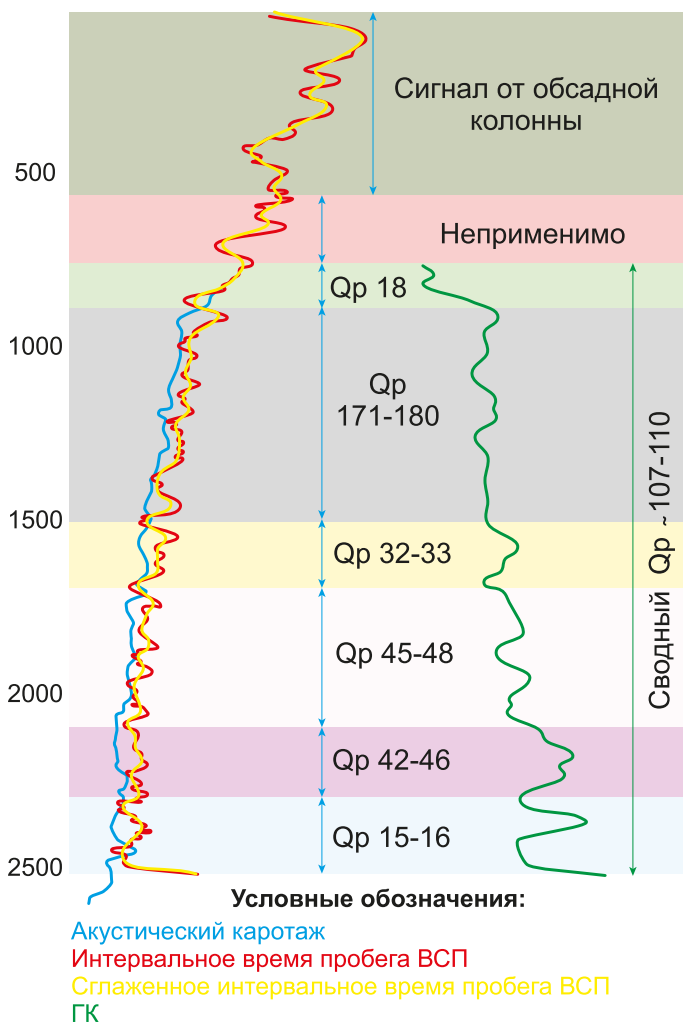
- Достоверный расчет добротности Q в точке скважины, необходимой при обработке и переобработке наземной сейсмоки 2D, 3D

Входные данные:

- Данные ВСП
- Данные ГИС (DTP, DTS, RHOB, CALI, GR)
- Данные сейсмоки 2D, 3D ОГТ по данному участку
- Конструкция скважины
- Инклинометрия

Аппаратура:

- VSI*, либо аналогичный сейсмический зонд



Распределение Qp (неупругое частотно-зависимое затухание) по разрезу, вскрытому скважиной

Номер интервала	Глубина	Значение Qp
#1 (интервальный Qp)	790-910	18
#2 (интервальный Qp)	910-1540	~171-180
#3 (интервальный Qp)	1540-1740	~32-33
#4 (интервальный Qp)	1740-2140	~45-48
#5 (интервальный Qp)	2140-2350	~42-46
#6 (интервальный Qp)	2350-2570	~15-16
Сводный Qp	790-2570	~107-110

Уровневое вертикальное сейсмическое профилирование (Walkaway)

Уровневое вертикальное сейсмическое профилирование (Walkaway) характеризуется следующими отличиями от стандартного ВСП с несколькими удаленными пунктами возбуждения:

- применение максимально возможного количества секций (шатлов) с сейсмоприемниками;
- фиксированное (неизменное) положение сейсмоприемников на протяжении всех этапов работ;
- симметричное относительно скважины расположение линий с пунктами возбуждения;
- значительное (до нескольких километров в каждом направлении от устья) удаление пунктов возбуждения;
- значительное (до нескольких сотен) количество пунктов возбуждения с минимальными (20-30 м) расстояниями между ними.

Уровневое ВСП позволяет получать максимально разрешенные по вертикали и протяженные по горизонтали мигрированные разрезы, приближающиеся по охвату территории к наземной сейсмической съемке, что дает возможность выполнить полноволновой анализ, диагностику и идентификацию отражений, AVO анализ, оценить азимутальную и вертикальную анизотропию целевых интервалов с целью выявления зон трещиноватости, оценить скорости под забоем, рассчитать декремент поглощения, выполнить корреляцию отражений с наземной сейсмикой.

Наиболее эффективно применение методики Walkaway в морских скважинах. На земной поверхности доступность метода ограничивается условиями рельефа и состоянием земной поверхности, поскольку требует в виде источника возбуждения сигнала использования зачастую синхронизированных многотонных вибраторов.

Результаты:

- Высокоразрешенные мигрированные разрезы Walkaway большой протяженности

Преимущества:

- Фиксированное положение сейсмоприемников в скважине на всем протяжении работ, при отстреле ПВ с разных азимутов (оценка анизотропии и AVO-анализ)
- Значительная протяженность мигрированных разрезов Walkaway (до нескольких километров), большая зона уверенного картирования
- Высокая разрешенность полученных волновых полей
- Высокая кратность наблюдений
- Высокое соотношение сигнал/помеха

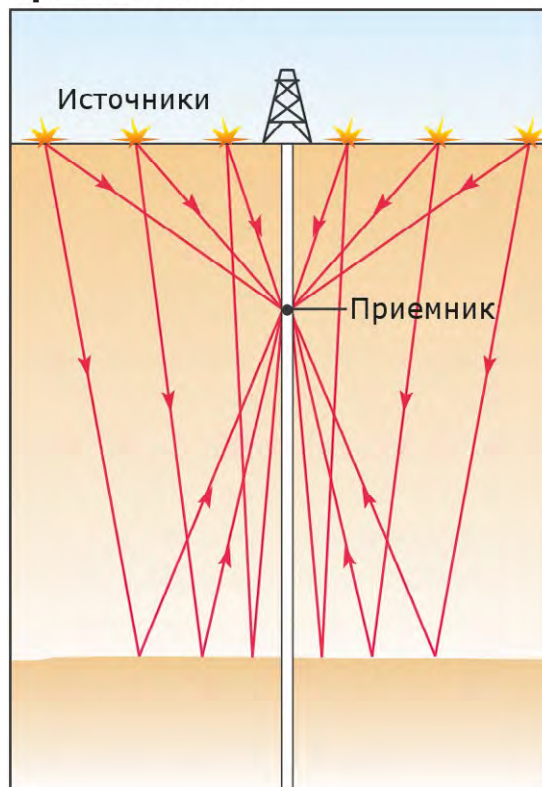
Входные данные:

- Данные ВСП
- Данные ГИС (DTP, DTS, RHOV, CALI, GR)
- Данные сейсмике 2D, 3D ОГТ по данному участку
- Конструкция скважины
- Инклинометрия

Аппаратура:

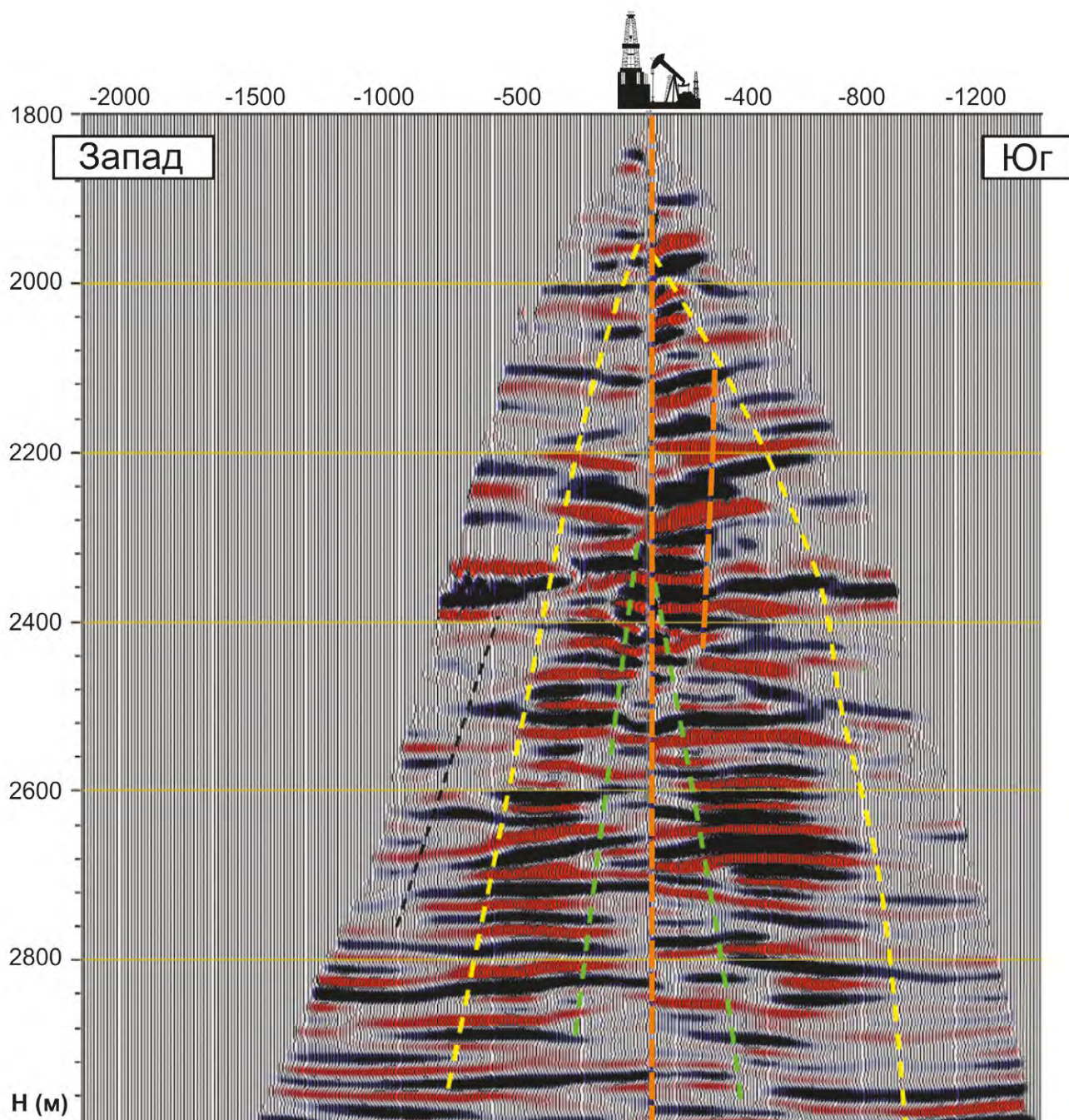
- VSI*, либо аналогичный сейсмический зонд

Уровневое ВСП



Расположение источников и приемника при проведении уровневого ВСП [33]

Уровненное вертикальное сейсмическое профилирование (Walkaway)



Пример данных уровненого ВСП. Низкоразрешающие данные наземной сейсморазведки не позволили определить границы продуктивного пласта и привели к проводке сухой скважины. Проведение уровненого ВСП предоставило ценную информацию для проводки последующих скважин (в том числе картирование разрывных нарушений в непосредственной близости от скважины) [49]

Глава 5.

Оценка литологии,
выделение
коллекторов
и эффективных
толщин, оценка
ФЕС и насыщения
в открытом стволе

Оценка литологии, ФЕС и насыщения с помощью объёмного компонентного анализа пород (ELAN) по данным базового комплекса ГИС

Важной особенностью ELAN является определение модели породы и ее ФЕС, удовлетворяющие одновременно всем измеренным петрофизическим параметрам (кривым) ГИС. Данная методика значительно повышает информативность и точность интерпретации.

Интерпретация с применением ELAN может выполняться на различных этапах исследования скважины и месторождения: в реальном времени по данным LWD; при оперативной интерпретации ГИС, в том числе предварительной для принятия решений; в рамках оптимизации комплекса ГИС или разработки модели по опорной скважине; на этапе подсчета или пересчета запасов.

ELAN решает систему линейных и нелинейных петрофизических уравнений, связывающих с одной стороны знака равенства сумму произведений табличных значений петрофизических величин чистых минеральных фракций и флюидов с объемами этих минеральных фракций и флюидов, составляющих породу, и заполняющих поровое пространство, а с другой стороны знака равенства – измеренные петрофизические величины (ГИС). ELAN решает систему описанных выше уравнений для нахождения объемов минеральных фракций, составляющих породу, и объемов флюидов, заполняющих поровое пространство. Решение находится итерациями по минимуму среднеквадратичной ошибки между синтетическими/расчетными и исходными кривыми ГИС. Таким образом, все входные кривые ГИС влияют в большей или меньшей степени на все искомые объемы, в том числе на пористость и насыщенность как сумму и тип объемов флюидов. Оценка проницаемости производится «геохимическим методом» (методика М. Херрона), на основании эмпирически обоснованной зависимости проницаемости от пористости и минерального состава.

Гибкая система переключения моделей позволяет использовать различные комбинации методов ГИС и флюидо-минералогического состава в разных условиях (изменение литологии по разрезу, зоны размыва ствола скважины и т.д.). Интерпретационные параметры могут изменяться по глубине на основании априорных данных (изменение минерализации), а также подаваться в виде внешней расчетной кривой.

Выделение коллекторов и определение характера насыщения производится по обоснованным граничным значениям и/или качественным признакам.

Результаты:

- Минералогический состав пород (ограниченный набор компонент, вертикальное зонирование моделей)
- Оценка Кгл
- Оценка Кп
- Оценка Кпр «геохимическим методом»
- Выделение коллекторов, оценка эффективных толщин (стандартное вертикальное разрешение)
- Оценка Кнг стандартными методами по электрометрии
- Определение типа УВ

Преимущества:

- Определение модели породы и ее ФЕС, удовлетворяющие одновременно всем измеренным петрофизическим параметрам (кривым) ГИС
- Набор исходных методов может изменяться в широких пределах (по скважине в целом или поинтервально)
- Гибкая система переключения моделей позволяет использовать различные комбинации методов ГИС и флюидо-минералогического состава в разных условиях
- Интерпретационные параметры могут изменяться по глубине на основании априорных данных (изменение минерализации), а также подаваться в виде внешних расчетных кривых
- Использование методики на различных этапах исследования скважины и месторождения

Входные данные:

- Базовый набор методов комплекса, аналогичного Platform Express* (PEX): ГК, Wн, ГГК-п, ГГК-л, УЭС (ИК-М и/или БК-М)
- Дополнительно – каверномер, СГК, МБК (Rзп), АК и т.д.
- Минерализация пластовой воды, принятые зависимости Pп(Кп) и Pн(Кв)
- Граничные значения параметров (Кп, Кпр, Кгл, Кв)

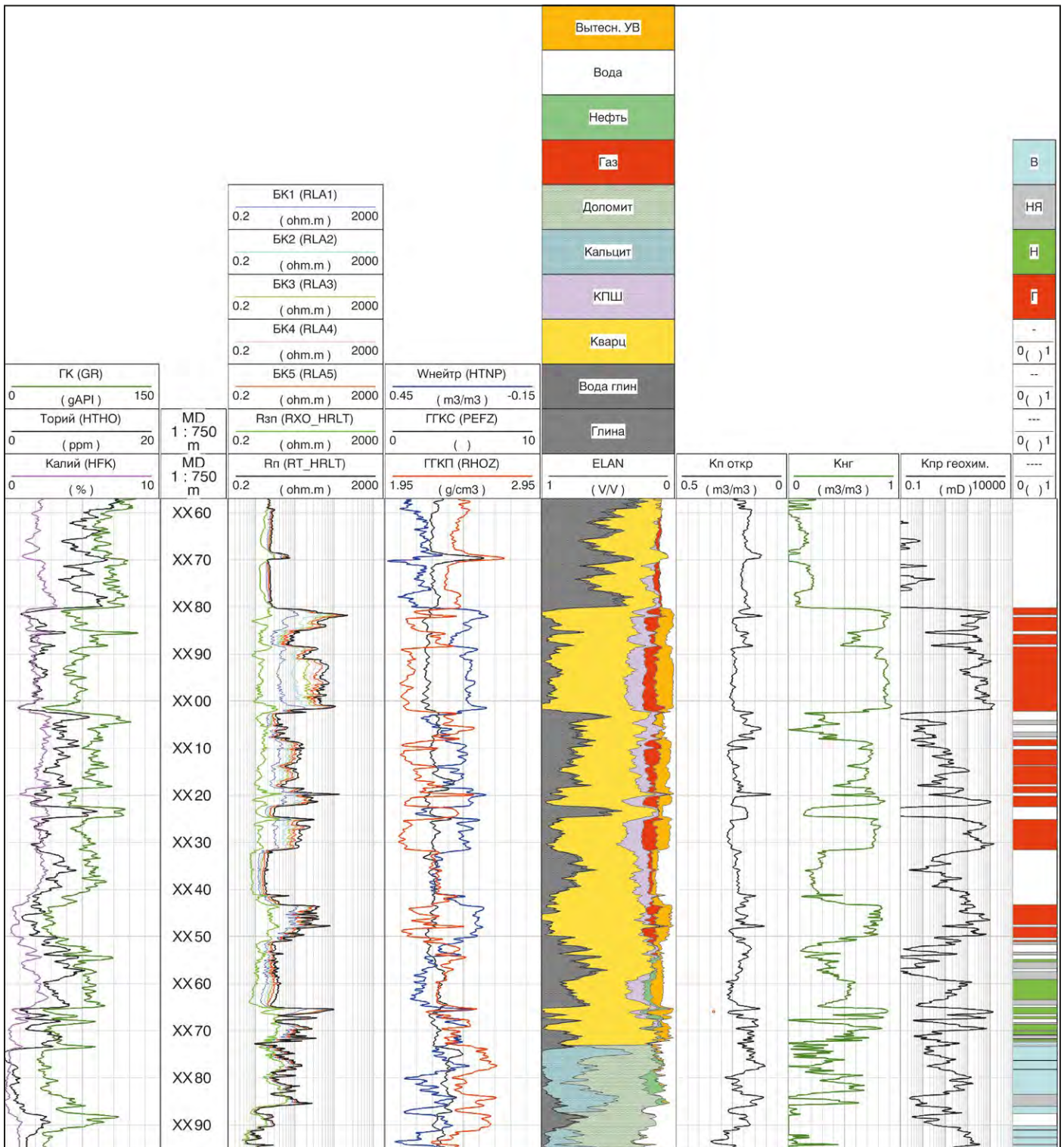
Аппаратура:

- При ГИС на кабеле PEX+AIT* / RT Scanner* / HRLA* (+HNGS), либо комплекс аппаратуры ThruBit* с аналогичным набором измерений
- При ГИС во время бурения adnVISION* + arcVISION* / PeriScope* / MicroScope* / geoVISION* / ImPulse*, либо EcoScope* / NeoScope*

Программное обеспечение:

- Techlog*

Оценка литологии, ФЕС и насыщения с помощью объёмного компонентного анализа пород (ELAN) по данным базового комплекса ГИС



Пример исходных ГИС и результатов ELAN

Оценка литологии, ФЕС и насыщения с интеграцией данных геохимического каротажа (нейтрон-гамма спектроскопии) в объёмный компонентный анализ

Интерпретация «GLA» является расширением анализа «ELAN» при наличии данных НГК-С ECS, либо аппаратуры ИНГК-С Litho Scanner, EcoScore, NeoScore, RSTPro, PNХ; обработка выполняется в модуле ELAN. Данные спектроскопии ГИРЗ или ГИРЗ+ГИНР позволяют создавать значительно более сложные минералогические модели пород, максимально приближая литологическую модель к реальной породе, при этом менее чувствительны к таким факторам, как неровности и размывы ствола скважины или примесь барита в составе бурового раствора. В частности, в карбонатных породах становится возможным одновременно определять содержание кальцита, доломита, сидерита, ангидрита, кальцита, глинистых минералов. В терригенных разрезах – кварца, К-, Са-На полевых шпатов, глинистых минералов, кальцита, пирита, сидерита. В вулканогенных породах и нефтегазоносных глинах и сланцах, сложных по минеральному составу, интеграция нейтрон-гамма спектроскопии при интерпретации особенно важна для определения пористости и коэффициента насыщения.

Анализ «GLA» включает обработку данных НГК-С аппаратурой ECS или ИНГК-С аппаратурой Litho Scanner, EcoScore, NeoScore, RSTPro или PNХ в модуле для определения относительных концентраций ряда химических элементов (Si, Са, Fe, Al, S, Ti, Gd, (Mg, К, Na и других в зависимости от типа аппаратуры)) и интеграцию данных по относительным концентрациям химических элементов, либо по минеральному составу твердой фазы в объёмный компонентный анализ ELAN. Методика интерпретации ELAN подробнее описана [в соответствующем разделе](#); ее главным преимуществом является определение литологического состава пород, пористости и насыщенности, используя одновременно все привлеченные геофизические параметры (кривые ГИС), совместно решая систему линейных и нелинейных петрофизических уравнений. Данная методика значительно повышает информативность и точность интерпретации.

Результаты:

- Расширенный и уточненный минералогический состав пород, включая второстепенные минералы и, при возможности, состав глин
- Оценка Кгл
- Оценка Кп
- Оценка Кпр «геохимическим методом»
- Выделение коллекторов, оценка эффективных толщин (стандартное вертикальное разрешение)
- Оценка Кнг стандартными методами по электрметрии
- Определение типа УВ
- Оценка свойств матрицы (плотность, нейтронные свойства)

Преимущества:

- Расширенная, независимая литологическая составляющая модели ELAN
- Уточнение получаемых ФЕС, насыщения и типа УВ за счет независимой детальной литологической характеристики и свойств матрицы
- Значительно более точный (по сравнению со стандартным комплексом) результат в интервалах размыва и неровностей ствола скважины
- Возможность анализа литологически сложных разрезов без ГГК-л (например, если показания ГГК-л искажены влиянием барита в растворе)
- Использование методики на различных этапах исследования скважины и месторождения, в том числе для настройки модели сокращенного комплекса

Входные данные:

- Полевые данные ИНГК-С или НГК-С в формате DLIS
- Базовый набор методов комплекса, аналогичного Platform Express* (PEX): ГК, Wн, ГГК-п, ГГК-л, УЭС (ИК-М и/или БК-М)
- Дополнительно – каверномер, СГК, МБК (Rзп), АК и т.д.
- Минерализация пластовой воды, принятые зависимости Рп(Кп) и Рн(Кв)
- Граничные значения параметров (Кп, Кпр, Кгл, Кв)

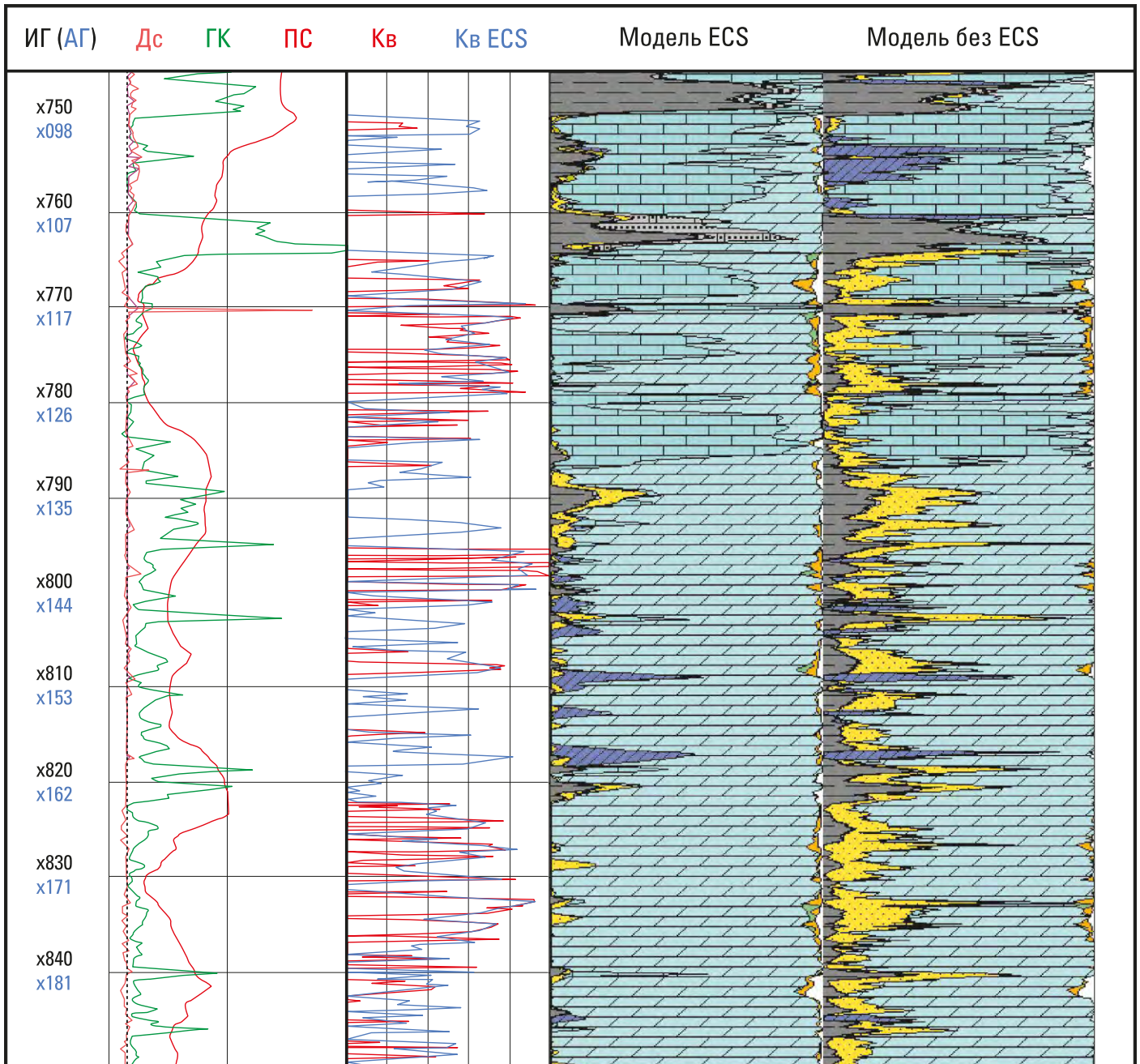
Аппаратура:

- При ГИС на кабеле: Litho Scanner*, ECS*; в скважинах малого диаметра PNХ либо RSTPro* (IC), при использовании технологии ThruBit* – PNХ;
- PEX+AIT* / RT Scanner* / HRLA* (+HNGS), либо комплекс аппаратуры ThruBit с аналогичным набором измерений
- При ГИС в процессе бурения: EcoScore* или NeoScore* с регистрацией спектров ГИРЗ и стандартного комплекса

Программное обеспечение:

- Techlog*

Оценка литологии, ФЕС и насыщения с интеграцией данных геохимического каротажа (нейтрон-гамма спектроскопии) в объёмный компонентный анализ



Пример интерпретации ELAN со стандартным комплексом (ELAN без ECS) и результатов GLA (ELAN с использованием данных ECS) [73]

Оценка литологии, ФЕС и насыщения с интеграцией данных ЯМК в объёмный компонентный анализ

Группа продуктов «ELAN-ЯМК» является расширением анализа «ELAN» при наличии ГИС ядерно-магнитным методом в сильном поле (ЯМП) аппаратурой Шлюмберже. Результатом анализа «ELAN-ЯМК» (дополнительно к стандартному набору результатов) является уточненная оценка Кп, количественное определение эффективной пористости/остаточной водонасыщенности, более точное определение проницаемости по уравнениям Тимура, SDR, K-echo. Проницаемость на основе ЯМК является наиболее точным методом определения данного параметра в терригенных разрезах и в карбонатных разрезах с межгранулярным типом пористости. Получение оценок Кпэф, Кпр способствует более уверенному выделению коллекторов по сравнению со стандартными методиками. Также возможна оперативная калибровка уравнений проницаемости на результаты ГДК-ОПК. Определение коэффициента остаточной водонасыщенности по ЯМК и коэффициента нефтегазонасыщенности по электрическим методам позволяет уточнять характер насыщения (прогнозируемого притока), высоту переходной зоны.

Анализ «ELAN-ЯМК» включает обработку данных ЯМК, калибровку значений остаточной водонасыщенности, эффективной пористости и проницаемости на данные керн или ГДК-ОПК, если таковые имеются, интеграцию данных ЯМК в объёмный компонентный анализ ELAN для расчета дополнительных петрофизических параметров (остаточная водонасыщенность, эффективная пористость, проницаемость по ЯМК). Методика интерпретации ELAN описана [в соответствующем разделе](#); ее главным преимуществом является определение литологического состава пород, пористости и насыщенности, одновременно используя все измеренные геофизические параметры (кривые ГИС), решая систему линейных и нелинейных петрофизических уравнений. Данная методика значительно повышает информативность и точность интерпретации.

Результаты:

- Минералогический состав пород (ограниченный набор компонент, вертикальное зонирование моделей)
- Оценка Кгл
- Оценка Кп высокой точности, независимо от литологии
- Оценка Кпэф
- Оценка Кпр методиками ЯМП и «геохимическим методом»
- Выделение коллекторов, оценка эффективных толщин с учетом данных ЯМП (стандартное вертикальное разрешение)
- Оценка Кнг стандартными методиками по электрометрии с привлечением оценки Кво
- Определение типа УВ, прогнозирование характера притока

Преимущества:

- Определение модели породы и ее ФЕС, удовлетворяющие одновременно всем измеренным петрофизическим параметрам (кривым) ГИС
- Интеграция данных ЯМК позволяет включить в модель независимую оценку пористости высокой достоверности, тем самым повышая точность литологической модели
- Получение оценок Кпэф/Кво и Кпр по ЯМК позволяет повысить достоверность и полноту результата, эффективность выделения коллекторов и определения типа флюида, а также прогнозирования характера притока
- Интерпретационные параметры могут изменяться по глубине на основании априорных данных (изменение минерализации), а также подаваться в виде внешних расчетных кривых

Входные данные:

- Данные ЯМК в сильном поле в режиме непрерывной записи по разрезу
- Базовый набор методов комплекса, аналогичного Platform Express* (PEX): ГК, Wн, ГК-п, ГК-л, УЭС (ИК-М и/или БК-М)
- Дополнительно – каверномер, СГК, МБК (Rзп), акустический метод и т.д.
- Минерализация пластовой воды, принятые зависимости Pп(Кп) и Pн(Кв)
- Граничные значения параметров (Кп, Кпэф, Кпр, Кгл, Кв)

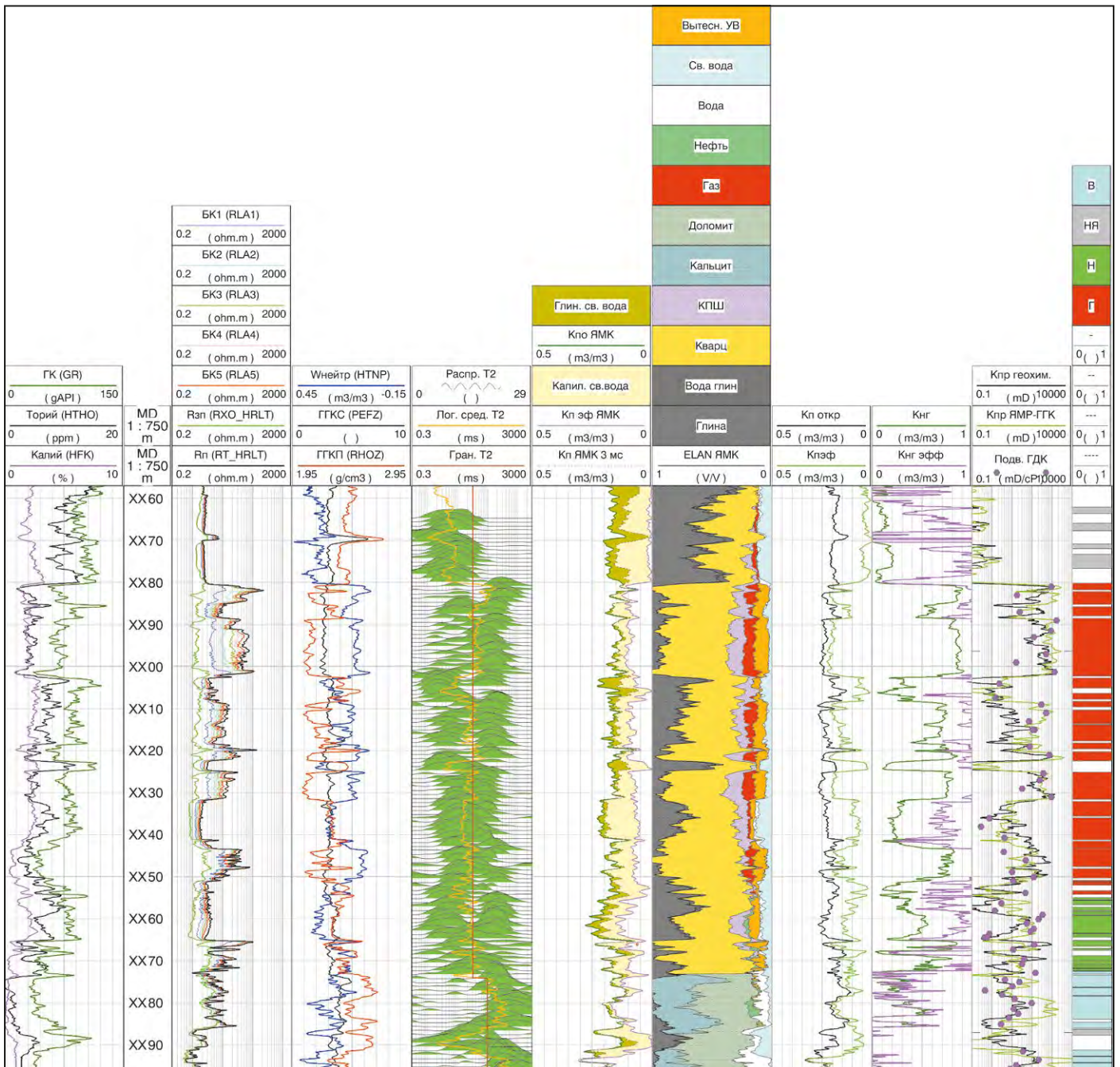
Аппаратура:

- При ГИС на кабеле: CMR Plus*, либо MR Scanner*, а также PEX+AIT* / RT Scanner* / HRLA* (+HNGS), либо комплекс аппаратуры ThruBit* с аналогичным набором измерений
- При ГИС во время бурения: proVISION*, а также adnVISION* + arcVISION* / PeriScope* / MicroScope* / geoVISION* / ImPulse*, либо EcoScope* / NeoScope*

Программное обеспечение:

- Techlog*

Оценка литологии, ФЕС и насыщения с интеграцией данных ЯМК в объёмный компонентный анализ



Пример исходных данных ГИС и результатов ELAN-ЯМК

Оценка нефтегазонасыщенности и ФЕС тонкослоистых коллекторов с использованием данных триаксиального индукционного каротажа (Rt Scanner*)

Важной проблемой количественной интерпретации ГИС в тонкослоистых интервалах является невозможность достоверной оценки общих эффективных толщин коллекторов по данным стандартного комплекса ГИС: различные по своим петрофизическим свойствам пропластки имеют мощности ниже вертикальной разрешающей способности методов ГИС. Следствиями этой же причины являются и другие проблемы: низкий контраст УЭС создает неопределенность при оценке положения ВНК по данным стандартного комплекса ГИС, значения коэффициента водонасыщенности, получаемые путем реализации стандартного подхода к обработке и интерпретации данных ГИС, завышаются в результате влияния слоистой глинистости на методы электрометрии.

Пример интервала тонкослоистых песчаноглинистых коллекторов, а также сопоставление стандартной и специальной интерпретации ГИС приведены на изображении. При использовании стандартного подхода к интерпретации данных ГИС продуктивный интервал выделяется в интервале Y010 – Y100 фт (трек 5). С использованием данных вертикального и горизонтального УЭС (трек 4, Rt Scanner) продуктивным является интервал X820 – Y100 фт. Тонкослоистость интервала подтверждается по данным электрического имиджера.

Результаты:

- Количественная оценка нефтегазонасыщенности тонкослоистых интервалов
- Оценка фильтрационно-емкостных свойств песчаной фракции
- Оценка анизотропии проницаемости

Преимущества:

- Получение корректной оценки фильтрационно-емкостных свойств тонкослоистых песчано-глинистых интервалов

Входные данные:

- Полевые данные триаксиального индукционного каротажа (Rt Scanner)
- Данные основных методов пористости (ГГК-п, ННК-т, ЯМК)

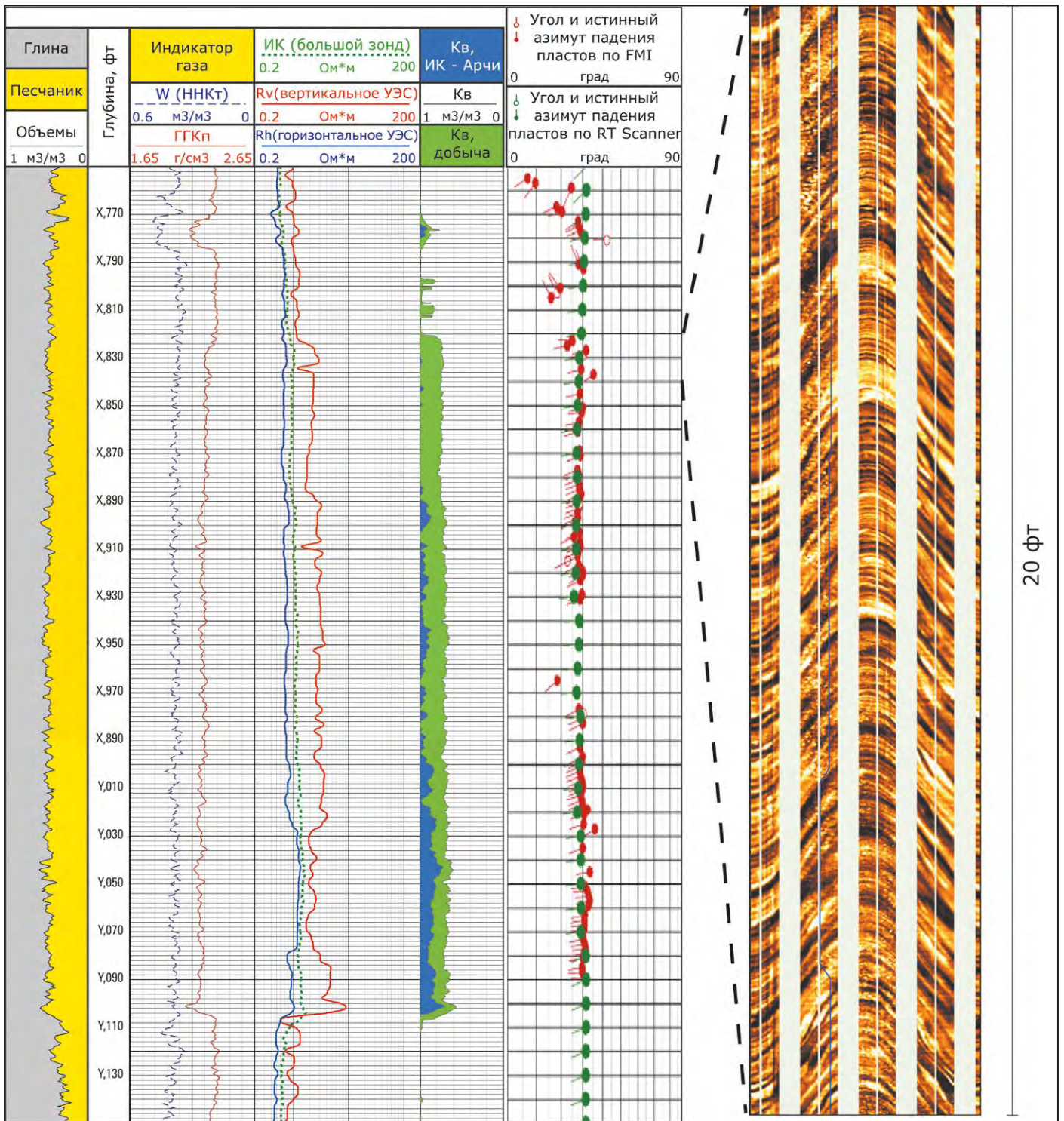
Аппаратура:

- Rt Scanner

Программное обеспечение:

- Techlog*

Оценка нефтегазонасыщенности и ФЕС тонкослоистых коллекторов с использованием данных триаксиального индукционного каротажа (Rt Scanner*)



Пример интервала тонкослоистых песчаноглинистых коллекторов. При использовании стандартного подхода к интерпретации данных ГИС продуктивный интервал выделяется в интервале Y010 – Y100 фт (трек 5). С использованием данных вертикального и горизонтального УЭС (трек 4, Rt Scanner) продуктивным является интервал X820 – Y100 фт. Тонкослоистость интервала подтверждается по данным электрического имиджера [39]

Оценка проницаемости поровых коллекторов по волне Стоунли

Волна Стоунли распространяется вдоль стенки скважины и чувствительна к свойствам как самой скважины, так и окружающей ее горной породы. При распространении волны в интервале проницаемой породы происходит ее замедление и затухание за счет потери энергии на движение флюида в пористой среде. Это позволяет выделять проницаемые интервалы и количественно оценивать подвижность k/μ по увеличению интервального времени волны Стоунли относительно модели упругой непроницаемой среды и/или по повышению затухания волны. Для повышения достоверности результатов расчетов рекомендуется калибровка на данные фактических замеров на керне, при ГДК или испытаниях.

Результаты:

- Выделение интервалов проницаемых коллекторов
- Количественная оценка подвижности флюида k/μ

Преимущества:

- Характеристики волны Стоунли чувствительны напрямую к наличию проницаемости и не являются косвенной оценкой

Входные данные:

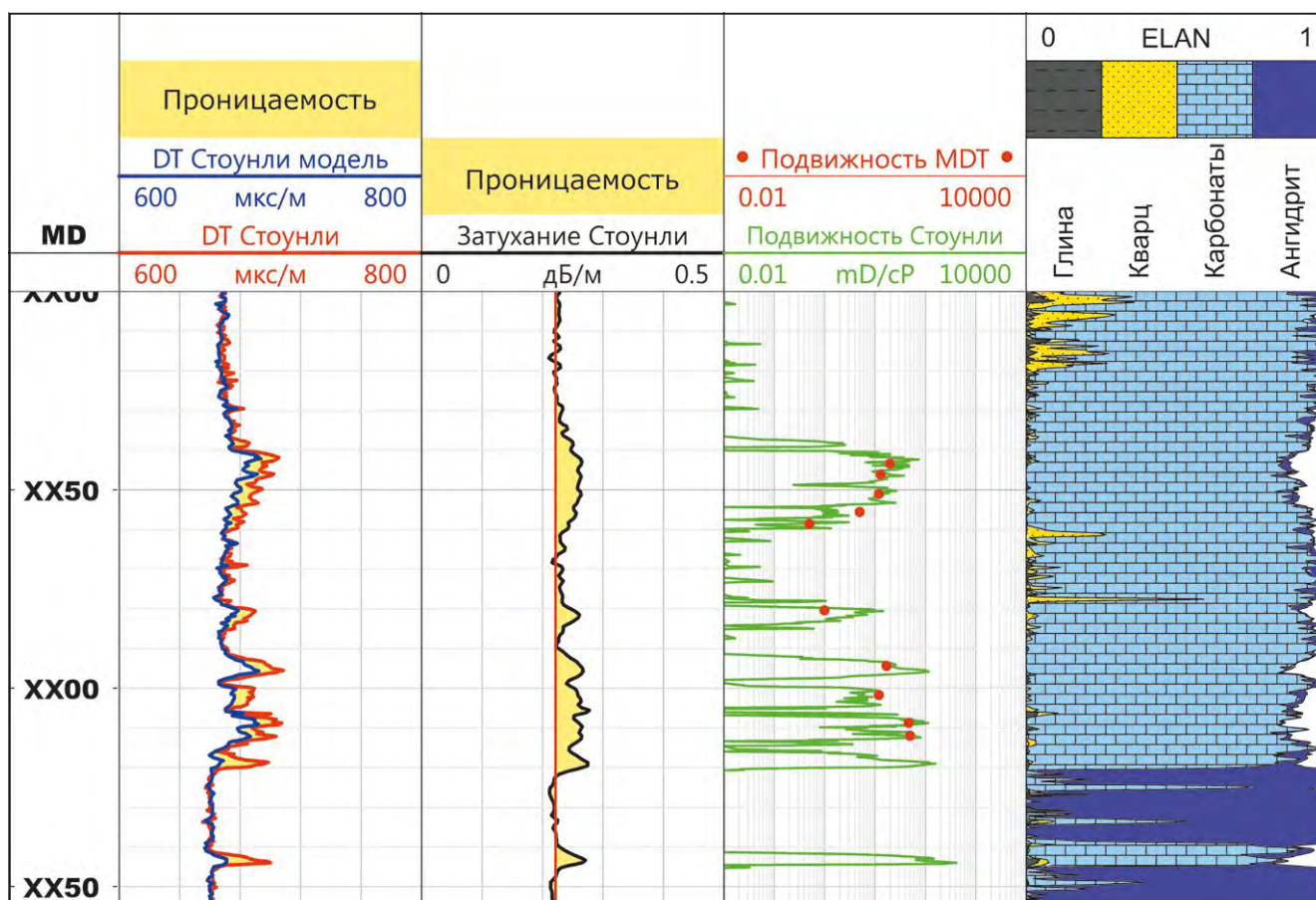
- Волновая картина низкочастотного монополя
- Результаты оценки интервальных времен P, S и St волн
- Плотностной каротаж ГГК-п
- Профилеметрия скважины
- Замеры подвижности по ГДК (опционально)
- Замеры проницаемости на керне (опционально)

Аппаратура:

- При ГИС на кабеле Sonic Scanner* / DSI*
- При ГИС во время бурения SonicScore* (с ограничениями)

Программное обеспечение:

- Techlog*



Пример результатов расчета подвижности по данным волны Стоунли

Выделение зон трещиноватости и оценка проницаемости трещин по данным волны Стоунли

Микроимиджи являются надежным инструментом поиска интервалов со вторичной пористостью, однако не позволяют ответить на вопрос, являются ли выделенные трещины и каверны проницаемыми. Совместный анализ данных микроимиджей и характеристик волны Стоунли позволяет выделять проницаемые трещины в разрезе.

Чувствительность волны Стоунли к проницаемым трещинам основана на ее затухании и появлении отражений в местах пересечения трещин скважиной. Анализ волны Стоунли включает расчет коэффициентов отражения и прохождения по зарегистрированным волновым полям. Дополнительный расчет аналогичных коэффициентов по волновым полям, смоделированным с учетом литологии и геометрии ствола скважины, позволяет учесть влияние условий измерения на результат интерпретации. Зависимость, полученная по результатам численного моделирования и проверенная на лабораторных моделях, позволяет рассчитать эффективную раскрытость трещин и их проницаемость.

Анализ выполняется в условиях низкопористых разрезов при отсутствии значимой проницаемости матрицы.

Результаты:

- Выделение интервалов проницаемых трещин
- Количественная оценка раскрытости трещин и их проницаемости

Преимущества:

- Оценка фильтрационного потенциала трещин, выделенных на микроимиджах

Входные данные:

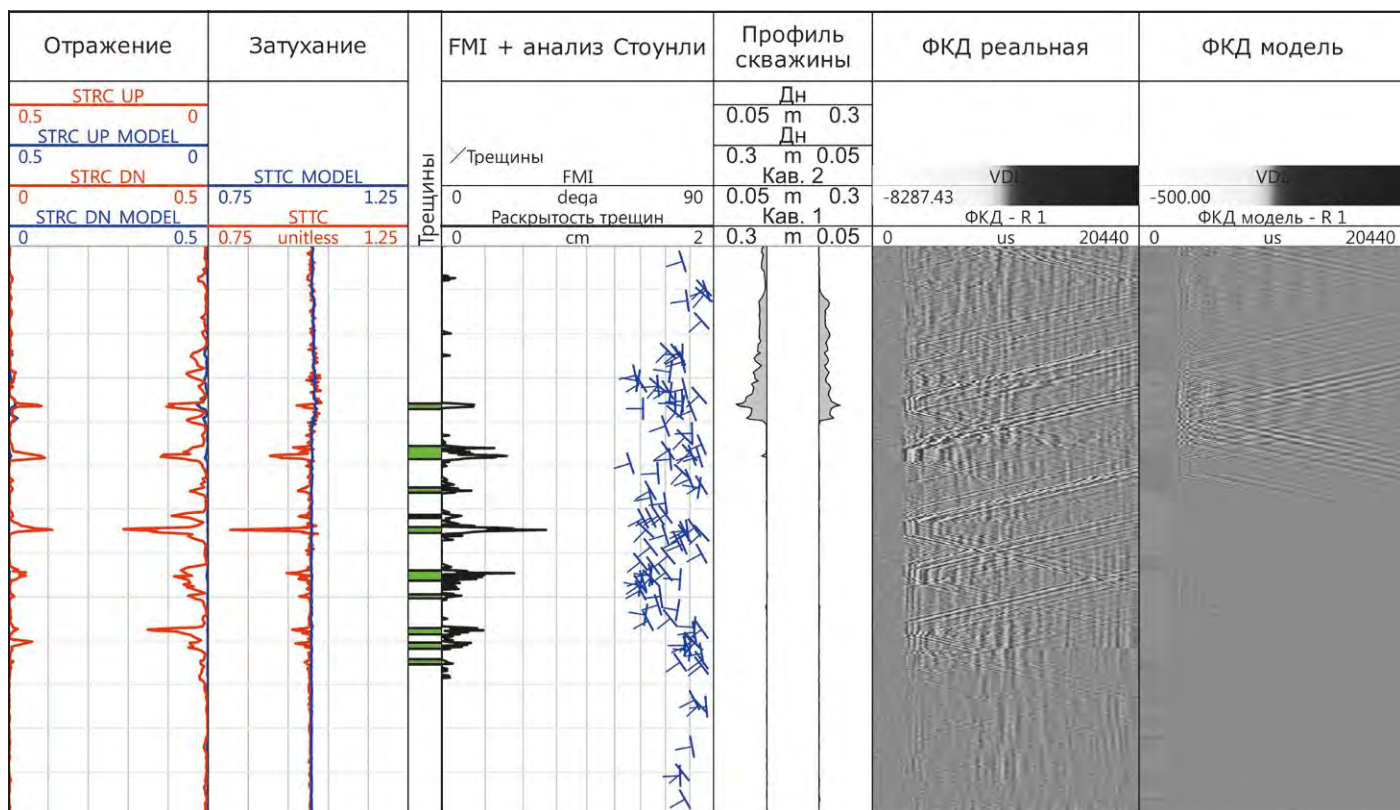
- Волновая картина низкочастотного монополя
- Результаты оценки интервальных времен P, S и St волн
- Результаты интерпретации микроимиджей
- Плотностной каротаж ГГК-п
- Профилеметрия скважины
- Результаты оценки анизотропии по данным кросс-диполей (опционально)

Аппаратура:

- При ГИС на кабеле Sonic Scanner* / DSI* / ThruBit Dipole*
- При ГИС во время бурения SonicScore* (с ограничениями)

Программное обеспечение:

- Techlog*



Пример результатов выделения зон трещиноватости и оценки проницаемости трещин по данным волны Стоунли

Оценка ФЕС в скважинах большого наклона и горизонтальных скважинах путем создания профильной модели и прямого-обратного моделирования

Данные ГИС, зарегистрированные в наклонной/горизонтальной скважине используются для выделения границ пластов, пересекаемых скважиной. В случае регистрации скважинных имиджей (УЭС, ГГК-лп, ГК), последние используются для оценки угла падения каждой границы. Далее создается структурная модель, основанная на выделенных границах пластов и углах падения. Пласты под скважиной (т.е. не пересеченные стволом), при необходимости, также добавляются в модель; их расположение в пространстве оценивается по данным ГИС в соседних скважинах. Пластам в структурной модели присваиваются геофизические параметры (гамма-активность, вертикальное и горизонтальное сопротивление и т.д.). Для начальной оценки геофизических параметров используются кажущиеся значения соответствующих методов в пластах, пересеченных скважиной. Для пластов, не пересеченных скважиной, начальные оценки параметров задаются вручную. В случае неоднократного пересечения одного и того же пласта могут быть отмечены изменения свойств по латерали. В этом случае, модель дополняется границами свойств в пределах пласта.

После построения и наполнения модели выполняется прямое моделирование параметров ГИС – как функция структуры и свойств пластов, смоделированные кривые сопоставляются с зарегистрированными. Далее, параметры структурной модели и свойства пластов уточняются до достижения наилучшей сходимости между результатами измерений и прямого моделирования.

Свойства пластов, определенные по описанному алгоритму, используются в дальнейшей петрофизической интерпретации вместо зарегистрированных кривых. Поскольку свойства пород, оцененные подобным образом, исправлены за большинство обычных геометрических эффектов, вызванных большим наклоном скважины, они могут использоваться по тем же алгоритмам и с теми же параметрами, что и ГИС в вертикальных скважинах.

Результаты:

- Структурно-геологическая модель околоскважинного пространства
- Исправленные за высокий угол показания большинства методов ГИС
- Распространение исправленных параметров в рамках попластовой модели, с возможностью изменения свойств по латерали пласта
- Оценка ФЕС и насыщения в рамках построенной модели

Преимущества:

- Составление структурно-геологической модели по комбинации данных ГИС, с возможным привлечением данных по соседним скважинам и данных сейсморазведки для построения границ, не пересеченных скважиной
- Понимание и исправление влияния большинства граничных эффектов на показания аппаратуры ГИС в скважинах большого наклона и горизонтальных скважинах
- Оценка ФЕС и насыщения по методикам, обоснованным в вертикальных скважинах

Входные данные:

- Преимущественно – разные виды ГИС во время бурения; необходимыми являются ГГК-п и/или ННК (ИННК), ГК, ВИК либо БК-М, желательна регистрация скважинных имиджей
- Траектория скважины
- Минерализация пластовой воды, принятые зависимости $R_p(K_p)$ и $R_n(K_n)$
- Граничные значения параметров (K_p , $K_{пф}$, $K_{пр}$, $K_{гл}$, K_n)
- Начальная геологическая модель, результаты исследования соседних скважин (опционально)

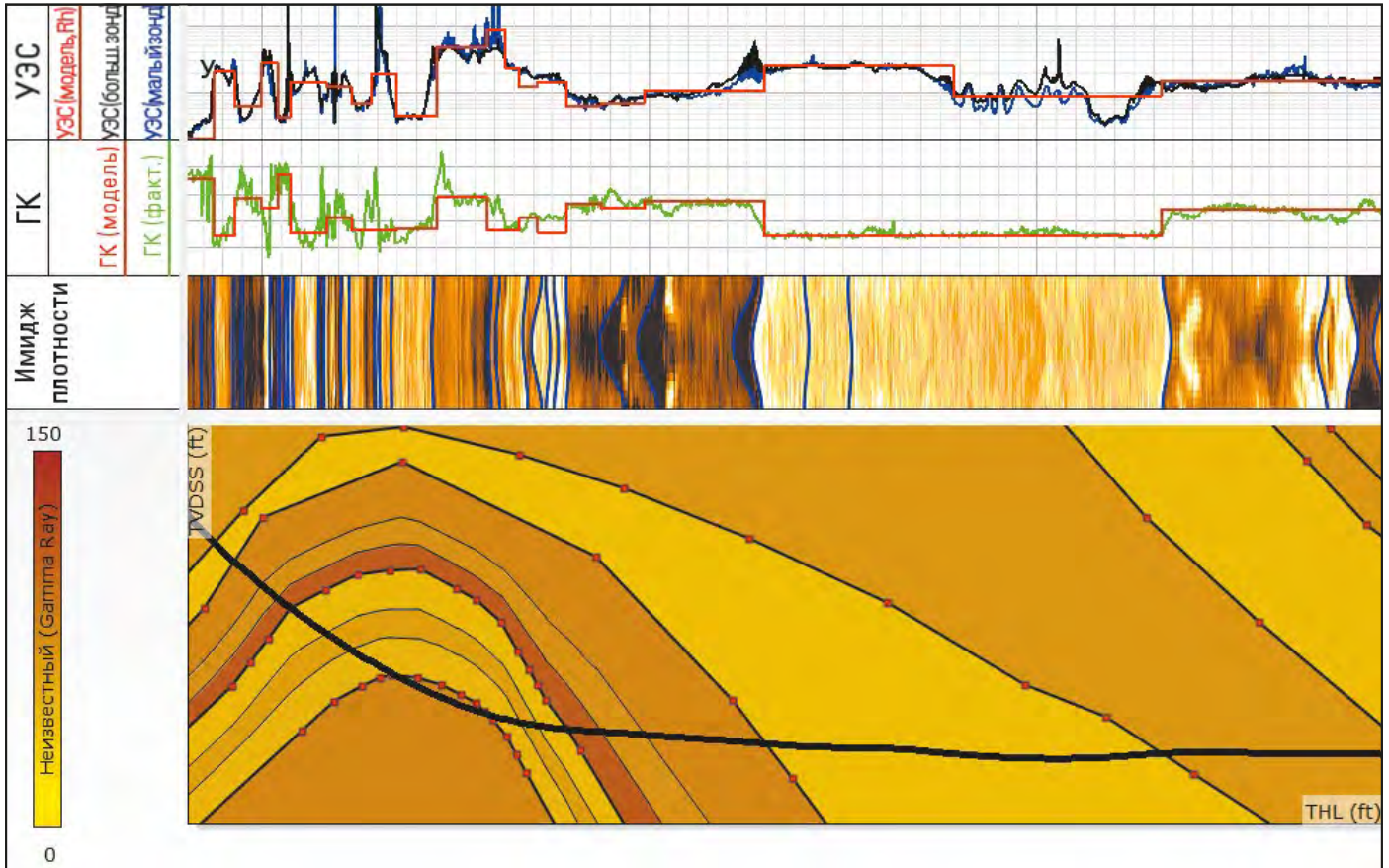
Аппаратура:

- adnVISION* + arcVISION* / PeriScope* / MicroScope* / geoVISION* / ImPulse*, либо EcoScope* / NeoScope*, возможно привлечение proVISION*, sonicVISION*, SonicScope* и т.д.

Программное обеспечение:

- Techlog*

Оценка ФЕС в скважинах большого наклона и горизонтальных скважинах путем создания профильной модели и прямого-обратного моделирования



ГИС, выполненные в горизонтальной скважине, использованы для построения структурной модели прискважинного пространства и определения геофизических свойств пластов

Детальная высокоточная увязка данных кернового материала с данными ГИС выполняется только на основе данных микроимиджеров. Осуществляется увязка данных путем прямого сопоставления фотографий керна в дневном и/или в ультрафиолетовом свете с имиджами. Основываясь на изменении текстуры пород и характера напластования, включая наличие тонкого переслаивания, внутрислоистой слоистости, линз, эрозионных и несогласных границ, а также опираясь на наличие постдиагенетических преобразований в виде кавернозности, трещиноватости, засоления, ангидритизации, карбонатизации и т.д., производится корректировка глубин керна на глубины имиджей.

С учетом смежных уровней исследований керна и имиджей детальная высокоточная увязка керновых данных является основополагающей для литотипизации разреза в разрешении керна, которая в свою очередь дает уникальную информацию о целевом интервале для выделения фаций, восстановления условий осадконакопления, уточнения стратиграфических границ и количественной оценки неоднородностей по разрезу. На [рис. 2](#) представлен расчет одного из показателей неоднородности по разрезу – коэффициента песчаности.

Детальная высокоточная увязка данных кернового материала с данными ГИС при помощи микроимиджеров подразумевает индивидуальный подход к каждой конкретной скважине и каждому отдельному целевому интервалу в силу относительности измеренных глубин, большой вариации качества, как данных керна, так и имиджей. Именно индивидуальный подход к каждой скважине позволяет выполнить основную задачу детальной увязки – задачу повышения достоверности петрофизических связей “керн-ГИС”, что, в свою очередь, повышает эффективность интерпретации ГИС, а в масштабах месторождения повышает качество геологического моделирования.

Результаты:

- Детальная высокоточная увязка данных кернового материала с данными ГИС
- Ориентирование керна в целевых интервалах
- Коэффициент песчаности по данным керна
- Контроль последовательности глубин керновых данных

Преимущества:

- Точность увязки «керн-ГИС» от 3-5 см
- Отсутствие необходимости в проведении профильных замеров каротажа на керне – достаточно фотографий керновых данных
- Сохранение точности привязки даже при низком проценте (50-75%) выноса керна при условии его целостности
- Единственная возможность ориентировки керна, если ориентировка не была сделана в процессе отбора
- Единственная возможность контроля последовательности глубин фотографий керна, определяемых в лаборатории, на предмет дублирования и переворачивания фотографий

Входные данные:

- Данные скважинных имиджеров
- Фотографии керна в дневном и ультрафиолетовом свете
- Результаты керновых лабораторных исследований

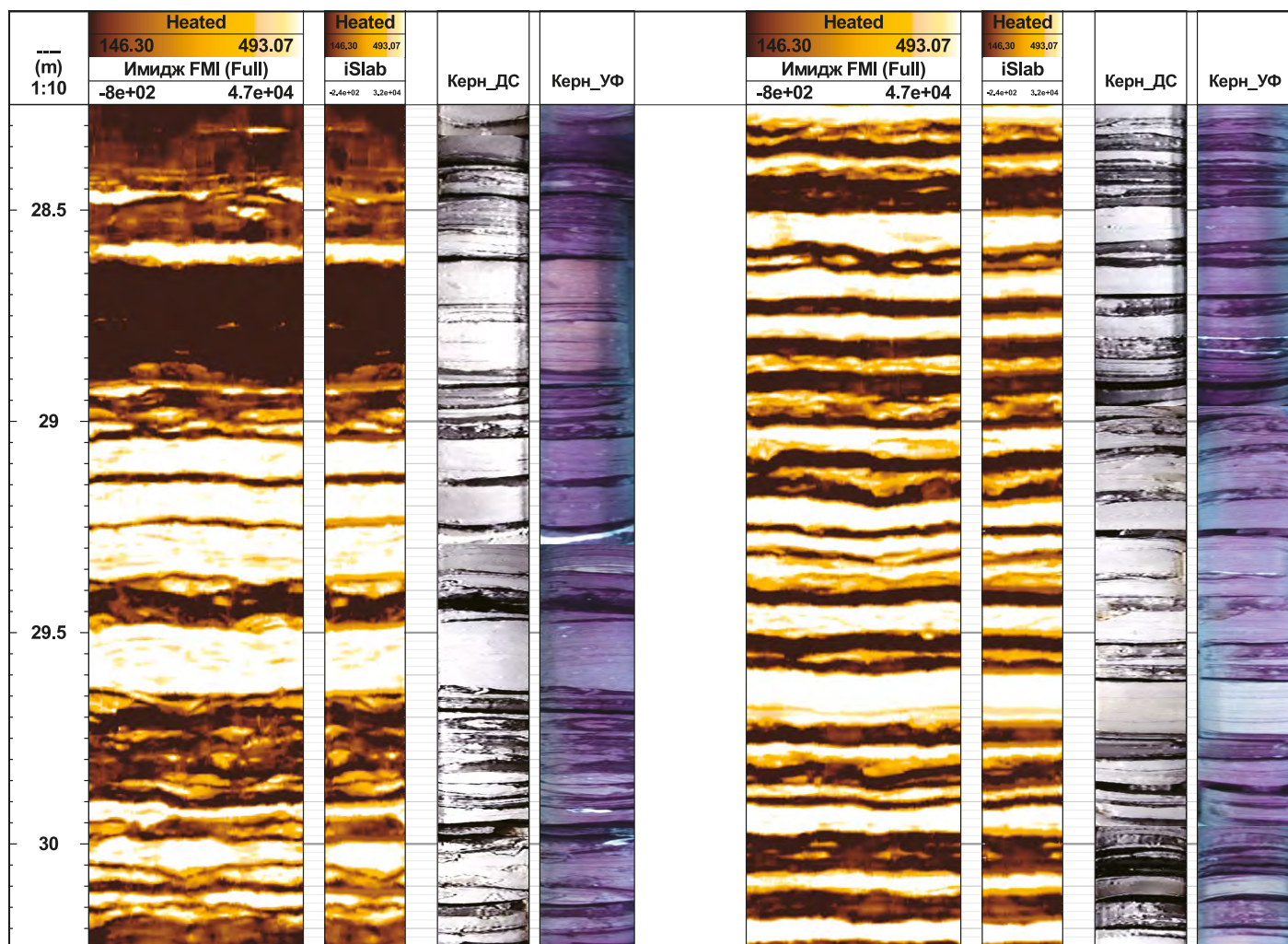
Аппаратура:

- При ГИС на кабеле FMI*, FMI-HD*, FMS, Quanta Geo*, либо аппарата с аналогичным набором измерений
- При ГИС во время бурения MicroScore HD*, либо аппарата с аналогичным набором измерений

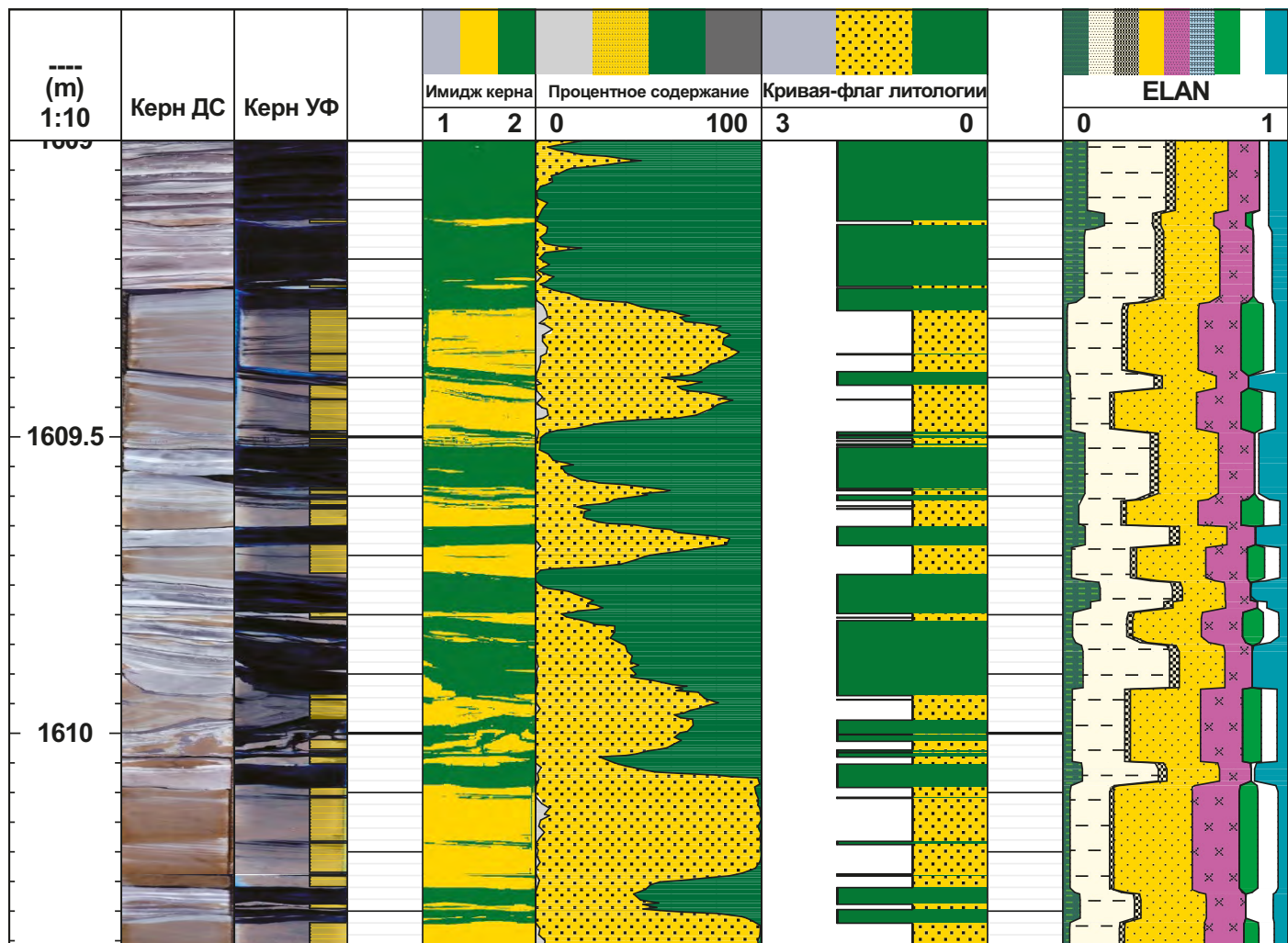
Программное обеспечение:

- Techlog*

Детальная высокоточная увязка данных кернового материала с данными ГИС



Сопоставление фотографий керна в дневном и ультрафиолетовом свете с имиджами FMI



Пример расчета коэффициента песчаности по керновым данным

Выделение кавернозных интервалов основывается на определении интервалов пятнистой текстуры – проводящие электрический ток включения на фоне менее проводящей матрицы породы. Подразумевается, что пятнистая текстура по имиджам является следствием заполнения каверн проводящим буровым раствором и характеристикой вторичных процессов, происходящих в карбонатных породах.

Количественная оценка может основываться как на существующих стандартных методиках, как, например, PoroSpect, так и на использовании нестандартных подходов и методов к обработке и интерпретации имиджей.

Количественная оценка вторичной пористости проводится по методике PoroSpect, в основе которой лежит уравнение Арчи-Дахнова для промытой зоны, преобразованное для данных имиджеров с использованием кривых пористости (ELAN, ЯМК, ГГКп, Wннк) и сопротивления ближней зоны. В результате, вместо одного дискретного значения пористости рассчитывается 192 значения пористости по длине окружности скважины. По анализу распределения пористости выполняется разделение на матричную и кавернозную пористость, исходя из выбранного граничного значения. Методика PoroSpect предусматривает определение граничного значения 4-мя автоматизированными статистическими методами (WNB (Bill Newberry Method), SDR, TSR, Gaussian Extraction) и ручным методом через постоянное или переменное значение.

Нестандартные подходы к обработке и интерпретации имиджей предусматривают разработку индивидуальных методик количественной оценки кавернозности, которые могут включать оценку размерности проводящих включений, их линейное и площадное распределения по разрезу, калибровку на фактические размеры по керну и т.д. Оценка размерности проводящих включений, их формы и распределения является важной, уникальной информацией как для выявления количественных критериев при проведении текстурного анализа, так и для обработки и интерпретации других методов ГИС, например ЯМК.

Результаты:

- Таблица интервалов кавернозности
- Оценка кажущейся размерности каверн в целевых интервалах
- Имидж пористости
- Кривая пористости, скорректированная за азимутальную неоднородность
- Кривая вторичной пористости, рассчитанная по методике PoroSpect

Преимущества:

- Прямое выделение каверн в разрезе скважины
- Возможность количественной оценки вторичной пористости
- Возможность количественной оценки кавернозности
- Уточнение фильтрационно-емкостных свойств изучаемых пород

Входные данные:

- Данные скважинных имиджеров
- Имидж в единицах проводимости/сопротивления
- Сопротивление ближней зоны исследования
- Кривая пористости (ELAN, ЯМК, ГГКп, Wннк)
- Общая информация по вторичным процессам в целевых интервалах

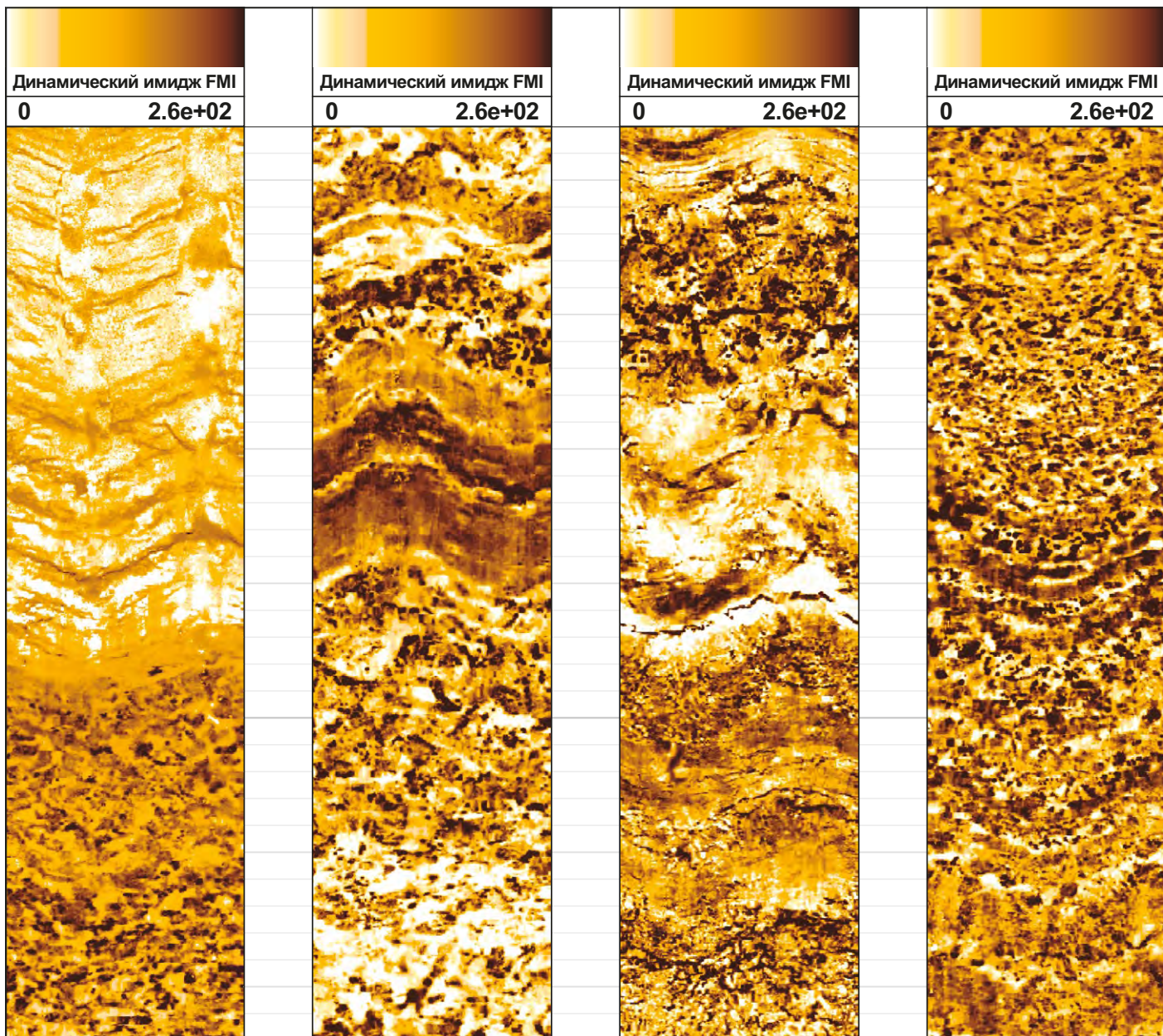
Аппаратура:

- При ГИС на кабеле FMI*, FMI-HD*, FMS, Quanta Geo*, либо аппаратура с аналогичным набором измерений
- При ГИС во время бурения MicroScope*, MicroScope HD*, либо аппаратура с аналогичным набором измерений

Программное обеспечение:

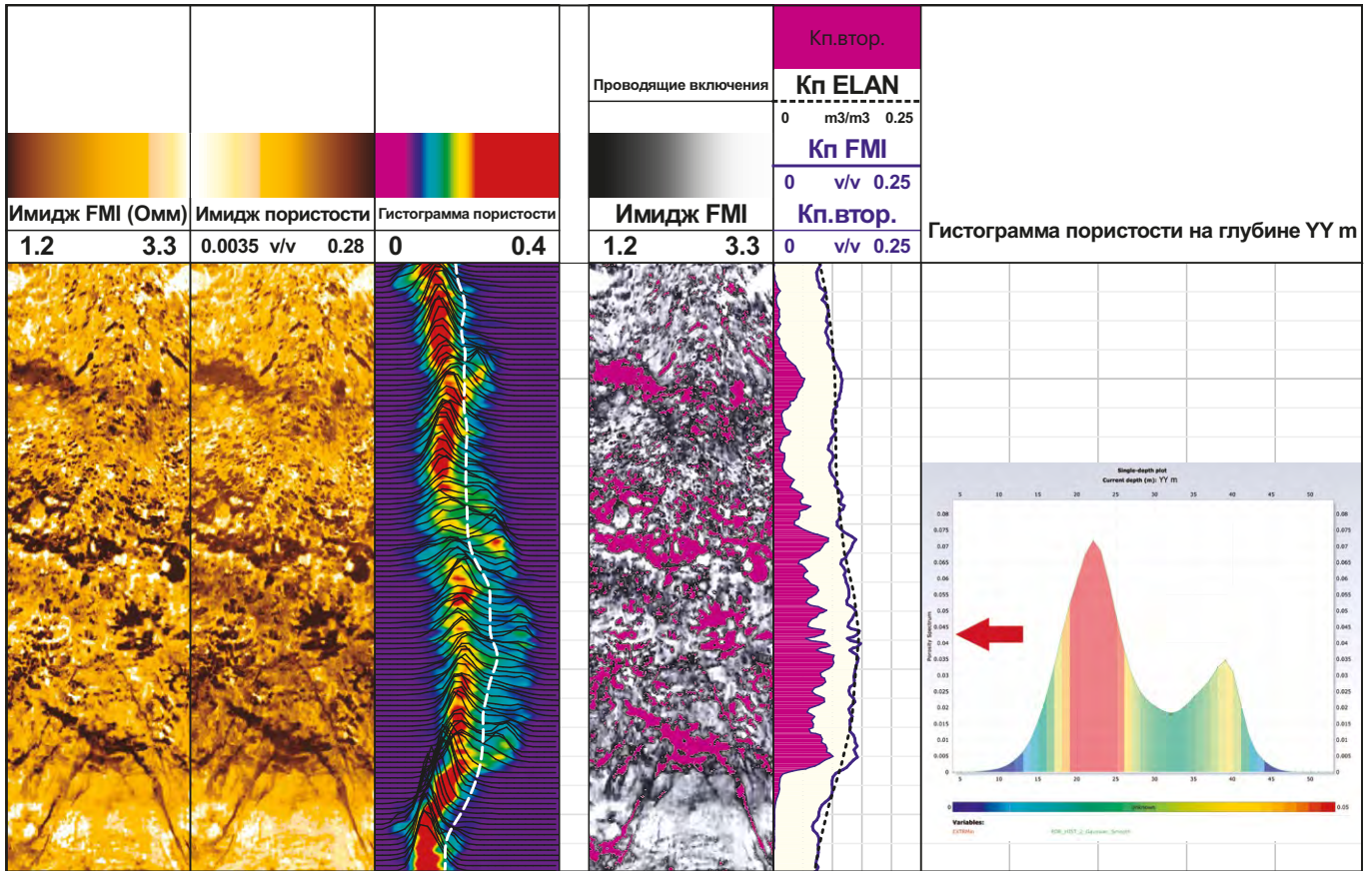
- Techlog*

Анализ кавернозности по данным скважинных имиджеров

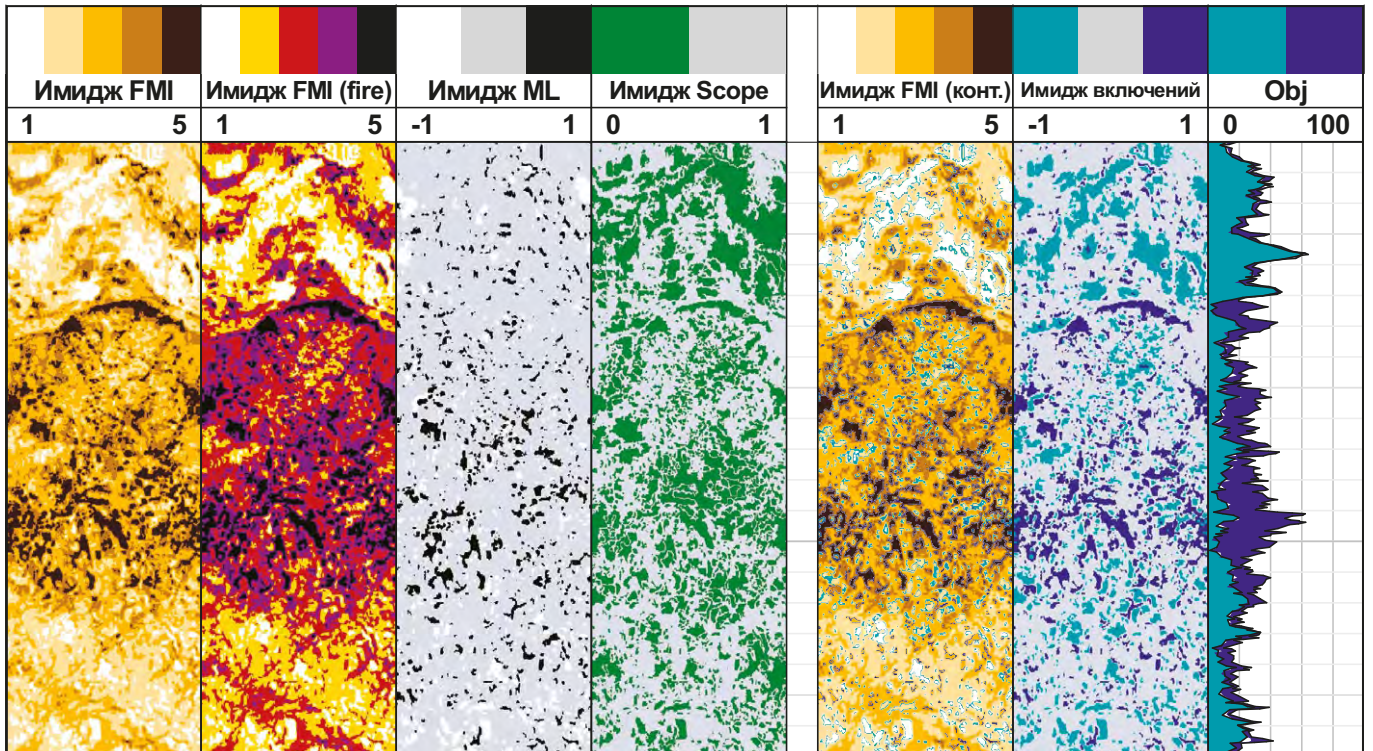


Пример кавернозного интервала по имиджам FMI

Анализ кавернозности по данным скважинных имиджеров



Пример количественной оценки вторичной пористости по методике PoroSpect



Оценка кавернозности на основе нестандартных индивидуальных подходов с применением специализированных программных продуктов

Анализ трещиноватости по данным скважинных имиджеров

Естественные трещины – нарушение сплошности (разрыв) горных пород без видимого смещения пород по поверхности разрыва. Трещины распознаются на имиджах как аномалии проводимости или сопротивления, плоскость которых пересекает ствол скважины под большим углом. Трещины, проводящие электрический ток преимущественно открытые, однако, некоторые из них могут быть залечены проводящим материалом (глинистыми минералами, гематитом и т.д.). Трещины, не проводящие электрический ток – закрытые, так как залечены высокоомным материалом (например, кальцитом). Более точная оценка открытой трещиноватости должна проводиться на основе комплексного системного подхода с использованием всей доступной информации по трещиноватости.

Анализ трещиноватости подразумевает выделение интервалов трещиноватости, оценку распределения элементов залегания трещин, расчет таких количественных характеристик, как плотность трещин и их раскрытость.

Плотность трещин, определяемая по данным имиджеров, дифференцируется на:

- Линейная плотность трещин (P10): характеризует количество трещин на метр в заданном окне расчета
- Поверхностная плотность трещин (P21): характеризует длину трещин относительно площади стенки скважины в заданном окне расчета
- Объемная плотность трещин (P32): характеризует площадь трещин в объеме скважины в заданном окне расчета

Раскрытость трещин по методике Luthi-Souhaite рассчитывается как среднее значение раскрытости по длине трещины. Различают среднюю арифметическую (FVA) и среднюю степенную (гидравлическую, FVAH) раскрытости.

Угол, азимут, тип, вид трещин, их плотность и раскрытость оказывают существенное влияние на важнейшие физико-механические свойства пород и несут ключевую информацию о происхождении (генезисе) трещин, определяя их распространение, протяженность и другие важные свойства, уникальные с точки зрения прогнозирования трещиноватости.

Результаты:

- Таблица интервалов естественной трещиноватости
- Описание элементов залегания трещин
- Линейная плотность трещин
- Поверхностная плотность трещин
- Объемная плотность трещин
- Раскрытость трещин по методике Luthi-Souhaite
- Кривая трещинной пористости

Преимущества:

- Прямое выделение трещин в разрезе скважины
- Возможность оценки элементов залегания трещин
- Возможность классификации трещин
- Возможность количественной оценки раскрытости трещин
- Возможность изучения влияния трещин на фильтрационно-емкостные свойства

Входные данные:

- Данные скважинных имиджеров
- Имидж в единицах проводимости/сопротивления
- Сопротивление ближней зоны исследования

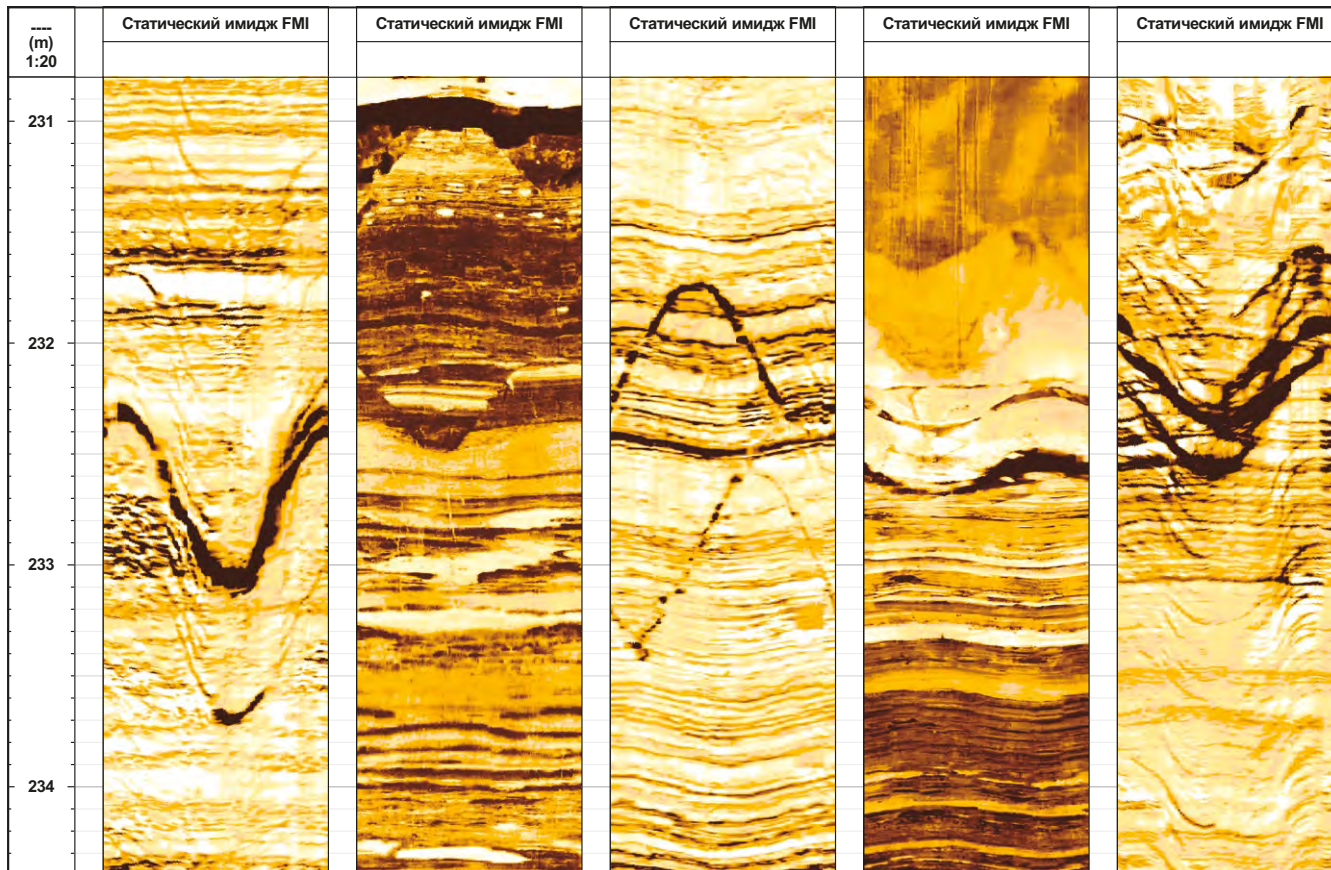
Аппаратура:

- При ГИС на кабеле FMI*, FMI-HD*, FMS, Quanta Geo*, либо аппарата с аналогичным набором измерений
- При ГИС во время бурения MicroScope*, MicroScope HD*, либо аппарата с аналогичным набором измерений

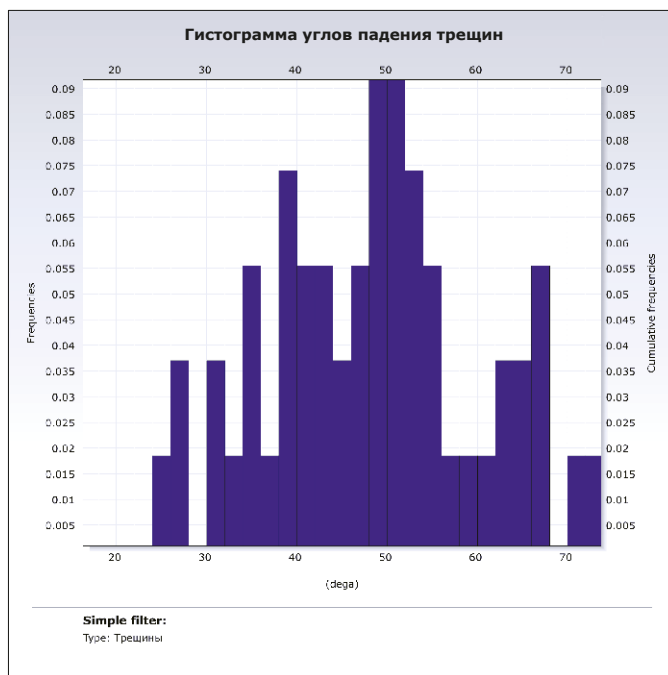
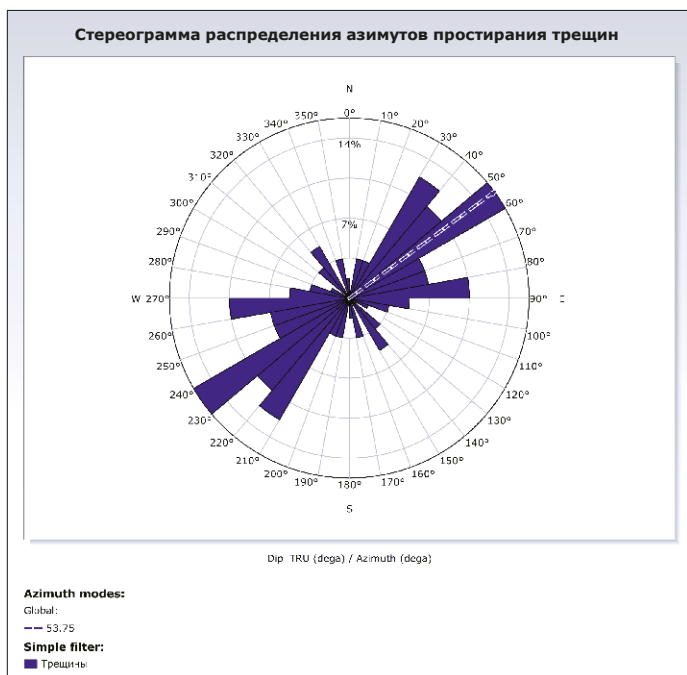
Программное обеспечение:

- Techlog*

Анализ трещиноватости по данным скважинных имиджеров

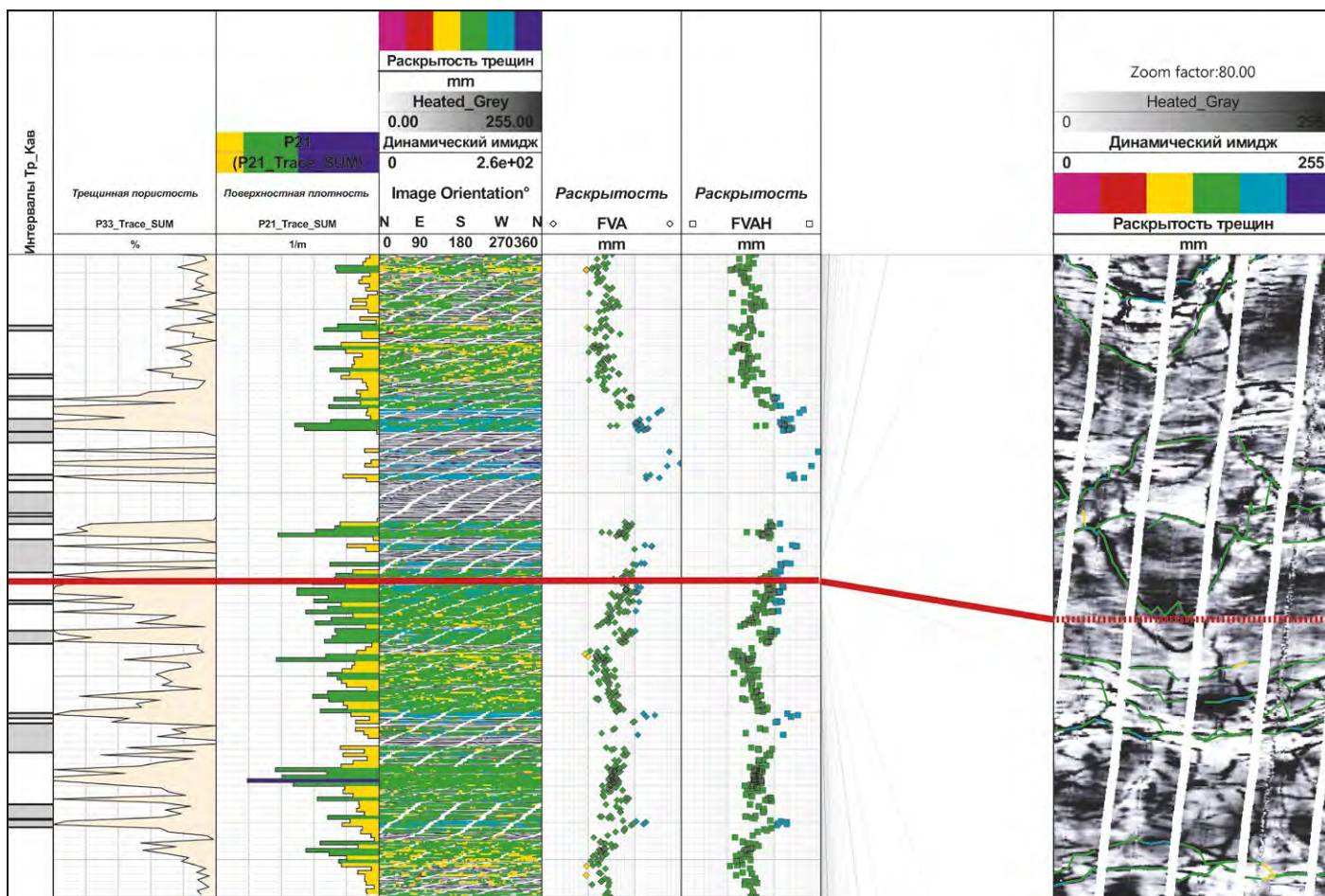


Примеры трещин на имиджах FMI



Оценка элементов залегания трещин

Анализ трещиноватости по данным скважинных имиджеров



Расчет раскрытости трещин по методике S. M. Luthi, P. Souhaite [18]

Результаты большинства методов ГИС, включенных в обязательные и детализационные комплексы, несмотря на достаточно большую глубинность многих методов, в условиях тонкослоистого разреза или в одиночных тонких пропластках не обеспечивают надежного выделения и оценку геофизических параметров проницаемых прослоев малой мощности из-за достаточно низкого вертикального разрешения применяемой аппаратуры. Имеющиеся на вооружении микрометоды – стандартные (микрозонды, МБК, пластовый наклонмер) и специализированные электрические микроимиджеры обеспечивают возможность выделения тонких пропластков, однако не позволяют оценить их ключевые геофизические параметры (УЭС в незатронутой проникновении части, гамма-активность, плотность и т.д.). Повысить надежность оценок петрофизических параметров маломощных прослоев тонкослоистых разрезов возможно путем комбинирования высокоразрешающих и стандартных методов. Такое комбинирование методов реализовано в специальной методике «SHARP».

Интерпретация по методике SHARP подразумевает выполнение следующих этапов:

- Определение границ пластов и углов их падения по данным скважинных имиджеров
- Определение ключевых электрофаций выделенных пропластков и их соотнесение с литотипами по керну
- Создание первого приближения пластовой геофизической модели на основании выделенных границ и литотипов совместно с зарегистрированными кривыми используемых методов стандартного разрешения
- Применение прямого-обратного моделирования (с быстрой одномерной сверткой) с уточнением геофизических параметров пропластков в заданных пределах до достижения наилучшей сходимости смоделированных и зарегистрированных кривых
- Интерпретация полученных скорректированных пластовых показаний по методике ELAN или иной принятой петрофизической методике
- Сопоставление полученного результата с данными керна, и при получении хорошей сходимости – принятие параметров обработки для анализа данного типа отложений в других скважинах

Для оценки достоверности и независимого контроля качества результатов методики рекомендуется использовать результаты других методов ГИС, работающие по другим физическим принципам, в частности, стационарные исследования ЯМР и результаты интерпретации данных испытаний с помощью модульного динамического испытателя пластов на каротажном кабеле MDT*, позволяющие охарактеризовать состав притока флюида из пласта.

Результаты:

- Модель напластования разреза с минимально выделяемой мощностью 3-5 см по данным микроимиджера и 10 см с разбиением на пласты с использованием микрометодов
- Попластовые, скорректированные за прослой малой мощности показания методов ГИС
- Попластовая петрофизическая интерпретация на основе скорректированных данных с целью количественной оценки минералогического состава пород, насыщения, пористости, проницаемости

Преимущества:

- Технология одобрена к применению Министерством Природных Ресурсов РФ
- Полнообъемная петрофизическая интерпретация тонкослоистого разреза с учетом влияния вмещающих пород на показания всех используемых методов ГИС
- Уточнение запасов в тонкослоистых разрезах

Входные данные:

- Данные микроимиджеров
- Базовый набор методов комплекса, аналогичного Platform Express* (PEX): ГК, Wн, ГГК-п, ГГК-л, УЭС (ИК-М и/или БК-М)
- Дополнительные методы СГК, МБК (Rзп), ЯМК, НГК-С/ИНГК-С, АК и т.д.
- Данные по минерализации пластовой воды
- Принятые зависимости Rп(Кп) и Rн(Кв)
- Граничные значения параметров (Кп, Кпэф, Кпр, Кгл, Кв)
- Результаты петрофизического и литолого-минералогического анализа керна

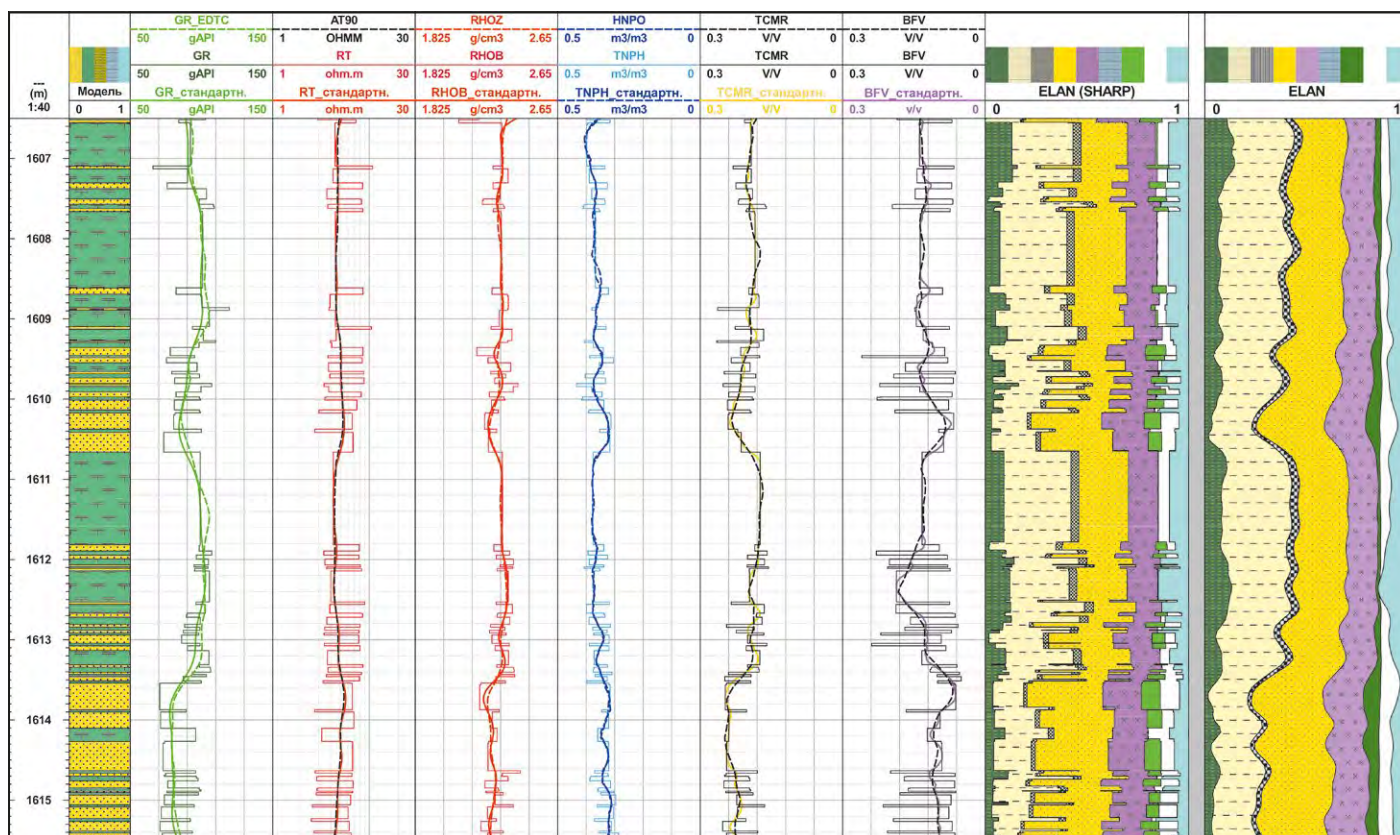
Аппаратура:

- Скважинные микроимиджеры: FMI* (рекомендуемый прибор для данного вида анализа), FMI-HD*, FMS, Quanta Geo*, MicroScope HD* (в процессе бурения), либо аппаратура с аналогичным набором измерений
- При ГИС на кабеле PEX*+AIT* / RT Scanner* / HRLA* (+HNGS) либо комплекс аппаратуры ThruBit* с аналогичным набором измерений; возможно включение CMR Plus* / MR Scanner*, Litho Scanner* и т.д.
- При ГИС во время бурения adnVISION* + arcVISION* / PeriScope* / ImPulse*, либо EcoScore* / NeoScore*; возможно включение PeriScope и т.д.

Программное обеспечение:

- Techlog*

Оценка ФЕС в условиях тонкослоистого разреза в попластовом режиме



Пример результатов интерпретации данных PEX-AIT-CMR-FMI с использованием методики SHARP [52]

Анализ насыщения по данным Dielectric Scanner* на одной частоте (оценка влагоемкости прискважинной зоны) при бурении на растворе на водной основе

Данный вид анализа является наиболее оперативной интерпретацией данных Dielectric Scanner, эмулирующей исследования с помощью одночастотного диэлектрического каротажа. Полевые данные обрабатываются для исправления показаний за скважину и получения замера диэлектрической проницаемости породы на одной частоте, одной глубинности. Дальнейшая интерпретация включает расчет влагоемкости стандартным методом, предполагающим действие только электронного и молекулярного механизмов поляризации. Результатом анализа является влагоемкость прискважинной зоны, которая может быть сопоставлена со стандартной оценкой насыщенности по данным электрометрии для улучшения представлений о прогнозируемом характере притока (в частности, для получения оценки Кно и сопоставления с Кнг). Кроме того, методика может быть полезна в сверхпресноводных разрезах, где оценка насыщенности по данным электрометрии недостоверна.

Результаты:

- Скорректированная диэлектрическая проницаемость породы на одной частоте (обычно 1 ГГц)
- Влагоемкость (водонасыщенная пористость) прискважинной зоны
- Насыщение прискважинной зоны

Преимущества:

- Объемный метод оценки водонасыщенности прискважинной зоны независимо от минерализации пластовой воды
- Минерализация воды в прискважинной зоне (при определенных условиях)

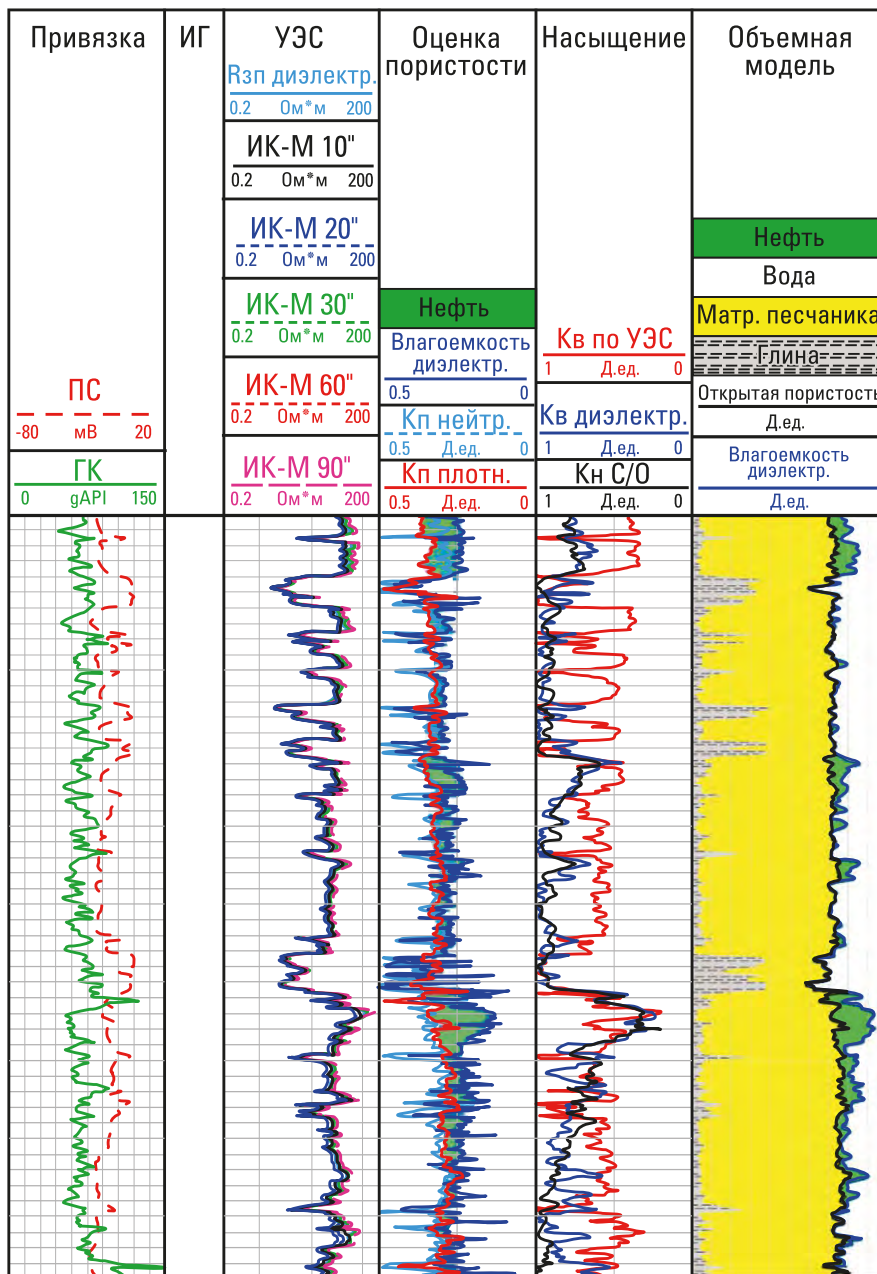
Входные данные:

- Полевые данные Dielectric Scanner (аппаратуры многочастотного метода диэлектрической дисперсии)
- Результаты обработки ELAN стандартного разрешения (либо эквивалентные данные – оценка литологического состава, Кп, Кгл, Кнг по методам электрометрии)
- Принятые граничные значения ФЕС и насыщения

Аппаратура:

- Dielectric Scanner + PEh* (или эквивалентный набор измерений), возможны другие дополнительные исследования (ЯМК, СГК, НГК-С)

Анализ насыщения по данным Dielectric Scanner* на одной частоте (оценка влагоемкости прискважинной зоны) при бурении на растворе на водной основе



Выделение нефтенасыщенных и пресноводных интервалов при низком контрасте УЭС. Контраст УЭС (поле 2) между водо- и нефтеносными интервалами незначителен, тогда как влагоемкость (поле 5) и насыщение (поле 4) позволяют выделить три нефтеносные зоны, подтвержденные С/О каротажем в колонне (поле 4) [19]

Анализ насыщения в терригенных породах с использованием оценки емкости катионного обмена по Dielectric Scanner* (с многочастотной инверсией) при бурении на растворах на водной основе

По результатам радиальной инверсии замеров с высоким разрешением, полученных на зондах разного размера (каждый с поляризацией по двум направлениям и на четырех частотах), определяются диэлектрическая проницаемость и электрическая проводимость на каждой частоте. Для интерпретации замеров диэлектрической проницаемости и электрической проводимости на разных частотах, выполненных Dielectric Scanner, применяется специальная петрофизическая модель. Выходными параметрами модели являются: влагоемкость породы (a , следовательно, и водонасыщенность, если известна общая пористость), минерализация воды в прискважинной зоне и характеристики дисперсии. В терригенных отложениях при минерализациях более 30 г/л основным фактором, определяющим характер частотной дисперсии диэлектрической проницаемости и проводимости, является структура порового пространства, однако, при меньших минерализациях существенную роль начинает играть емкость катионного обмена породы. При применении соответствующей петрофизической модели, совместно со стандартными результатами, может быть получена оценка ЕКО непрерывно по разрезу. Величина ЕКО является важным параметром во многих уравнениях расчета насыщения (Ваксмана-Смита, SGS и других), при этом его оценка по стандартному (и даже по расширенному) комплексу ГИС часто бывает недостаточно точна. Использование независимой непрерывной по разрезу оценки ЕКО в ряде случаев позволяет существенно повысить точность оценки насыщенности по данным электрометрии.

Результаты:

- Диэлектрическая проницаемость ϵ и проводимость зоны проникновения σ_{zn} на четырех частотах, полученные путем инверсии
- Влагоемкость (водонасыщенная пористость) и насыщение прискважинной зоны
- Минерализация воды в прискважинной зоне (при определенных условиях)
- Оценка емкости катионного обмена породы в пресноводных терригенных разрезах для дальнейшего расчета насыщения
- Насыщение породы по электрометрии (с независимой оценкой ЕКО)

Преимущества:

- Объемный метод оценки водонасыщенности прискважинной зоны независимо от минерализации пластовой воды
- Оценка емкости катионного обмена непрерывно по разрезу, без керновых исследований, позволяет использовать наиболее эффективные методики оценки насыщения по электрометрии

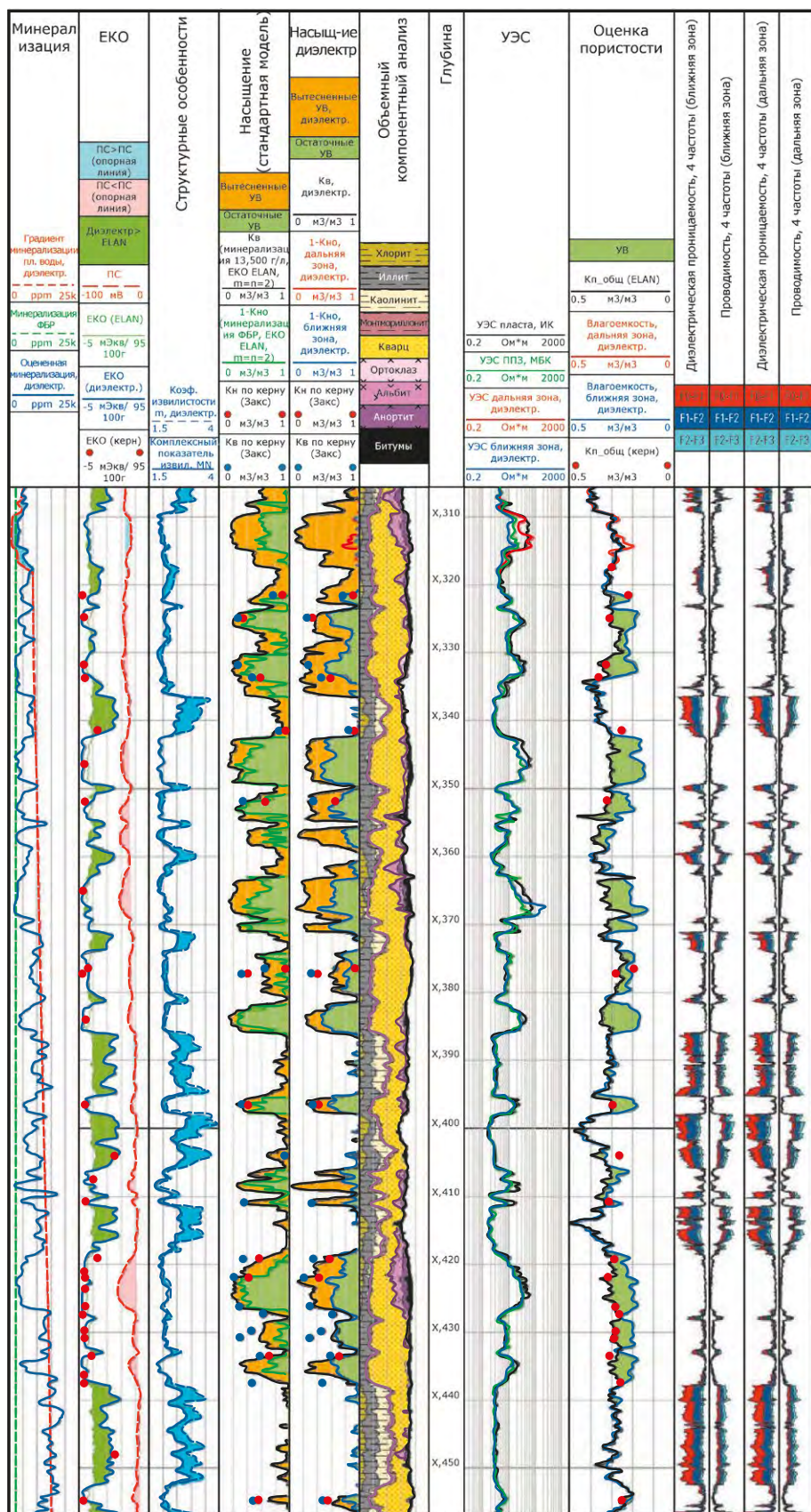
Входные данные:

- Полевые данные Dielectric Scanner (аппаратуры многочастотного метода диэлектрической дисперсии)
- Результаты обработки ELAN стандартного разрешения (либо эквивалентные данные – оценка литологического состава, Кп, Кгл)
- Данные электрометрии стандартными методами (МБК, глубинные/многозондовые ИК и/или БК)
- Минерализация пластовой воды
- Принятые граничные значения ФЕС и насыщения

Аппаратура:

- Dielectric Scanner + PEh* (или эквивалентный набор измерений), возможны другие дополнительные исследования (ЯМК, СГК, НГК-С)

Анализ насыщения в терригенных породах с использованием оценки емкости катионного обмена по Dielectric Scanner* (с многочастотной инверсией) при бурении на растворах на водной основе



Оценки EKO (CEC) по минеральной модели и по Dielectric Scanner (поле 2); оценки насыщения пласта по Rn и прискважинной зоны по Dielectric Scanner: по стандартной модели (фиксированная минерализация, постоянные m=n=2, EKO по литологическому составу) – поле 4 и с использованием оценок минерализации и EKO по Dielectric Scanner (поле 5), в сопоставлении с керновыми данными [19]

Анализ насыщения в карбонатных породах с использованием оценки экспоненты пористости/насыщения $m=n$ по Dielectric Scanner* (с многочастотной инверсией)

По результатам радиальной инверсии замеров с высоким разрешением, полученных на зондах разного размера (каждый с поляризацией по двум направлениям и на четырех частотах), определяются диэлектрическая проницаемость и электрическая проводимость на каждой частоте. Для интерпретации замеров диэлектрической проницаемости и проводимости на разных частотах, выполненных Dielectric Scanner, применяется специальная петрофизическая модель. Выходными параметрами модели являются влагоемкость породы (a , следовательно, и водонасыщенность, если известна общая пористость), минерализация воды в прискважинной зоне и характеристики дисперсии. В карбонатных породах частотная дисперсия диэлектрической проницаемости и электрической проводимости, в основном, определяется структурой породы. Таким образом, по результатам исследований Dielectric Scanner можно получить непрерывную характеристику структуры породы в пластовых условиях в виде каротажной кривой экспоненты mn (принимаемая $m=n$).

Точные значения m и n в уравнении Дахнова-Арчи необходимы, поскольку оно служит основой для оценки насыщения по значениям удельного электрического сопротивления (в неизменной части пласта), и особенно важны в карбонатных породах, где экспоненты m и n часто проявляют тенденцию к изменчивости по разрезу.

Результаты:

- Диэлектрическая проницаемость ϵ и проводимость зоны проникновения σ_{zn} на четырех частотах, полученные путем инверсии
- Влагоемкость (водонасыщенная пористость) и насыщение прискважинной зоны
- Минерализация воды в прискважинной зоне (при определенных условиях)
- Оценка экспоненты пористости/насыщения (в допущении $m=n$) для уравнения Дахнова-Арчи для дальнейшего расчета насыщения
- Насыщение породы по электрометрии с независимой переменной оценкой $m=n$

Преимущества:

- Объемный метод оценки водонасыщенности, независимо от минерализации пластовой воды

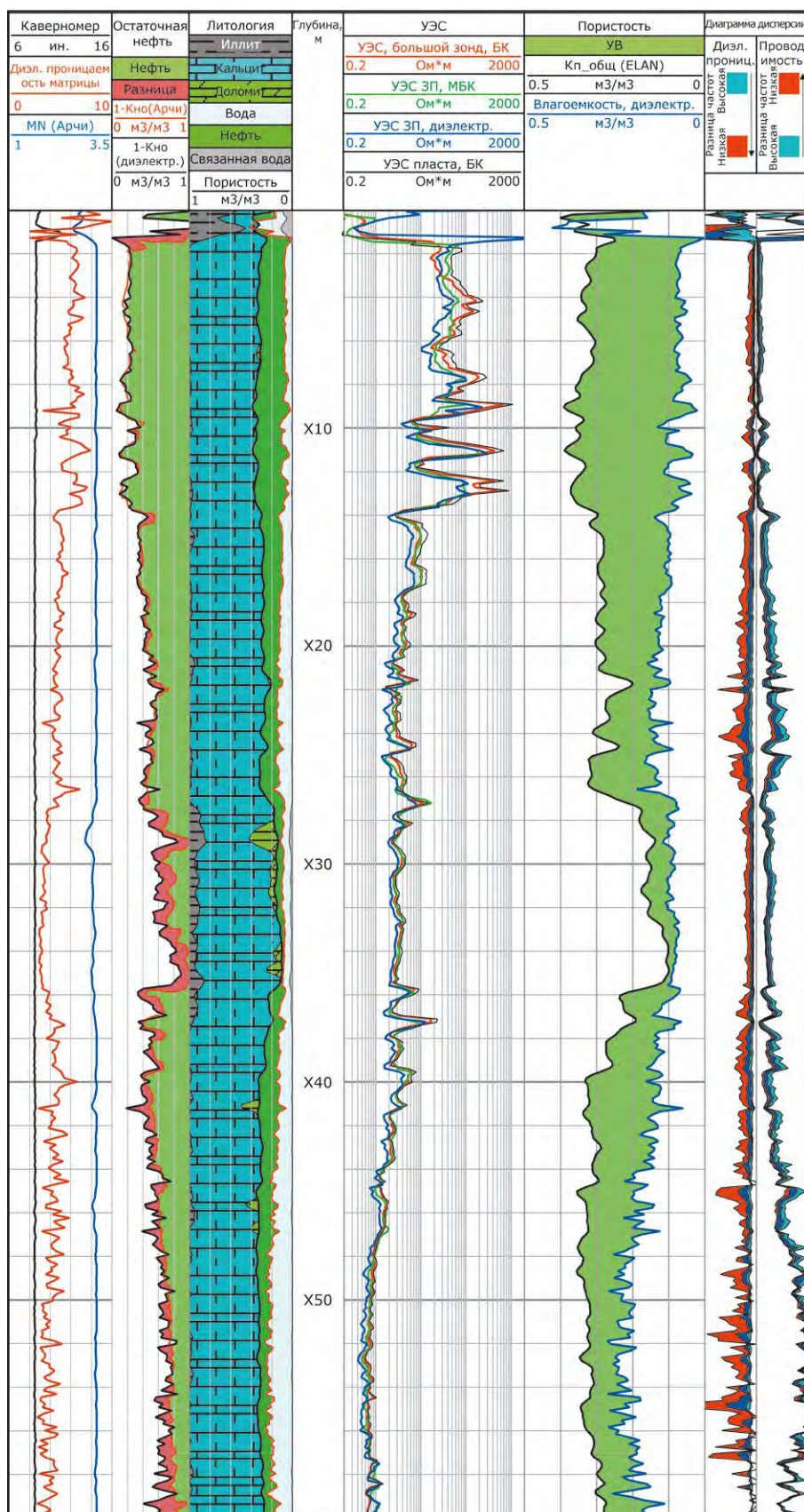
Входные данные:

- Полевые данные Dielectric Scanner (аппаратуры многочастотного метода диэлектрической дисперсии)
- Результаты обработки ELAN стандартного разрешения (либо эквивалентные данные – оценки литологического состава, K_p , K_{gl})
- Данные электрометрии стандартными методами (МБК и глубинные/многозондовые ИК и/или БК)
- Минерализация пластовой воды
- Принятые граничные значения ФЕС и насыщения

Аппаратура:

- Dielectric Scanner + PEh* (или эквивалентный набор измерений), возможны другие дополнительные исследования (ЯМК, СГК, НГК-С)

Анализ насыщения в карбонатных породах с использованием оценки экспоненты пористости/насыщения $m=n$ по Dielectric Scanner* (с многочастотной инверсией)



Подтверждение 95% Кно путем сопоставления оценок ρ_{sp} (R_{xo}) и насыщенных. Оценка R_{xo} по данным Dielectric Scanner в данном карбонатном пласте близка к замеру R_{xo} стандартным методом (поле 4), что подтверждает 95% Кно в зоне X02-X14. Расчет Кв по электрометрии произведен с использованием переменного $m=n$, полученного методом диэлектрической инверсии (поле 1) [15]

Анализ насыщения по данным Dielectric Scanner* с использованием полной инверсии данных при бурении на растворе на нефтяной основе

В скважинах, заполненных РНО, обработка данных диэлектрического метода, как правило, сильно затруднена влиянием скважины, и результаты измерений недостоверны. Измерения УЭС зоны проникновения (Rзп) стандартными типами аппаратуры либо невозможны, либо затруднены. Конструкция Dielectric Scanner (количество и расположение датчиков), а также специальное программное обеспечение, позволяют решить математически сложную задачу определения диэлектрической проницаемости породы (прискважинной зоны) в условиях РНО. Инверсия производится по модели, максимально приближенной к реальности и учитывающей форму башмака, диаметр скважины, а также свойства раствора. В результате рассчитываются оценки диэлектрической проницаемости ϵ и электрической проводимости зоны проникновения $\sigma_{зп}$, максимально скорректированные за условия измерения. Дальнейшая петрофизическая интерпретация позволяет получить оценки влагоемкости и минерализации воды в прискважинной зоне. Дальнейшая интерпретация производится путем сопоставления Rзп по Dielectric Scanner и Rп по электрометрии, а также оценок Kв зп Dielectric Scanner и Kв по электрометрии. Базовым принципом дальнейшей интерпретации является высокая вероятность проникновения только УВ-фазы РНО в пласт; при этом в продуктивных пластах эффектов проникновения наблюдаться не будет, тогда как в водоносных интервалах (или зонах смешанной подвижности) будет проявляться вытеснение пластовой воды фильтратом РНО. Таким образом, с повышенной долей уверенности, могут быть выделены водоносные интервалы и оценено положение ВНК или ГВК.

Результаты:

- Скорректированная диэлектрическая проницаемость ϵ и проводимость зоны проникновения $\sigma_{зп}$, полученные путем полной инверсии с учетом формы прижимного башмака и диаметра скважины
- Влагоемкость (водонасыщенная пористость) прискважинной зоны
- Минерализация пластовой воды (при определенных условиях)
- Насыщение прискважинной зоны

Преимущества:

- Объемный метод оценки водонасыщенности прискважинной зоны независимо от минерализации пластовой воды в условиях РНО
- Минерализация пластовой воды (при низкой минерализации)
- Прогнозирование притока в скважинах, пробуренных на РНО, по прямым признакам

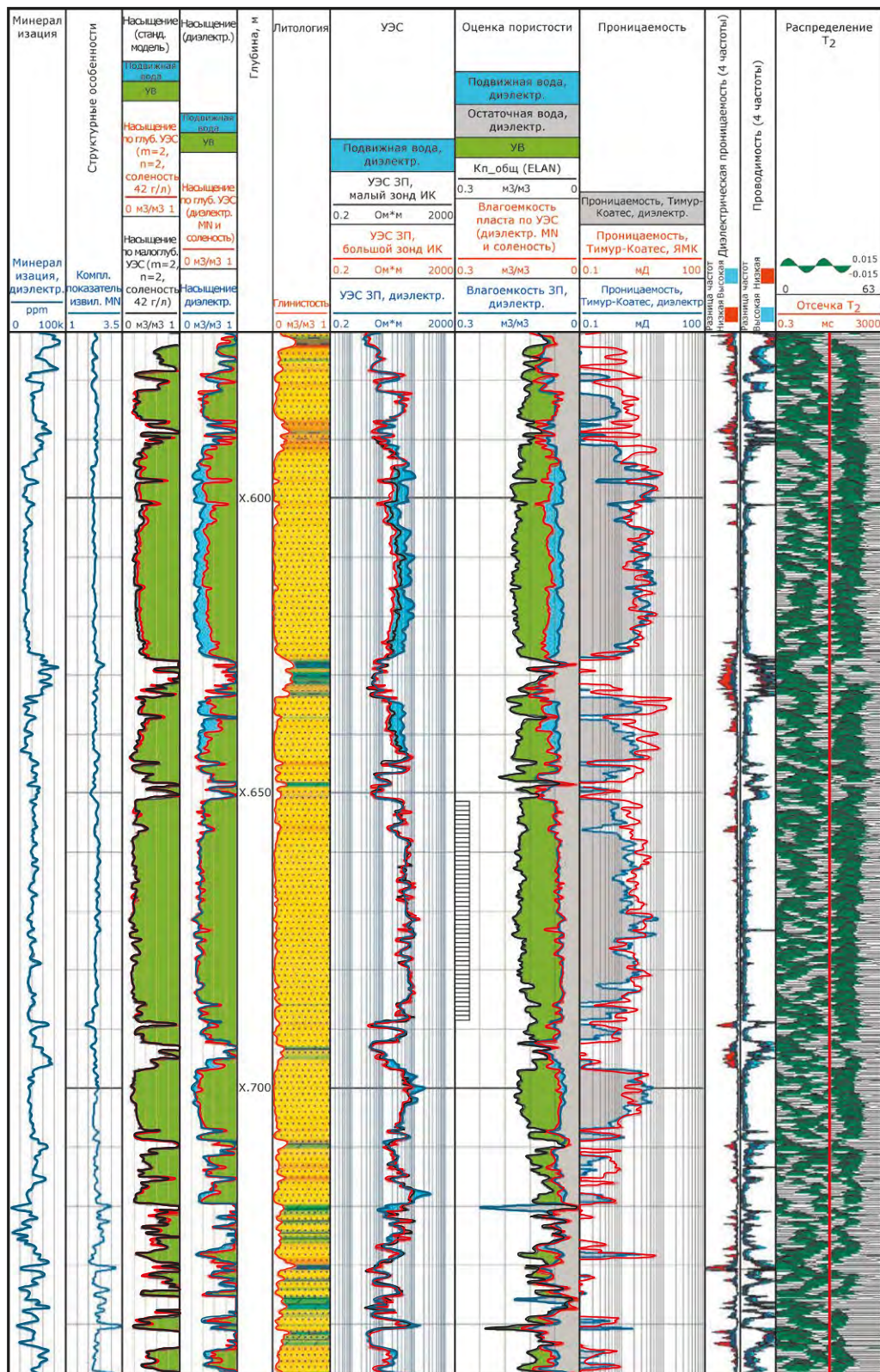
Входные данные:

- Полевые данные Dielectric Scanner (аппаратуры многочастотного метода диэлектрической дисперсии) в режиме регистрации свойств породы
- Полевые данные Dielectric Scanner в режиме регистрации свойств раствора
- Результаты обработки ELAN стандартного разрешения (либо эквивалентные данные – оценка литологического состава, Kп, Kгл, Kнг по методам электрометрии) и исходные данные этой обработки
- Принятые граничные значения ФЕС и насыщения

Аппаратура:

- Dielectric Scanner + PEx* (или эквивалентный набор измерений), возможны другие дополнительные исследования (ЯМК, СГК, НГК-С)

Анализ насыщения по данным Dielectric Scanner* с использованием полной инверсии данных при бурении на растворе на нефтяной основе



Результаты исследований Dielectric Scanner в скважине на PHO; оценки насыщения пласта и зоны проникновения по R_p и R_{зп} по стандартной методике (поле 4) и с применением минерализации по Dielectric Scanner для расчета K_v по R_p и оценкой K_{v-зп} по Dielectric Scanner (поле 5), а также сопоставление оценок УЭС по ИК-М (малый зонд и оценка R_p) и Dielectric Scanner (R_{зп}). Однозначно выделяется зона обводнения нагнетаемой водой в верхней части пласта (x590-x644 м), слабозамечная по данным ИК-М [19]

Количественная оценка содержания Сорг и анализ насыщения по данным ИНГК-С

До недавнего времени для определения общего содержания органического углерода ($C_{орг.вес.}$, %) использовались различные сложные модели интерпретации, требовавшие комплексирования измерений различных методов ГИС, а также результатов лабораторных исследований керна. При этом, зачастую, при использовании одной и той же методики разные исследователи получают различные результаты. Подобная неконтролируемая изменчивость результатов интерпретации данных ГИС сказывается на точности оценки важнейших параметров – емкостных свойств нетрадиционных коллекторов. Независимая оценка содержания органического углерода основана на измерениях лишь одного прибора – Litho Scanner, позволяющего получать концентрацию углерода в породах, проводить количественную оценку минералов, содержащих углерод, в составе пород, и последующий расчет концентрации неорганического углерода в породах. Разница между двумя последними показателями и есть искомое значение $C_{орг.вес.}$, % получаемое независимо от геолого-технологических и пластовых условий. $C_{орг.вес.}$, % представляется в виде непрерывной диаграммы. Помимо прямого применения в нетрадиционных коллекторах, оценка $C_{орг.вес.}$, % может быть использована для оценки нефтенасыщения прискважинной зоны (независимо от минерализации воды) – в этом случае производятся дополнительные вычисления с использованием ГГК-п.

Методика может быть применена как в открытом стволе, так и в обсаженной скважине, при этом в процессе обработки исход-

ных спектральных данных компенсируется влияние обсадной колонны и цемента.

Результаты:

- Общее содержание органического углерода ($C_{орг.вес.}$, %)
- Оценка нефтенасыщенности прискважинной зоны по $C_{орг.}$

Преимущества:

- Оценка $C_{орг.вес.}$, % методом измерений, без применения эмпирических зависимостей
- Применимость в открытом стволе и в обсаженной скважине

Входные данные:

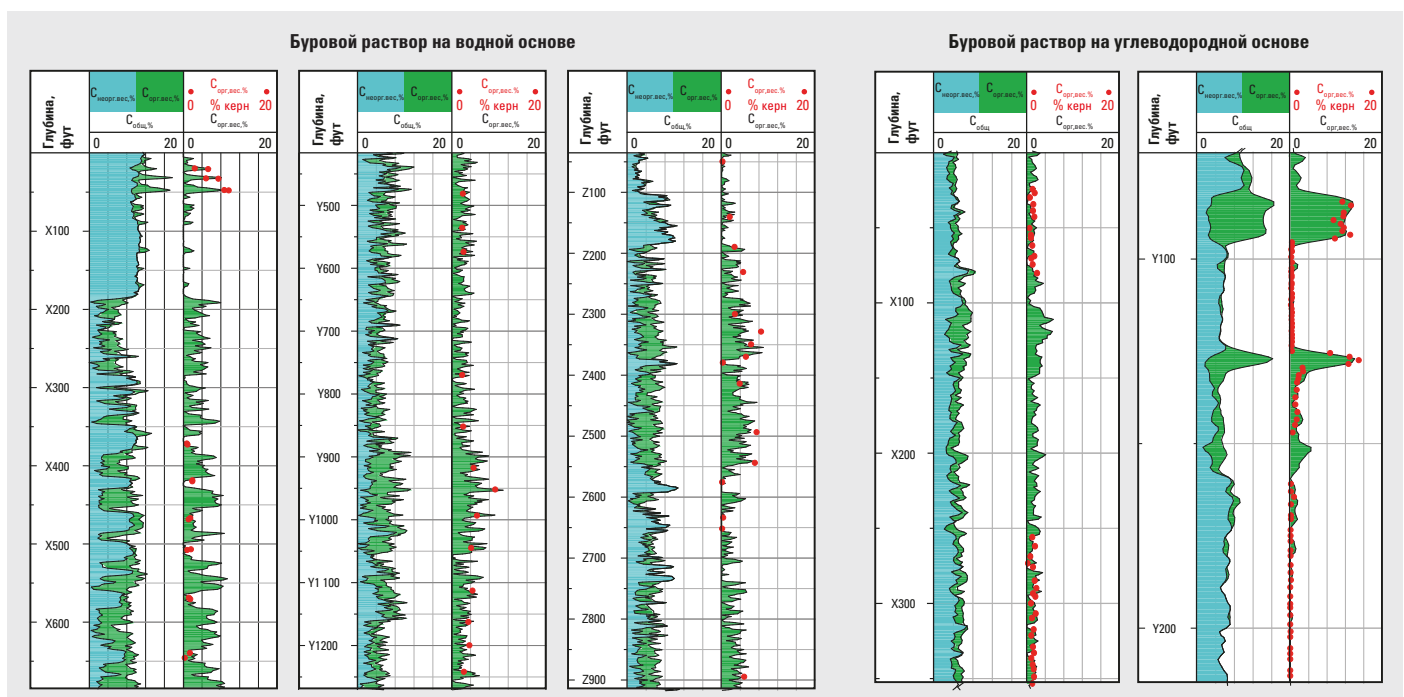
- Полевые данные ИНГК-С на кабеле
- Высококачественные данные ГГК-п (для оценки насыщения)
- Каверномер
- Данные о составе бурового раствора

Аппаратура:

- Litho Scanner*; в скважинах малого диаметра и при использовании технологии ThruBit* – PNХ

Программное обеспечение:

- Techlog*



Результаты оценки $C_{орг.вес.}$, % получаемые по данным Litho Scanner в условиях буровых растворов на водной и углеводородной основе совпадают с результатами лабораторных измерений $C_{орг.вес.}$, % на образцах керна, отобранных на различных месторождениях Северной Америки. Для каждой скважины: поле 1 соответствует общему содержанию углерода в породе ($C_{общ.}$, черная кривая) по результатам измерения спектра неупругого рассеяния нейтронов и общего содержания неорганического углерода ($C_{неорг.вес.}$, %), синяя заливка) в минералах пород по результатам обработки данных спектрометрии. Разница между этими кривыми соответствует общему содержанию органического углерода ($C_{орг.вес.}$, %, зеленая заливка), сопоставленному на второй дорожке с результатами лабораторных определений данной характеристики на образцах керна (красные точки) [26]

Оценка пористости газонасыщенных коллекторов по данным совместного анализа ЯМК и ГГК-п

Методика позволяет провести учет влияния остаточного газа, не вытесненного при формировании зоны проникновения фильтрата бурового раствора в пласт, на показания ЯМК и ГГК-п, а также в оперативном режиме провести оценку пористости без привлечения специальных методик построения петрофизической модели исследуемых пород (ELAN). В результате корректного определения значений общей пористости производится пересчет оценок остаточного водонасыщения и коэффициента проницаемости по уравнению Тимура. Кроме того, применение данного подхода позволяет выделить в разрезе газонасыщенные интервалы и провести оптимизацию дальнейшей программы опробования пластов коллекторов.

Результаты:

- Оценка коэффициента общей пористости по данным ЯМК и ГГК-п для газонасыщенных пластов
- Учет влияния остаточного газа, не вытесненного при формировании зоны проникновения фильтрата бурового раствора в пласт, на показания ЯМК и ГГК-п
- Оценка остаточного водонасыщения и коэффициента проницаемости по уравнению Тимура с использованием значений общей пористости по данным ЯМК-ГГКп

Преимущества:

- Корректное определение общей пористости, остаточной водонасыщенности и проницаемости по уравнению Тимура с учетом влияния остаточного газа, не вытесненного при формировании зоны проникновения фильтрата бурового раствора в пласт, на показания ЯМК и ГГК-п

Входные данные:

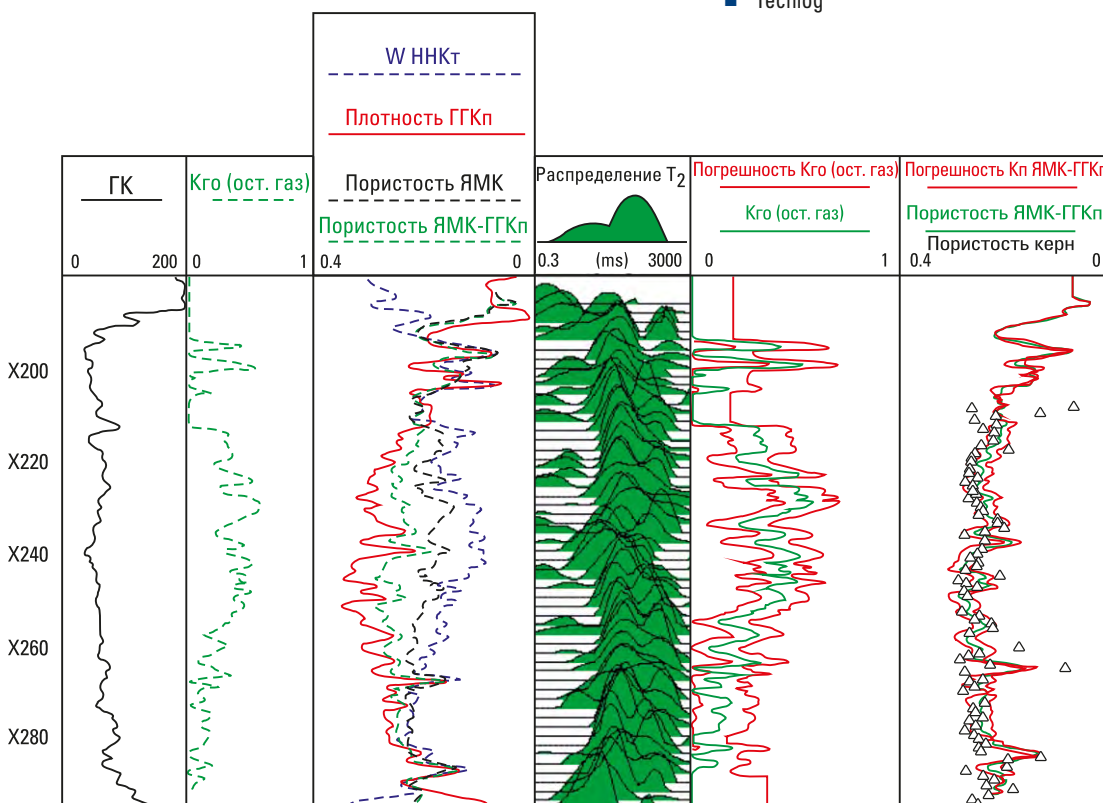
- Полевые данные ЯМК
- Полевые данные ГГК-п

Аппаратура:

- При ГИС на кабеле PEh* – HRDD / LDT + CMR Plus* / MR Scanner*
- При ГИС во время бурения proVISION* + adnVISION* / EcoScore* / NeoScore*

Программное обеспечение:

- Techlog*



Пример данных ГИС, в интервале X210-X270 наблюдается четкий дефицит пористости по данным ЯМК и ННК-т, а также снижение значений объемной плотности по ГГК-п, обусловленное влиянием остаточного газа, не вытесненного при формировании зоны проникновения фильтрата бурового раствора в пласт. Также представлено сопоставление результатов оценки общей пористости по данным ГИС и измерений на образцах зерна [13]

Углубленный анализ распределения T2 с использованием метода основных компонент (NMR Factor Analysis)

Наиболее распространенным методом анализа компонент распределения T2 является метод отсечек. Основной проблемой данного метода является определение граничных значений отсечек, с которыми будут проводиться дальнейшие расчеты. Зачастую, стандартные эмпирические отсечки непригодны для анализа компонент T2. Для оценки характеристик распределения T2, выделения основных элементов интегрального распределения, и поиска возможных отсечек, может быть проведен факторный анализ (анализ основных компонент).

Основная цель факторного анализа – уменьшение количества анализируемых элементов, за счет укрупнения выборок, при контроле допустимой погрешности (на примере распределения T2: замена 64 элементов распределения T2, на меньшее количество, при сохранении информативности).

Целью факторного анализа является нахождение количества компонент, до которого можно уменьшить выборку, существенно не теряя информативности. На [рисунке 1](#) приведено начальное распределение T2 и вклады компонент пустотного пространства в начальное распределение T2. В результате анализа основных компонент можно получить представление об отсечках T2 для дальнейшего анализа.

В результате факторного анализа проводится уточнение оценок остаточного водонасыщения, распределения пор. Уточненные оценки остаточного водонасыщения могут быть использованы для расчета коэффициента абсолютной проницаемости. Помимо этого, появляется возможность провести классификацию разреза на петротипы по данным ЯМК с последующим построением псевдо-кривых капиллярного давления для каждого выделенного типа ([рисунк 2](#)).

Результаты:

- Оценка элементов распределения T2
- Определение основных отсечек T2 для конкретного распределения T2
- Уточнение оценок остаточного водонасыщения, распределения пор по размеру на основании распределения T2
- Оценка коэффициента абсолютной проницаемости по уточненным данным K_{во}
- Классификация разреза на петротипы по данным ЯМК с последующим построением псевдо-кривых капиллярного давления для каждого выделенного типа

Преимущества:

- Позволяет провести оценку основных элементов инвертированного распределения T2 без привлечения эмпирических коэффициентов и граничных значений T2

Входные данные:

- Полевые данные ЯМК

Аппаратура:

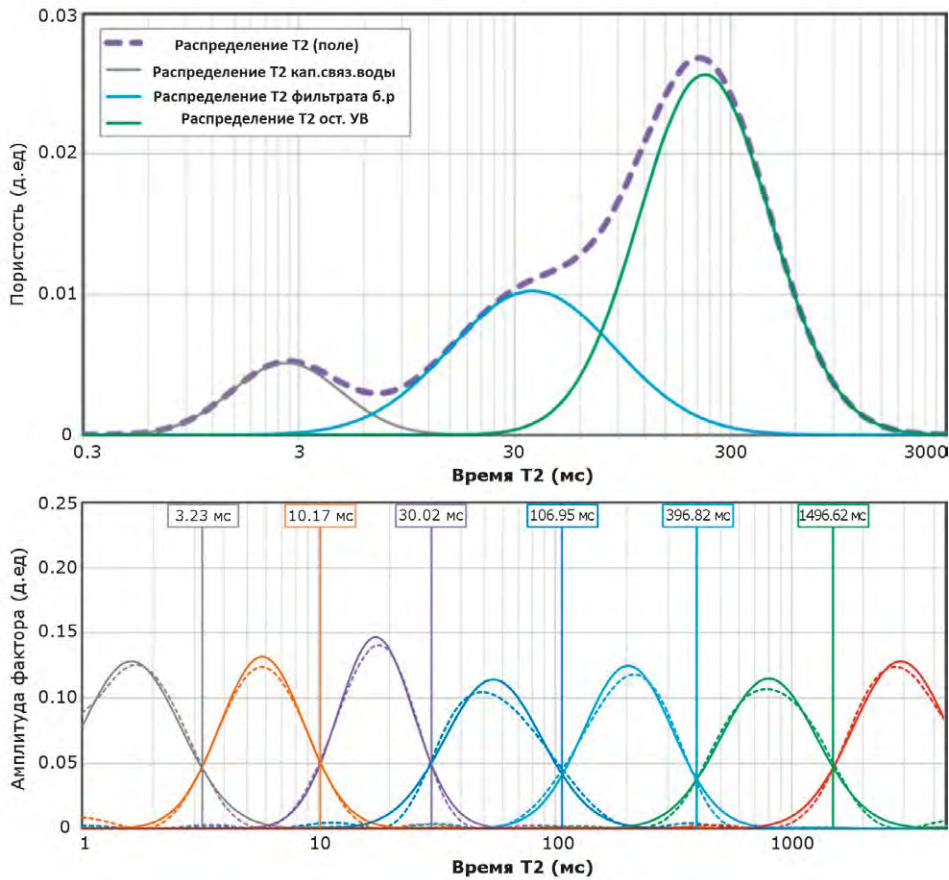
- При ГИС на кабеле CMR Plus* / MR Scanner*
- При ГИС во время бурения proVISION*

Программное обеспечение:

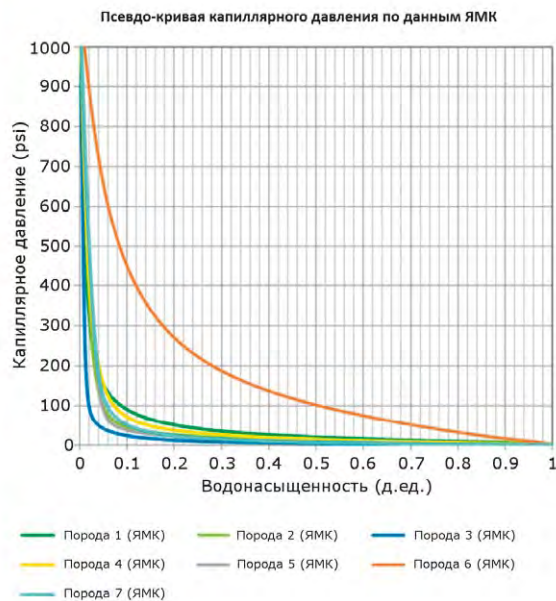
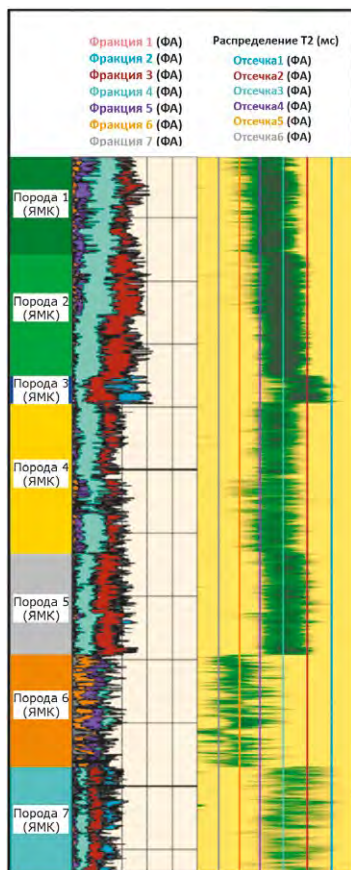
- Techlog*

Углубленный анализ распределения T2 с использованием метода основных компонент (NMR Factor Analysis)

Инвертированное распределение T2 по данным ЯМК и вклады элементов пустотного пространства



Начальное распределение T2 и вклады компонент пустотного пространства в начальное распределение T2 (верхняя часть рисунка). В результате анализа основных компонент можно получить представление об отсечках T2 для дальнейшего анализа (нижняя часть рисунка) [12]

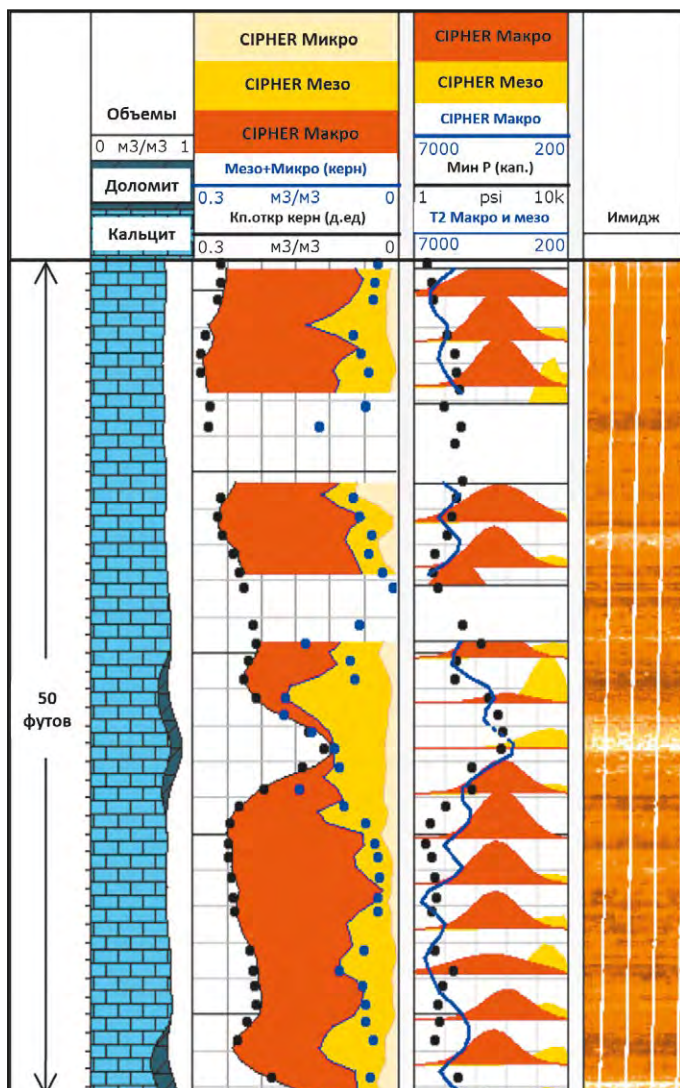


Классификация разреза на петротипы по данным ЯМК с последующим построением псевдо-кривых капиллярного давления для каждого выделенного типа [12]

Инверсия первичного сигнала ЯМК для дальнейшей типизации пористости (CIPHER)

По данным ЯМК (распределение T2) в карбонатном разрезе можно провести типизацию пор, выделить микро-, мезо- и макрокомпоненты пустотного пространства. Возможность разделения пустотного пространства карбонатных пород на типы позволяет более точно оценить коэффициент абсолютной проницаемости с использованием методики РЗА. Методика CIPHER предоставляет возможность корректно оценить микро-, мезо- и макропористость, учитывая все недостатки метода отсечек.

Помимо этого, методика CIPHER позволяет провести комплексную инверсию совместно с данными пластового имиджера и количественными оценками доли каверновой пористости. Инверсия CIPHER проводится с использованием фактического экспоненциального сигнала спинового эха с дальнейшей инверсией распределения T2 с предварительным разбиением на микро-, мезо- и макропористость. Такой вид анализа позволяет корректно учесть аппаратные и математические погрешности, вносимые в распределения T2 при стандартной инверсии. На рисунке приведен пример сопоставления макропористости по данным ГИС и керна.



Результаты:

- Углубленная оценка элементов распределения T2
- Определение доли микро-, мезо- и макропористости для дальнейшего применения методики РЗА (описана в соответствующем разделе)

Преимущества:

- Анализ проводится с использованием фактического экспоненциального сигнала спинового эха с дальнейшей инверсией распределения T2 с предварительным разбиением на микро-, мезо- и макропористость непрерывно по глубине. Такой вид анализа позволяет корректно учесть аппаратные и математические погрешности, вносимые в распределения T2 при стандартной инверсии
- Возможность проведения комплексной инверсии совместно с данными пластового имиджера и количественными оценками доли каверновой пористости

Входные данные:

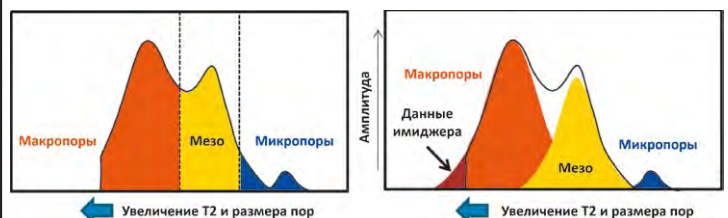
- Полевые данные ЯМК

Аппаратура:

- CMR Plus*

Программное обеспечение:

- Techlog*



Слева – выделение микро-, мезо- и макрокомпонент пустотного пространства по методу отсечек. Справа - выделение микро-, мезо- и макрокомпонент пустотного пространства по методу CIPHER с использованием данных имиджера [70]

Пример сопоставления макропористости по данным ГИС и керна [70]

Типизация пористости и оценка проницаемости в карбонатных коллекторах с использованием распределения T2 (РЗА)

По данным ЯМК (распределение T2) в карбонатном разрезе можно провести типизацию пор, выделить микро-, мезо- и макрокомпоненты пустотного пространства. Возможность разделения пустотного пространства карбонатных пород на типы позволяет более точно оценить коэффициент абсолютной проницаемости (рисунок 1). Для разделения пористости на типы (микро-, мезо-, макро-) по данным распределения T2 используются такие виды анализа как NMR Factor Analysis или CIPHER. Для качественного подтверждения выделенных интервалов распространения макропор (каверн) могут быть привлечены данные имиджеров.

Пример каротажных данных в сложном карбонатном разрезе приведен на рисунке 2. В интервалах присутствия макропор / каверн, (трек 3) проницаемость по стандартному уравнению занижена по сравнению с данными керна (трек 2). Методика РЗА и корректный учет влияния макропористости позволяет провести более точную оценку коэффициента проницаемости пород.

Результаты:

- Разделение пористости на типы (микро-, мезо-, макро-) по данным распределения T2, с использованием анализа NMR Factor Analysis или CIPHER
- Оценка коэффициента абсолютной проницаемости с использованием комбинированного уравнения, учитывающего соотношение выделенных типов пористости

Преимущества:

- Определение проницаемости в карбонатном разрезе со сложной структурой пустотного пространства

Входные данные:

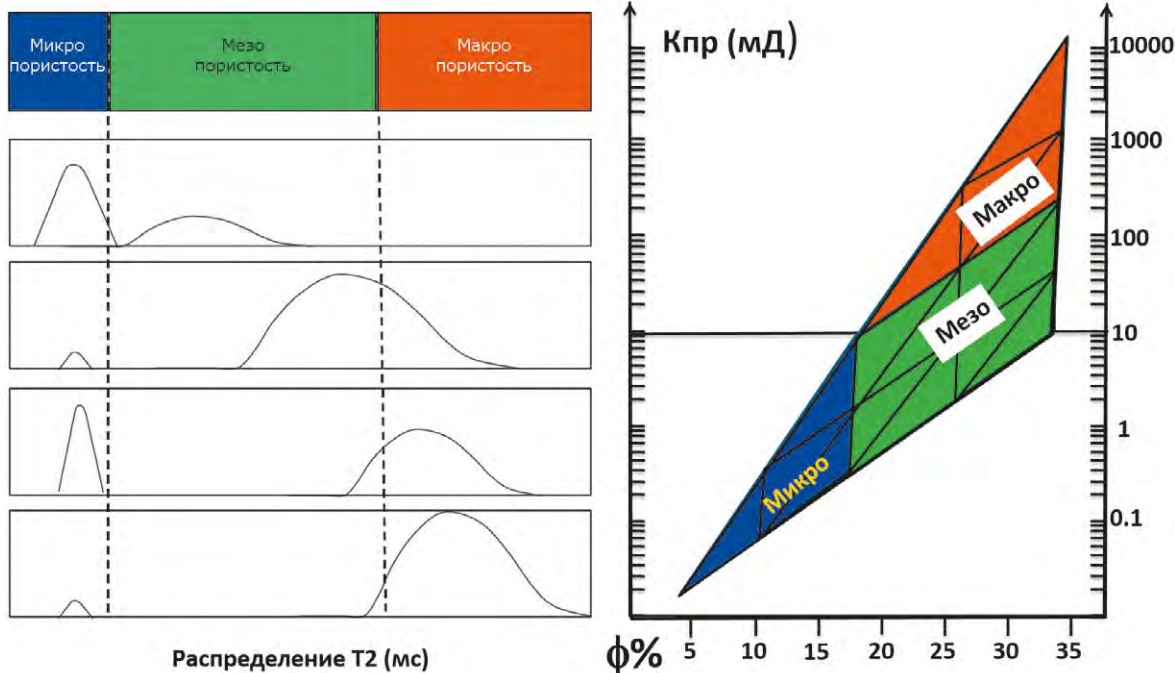
- Полевые данные ЯМК
- Данные пластового микроимиджера (опционально)

Аппаратура:

- При записи ГИС на кабеле CMR Plus* / MR Scanner*, а также опционально FMI* / UBI* / Quanta Geo*
- При записи ГИС во время бурения proVISION*, а также опционально MicroScore* / geoVISION*

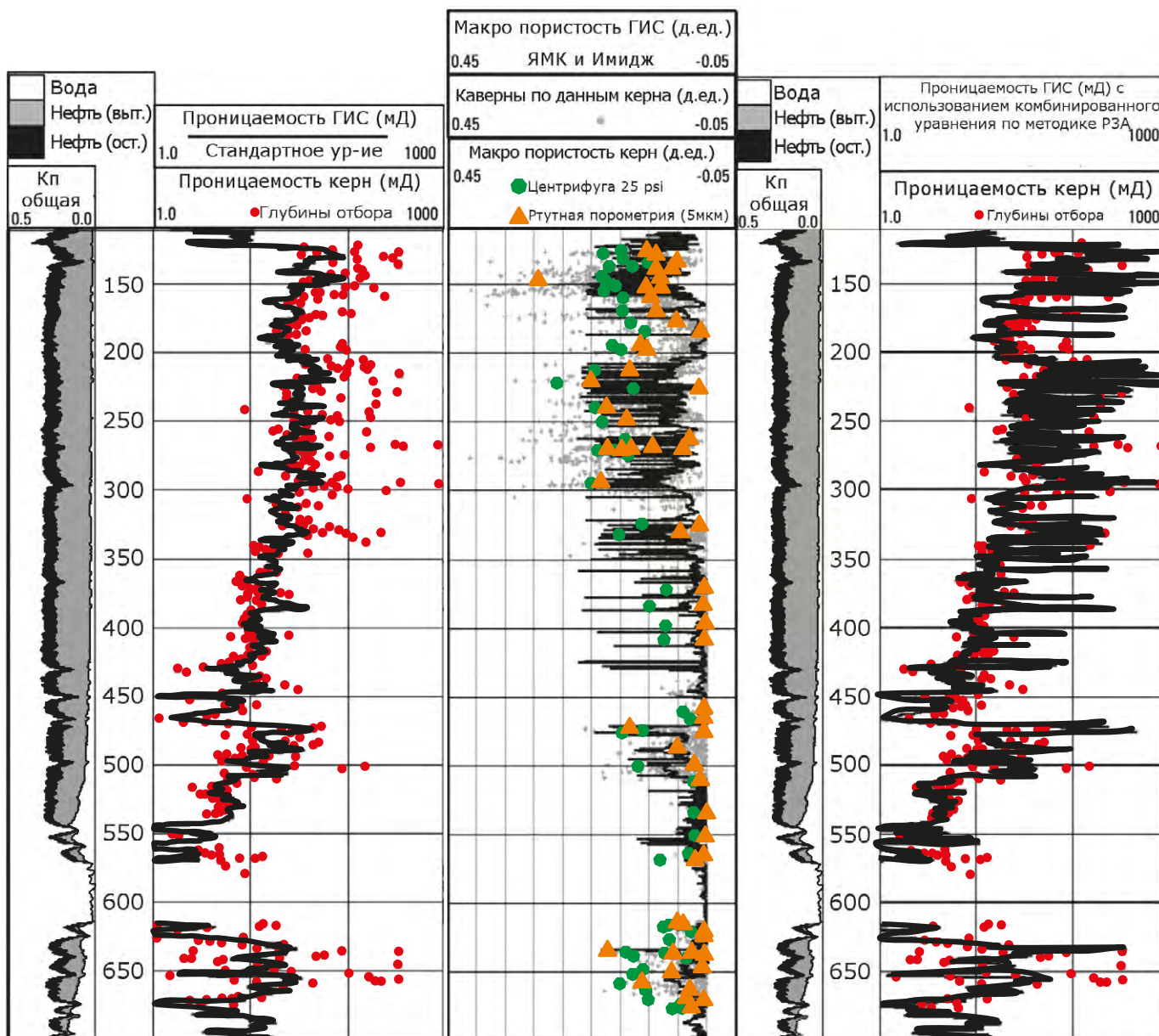
Программное обеспечение:

- Techlog*



Слева – типизация пор по данным ЯМК, справа – влияние типа пористости на зависимость проницаемости от пористости

Типизация пористости и оценка проницаемости в карбонатных коллекторах с использованием распределения T2 (РЗА)



Пример каротажных данных в сложном карбонатном разрезе. В интервалах присутствия макропор /каверн (трек 3) проницаемость по стандартному уравнению занижена по сравнению с данными ядра (трек 2). Методика РЗА и корректный учет влияния макропористости позволяет провести более точную оценку коэффициента проницаемости пород [67]

Определение насыщающих флюидов и их свойств по данным ЯМК на стационарных точках глубины (MRF*)

Для получения дополнительных геофизических сведений о характере насыщения околоскважинного пространства не резистивным методом и вязкости насыщающего флюида проводятся стационарные замеры ЯМК (технология MRF). При обработке стационарных замеров ЯМК (приборы CMR Plus, MR Scanner) применяется методика построения и анализа карт диффузии (D) и времени поперечной релаксации T₂, диффузии (D) и времени продольной релаксации T₁. Данная технология позволяет определить тип насыщающего флюида и его свойства по ЯМК: коэффициенты водо-, нефте- и газонасыщенности и получить информацию о пористости и остаточной водонасыщенности в точке установки прибора. Принимая во внимание малую глубинность ЯМК, прибор регистрирует сигналы преимущественно от остаточных углеводородов (или пластовой воды), фильтра бурового раствора и связанной пластовой воды.

Результаты:

- Инверсия распределений T₁, T₂ и D (коэффициента самодиффузии) на стационарной точке глубины
- Определение типа насыщающих флюидов в области исследования прибора на стационарной точке глубины (нефть, газ, вода)
- Оценка вязкости нефти на стационарной точке глубины
- Уточнение значений остаточного водонасыщения и проницаемости на стационарной точке глубины

Преимущества:

- Для определения типа насыщающих флюидов в области исследования прибора используются три параметра – распределения T₁, T₂ и диффузии

Входные данные:

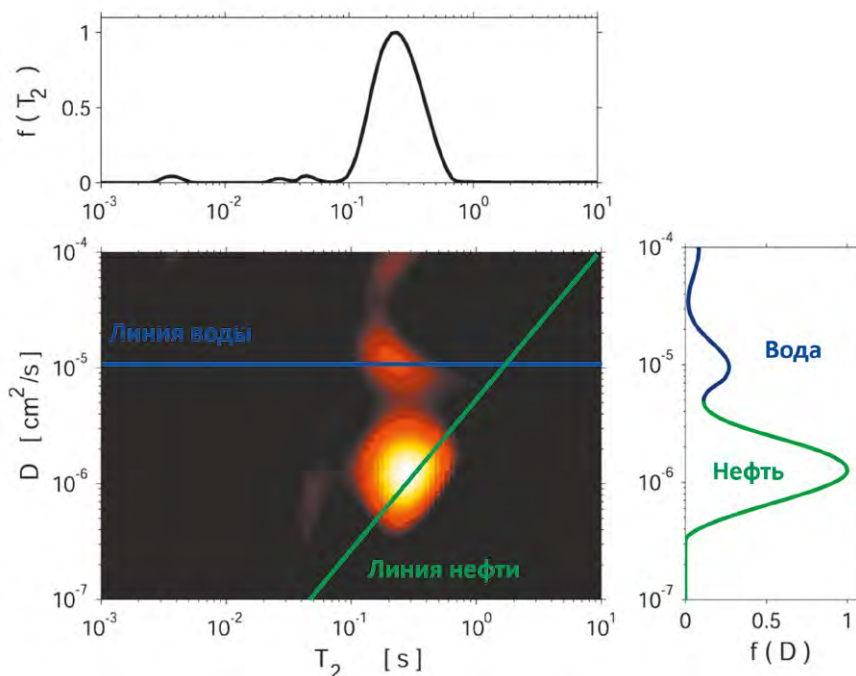
- Полевые данные ЯМК

Аппаратура:

- CMR Plus*, MR Scanner*

Программное обеспечение:

- Techlog*



Карта диффузии (D) и времени поперечной релаксации T₂ с нанесенными линиями нефти и воды для проведения количественной интерпретации. На распределении D показаны объемы нефти и воды (справа) [16]

Определение насыщающих флюидов и их свойств по данным ЯМК непрерывно по разрезу по нескольким радиальным зонам (MR Scanner*)

По данным MR Scanner возможно получить такие дополнительные геофизические сведения как характер насыщения околоскважинного пространства не резистивным методом и вязкости насыщающего флюида непрерывно по разрезу по нескольким радиальным зонам. При обработке данных MR Scanner применяется методика построения и анализа карт диффузии (D) и времени поперечной релаксации T₂, диффузии (D) и времени продольной релаксации T₁. Данная технология позволяет определить тип насыщающего флюида и его свойства по ЯМК: коэффициенты водо-, нефте- и газонасыщенности и получить информацию о пористости и остаточной водонасыщенности непрерывно по разрезу по нескольким радиальным зонам (пример карты приведен на [рисунке 1](#)). На [рисунке 2](#) приведен пример каротажных данных с выполненной оценкой объема УВ на 2-х радиусах исследования с последующей оценкой вязкости нефти.

Результаты:

- Инверсия распределений T₁, T₂ и D (коэффициента самодиффузии) непрерывно по разрезу по нескольким радиальным зонам
- Определение типа насыщающих флюидов в области исследования прибора непрерывно по разрезу по нескольким радиальным зонам (нефть, газ, вода)
- Оценка вязкости нефти непрерывно по разрезу по нескольким радиальным зонам
- Уточнение значений остаточного водонасыщения и проницаемости непрерывно по разрезу по нескольким радиальным зонам

Преимущества:

- Для определения типа насыщающих флюидов в области исследования прибора используются три параметра – распределения T₁, T₂ и диффузии
- Используются независимые измерения по нескольким радиальным зонам (до 3-ех)

Входные данные:

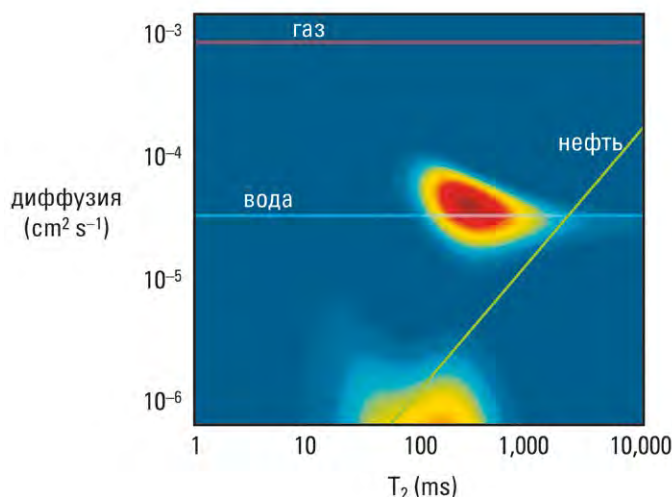
- Полевые данные ЯМК

Аппаратура:

- MR Scanner*

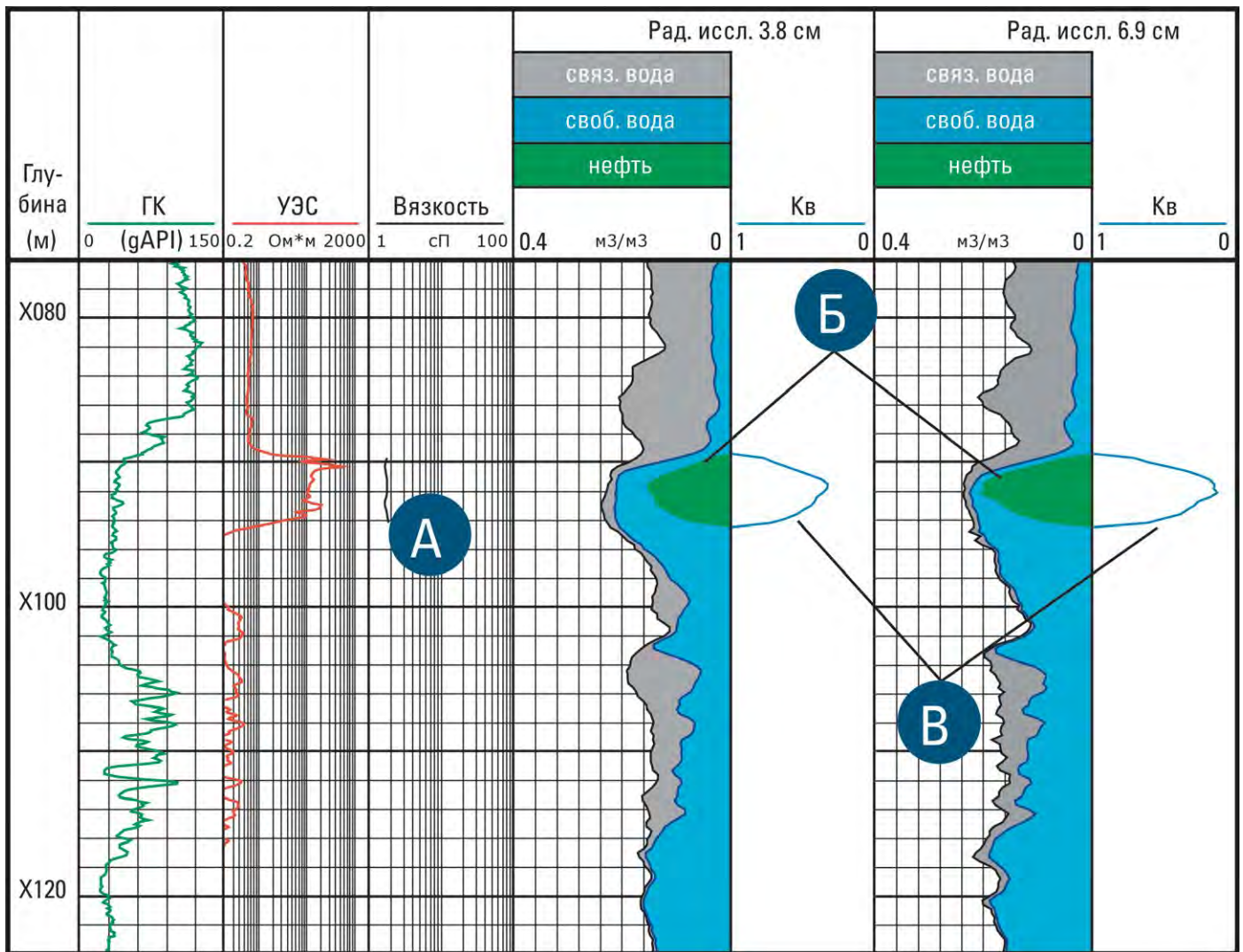
Программное обеспечение:

- Techlog*



Карта диффузии (D) и времени поперечной релаксации T₂ с нанесенными линиями нефти и воды для проведения количественной интерпретации [28]

Определение насыщающих флюидов и их свойств по данным ЯМК непрерывно по разрезу по нескольким радиальным зонам (MR Scanner*)



Пример каротажных данных с выполненной оценкой объема УВ (маркер Б) на 2-х радиусах исследования (маркер В) с последующей оценкой вязкости нефти (маркер А) [28]

Глава 6.

Геологическое изучение по данным скважинных имиджеров

Трассирование – процесс векторизации поверхностей структурно-текстурных объектов, пересекающих ствол скважины, с помощью волнообразных плоских кривых, определяемых тригонометрической функцией в прямоугольной системе координат (синусоид), с целью вычисления истинных элементов залегания данных поверхностей.

В зависимости от типа входных данных, их качества и поставленных задач трассирование может быть выполнено следующими способами:

- Автоматическое трассирование структурно-текстурных объектов модулем 3DP Dip Computation (Techlog*), использующим контурный метод определения границ пластов. Рекомендуется применять для определения структурных особенностей напластования
- Полуавтоматическое трассирование структурно-текстурных объектов модулем Lamination Analysis (Techlog). Метод основывается на автоматическом определении границ пластопересечений в рамках предопределённых пользователем отдельных границ. Рекомендуется применять для определения седиментологических особенностей напластования
- Интерактивное (ручное) трассирование – основополагающий способ трассирования, который может использоваться как самостоятельно, так и в качестве критерия оценки качества автоматического и полуавтоматических методов выделения поверхностей. В отличие от других методов, которые позволяют трассировать только полные синусоиды, интерактивный способ обеспечивает трассирование частичных и линейных объектов (техногенные объекты, частичная трещиноватость и др.)
- Интерактивное трассирование гранных поверхностей модулем ExpertDip (Techlog). Гранной поверхностью называется поверхность пересечения ствола скважины, которая образована несколькими плоскостями. Примером гранной поверхности применительно к данным имиджеров является пластопересечение при модели бурения «вход в пласт – бурение по пласту – выход из пласта». Данный вид трассирования рекомендуется использовать при работе с данными имиджеров сильнонаклонных и горизонтальных скважин.

Для акцентированного анализа структурно-текстурных объектов выполняется их классификация. Классификация подразумевает логическое объединение видимых по имиджам объектов со схожими структурными и/или текстурными признаками в группы, используя одно основание, позволяющее максимально точно установить критерии разделения между группами объектов. В зависимости от поставленных задач классификация выполняется с разным уровнем детализации: основными классами структурно-текстурных объектов выступают границы пластов, внутрипластовая слоистость, плотные пропластки, проводящие трещины, залеченные трещины, разломы, микроразломы, техногенные трещины, вывалы, которые могут быть дополнены эрозионными и несогласными поверхностями, частичными проводящими и залеченными трещинами, трещинами, усиленными бурением и т.д.

Результаты:

- Истинные углы и азимуты падения поверхностей структурно-текстурных объектов
- Классификация структурно-текстурных объектов и их общее описание

Преимущества:

- Автоматический метод трассирования поверхностей
- Полуавтоматический метод трассирования поверхностей
- Интерактивное (ручное) трассирование поверхностей, полностью или частично пересекающих ствол скважины
- Интерактивное (ручное) трассирование плоских и гранных поверхностей

Входные данные:

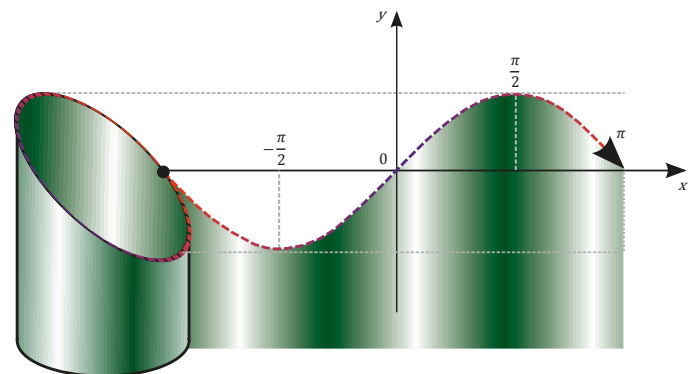
- Данные скважинных имиджеров
- Кривая фактического диаметра скважины
- Кривые угла и азимута скважины
- Параметр DOI (Depth of investigation, Глубина исследования метода) для имиджеров сторонних компаний

Аппаратура:

- При ГИС на кабеле FMI*, FMI-HD*, FMS, UBI*, OBMI*, DOBMI, Quanta Geo*, либо аппаратура с аналогичным набором измерений
- При ГИС во время бурения adnVISION*, EcoScore*, geoVISION*, MicroScore*, MicroScore HD*, либо аппаратура с аналогичным набором измерений

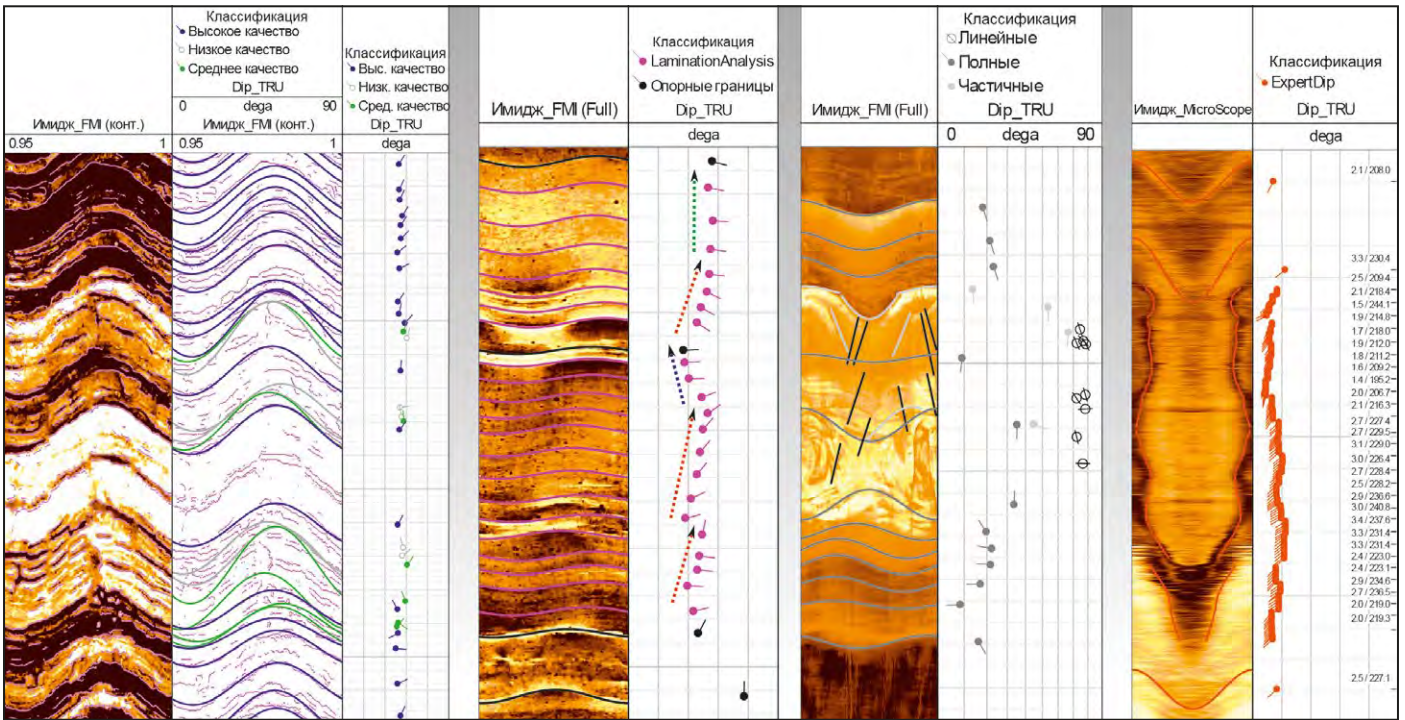
Программное обеспечение:

- Techlog*

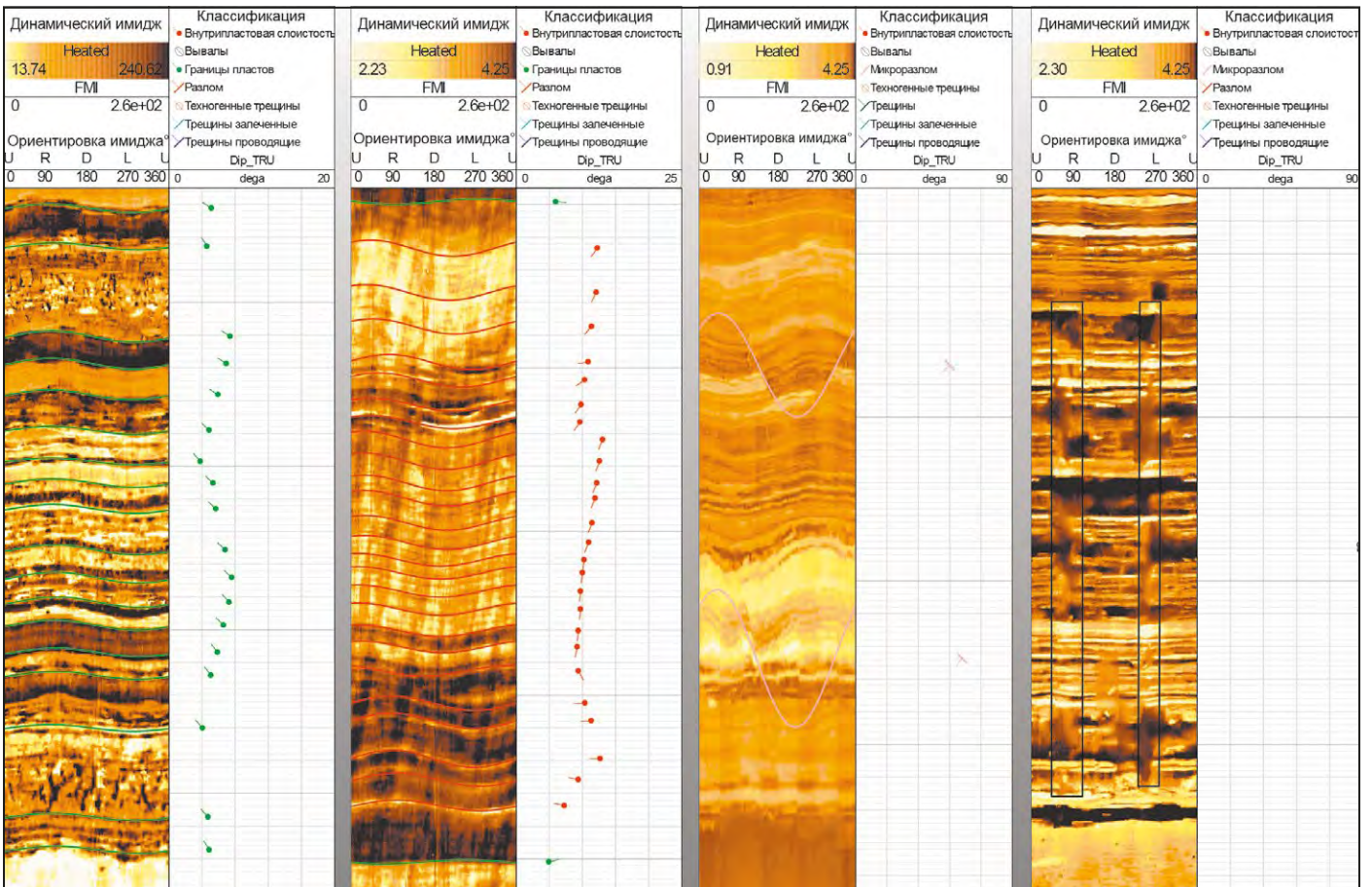


Векторизация поверхностей с помощью синусоид

Трассирование структурно-текстурных объектов



Способы трассирования поверхностей структурно-текстурных объектов

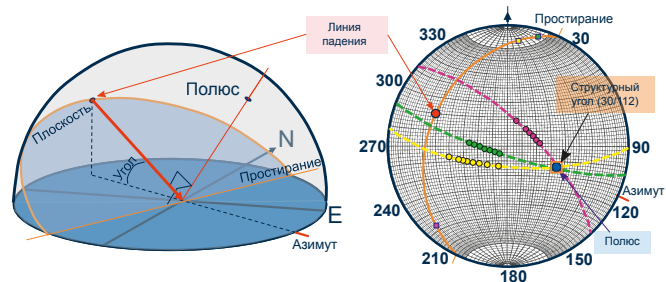


Примеры выделения границ пластов, границ внутрипластовой слоистости, микроразломов, вывалов

Структурный анализ подразумевает анализ изменения с глубиной элементов залегания структурных объектов, определение структурных форм, расчет структурного угла и выполнение структурных построений. В большинстве случаев структурными объектами являются границы пластов и внутрипластовая слоистость. Границы пластов представляют собой границы, определяющие общий характер напластования, который, в свою очередь, первоначально зависит от условий осадконакопления, а в последующем от геологической истории развития территории. Следует отметить, что элементы залегания границ пластов не являются структурными элементами залегания, а определяют их. Внутрипластовая слоистость является характеристикой локальных структурных изменений, но неявно способствует пониманию общего структурного плана.

Основными инструментами определения структурных форм, наличия дизъюнктивных нарушений, несогласий и т.д. выступают диаграммы изменения элементов залегания с глубиной (Array Plot), изменения азимута падения с глубиной (Walkout Plot), изменения угла падения с глубиной (Cumulative Dip Plot), диаграмма-роза (Rose), гистограмма и равноплощадная стереографическая сетка Шмидта (Schmidt Plot).

В большинстве случаев для стенок скважин, как и для горных выработок и поверхностей обнажений структурная плоскость (поверхность слоя, пласта, сланцеватости и пр.) не видна и непосредственный замер ее залегания невозможен или затруднен. Оценку истинных элементов залегания структурной плоскости для скважинных данных выполняют по видимым линиям падения этой плоскости в двух её непараллельных сечениях методом стереографической проекции, где видимой линией падения называют след структурной плоскости, наблюдаемый в ее произвольном сечении, не совпадающий с вертикальным сечением и проходящий через линию падения. Другими словами, метод стереографической проекции позволяет скорректировать ограниченную скважиной видимость структуры и учесть влияние наклона скважины на плоскостные образы структурных форм при расчете истинных структурных элементов залегания.



Расчет структурного угла методом стереографической проекции

Результаты:

- Описание выявленных структурных форм и структуры залегания пород
- Структурное зонирование
- Структурный угол и азимут падения структурных форм
- Структурный профиль по линии скважины

Преимущества:

- Высокая структурно-текстурная дифференциация имиджей обеспечивает изучение как локальных структурных особенностей залегания, так и региональных структур, характеризующих историю развития территории
- Расчет структурных элементов залегания методом стереографических проекций
- Наглядная визуализация результатов структурного анализа в виде построения структурного профиля с помощью современных средств программного обеспечения

Входные данные:

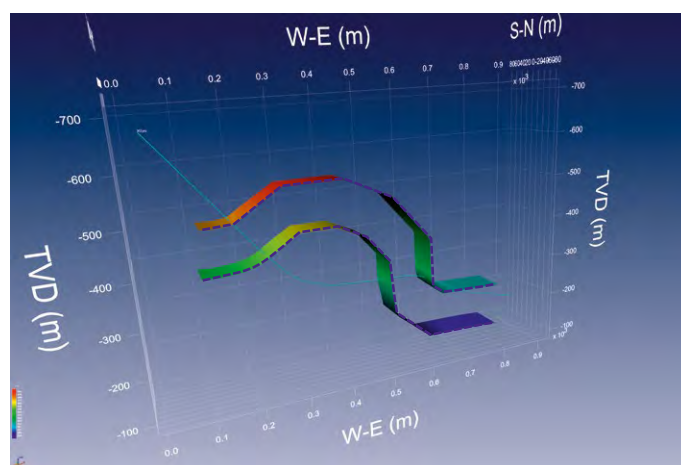
- Данные скважинных имиджеров
- Коллекция элементов залегания поверхностей структурно-текстурных объектов
- Кривые угла и азимута скважины

Аппаратура:

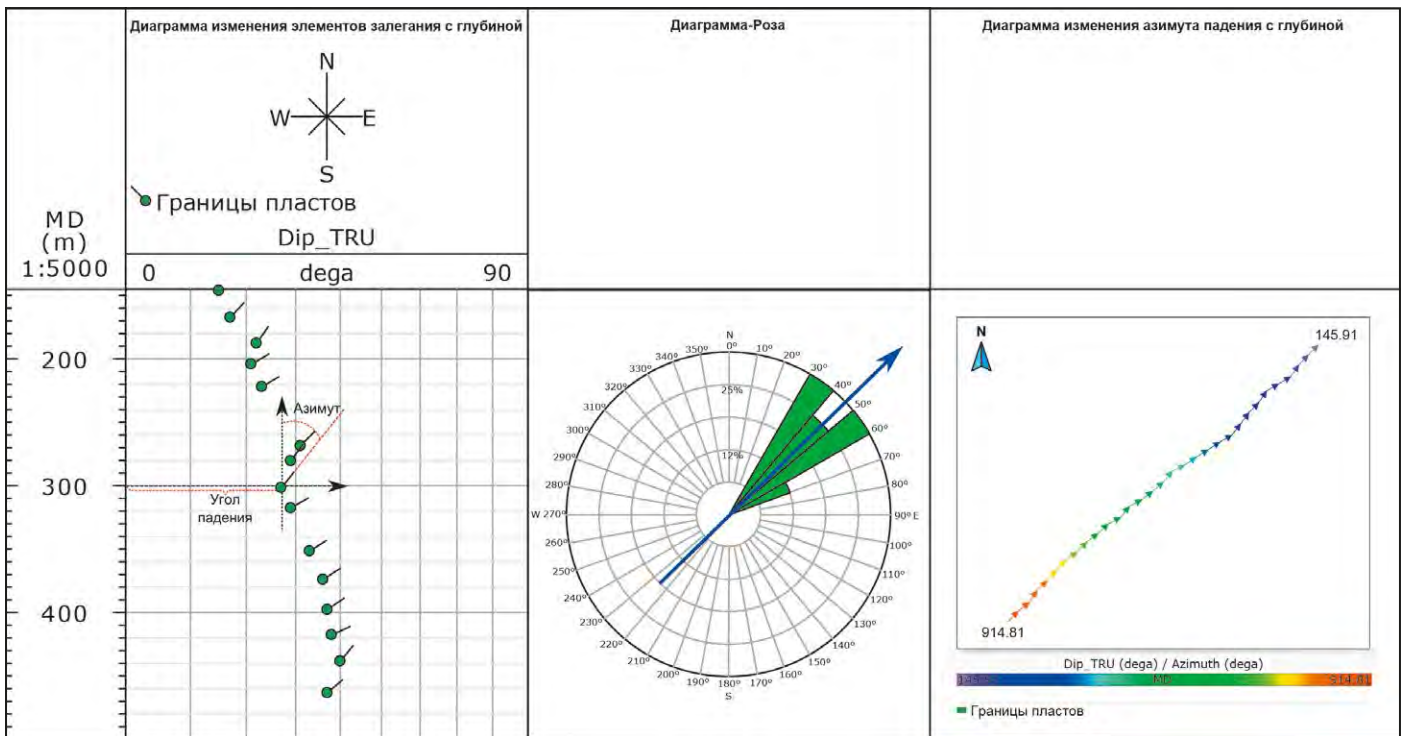
- При ГИС на кабеле FMI*, FMI-HD*, FMS, UBI*, OBMI*, DOBMI, Quanta Geo*, либо аппаратура с аналогичным набором измерений
- При ГИС во время бурения adnVISION*, EcoScope*, geoVISION*, MicroScore*, MicroScore HD*, либо аппаратура с аналогичным набором измерений

Программное обеспечение:

- Techlog*



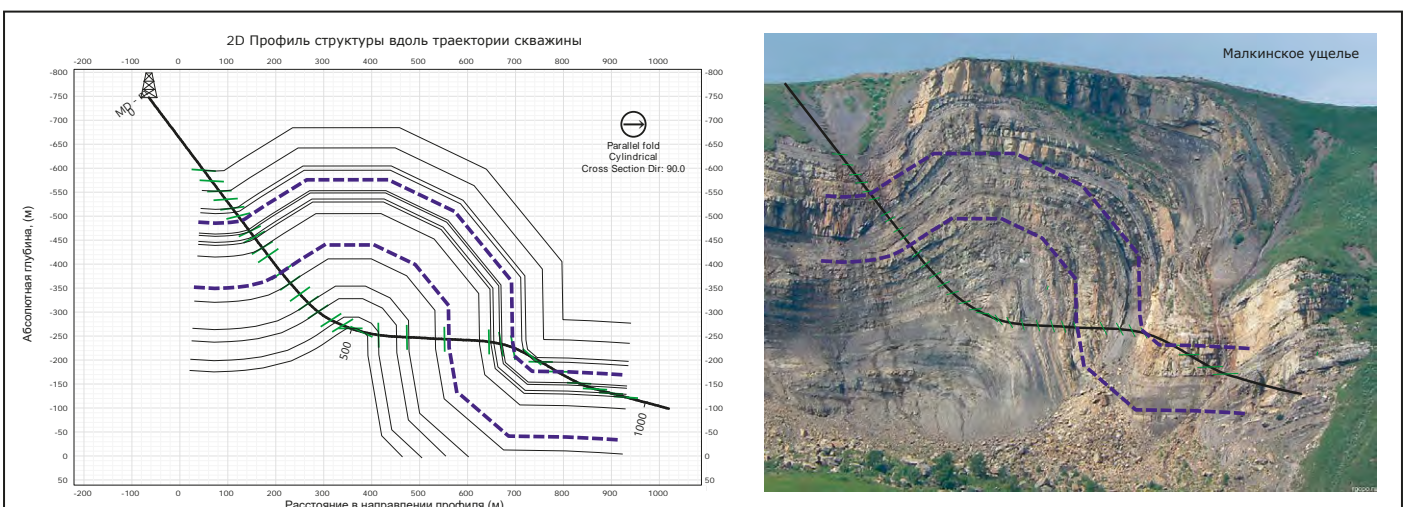
3D построения складчатой структуры Малкинского ущелья северных склонов Эльбруса, выполненные в программном продукте Techlog



Инструменты структурного анализа

Для более полного понимания структуры залегания пород в пределах пробуренной скважины на основе результатов структурного анализа выполняются построения геологического разреза вдоль скважины, который даёт наглядное представление об особенностях залегания пород как в пределах скважины, так и в околоскважинном пространстве.

С использованием современных программных продуктов компании «Шлюмберже» может быть осуществлен быстрый и удобный переход от точечных данных угла и азимута падения структурных объектов к 3D построениям поверхностей структурных форм, обеспечивающие уточнение пространственного изменения залегания пород при построении геологических моделей изучаемых территорий.



2D геологический разрез складчатой структуры Малкинского ущелья северных склонов Эльбруса. Построения выполнены в модуле StrucView* программного продукта Techlog* [76]

Литологическая дифференциация разреза

Литотипизация или литологическая дифференциация на основе данных микроимджеров позволяет охарактеризовать разрез в масштабе исследования керна. Основная сложность проведения литологической типизации заключается в том, что микроимджеры регистрируют изменения электропроводности, в большей степени определяющейся литологией и типом насыщающего флюида. Комбинации данных двух факторов могут быть очень разнообразны, а, учитывая, что глубина исследования микроимджера не превышает глубину исследования среднего зонда бокового каротажа малой глубинности (обычно порядка 10-15 см), т.е. лежит в зоне проникновения фильтрата бурового раствора, литологическая интерпретация имиджа FMI не всегда будет носить однозначный характер. Основным инструментом снижения неопределенности литотипизации по данным микроимджера является калибровка на данные керна, которая возможна только после детальной привязки кернового материала. Другими словами, именно керн является доказательной базой для литотипизации по имиджу.

Процесс литологической дифференциации состоит из нескольких этапов:

- Литологическое изучение пород по керну, заключающееся в выделении основных типов пород встречаемых в разрезе, с выявлением особенностей их напластования
- Электротипизация разреза с помощью калибровки на литологию по керну
- Структурно-текстурный анализ имиджа FMI
- Литологическая типизация разреза по имиджам путем комплексирования результатов электротипизации с результатами структурно-текстурного анализа и данных ГИС

Результаты:

- Литологическая колонка в виде блоковой кривой с описанием выделенных литотипов

Преимущества:

- Литологическая дифференциация проводится в масштабе исследования керна – минимальная выделяемая мощность пропластков 3-5 см
- Литологические типы пород устанавливаются по сопоставлению электротипов имиджа с их текстурными признаками с учетом литологической характеристики кернового материала
- Литологическая дифференциация по данным микроимиджа, подтвержденная керновыми данными может быть распространена на соседние скважины без керна, т.е. доказанная с помощью керна литологическая дифференциация обеспечивает возможность уменьшения проходки скважины с отбором керна по горизонту и по площади
- Возможность предварительной детальной литотипизации разреза по данным имиджей может выступать в качестве содействия литологическому описанию керна геологом в кернохранилище: определение глубин керна и образцов на лабораторные исследования, увязка керн-ГИС, определение процента выноса керна, оценка мощностей интервалов разрушенного керна и т.д.
- Детальная литологическая дифференциация дает геологическое основание для проведения петрофизической интерпретации ГИС

Входные данные:

- Данные скважинных имиджеров
- Детальная высокоточная увязка данных кернового материала с данными ГИС
- Результаты анализа кернового материала: литологическое описание, стандартное определение физических свойств образцов, гранулометрия, результаты литолого-петрографических исследований (РФА, РСА), шлифы
- Петрофизическая интерпретация ГИС

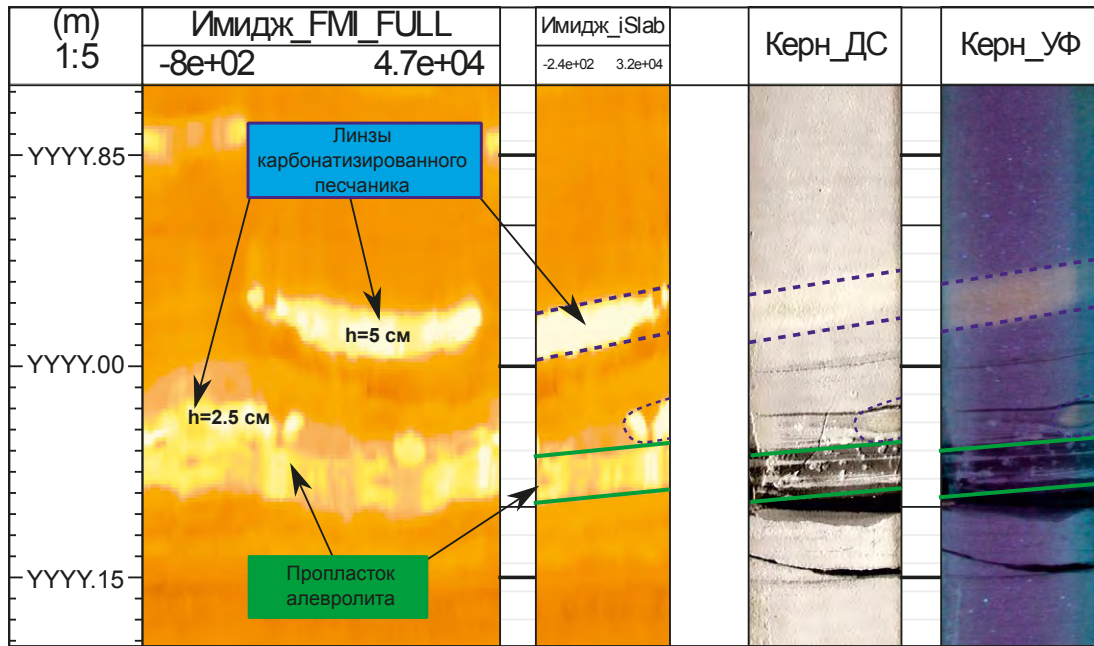
Аппаратура:

- При ГИС на кабеле FMI* (рекомендуемый прибор для данного вида анализа), FMI-HD*, FMS, Quanta Geo*, либо аппаратура с аналогичным набором измерений
- При ГИС во время бурения MicroScore HD*, либо аппаратура с аналогичным набором измерений

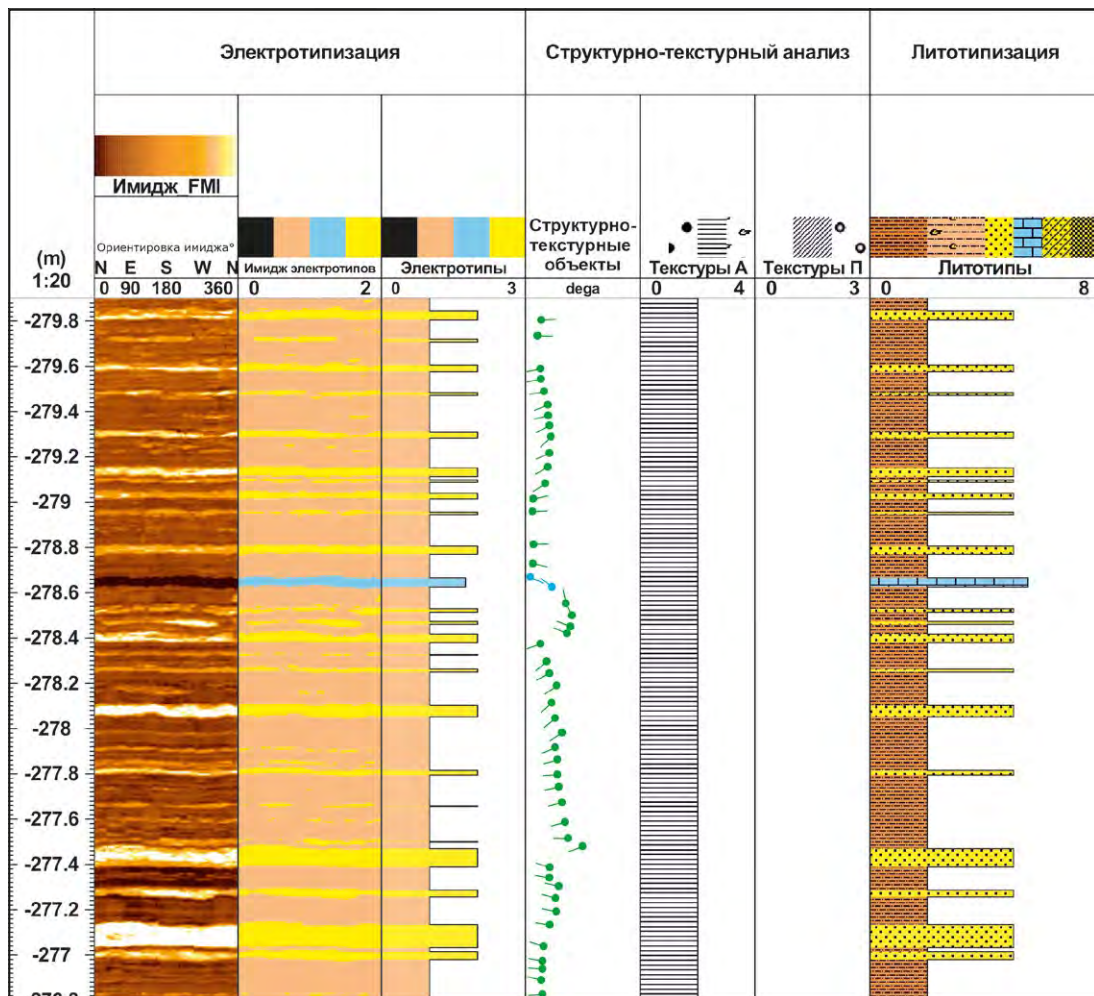
Программное обеспечение:

- Techlog*

Литологическая дифференциация разреза



Выявление тонких литологических особенностей пород по данным имиджей и керна [75]



Пример литотипизации тонкослоистого терригенного разреза

Под фациальным анализом, как одним из основополагающих методов изучения геологического прошлого, понимается восстановление физико-географических обстановок и реконструкция условий осадконакопления. Объектом данного анализа является понятие “фация”, которое следует рассматривать в качестве комплекса отложений, отражающих конкретную обстановку осадконакопления в случае выделения обстановок осадконакопления, или как конкретную среду (обстановку) при моделировании процессов осадконакопления.

Фациальный анализ по данным имиджей представляет собой комплексную интерпретацию результатов интегрированного анализа по данным имиджей и ядерного материала, включая детальную увязку керна к ГИС, структурного анализа на основе детального трассирования структурно-текстурных объектов, результатов литотипизации разреза, а также глубокого изучения и применения палеогеографических и седиментологических особенностей формирования пород целевых интервалов.

Использование имиджей как основы фациального анализа обеспечивает уникальную детализацию как качественных, так и количественных исследований. Так, например, полное азимутальное покрытие ствола скважины имиджем, а также его пространственная ориентировка позволяют проводить структурно-текстурную интерпретацию в трехмерном пространстве, т.е. на основе определения истинных элементов залегания внутрипластовой слоистости (с точностью до нескольких градусов как по углу, так и по азимуту) выполнять анализ основных депозиционных трендов и определять режим потока.

Изучение осадочных толщ с точки зрения процессов их осадконакопления (и сравнения с современными аналогами) позволяет получать весьма важную информацию о генезисе, внутренней организации и характере взаимоотношения фаций в пределах осадочных бассейнов. Восстановление обстановок осадконакопления путем локализации целевого интервала в рамках палеогеографической схемы, наряду с пониманием условий осадконакопления по данным в пробуренных скважинах позволяет прогнозировать пространственное распределение пород, включая породы коллектора, тем самым минимизируя риски бурения малодебитных или сухих скважин. Наибольшая эффективность подобного анализа может быть получена на площадях, характеризующихся сложным строением разреза (аллювиальные равнины, переходные прибрежно-морские фации), а также низким качеством сейсмических данных.

Результаты:

- Локализация фаций (литофаций) по имиджам
- Фациальное зонирование по разрезу и по площади
- Фациальная реконструкция физико-географических обстановок осадконакопления (палеогеографический этап фациального анализа) и условий осадконакопления (седиментологический этап фациального анализа)

Преимущества:

- Выявление фаций (литофаций) основывается на результатах детальной литотипизации по имиджам с мощностью пропластков от 3-5 см и с учетом пространственного понимания структурно-текстурных особенностей пород
- Высокая литологическая детализация входных данных по разрезу и по площади позволяет выработать генетическую концепцию фациального анализа
- Прогнозирование вероятностного пространственного распределения (геометрии) тел, включая породы коллектора по разрезу и по площади
- Возможность интегрированного анализа с данными ГИС и/или сейсмическими данными

Входные данные:

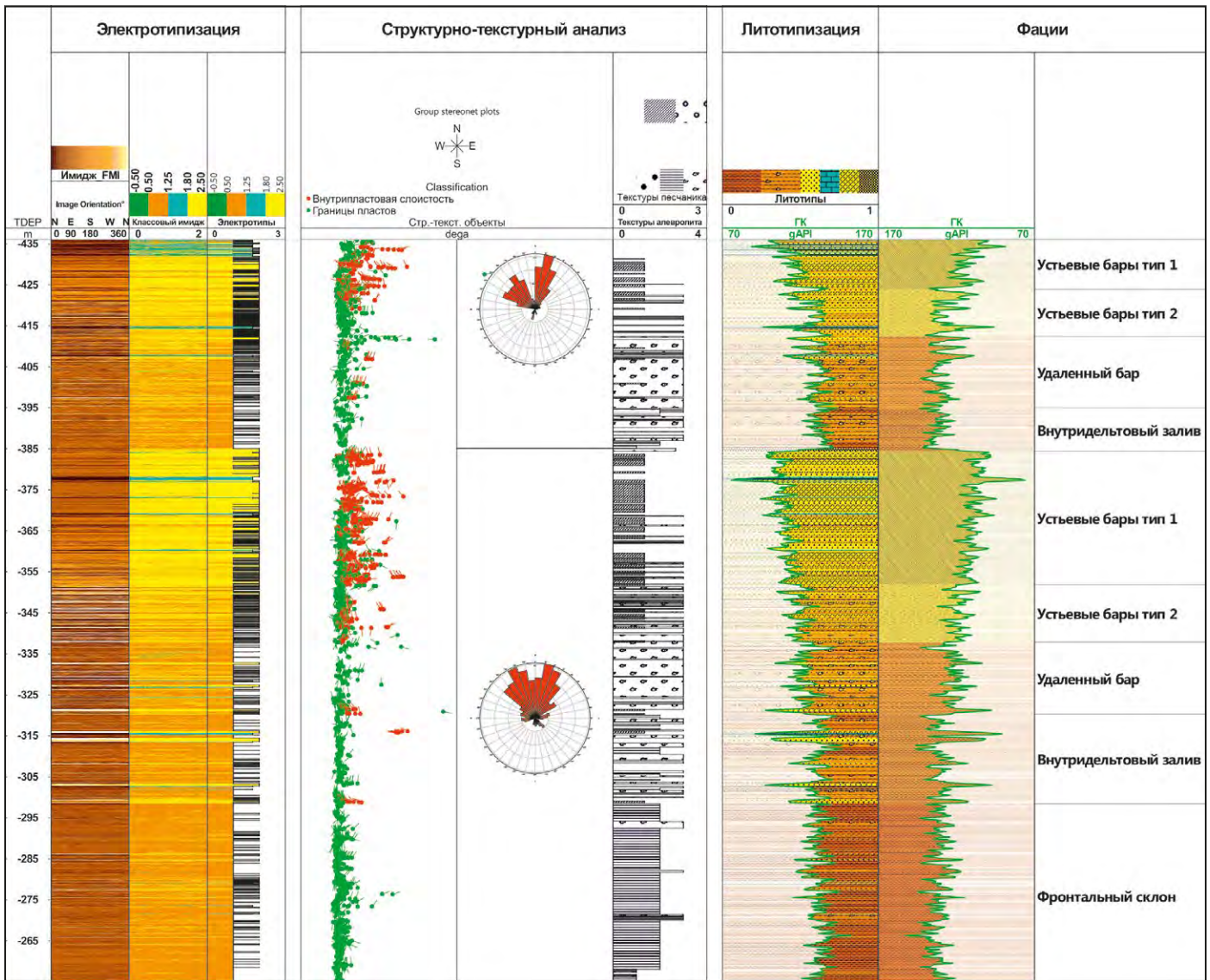
- Детальная литологическая дифференциация разреза по данным имиджей на основе ядерного материала
- Общая палеогеографическая и седиментологическая характеристика района исследования по площади и по разрезу
- Петрофизическая интерпретация ГИС

Аппаратура:

- При ГИС на кабеле FMI* (рекомендуемый прибор для данного вида анализа), FMI-HD*, FMS, Quanta Geo*, либо аппаратура с аналогичным набором измерений
- При ГИС во время бурения MicroScope HD*, либо аппаратура с аналогичным набором измерений

Программное обеспечение:

- Techlog*



Пример фациального анализа по имиджам прибора FMI

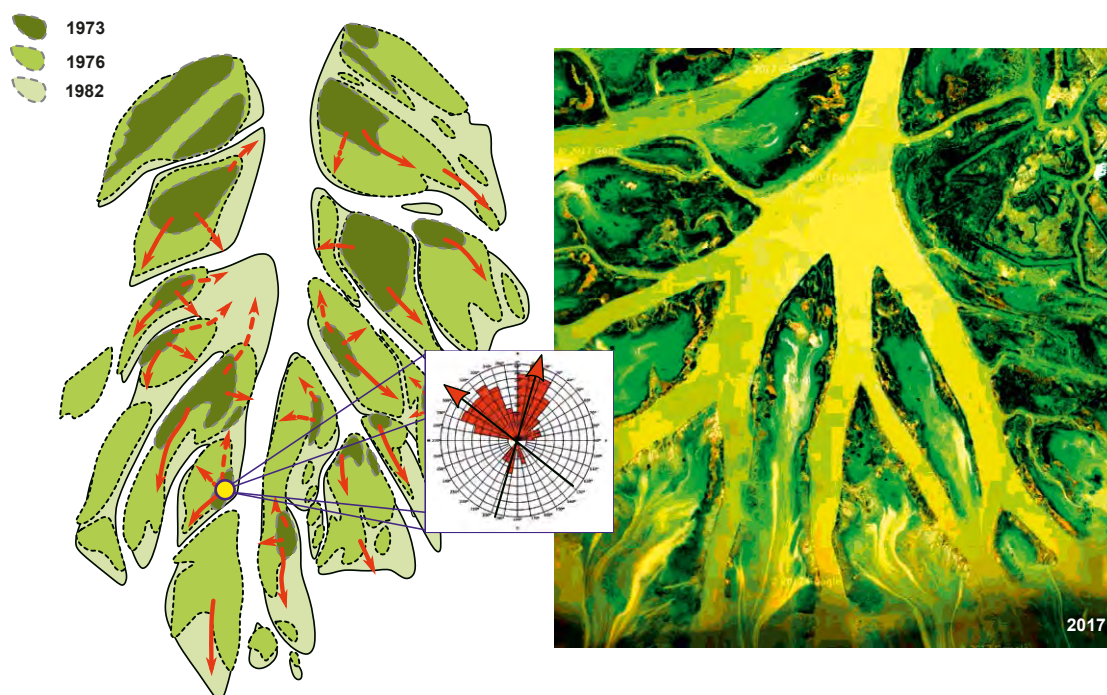


Схема осадконакопления дельты реки Атчафалая и фотография дельты реки Атчафалая [14]. Пример реконструкции условий осадконакопления по принципу актуализма путем локализации палеонаправления формирования устьевых баров по данным имиджа на схеме современного процесса осадконакопления

Глава 7.

Оценка акустических свойств горных пород

Оценка анизотропии скоростей поперечных волн по данным кросс-диполей

Анализ анизотропии производится в плоскости, перпендикулярной оси скважины. В вертикальных скважинах определяется азимут быстрой поперечной волны относительно севера, в наклонных и горизонтальных – относительно направления вверх.

При анализе осуществляется математическое вращение набора из четырех дипольных волновых картин методом Алфорда, либо альтернативным способом на основе алгоритма анализа дисперсии. Результатом является кривая азимута быстрой поперечной волны и дипольные волновые картины вдоль «быстрого» и «медленного» направлений, по которым оцениваются две скорости поперечных волн и рассчитывается коэффициент анизотропии.

Совместный анализ результатов оценки анизотропии, графиков дисперсии, микроимиджей и профиля ствола скважины позволяет определять вероятные причины наблюдаемой анизотропии (текстурная анизотропия пород, влияние трещин, влияние тектонических напряжений).

Результаты:

- Выделение интервалов акустической анизотропии
- Характеристика вероятных причин анизотропии
- Интервальные времена быстрой и медленной поперечных волн, азимут быстрой волны

Преимущества:

- Совместный анализ данных кросс-диполей и микроимиджей позволяет определить причину наблюдаемой анизотропии
- Результаты анализа анизотропии являются дополнительным критерием для выделения перспективных зон трещиноватости
- В интервалах анизотропии, обусловленной тектоническими напряжениями, азимут быстрой поперечной волны указывает на направление максимального напряжения

Входные данные:

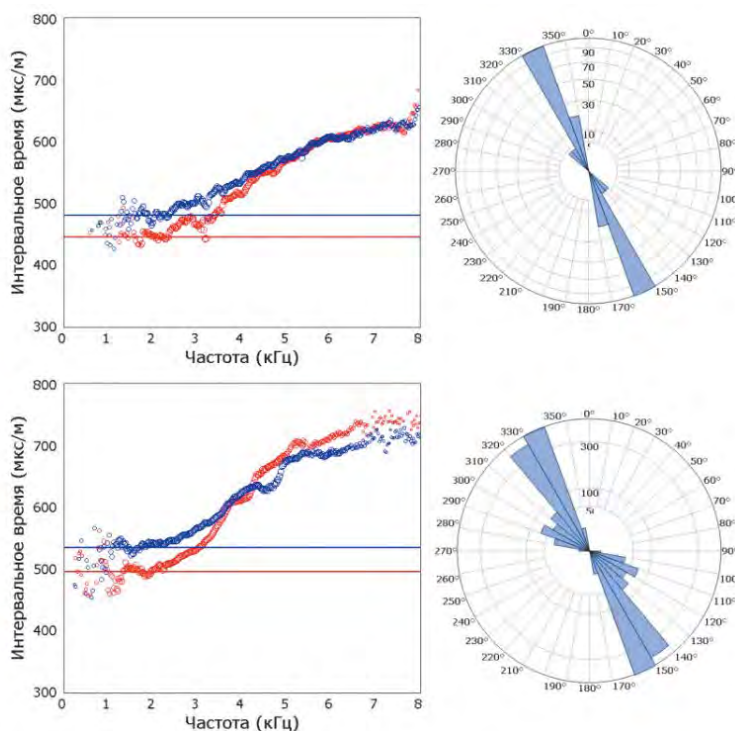
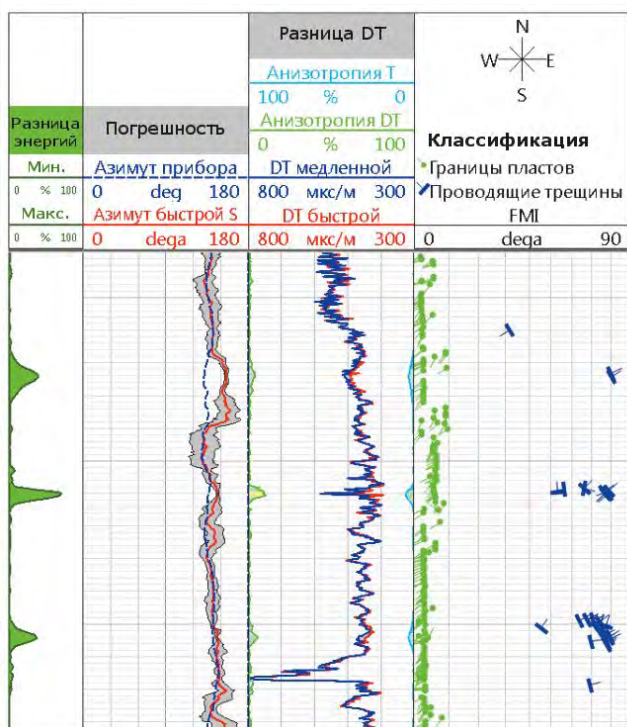
- Волновые картины кросс-диполей
- Инклинометрия (запись совместно с кросс-дипольным АКШ)
- Данные пластовых микроимиджеров (опционально)
- Профилеметрия скважины (опционально)

Аппаратура:

- Sonic Scanner* / DSI* / ThruBit Dipole*

Программное обеспечение:

- Techlog*



Анализ данных кросс-дипольного АКШ позволяет выделять интервалы анизотропии, связанной с естественными трещинами и влиянием тектонических напряжений, а также определять их направления

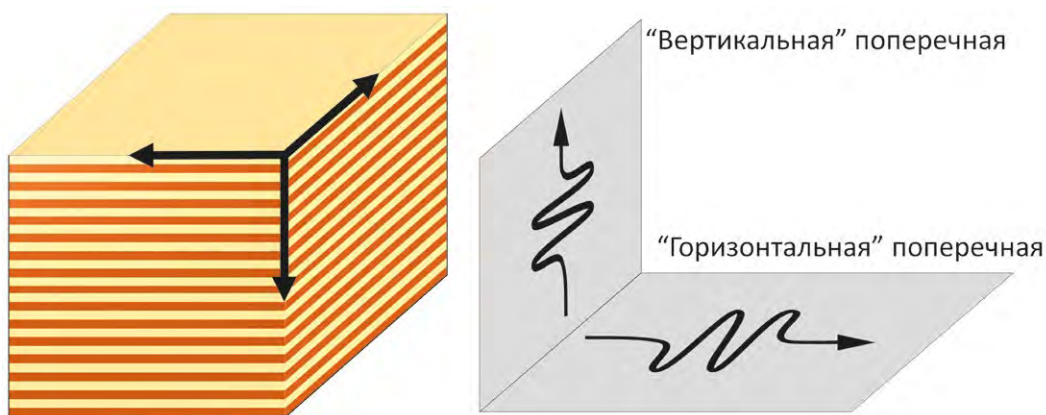
Оценка VTI анизотропии по данным Sonic Scanner* в вертикальных скважинах и расчет параметров Томсена

Текстурная VTI-анизотропия характерна для глин и других слоистых отложений и проявляется в разнице механических и акустических свойств в вертикальном и горизонтальном направлении (вдоль и поперек напластования). Традиционный акустический каротаж позволяет измерять скорости P и S волн и оценивать механические свойства пород в направлении вдоль оси скважины. Однако современные приборы АКШ позволяют также оценить скорость поперечной волны в плоскости, перпендикулярной оси скважины.

Анализ VTI-анизотропии в вертикальной скважине основан на сравнении скорости вертикальной поперечной волны, которая оценивается по данным дипольных излучателей, со скоростью горизонтальной поперечной волны. Последнюю получают путем инверсии дисперсионной кривой волны Стоунли. Инверсия выполняется в широком диапазоне частот и позволяет учесть влияние прибора в скважине на характеристики волны Стоунли. Применение такой инверсии ограничено в скважинах больших диаметров и медленных породах, в которых волна Стоунли не регистрируется, а также интервалах значительной (более 10-15%) овализации скважины.

Две скорости поперечной волны позволяют рассчитать параметр Томсена γ . Применение модели MANNIE позволяет рассчитать остальные параметры анизотропии (ϵ и δ) через корреляции с глинистостью, параметром γ , или через зависимость, установленную на керне.

Полученные оценки параметров Томсена могут быть использованы для вертикализации скоростей, измеренных в наклонных скважинах, построения анизотропных скоростных моделей, а также для пересчета в анизотропные механические свойства при геомеханическом моделировании и дизайне ГРП.



Поперечные волны в VTI-анизотропной среде

Результаты:

- Скорость горизонтальной поперечной волны
- Оценка параметров Томсена (ϵ , δ , γ) в интервале исследования

Преимущества:

- Оценка VTI-анизотропии по разрезу вертикальной скважины для целей геомеханики (учет анизотропии механических свойств, вертикализация скоростей) и сейсморазведки (построение анизотропной скоростной модели)

Входные данные:

- Волновая картина низкочастотного монополя
- Результаты оценки скоростей P и S волн
- Плотностной каротаж ГГК-п
- Инклинометрия скважины
- Профилеметрия скважины

Аппаратура:

- Sonic Scanner / ThruBit Dipole Sonic*

Программное обеспечение:

- Techlog*

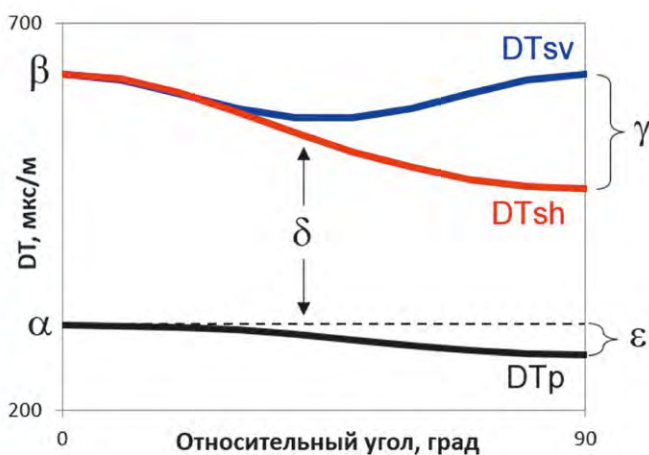
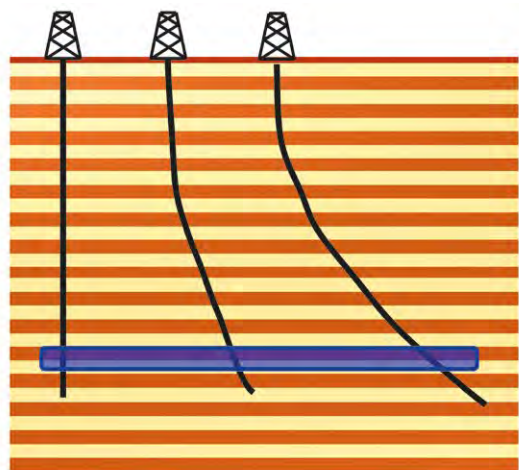
Оценка VTI анизотропии по набору измерений скоростей АКШ в скважинах с разными углами наклона

Текстурная VTI-анизотропия характерна для глин и других слоистых отложений и проявляется в разнице механических и акустических свойств в вертикальном и горизонтальном направлении (вдоль и поперек напластования).

Традиционный акустический каротаж позволяет измерять скорости P и S волн и оценивать механические свойства пород в направлении вдоль оси скважины. При наличии достаточного количества измерений появляется возможность построить зависимость скоростей от угла наклона относительно напластования и, таким образом, оценить параметры VTI-анизотропии. При этом, достоверность оценки напрямую зависит от объема исходных данных. В дальнейшем эти параметры могут быть использованы для вертикализации скоростей, измеренных в наклонных скважинах, расчета анизотропных механических свойств и построения скоростных моделей.

Инверсия параметров анизотропии может выполняться в нескольких вариантах:

- Для нескольких скважин с различными углами наклона в случае хорошей корреляции разрезов выполняется поточечная инверсия после увязки и приведения данных к единым глубинам
- В случае значительной латеральной неоднородности и невозможности выполнения детальной корреляции возможна кластерная инверсия после выделения в разрезах скважин заданного числа литотипов пород на основе стандартных методов ГИС
- Наконец, в достаточно мощных толщах однородных отложений возможна инверсия по данным единичных скважин при достаточно больших изменениях их угла наклона или углов залегания пород



Зависимость скоростей P и S волн от угла относительно напластования в VTI-анизотропной среде

Результаты:

- Оценка параметров Томсена (эпсилон, дельта и гамма)

Преимущества:

- Оценка VTI-анизотропии для целей геомеханики (учет анизотропии механических свойств, вертикализация скоростей) и сейсморазведки (построение анизотропной скоростной модели) по данным прямых измерений

Входные данные:

- Скорости P и/или S волн
- Инклинометрия скважин
- Данные наклонотрии / пластовых микроимиджеров (опционально)
- Профилеметрия скважин (опционально)
- Стандартные методы ГИС (ГК, ННК, ГГКп и др.) (опционально)

Аппаратура:

- Приборы АК

Программное обеспечение:

- Techlog*

Радиальное профилирование по продольной волне основано на увеличении глубинности измерения с ростом расстояния между излучателем и приемниками. Благодаря длинной антенне приемников и наличию дальнего и двух ближних монополярных излучателей в приборе Sonic Scanner расстояния «излучатель-приемник» варьируются от 0.3 до 5.1 м.

Профилирование по поперечной волне основано на зависимости глубинности измерения от частоты изгибной волны дипольного излучателя. Изменения скорости в прискважинной области пласта фиксируются по расхождению высокочастотной части сигнала с моделью дисперсии, построенной с учетом свойств породы, скважины и регистрирующего прибора. Анализ проводится по волновым полям дипольных излучателей после анализа анизотропии в направлении распространения «быстрой» и «медленной» волн.

Результаты радиального профилирования скоростей могут использоваться при планировании интервалов исследования ГДК/ОПК, оптимизации заканчивания скважин, выборе систем перфорации, в геомеханическом моделировании, для количественной оценки максимального и минимального горизонтального напряжений.

Результаты:

- Профили радиального изменения скорости (интервального времени) продольной и поперечной волны с удалением от стенки скважины
- Интервалы изменения свойств прискважинной зоны

Преимущества:

- Результаты могут быть использованы в геомеханическом моделировании для количественной оценки максимального и минимального горизонтального напряжений, для оптимизации заканчивания скважин, выбора систем перфорации, планирования интервалов исследования ГДК/ОПК

Входные данные:

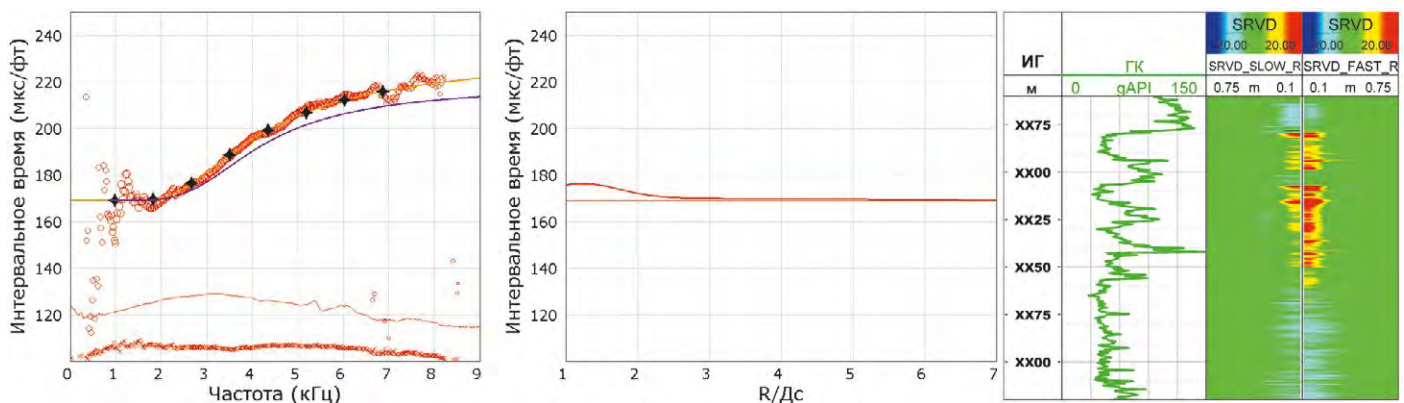
- Волновые картины
- Профилеметрия скважины
- Плотностной каротаж ГГК-п

Аппаратура:

- Sonic Scanner* / ThruBit Dipole Sonic*

Программное обеспечение:

- Techlog*



Пример результатов радиального профилирования скорости S волн

Вертикализация скоростей P и S волн

В случае наличия текстурной VTI-анизотропии в горных породах скорости продольной и поперечных волн, измеряемые с помощью АК в наклонных скважинах, зависят от угла наклона скважины относительно напластования. При этом большинство геомеханических приложений, а также скоростные модели в сейсморазведке требуют вертикальные скорости в качестве входных данных.

Наличие количественной оценки VTI-анизотропии в разрезе (любым из способов) позволяет вертикализовать скорости, измеренные в наклонных скважинах, и, тем самым, привести их к условиям измерения в вертикальной скважине (перпендикулярно напластованию).

Результаты:

- Скорости (интервальные времена) продольной и поперечной волн, приведенные к условиям измерения в вертикальной скважине

Входные данные:

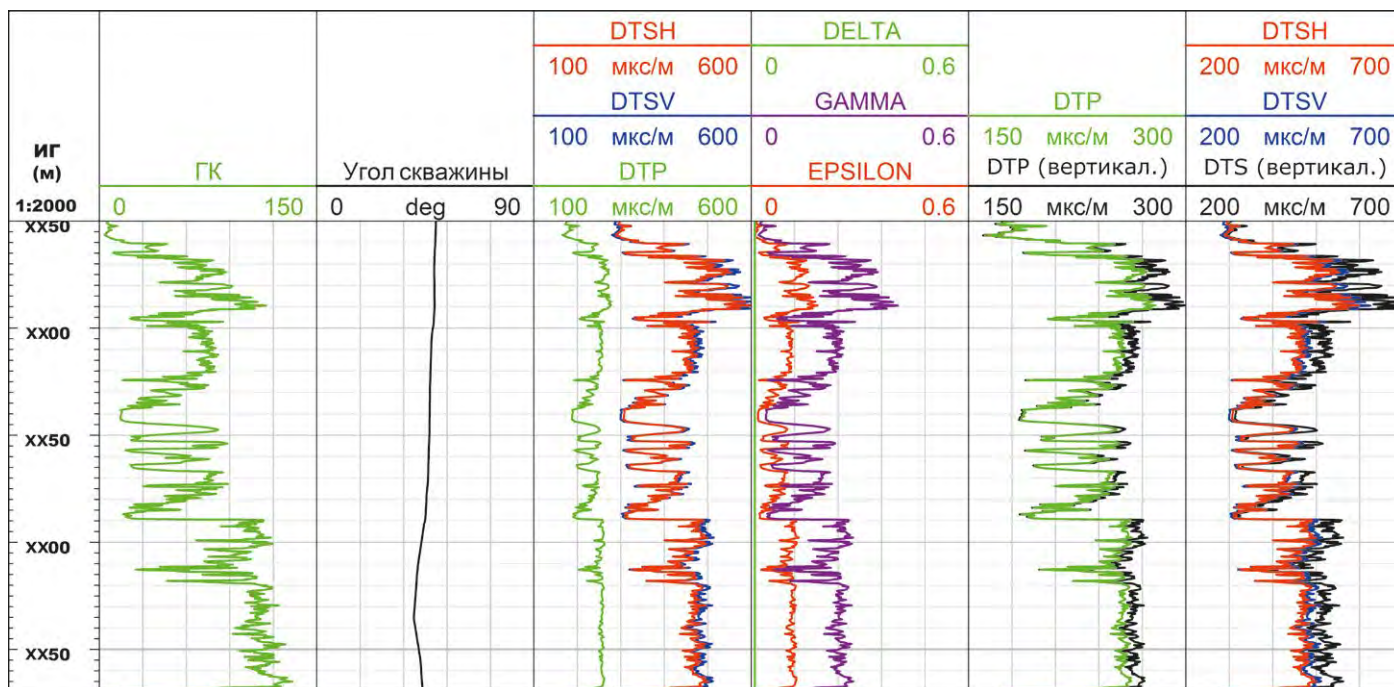
- Скорости P и S волн
- Параметры Томсена
- Анализ анизотропии по данным кросс-диполей (для вертикализации скорости S волн)
- Инклинометрия скважины
- Углы залегания пластов (опционально)

Аппаратура:

- Любая аппаратура АК

Программное обеспечение:

- Techlog*



Пример вертикализации скоростей P и S волн, измеренных в наклонно-направленной скважине

Глава 8.

Гидродинамические исследования и опробование пластов

Профилирование пластового давления и подвижности флюида по данным ГДК

Пластовое (поровое) давление является важным параметром в нефтегазовой отрасли, используемым для самых разнообразных целей: от выбора плотности бурового раствора и оптимизации глубины спуска обсадной колонны в процессе строительства скважины, вплоть до подсчета запасов, оценки потенциальной продуктивности скважин и контроля эффективности разработки месторождения.

Одним из методов определения пластового давления являются полномасштабные гидродинамические исследования скважин (ГДИС), как правило, требующие значительных временных затрат на стабилизацию давления в ходе КВД, что вызвано большими объемами отбора флюида при подобных испытаниях. В то же время, при использовании пластоиспытателей на кабеле отбор флюидов производится в значительно меньших количествах (при проведении замера прижимным зондом обычно отбирается от 5 до 10 см³), что позволяет выполнять оценку давления за несколько минут. При этом по падению давления в ходе замера (претеста) также рассчитывается подвижность флюида. Более того, на одной глубине в большинстве случаев производится серия претестов для подтверждения достоверности получаемых результатов.

Другим важным отличием является то, что полномасштабные ГДИС позволяют получить лишь общую осредненную оценку свойств исследуемого интервала, в то время как пластоиспытатели на кабеле предоставляют возможность провести серию замеров на интересующих глубинах и, таким образом, проследить изменение порового давления и подвижности флюида с глубиной.

Результаты:

- Построение профиля пластового давления
- Построение профиля подвижности флюида
- Классификация замеров по уровню достоверности
- Оценка насыщения и глубин флюидальных контактов по градиентам давления
- Оценка гидродинамической связности

Преимущества:

- Точная и быстрая оценка пластового давления и подвижности флюида в отдельных интервалах коллектора
- Возможность проведения замеров пластового давления во время бурения скважины

Входные данные:

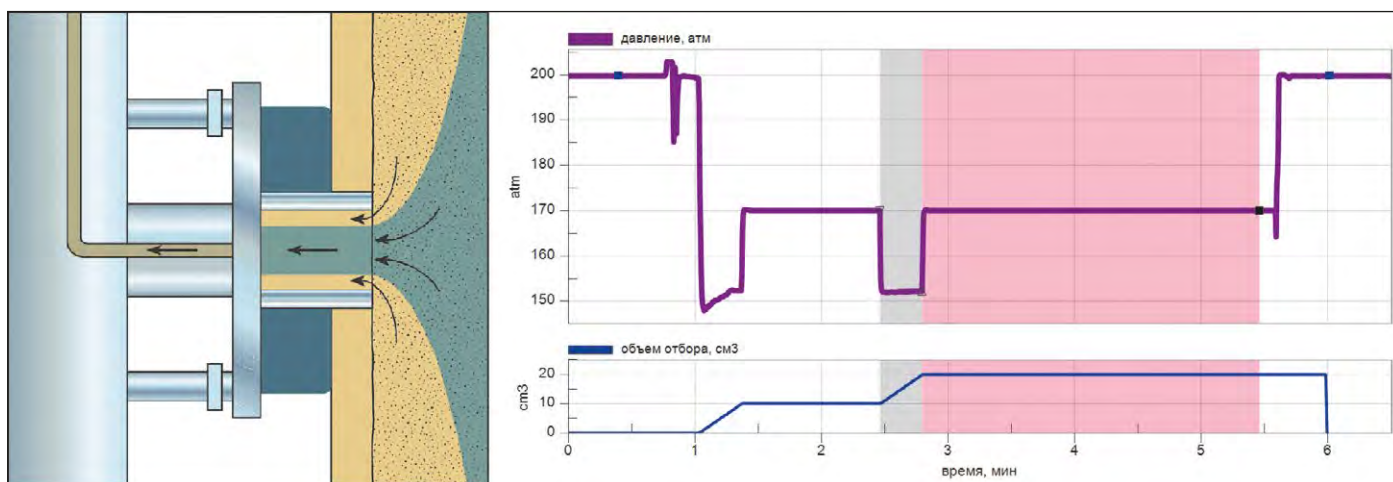
- Замеры давления и подвижности по данным ИПК
- Инклинометрия

Аппаратура:

- При ГИС на кабеле ХРТ* / MDT*
- При ГИС во время бурения StethoScope*

Программное обеспечение:

- Techlog*



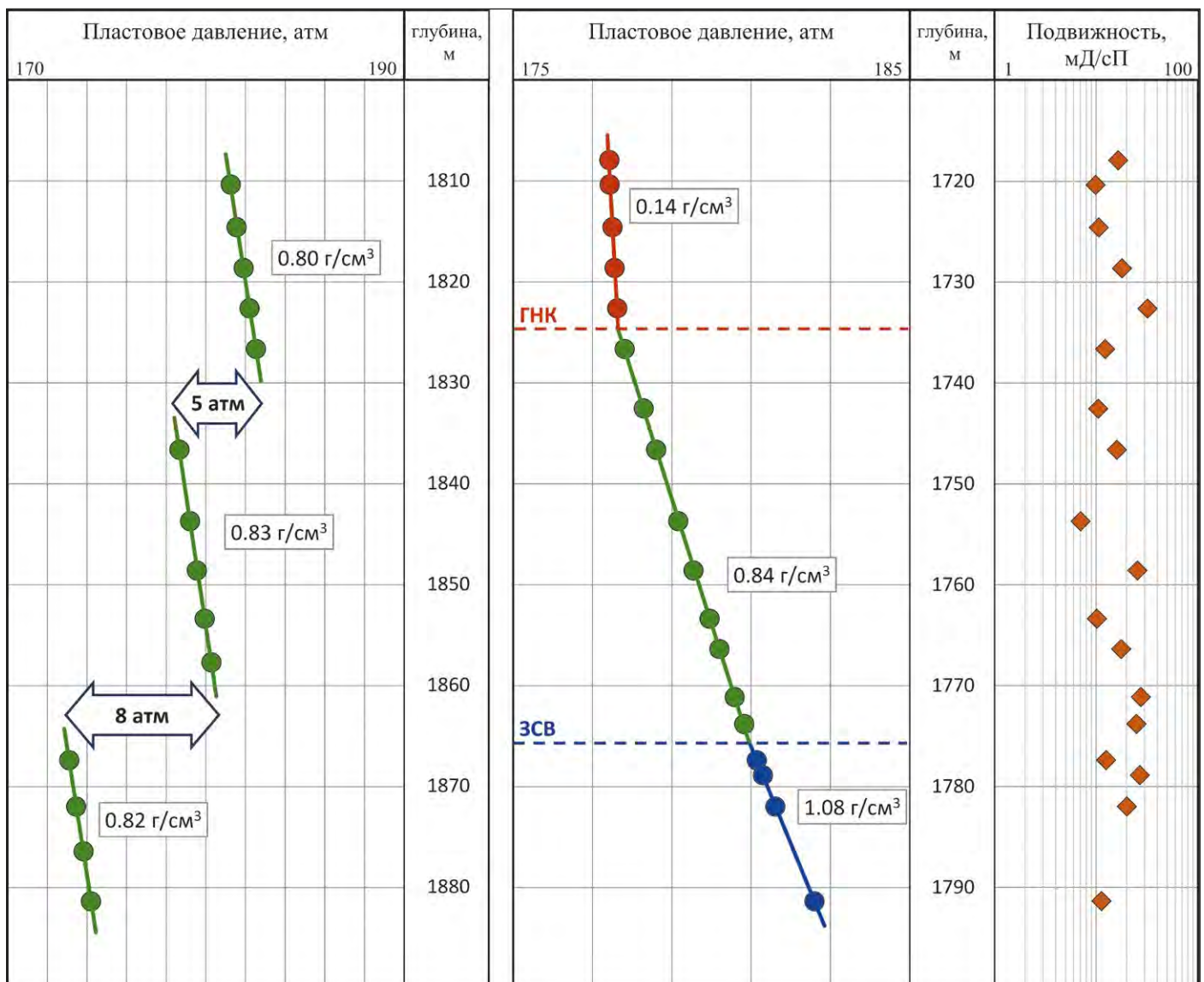
Пример проведения замера с двумя претестами: схема контакта прижимного зонда с пластом (слева) и график изменения давления (справа)

Профилирование пластового давления и подвижности флюида по данным ГДК

Результатами интерпретации являются построенные профили порового давления и подвижности с классификацией замеров по уровню достоверности, что позволяет выявить существующие гидродинамические барьеры и неравномерную выработку пластов. При наличии достаточного количества достоверных замеров может быть проведена оценка типа и плотности пластовых флюидов, а также уровней флюидальных контактов по градиентам порового давления.

Помимо этого, замеры пластового давления и подвижности могут быть использованы при решении широкого спектра задач, включая:

- Подтверждение расчетного профиля проницаемости и уточнение граничных значений «коллектор-неколлектор»
- Оценка гидродинамической сообщаемости
- Мониторинг эффективности системы поддержания пластового давления (ППД)
- Настройка гидродинамических и геомеханических моделей
- Оптимизация плотности бурового раствора и глубины спуска обсадной колонны
- Геонавигация по замерам давления и подвижности



Профилирование пластового давления позволило выявить неравномерную выработку пласта (слева) и оценить насыщение и глубину флюидальных контактов (справа)

Профилирование насыщения и свойств пластового флюида по данным ОПК

Изучение свойств пластовых флюидов и определение флюидальных контактов являются важными задачами, в том числе для проведения оценки запасов, особенно в случаях сложнопостроенных коллекторов, когда точное определение высоты залежи УВ по данным ГИС может быть затруднено. Испытатели пластов на кабеле (ИПК) и используемые в их составе анализаторы флюида и пробоотборные камеры предоставляют возможность прямого подтверждения характера насыщения и отбора представительных проб на различных глубинах по разрезу скважины. Таким образом, пластоиспытатели позволяют не только обосновать глубины флюидальных контактов, но и выявить изменение свойств УВ с глубиной, что является значительным преимуществом по сравнению с полномасштабными испытаниями пластов на трубах. Также результаты глубинного анализа флюида при помощи ИПК могут быть использованы для проверки и калибровки данных FLAIR* (оценка свойств пластового флюида по данным газового каротажа).

В зависимости от фактической конфигурации пластоиспытателя (типа глубинных анализаторов и датчиков в составе компоновки) и характера притока может быть произведена оценка таких параметров как:

- оценка объемного содержания фракций (газ/нефть/вода) в притоке;
- расчет содержания фракций С1, С2, С3-5, С6+ и CO_2 в составе УВ и оценка газо-нефтяного фактора;
- измерение оптической плотности УВ в видимой части спектра («цвет») и уровня флуоресценции;
- определение рН-фактора и удельного электрического сопротивления воды;
- оценка плотности флюида;
- расчет содержания фильтрата в притоке (в том числе для смешивающихся флюидов: нефть и фильтрат раствора на нефтяной основе, вода и фильтрат раствора на водной основе).

Результаты:

- Анализ фракционного состава притока
- Оценка свойств пластовых флюидов, включая:
 - содержание фракций С1, С2, С3-5, С6+, CO_2 и газо-нефтяной фактор
 - оптическая плотность УВ в видимой части спектра и уровень флуоресценции
 - плотность пластовых флюидов
 - рН-фактор и удельное электрическое сопротивление воды
- Обнаружение выпадения конденсата и присутствия свободного газа
- Идентификация композиционного градиента
- Оценка содержания фильтрата в притоке

Преимущества:

- Прямое подтверждение характера насыщения и глубин флюидальных контактов
- Возможность обнаружения композиционного градиента УВ, в том числе непосредственно в ходе опробований

Входные данные:

- Данные глубинного анализа флюида
- Инклинометрия

Аппаратура:

- Пластоиспытатель MDT* в конфигурации с глубинными анализаторами флюида

Программное обеспечение:

- Techlog*

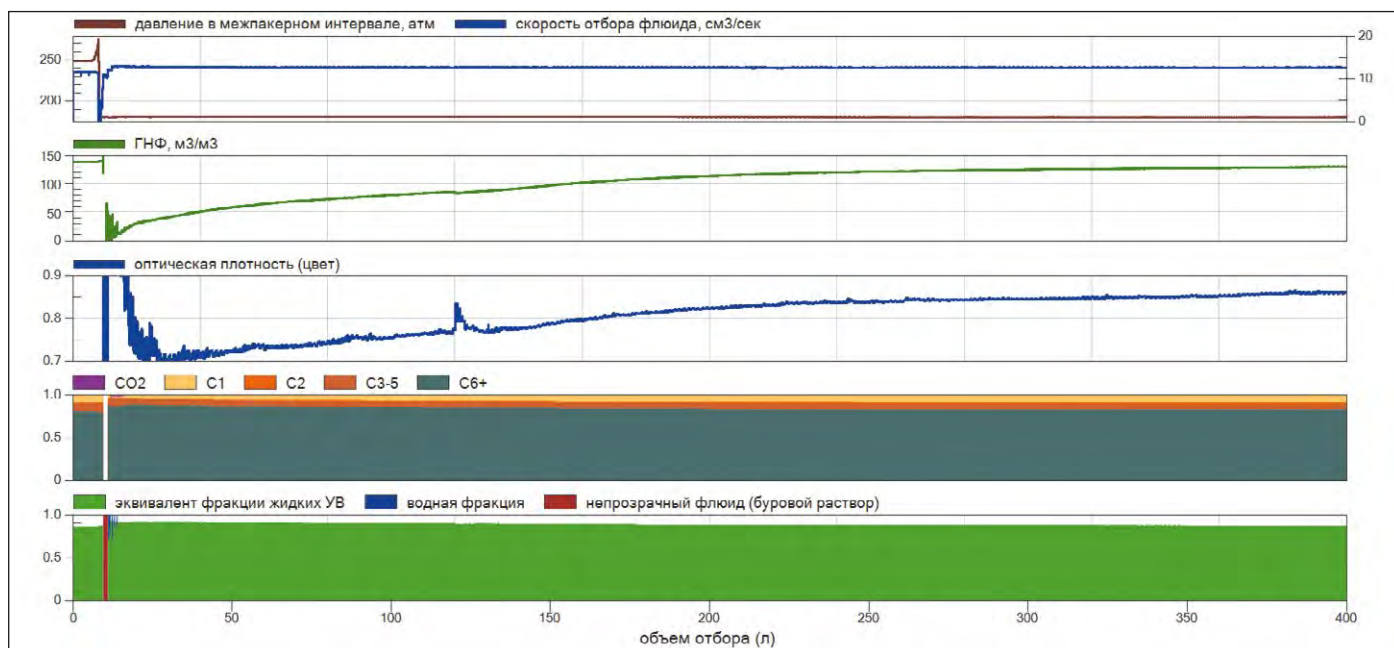


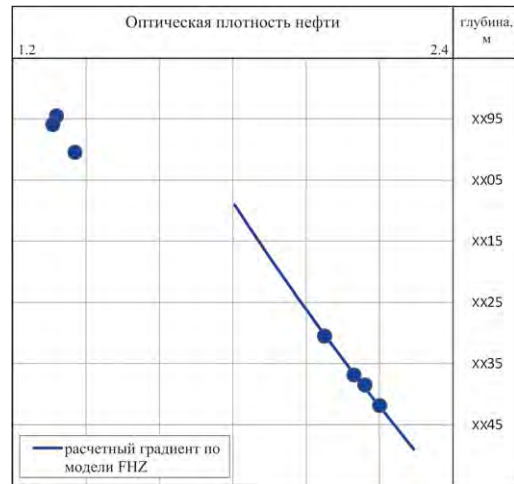
Диаграмма с данными глубинного анализа флюида. Рост ГНФ и оптической плотности отображают процесс очистки пластовой нефти от фильтрата раствора на нефтяной основе

Профилирование насыщения и свойств пластового флюида по данным ОПК

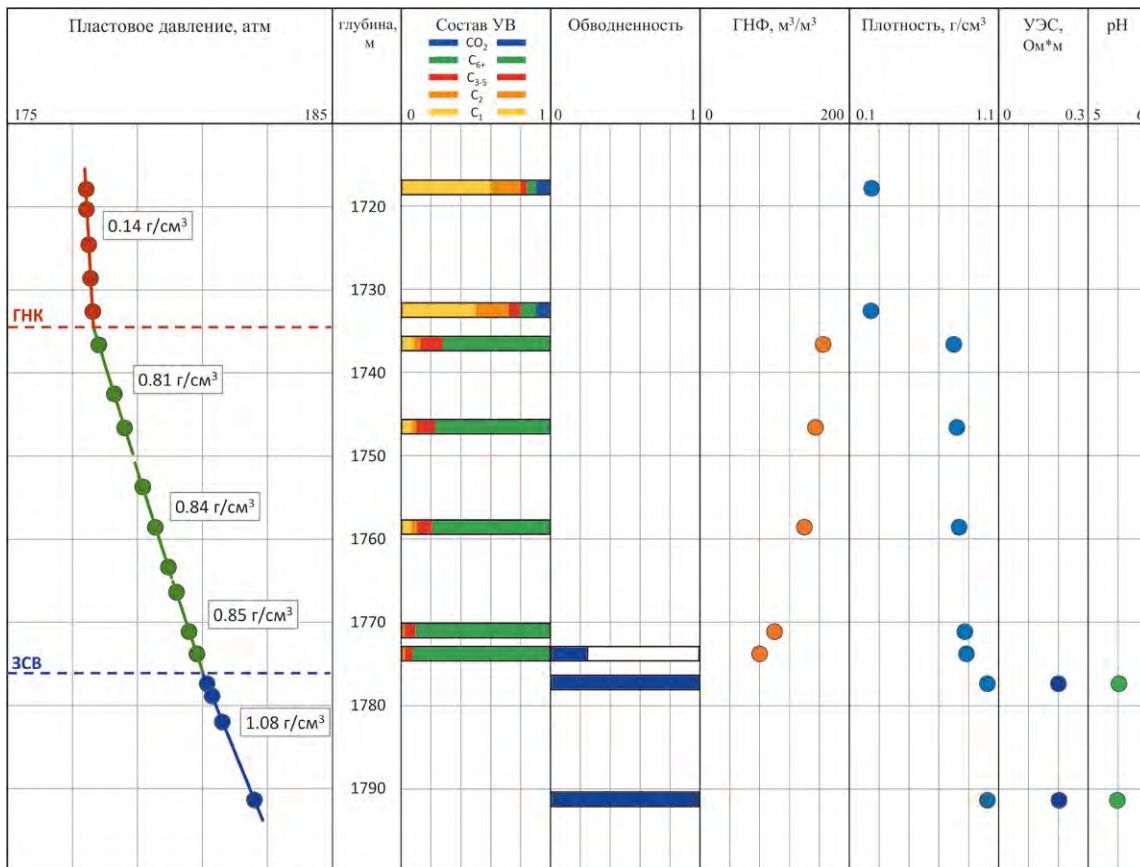
Таким образом, для каждого опробования в режиме реального времени производится оценка вышеперечисленных параметров, что позволяет охарактеризовать свойства пластовых флюидов с привязкой к разрезу, и, в случае необходимости, скорректировать программу испытаний. Следует отметить, что получаемая информация о характере притока также позволяет контролировать параметры отбора и отслеживать динамику очистки пластового флюида от фильтрата бурового раствора для отбора представительных PVT проб.

Более того, измерения газосодержания, композиционного состава и цветовых характеристик флюидов, выполняемые с помощью глубинных анализаторов, могут предоставить ценную информацию об изменении состава углеводородов с глубиной. Отсутствие каких-либо вариаций означает наличие одного флюида с постоянными свойствами, в то время как обнаруженные изменения в свойствах флюидов предполагают либо градиент композиционного состава, либо разобщенность залежи. Для того, чтобы различить данные ситуации, производится расчет градиента оптической плотности по модели FHZ и, если фактические данные аппроксимируются при помощи модели, то это предполагает наличие единой гидродинамически связанной залежи с переменным композиционным составом флюида. В противном случае, более вероятным сценарием является разо-

общенность пластов. Фактически, в случае оценки связности залежи градиенты оптической плотности используются аналогично градиентам пластового давления.



Пример одного из месторождений Восточной Сибири. Результаты оценки оптической плотности нефти предполагают наличие двух гидродинамически изолированных интервалов [50]



Подтверждение флюидальных контактов и обнаружение композиционного градиента по результатам глубинного анализа флюида

Испытатели пластов на кабеле предоставляют возможность проводить постоянную регистрацию давления не только в ходе отбора флюида, но и после остановки глубинных насосов. Таким образом, как и в случае классических гидродинамических исследований скважин, производится запись и анализ данных КПД-КВД для построения индикаторной диаграммы и оценки фильтрационных характеристик исследуемого интервала. Но, в отличие от полномасштабных испытаний пластов на трубах, появляется дополнительная возможность оценки свойств отдельных интервалов вместо получения одной осредненной оценки. Это позволяет при помощи прямых измерений проследить изменение проницаемости по разрезу и произвести более эффективную калибровку расчетной проницаемости по данным ГИС.

Более того, наличие нескольких зондов для контакта с пластом в составе пластоиспытателей позволяет проводить вертикальное гидропрослушивание, то есть отслеживать как меняется поровое давление на некотором удалении от глубины отбора флюида, что может быть использовано для уточнения коэффициента анизотропии проницаемости. Также важным фактором при использовании испытателей пластов на кабеле является экономия времени, поскольку первичная обработка данных и идентификация режимов притока проводится в режиме реального времени, что позволяет завершить испытание сразу после получения достаточного объема данных для решения поставленных задач.

Результаты:

- Идентификация режимов притока
- Оценка гидропроводности, проводимости, горизонтальной проницаемости и скин-фактора
- Определение пластового давления
- Оценка коэффициента анизотропии проницаемости
- Расчет коэффициента продуктивности и построение индикаторной диаграммы

Преимущества:

- Оценка фильтрационных свойств отдельных интервалов
- Возможность уточнения коэффициента анизотропии проницаемости при помощи вертикального гидропрослушивания

Входные данные:

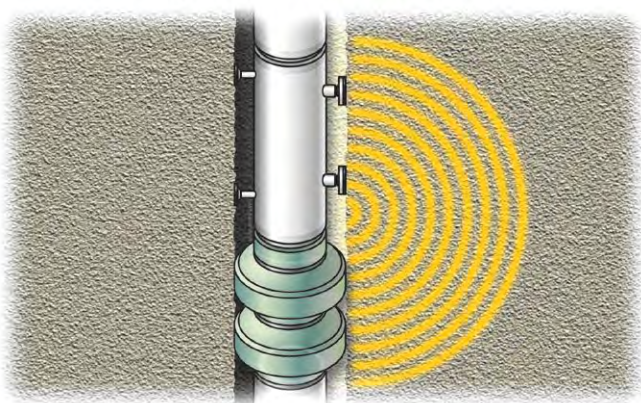
- Данные ИПК (давление, скорость отбора и фракционный состав в исследуемом интервале)
- Данные ГИС (мощность интервалов и пористость)
- Свойства пластовых флюидов

Аппаратура:

- Пластоиспытатель MDT*

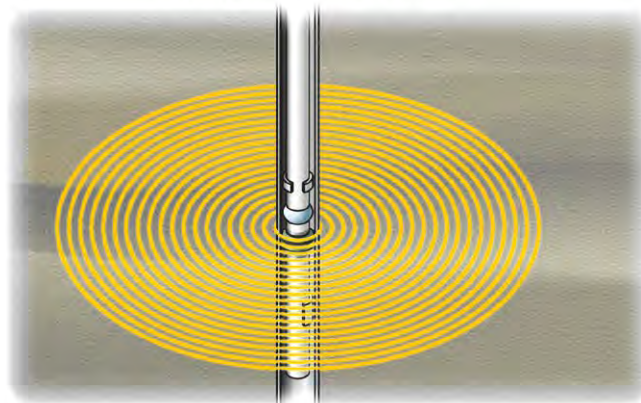
От микро- до макромасштаба

Большие объемы проб отбираются при помощи зонда или пакеров с использованием забойных насосов



Масштаб всего пласта

Спуск пластоиспытателя на бурительных трубах и исследования на приток

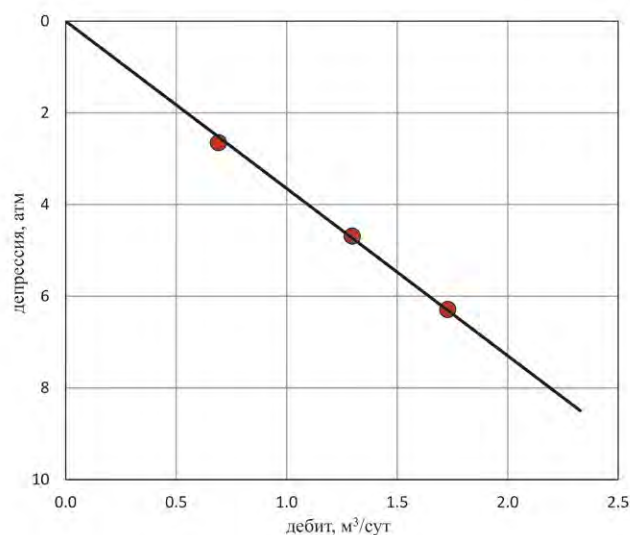
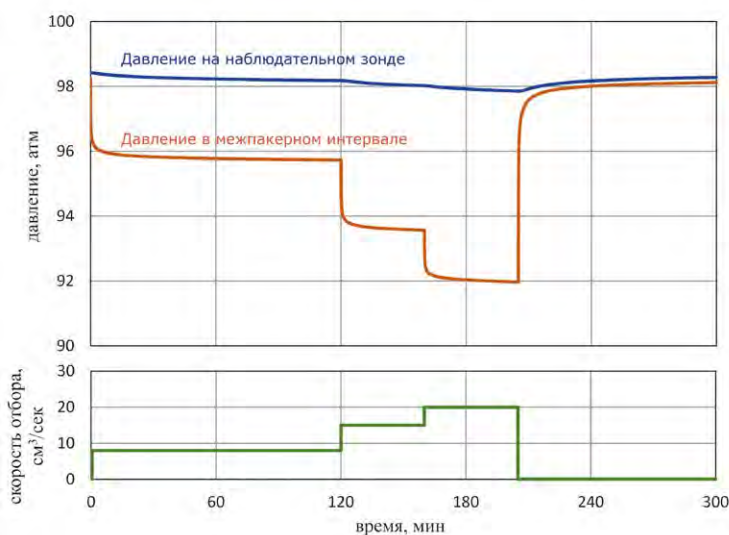


Схематическое сравнение масштабов исследований

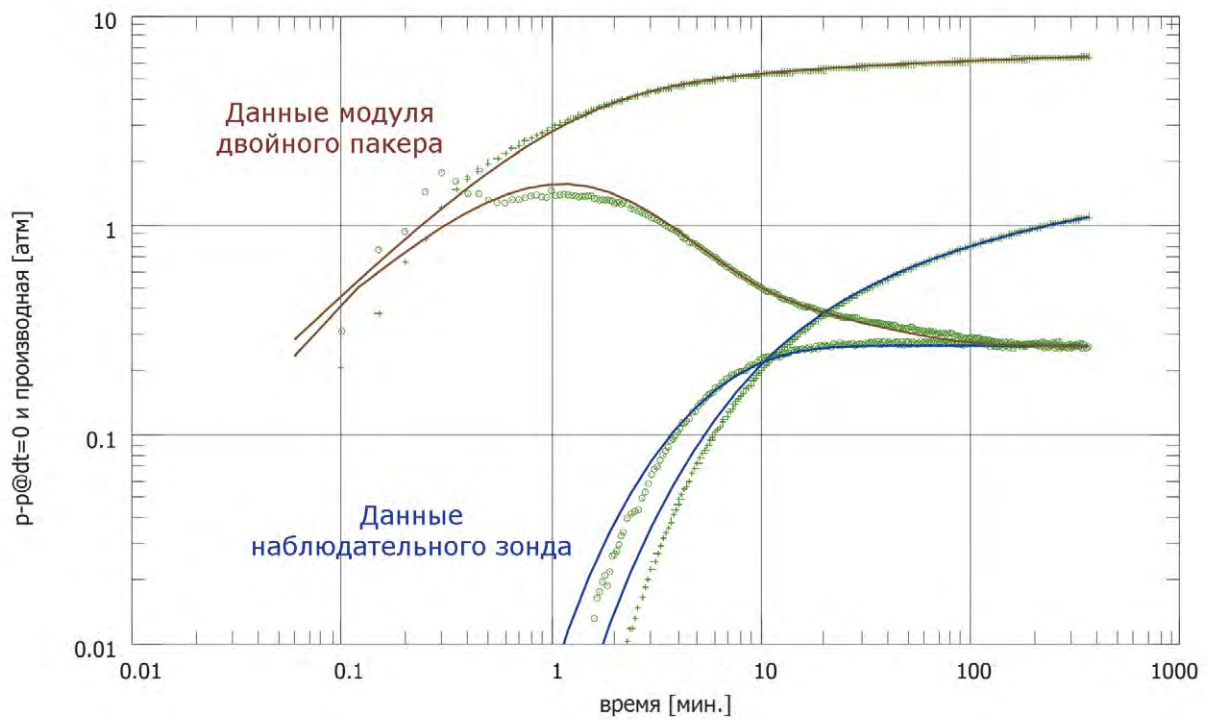
В целом, интерпретация данных КПД-КВД, полученных с применением пластоиспытателей, аналогична обработке данных классических гидродинамических исследований и может включать в себя:

- контроль качества данных;
- построение индикаторной диаграммы и расчет коэффициента продуктивности путем сопоставления дебитов и депрессии в ходе отбора флюида;
- идентификацию режимов притока по диагностическому графику и, при необходимости, их соотнесение с геолого-техническими условиями испытаний;
- расчет гидропроводности, проводимости и средней горизонтальной проницаемости по радиальному режиму притока, а также оценка коэффициента анизотропии проницаемости (при наличии сферического режима притока и/или данных по вертикальному гидропрослушиванию) и скин-фактора;
- расчет пластового давления по режиму притока и сравнение результата с последним измеренным давлением в ходе КВД;
- создание аналитической модели «скважина-пласт» для проверки и уточнения результатов интерпретации путем настройки модели для максимально точного воспроизведения фактических данных КПД-КВД.

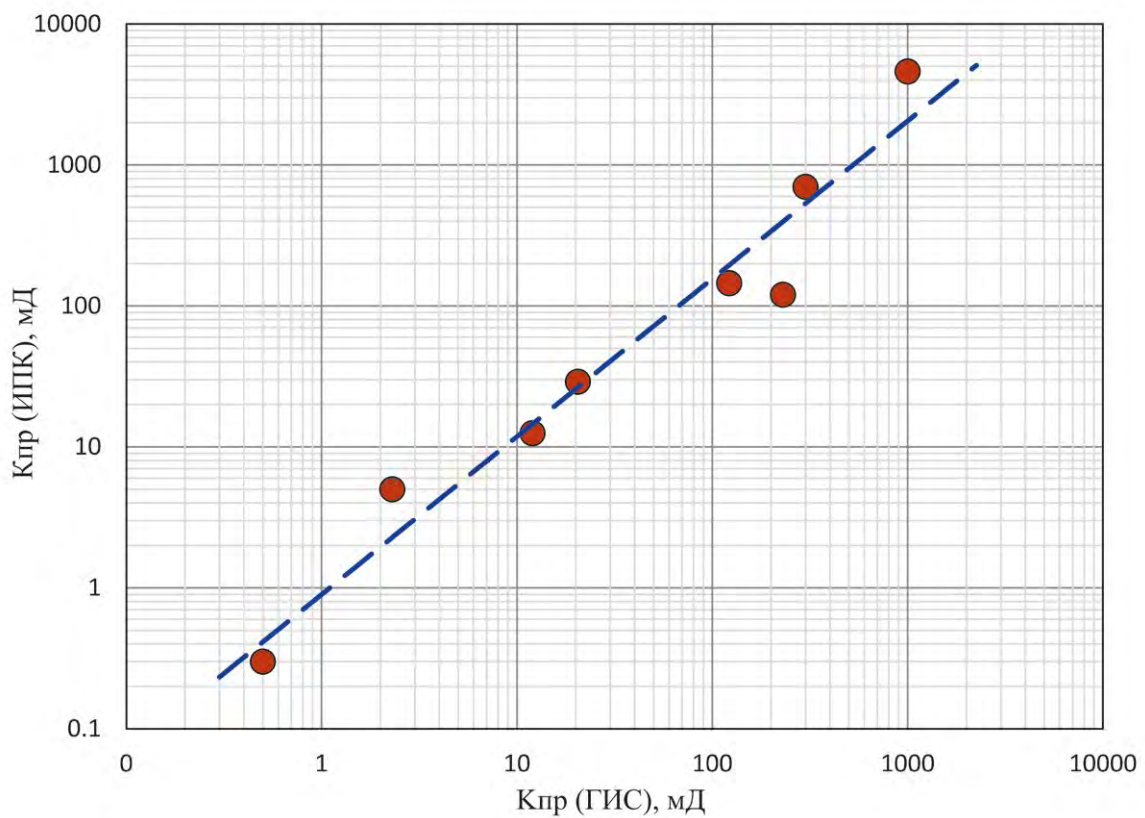
Более того, в случае, если отсутствуют данные о свойствах пластового флюида, то может быть проведена предварительная оценка характеристик пластовых флюидов по данным глубинных анализаторов.



Проведение опробования с двойным пакером с переменной скоростью отбора флюида и дополнительным измерением давления с помощью наблюдательного зонда (слева) и индикаторная диаграмма, построенная по результатам испытания (справа)



Диагностический график по результатам гидропрослушивания с помощью ИПК. Результаты моделирования (сплошные линии) довольно точно воспроизводят фактические данные (пунктирные линии), подтверждая полученные оценки вертикальной и горизонтальной проницаемости



Пример зависимости $K_{пр(ГИС)}$ – $K_{пр(ИПК)}$ [71]

Анализ данных стресс-тестов (микро-ГРП) по данным ИПК

Одной из областей применения испытателей пластов на кабеле является проведение стресс-тестов (микро-ГРП), т.е. создание трещин гидроразрыва в выбранных интервалах пласта путем закачки флюида в межпакерный интервал. В отдельных случаях стресс-тесты проводятся с дополнительным использованием монопакера (если для инициирования трещины требуется значительно более высокое давление). Данные, полученные по результатам микро-ГРП, могут быть использованы для настройки геомеханической модели и дизайна последующих полномасштабных работ по ГРП. Значительным преимуществом является возможность уточнения прочностных свойств как отдельных интервалов коллектора, так и вмещающих пород, что позволяет получить более точную оценку контраста напряжений в различных слоях.

Результатами интерпретации являются определение давления гидроразрыва, необходимого для инициирования трещины, и оценка минимального горизонтального напряжения пласта по давлению закрытия трещины с учетом результатов нескольких циклов закачки флюида в пласт. Первичная обработка данных производится в режиме реального времени для проверки сходимости оценок давления закрытия, полученных в каждом цикле, что позволяет провести испытания с максимальной эффективностью.

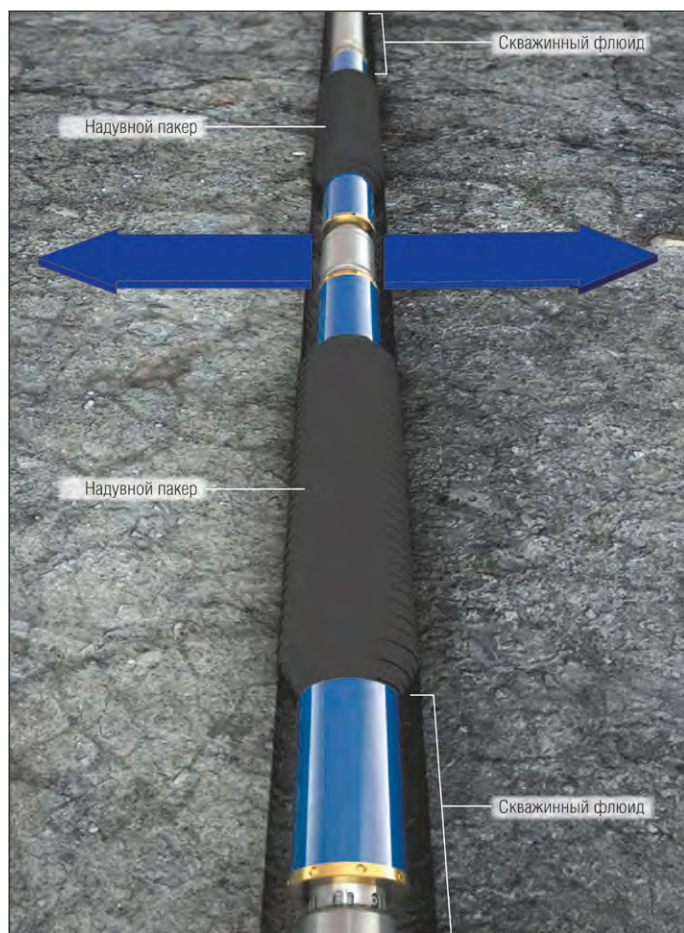


Схема проведения стресс-тестов при помощи ИПК: инициирование трещины в межпакерном интервале путем закачивания жидкости из скважины

Результаты:

- Оценка давления гидроразрыва и минимального горизонтального напряжения

Преимущества:

- Уточнение механических свойств отдельных интервалов

Входные данные:

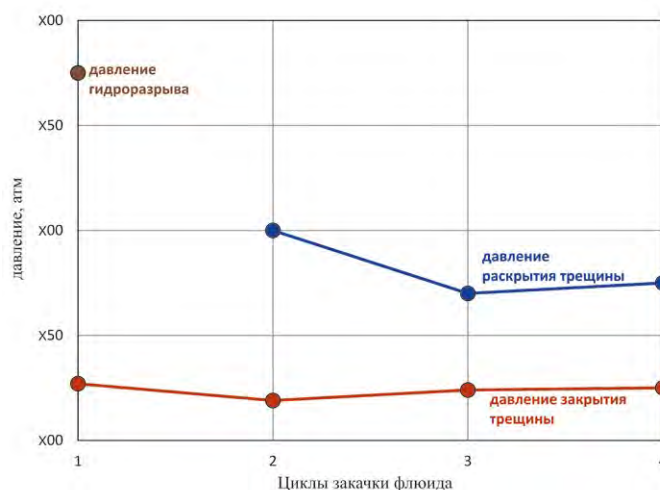
- КВД-КПД, зарегистрированные при помощи ИПК

Аппаратура:

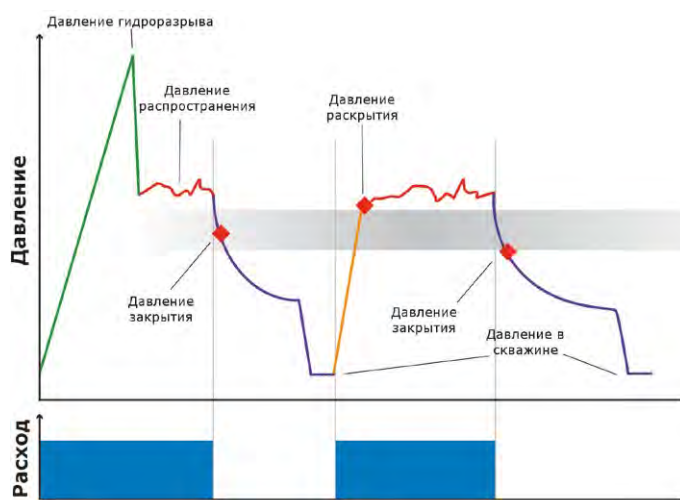
- Пластоиспытатель MDT*

Программное обеспечение:

- Techlog*



Сравнение давлений раскрытия и закрытия трещины в ходе четырех циклов закачки флюида при проведении стресс-теста на одном из месторождений Западной Сибири [40]



Типовой график изменения давления при проведении стресс-теста (микро-ГРП)

Комплексный анализ данных ИПК по нескольким скважинам месторождения

Сравнение и сопоставление данных, полученных при помощи испытателей пластов на кабеле в разных скважинах месторождения, зачастую предоставляет дополнительную информацию для оценки связности залежи и положения флюидальных контактов.

Отбивка глубины контактов может быть проведена при помощи градиентов пластового давления, построенных по результатам замеров в нескольких скважинах, даже если сам контакт не вскрыт ни одной из исследованных скважин. Для этого, как и в случае анализа профиля порового давления по одной скважине, проводится экстраполяция полученных градиентов и определяется точка их пересечения. Более того, сравнение замеров пластового давления в разных частях залежи позволяет произвести оценку их гидродинамической связности. При этом, полученные результаты могут быть проверены и уточнены при помощи анализа свойств пластовых флюидов по данным ИПК (при наличии подобных данных).

Следует заметить, что результаты оценки гидродинамической связности, полученные при изучении изменений композиционного состава пластовых флюидов, являются более достоверными, поскольку для достижения равновесного давления в разных частях залежи требуется сравнительно небольшое время (в геологических масштабах), но для достижения равновесного композиционного состава флюида необходимо время, большее в десятки и сотни раз. Таким образом, производится сравнение характеристик флюидов, полученных с помощью глубинных анализаторов в составе пластоиспытателей, что позволяет выявить изменение свойств УВ с глубиной не только в пределах одной скважины (вертикальное распределение свойств), но и между отдельными скважинами (латеральное распределение свойств). В случае обнаружения вариаций в свойствах флюидов в разных частях месторождения производится расчет градиентов оптической плотности по модели FHZ. Далее построенные градиенты оптической плотности используются аналогично градиентам пластового давления: совпадение значений и образование единого тренда по разным скважинам предполагает наличие единой гидродинамически связанной залежи с переменным композиционным составом флюида. В противном случае, более вероятным является обособленность пластов, даже если не обнаружено заметной разницы в пластовых давлениях.

Результаты:

- Оценка насыщения и глубин флюидальных контактов по градиентам давления
- Оценка гидродинамической связности залежи и наличия композиционного градиента

Преимущества:

- Оценка сообщаемости пластов по градиентам композиционного состава

Входные данные:

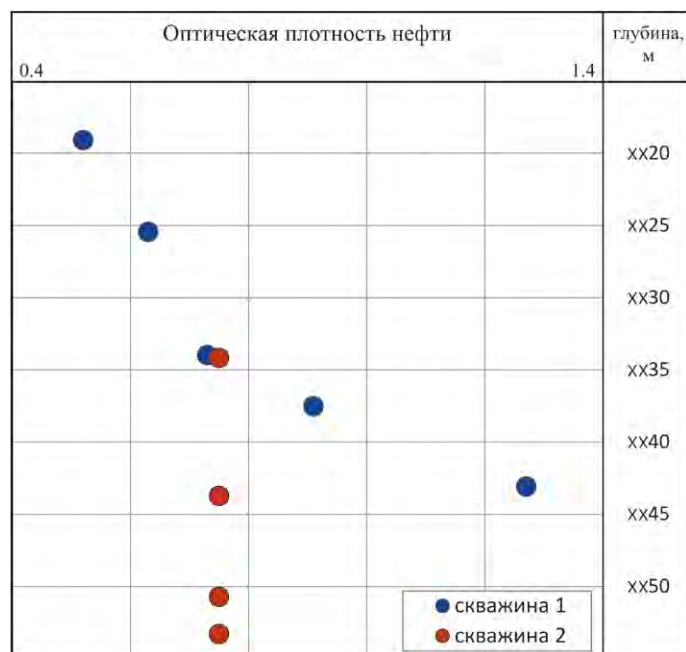
- Результаты замеров давления и опробования пластов при помощи ИПК
- Инклинометрия

Аппаратура:

- При ГИС на кабеле ХРТ* / MDT*
- При ГИС во время бурения StethoScope*

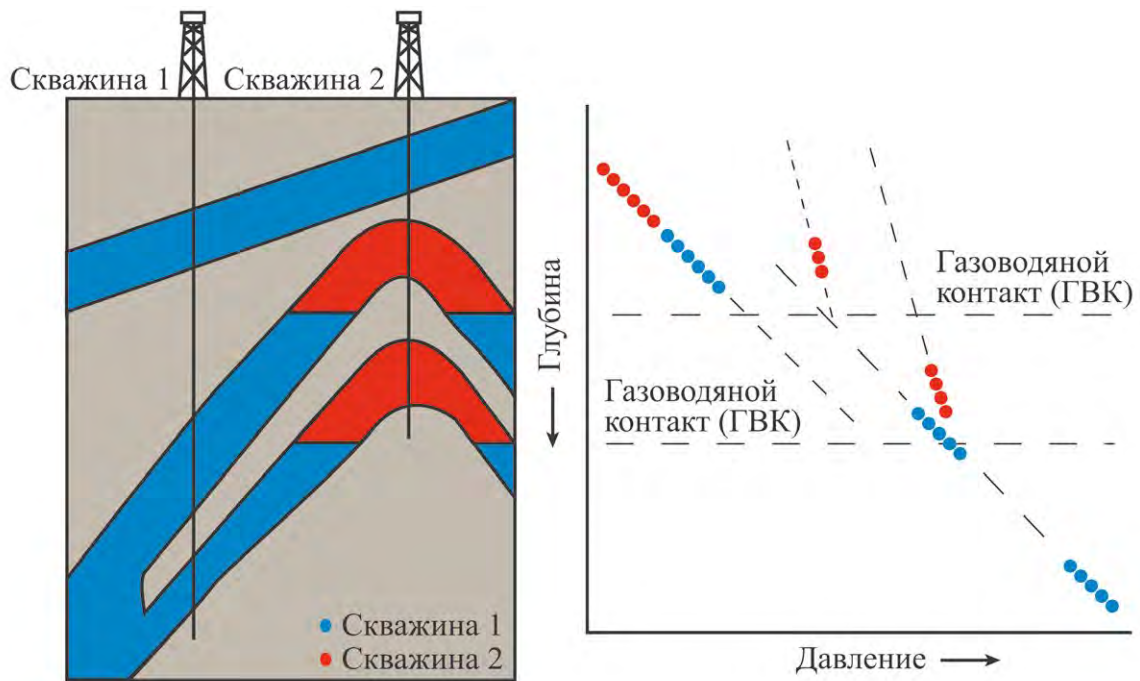
Программное обеспечение:

- Techlog*

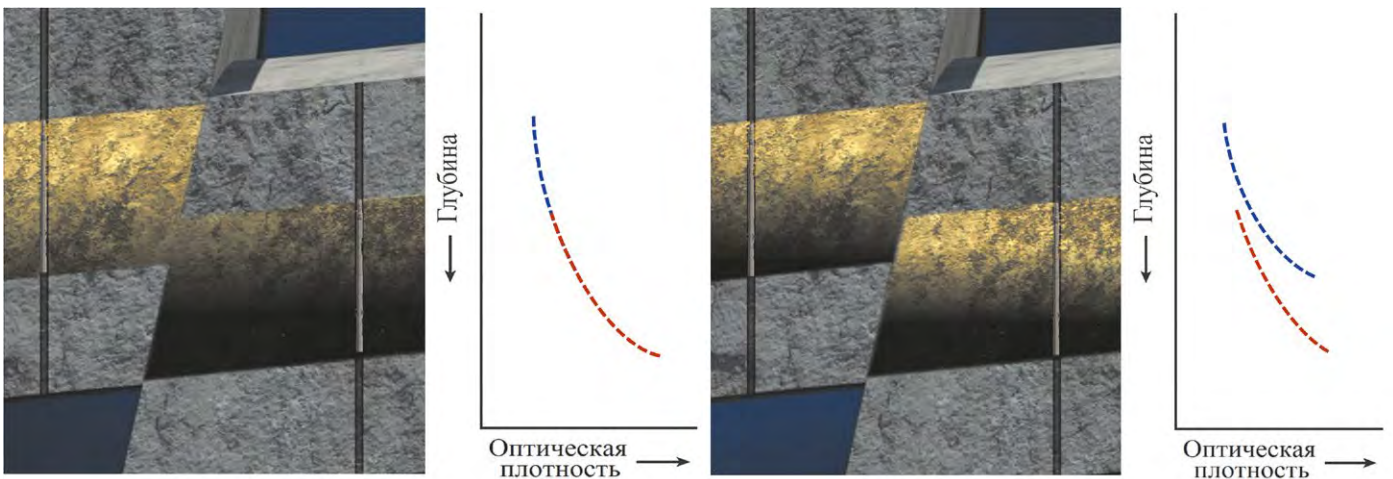


Результаты оценки оптической плотности нефти по скважине 1 в южной части одного из месторождений в Восточной Сибири свидетельствуют о наличии композиционного градиента, в то время как в скважине 2 в северной части месторождения наблюдается постоянство композиционного состава с глубиной, что предполагает разобщенность северной и южной частей [51]

Комплексный анализ данных ИПК по нескольким скважинам месторождения



Отбивка газоводяных контактов путем экстраполяции градиентов пластового давления [20]



Единый градиент оптической плотности (слева) предполагает гидродинамическую сообщаемость, два отдельных градиента оптической плотности (справа) свидетельствуют о том, что разлом между скважинами непроводящий

Прогноз продуктивности скважины с использованием данных ИПК (для терригенных коллекторов)

Как правило, перед вводом скважины в эксплуатацию, прогноз продуктивности осуществляется путем применения аналитических методов (уравнения Дюпюи, Джоши и т.д.). Зачастую данные методики используют единственное значение проницаемости для всего разреза и не учитывают сложный профиль реальной скважины, возможное наличие композиционного градиента и т.д., что может привести к ошибкам при оценке коэффициента продуктивности.

Повысить точность прогнозируемого значения продуктивности возможно путем построения гидродинамической модели одиночной скважины в ПО SWPM*, являющимся модулем Petrel*. В отличие от полномасштабных гидродинамических моделей, ячейки, примыкающие к скважине в данной модели, имеют высоту, сопоставимую с вертикальной разрешающей способностью методов ГИС, что позволяет повысить точность соответствующих оценок. Также SWPM предоставляет возможность разбиения геологического разреза на классы, основываясь на характере изменения ФЕС, применяющиеся в дальнейшем для детального распределения свойств по разрезу.

Данные ОПК используются для получения кривой эффективной проницаемости, свойств пластовых флюидов, т.е. входных параметров для гидродинамического моделирования.

Гидродинамический симулятор производит вычисление дебита с учетом изменения параметров флюида, вызванных изменением давления/насыщения и позволяет получить индикаторную диаграмму работы скважины.

Значения неизвестных параметров (например, скин-фактор) могут быть приняты по опыту ранее проведенных испытаний в эксплуатационной колонне соседних скважин, путем задания минимальных, максимальных и средних величин, на основании которых в дальнейшем строятся индикаторные диаграммы скважин для пессимистичного, базового и оптимистичного сценариев.

Результаты:

- Построение индикаторной диаграммы и прогноз продуктивности скважины

Преимущества:

- Возможность постановки запасов в категорию С1 без проведения опробований в колонне
- Сокращение времени геологоразведочных работ
- Методика одобрена Государственной Комиссией по запасам

Входные данные:

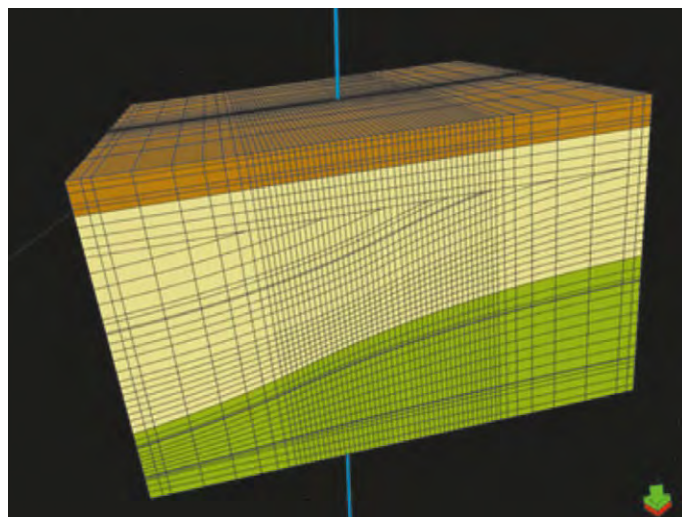
- Эффективная проницаемость пласта (по данным ИПК)
- Проницаемость по данным ГИС
- Свойства пластовых флюидов (PVT)
- Кв и Кво по разрезу
- Среднее пластовое давление
- Результаты исследования керна
- Инклинометрия

Аппаратура:

- MDT* + PEx* + AIT*/ RT Scanner* / HRLA* (+HGNS), либо аппаратура с аналогичным набором измерений
- CMR / CMR Plus* / MR Scanner* (опционально)

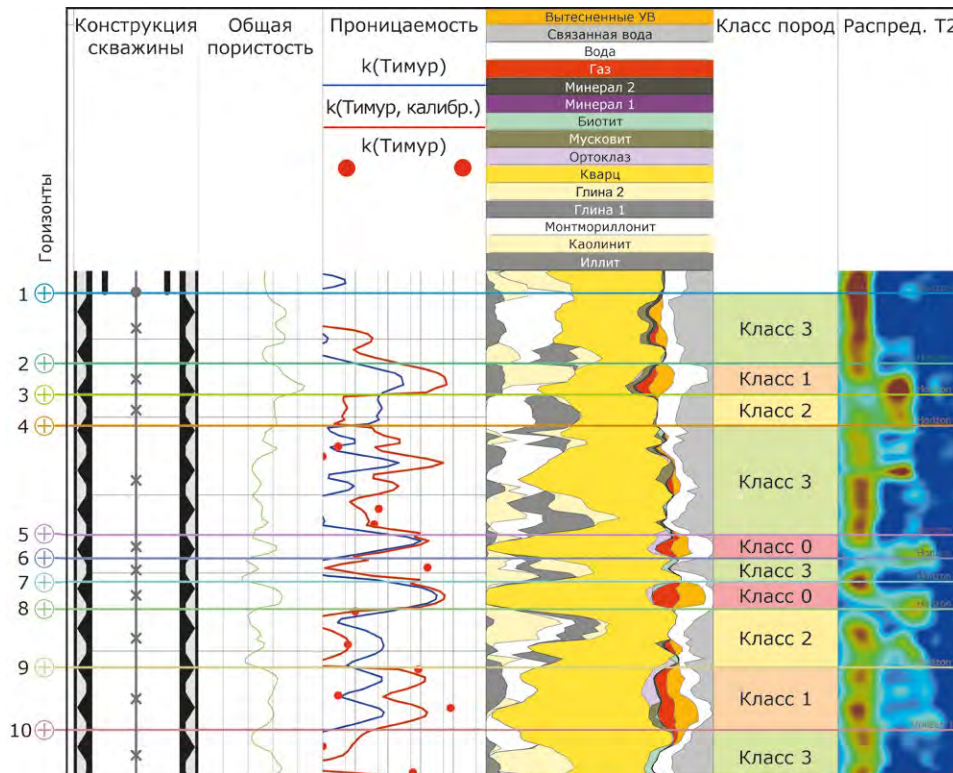
Программное обеспечение:

- Petrel*

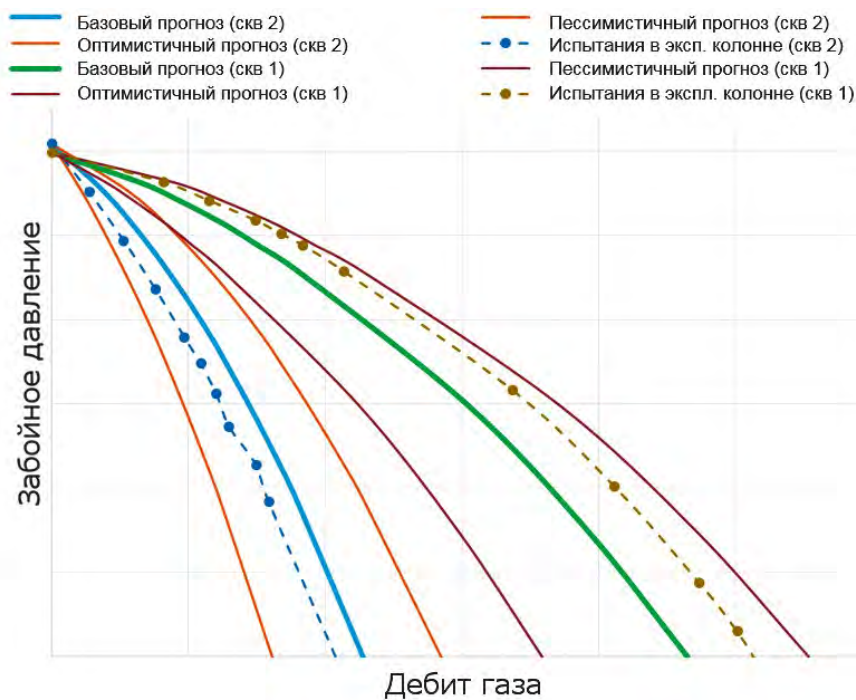


Распределение свойств в гидродинамической модели одиночной скважины. Ячейки модели, непосредственно примыкающие к скважине, обладают наименьшими размерами.

Прогноз продуктивности скважины с использованием данных ИПК (для терригенных коллекторов)



Пример разделения пород на классы с использованием нейронной сети и распределения T2 (ЯМК) в газонасыщенном песчанике. Также показана проницаемость, рассчитанная по уравнению Тимура, в том числе «откалиброванная» на проницаемость по данным ИПК (Комментарий: изображение 2, изображение требует обработки – см. тех. задание) [42]



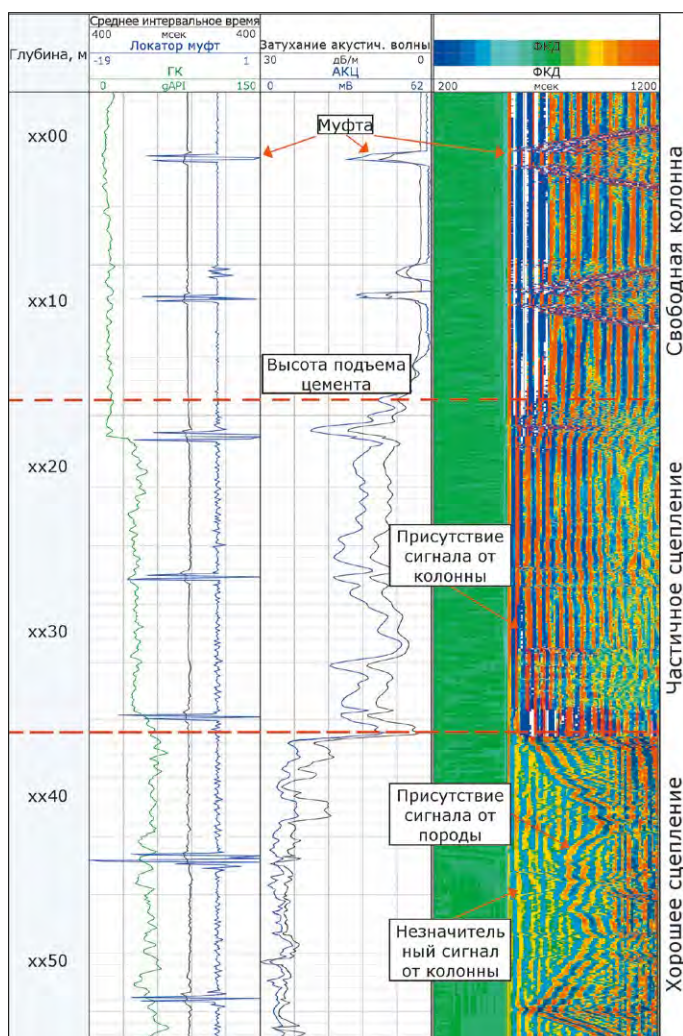
Сравнение смоделированных индикаторных диаграмм и фактических данных [72]

Глава 9.

Оценка качества цементирования и состояния обсадных колонн

Оценка качества цементирования обсадной колонны по данным акустического цементомера

Акустические цементометры измеряют амплитуду первого вступления продольной волны после ее прохождения по небольшому участку обсадной колонны, что позволяет оценить качество сцепления цемента с обсадной колонной. Приборы акустической цементометрии (АКЦ) также предоставляют качественную оценку сцепления цемента с породой, используя фазокорреляционную диаграмму (ФКД). На результат оценки качества цементирования может оказывать влияние присутствие микрозазоров – в таком случае рекомендуется проведение исследований АКЦ под давлением (опрессовка скважины с устья).



Оценка качества сцепления по данным АКЦ и ФКД

Результаты:

- Количественная оценка сцепления на границе «цемент – колонна»
- Оценка сцепления на границе «цемент – порода» на качественном уровне
- Определение высоты подъема цемента

Преимущества:

- Получение информации о сцеплении на границе «цемент - порода»
- Качество данных в меньшей степени зависит от коррозионного износа обсадной колонны

Входные данные:

- Данные акустического цементомера
- Конструкция скважины
- Акустический импеданс цемента
- Параметры скважинной жидкости (тип, плотность)

Аппаратура:

- Sonic Scanner* / DSLT / ASLT / SCMT* / Memory Slim CBL Tool

Программное обеспечение:

- Techlog*

Оценка качества цементирования обсадной колонны по данным ультразвукового имиджера USI*

Прибор ультразвукового сканирования USI имеет один излучатель, генерирующий ультразвуковые волны частотой 200 – 700 кГц. Волны проходят через жидкость в стенку обсадной колонны, создавая резонанс колонны, зависящий от толщины ее стенок. Далее излучатель становится приемником и замеряет волны, отраженные от колонны. Степень затухания отраженных волн зависит от акустического импеданса вещества с обеих сторон обсадной колонны. По величине акустического импеданса заколонный материал классифицируется как цемент, жидкость или газ, согласно принятым граничным значениям импеданса для этих материалов. Установка излучателя на вращающуюся муфту обеспечивает полное радиальное покрытие окружности обсадной колонны [35].

Результаты измерений обычно отображаются в единицах акустического импеданса – мегарейлах в виде карты-развертки. Развертка наглядно представляет данные о степени и характере заполнения цементом заколонного пространства и позволяет выделять участки с наличием каналов в цементном камне, а также участки с плохим, хорошим или частичным цементом. На основе получаемой развертки создается 3D модель с визуализацией заполнения заколонного пространства цементом.

Одновременно с оценкой качества цементирования проводится оценка состояния обсадной колонны, в ходе которой определяются внутренний радиус колонны, ее толщина, а также степень шероховатости внутренней стенки. По результатам измерений создается карта-развертка внутреннего радиуса и толщины, которые позволяют выявить места с нарушением целостности стенок обсадной колонны.

Результаты:

- Оценка качества цементирования в заколонном пространстве
 - Определение заколонного материала (твердое вещество, жидкость или газ) по акустическому импедансу
 - Определение высоты подъема цемента
 - Выявление каналов в цементном камне
 - Идентификация микрозазоров, заполненных жидкостью (в комбинации с АКЦ)
- Трехмерная визуализация карты цемента и параметров колонны
- Оценка технического состояния колонны (см. соответствующий раздел)

Преимущества:

- Возможность определения даже незначительных дефектов цементирования (например, каналов в цементном камне благодаря высокому вертикальному и азимутальному разрешениям получаемых данных)
- Возможность получения достоверных данных о качестве цементирования в случае наличия микрозазоров, заполненных жидкостью
- Устойчивость измерений к присутствию «быстрых» горных пород в разрезе

Входные данные:

- Данные USI
- Конструкция скважины
- Программа цементирования и данные по закачке цементного раствора (объем закачки, типы цементов, планируемая высота подъема, плотность цемента, акустический импеданс цемента и т.д.)
- Параметры скважинной жидкости (тип, плотность)

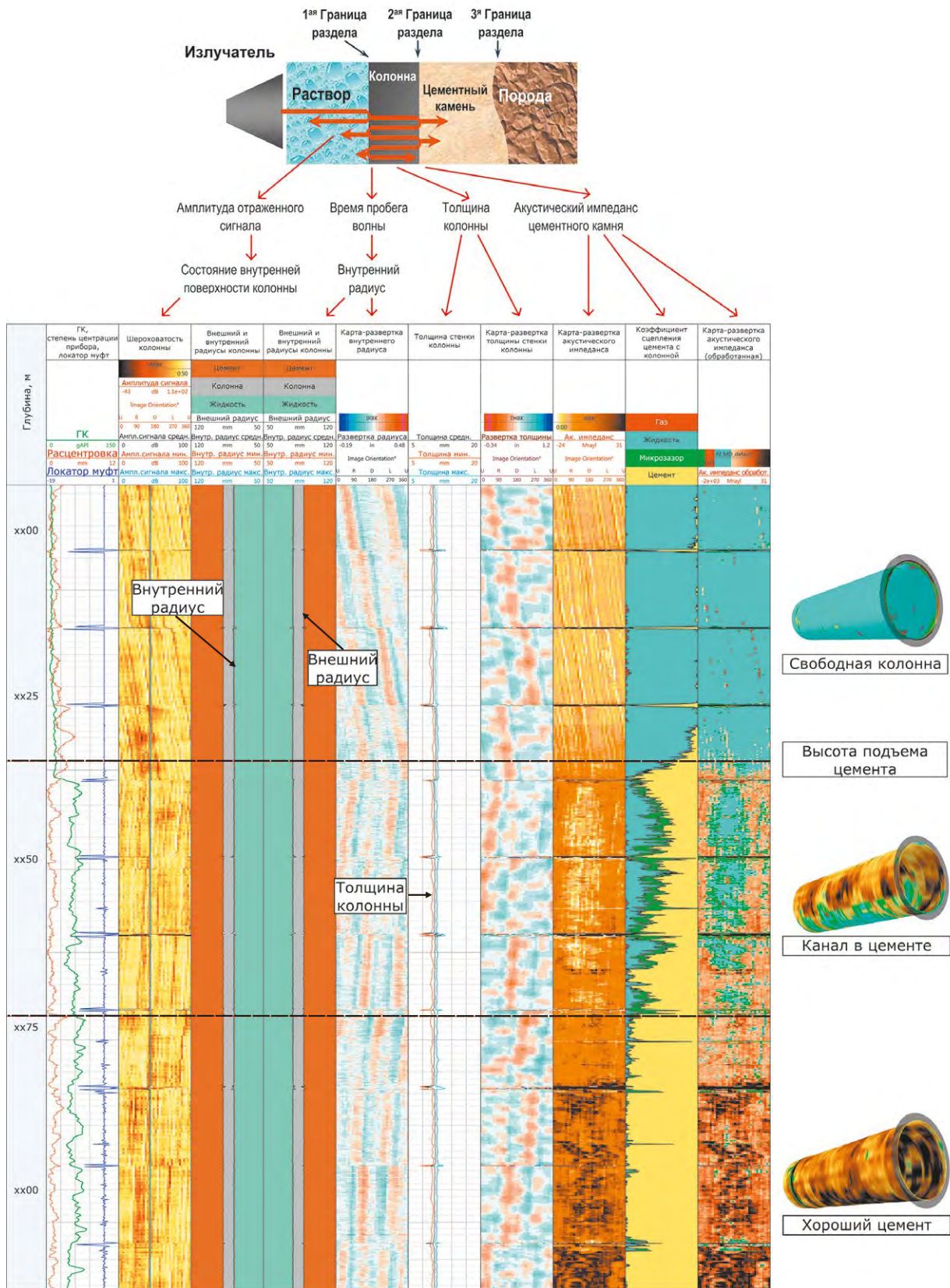
Аппаратура:

- USI

Программное обеспечение:

- Techlog*

Оценка качества цементирования обсадной колонны по данным ультразвукового имиджера USI*



Оценка качества цементирования в заколонном пространстве и состояния обсадной колонны по данным ультразвукового сканера USI, а также принцип его измерений

Оценка качества цементирования обсадной колонны по данным ультразвукового имиджера Isolation Scanner*

Оценка качества цементирования с помощью традиционных акустических цементометров и ультразвуковых приборов иногда может быть затруднена в случае использования облегченного цемента, либо при «загрязнении» цемента буровым раствором, поскольку акустический импеданс бурового раствора близок к акустическому импедансу облегченного/загрязненного цементного раствора. Данное обстоятельство не позволяет их однозначное разделение, основываясь лишь на одном измерении акустического импеданса.

Особенностью прибора Isolation Scanner является наличие четырех излучателей/приемников, установленных на вращающуюся муфту. Один излучатель используется для возбуждения ультразвуковой волны и приема отраженных волн по аналогии со стандартными ультразвуковыми имиджерами. Другие три излучателя/приемника располагаются на обратной стороне муфты – один из них служит излучателем, а два – приемниками. Излучаемые ультразвуковые волны частотой ~200 кГц, проходя по обсадной колонне, создают ее изгибные колебания. Далее сигнал регистрируется двумя приемниками и производится расчет затухания изгибной волны, используя соотношение амплитуд на ближнем и дальнем приемниках. Полученные замеры (акустический импеданс и затухание изгибной волны) используются совместно для получения распределения цемента, жидкости и газа за обсадной колонной (карта ТЖГ: твердое вещество – жидкость – газ). Классификация материала производится по всей окружности колонны (360°) [25].

Помимо определения агрегатного состояния вещества за обсадной колонной, регистрируемый сигнал изгибной волны может быть обработан для извлечения волн, отраженных от границы «цемент-порода», либо «цемент-внешняя колонна», в случае наличия достаточного контраста акустического импеданса на этой границе. Данный анализ предоставляет возможность определить эксцентриситет обсадной колонны, а также рассчитать амплитуду и скорость прохождения волн в заколонном пространстве.

Результаты измерений обычно отображаются в единицах измерения акустического импеданса – мегарейлах в виде карты-развертки. Также отображается карта-развертка затухания изгибной волны, единица измерения – децибел на метр (дБ/м).

Основную информацию несет диаграмма ТЖГ. На ней наглядно видны степень и характер заполнения цементам заколонного пространства, соответственно, появляется возможность выделить участки с каналами в цементе, а также участки с плохим, хорошим или частичным цементом. По полученной диаграмме ТЖГ создается 3D модель с визуализацией заполнения заколонного пространства цементом.

Одновременно с оценкой качества цементирования проводится оценка состояния обсадной колонны, в ходе которой определяются внутренний радиус колонны, ее толщина, а также степень шероховатости внутренней стенки. По результатам измерений создаются карты-развертки внутреннего радиуса и толщины, которые позволяют выявить места дефектов на внутренних и внешних стенках обсадной колонны.

Результаты:

- Оценка качества цементирования в заколонном пространстве
 - Определение заколонного материала (твердое вещество, жидкость или газ)
 - Определение высоты подъема цемента
 - Выявление каналов в цементном камне
 - Идентификация микрозазоров, заполненных газом и жидкостью (в комбинации с АКЦ)
- Оценка гидродинамической изоляции между соседними горизонтами
- Трехмерная визуализация карты цемента и параметров колонны
- Оценка положения обсадной колонны относительно стенок скважины или внешней колонны и визуализация положения обсадной колонны в стволе
- Оценка технического состояния колонны (см. соответствующий раздел)

Преимущества:

- Определение агрегатного состояния вещества в затрубном пространстве (твердое вещество, жидкость или газ), используя два независимых измерения – акустический импеданс и затухание изгибной волны
- Оценка качества цементирования в скважинах с облегченными цементными растворами, включая цементные растворы с микрофферами
- Оценка степени центрации колонны относительно стенок скважины или внешней колонны
- Детальный анализ заколонного пространства с помощью замеров скорости пробега волн, отраженных от стенок скважины

Входные данные:

- Данные Isolation Scanner
- Конструкция скважины
- Программа цементирования и данные по закачке цементного раствора (объем закачки, типы цементов, планируемая высота подъема, плотность цемента, акустический импеданс цемента и т.д.)
- Параметры скважинной жидкости (тип, плотность)

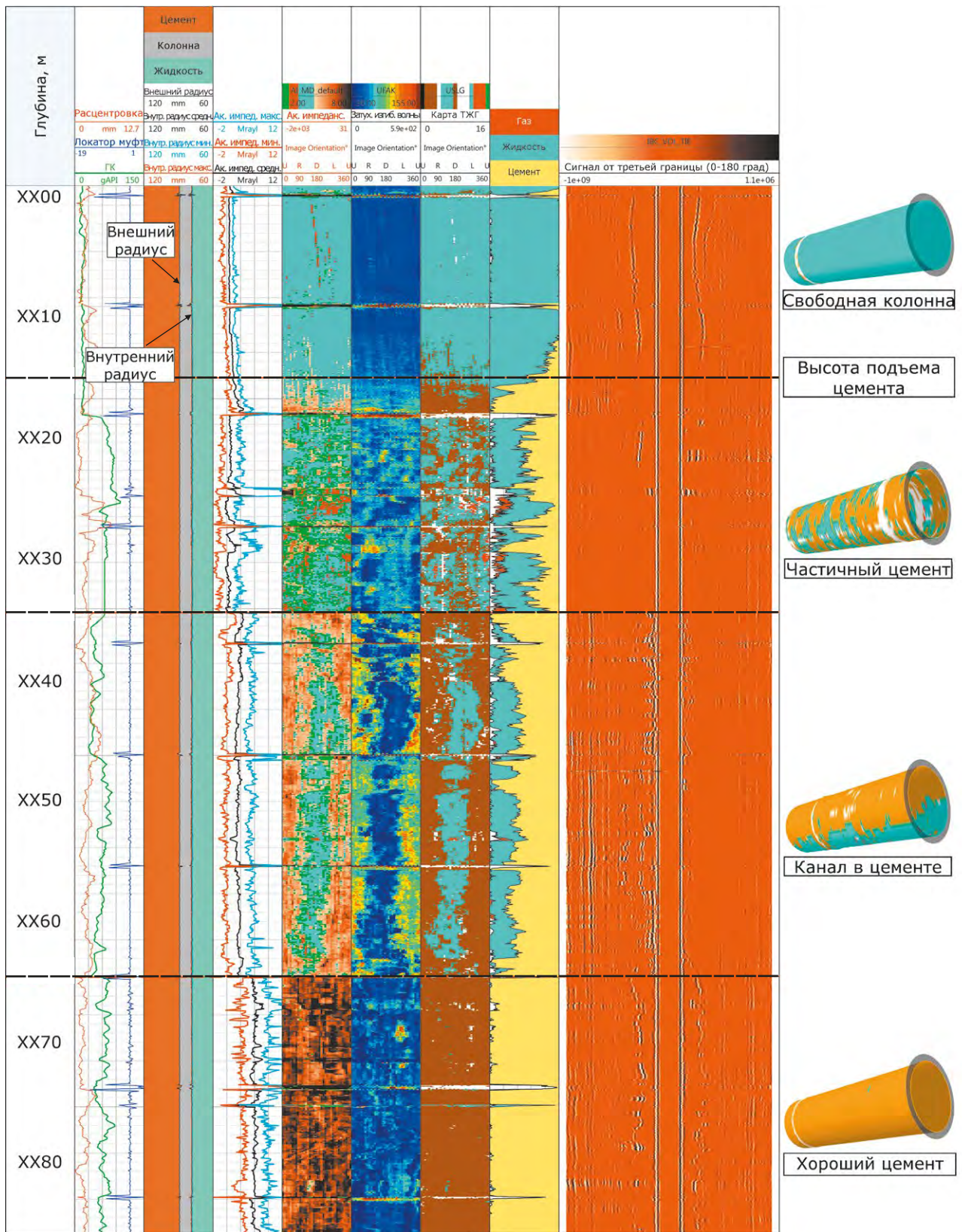
Аппаратура:

- Isolation Scanner

Программное обеспечение:

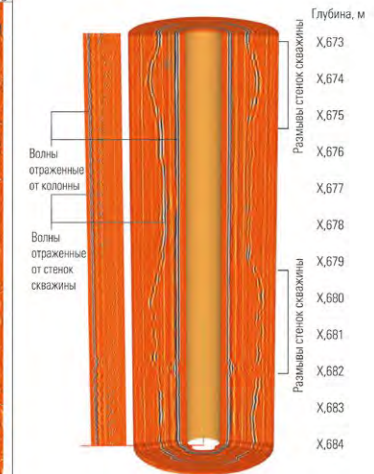
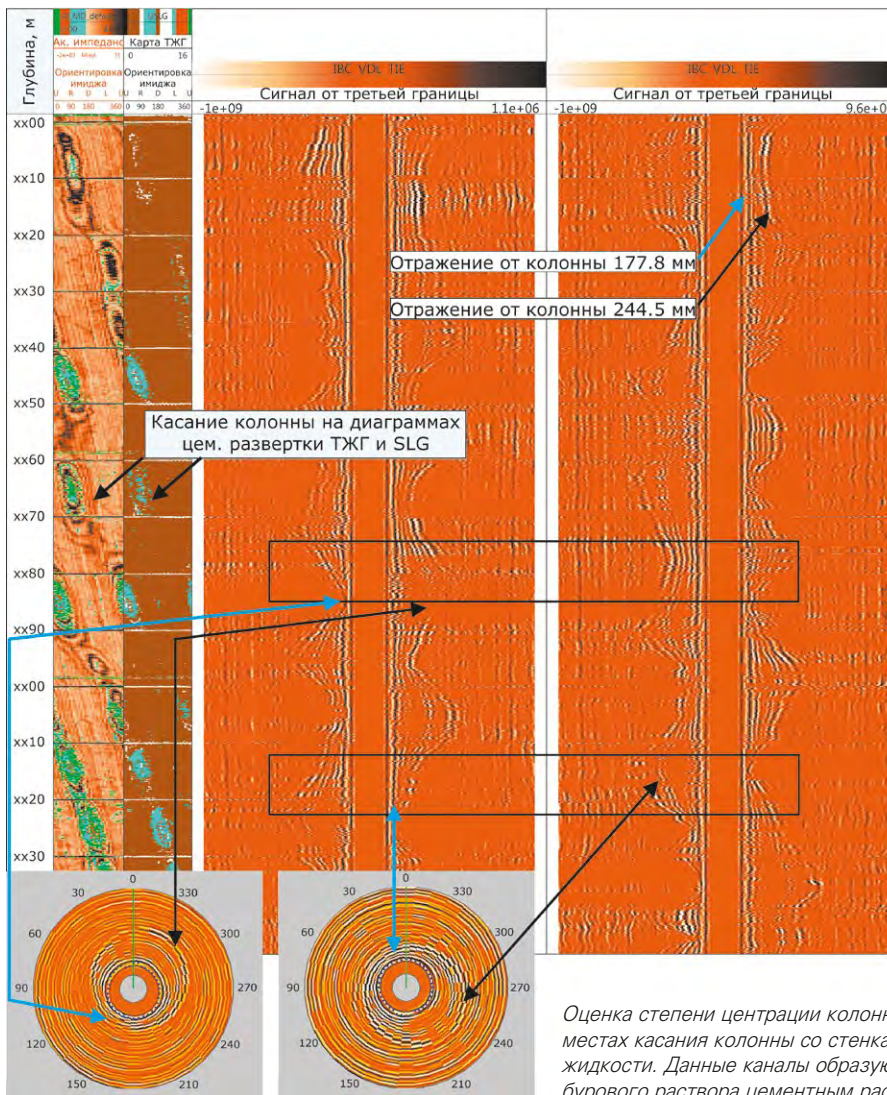
- Techlog*

Оценка качества цементирования обсадной колонны по данным ультразвукового имиджера Isolation Scanner*



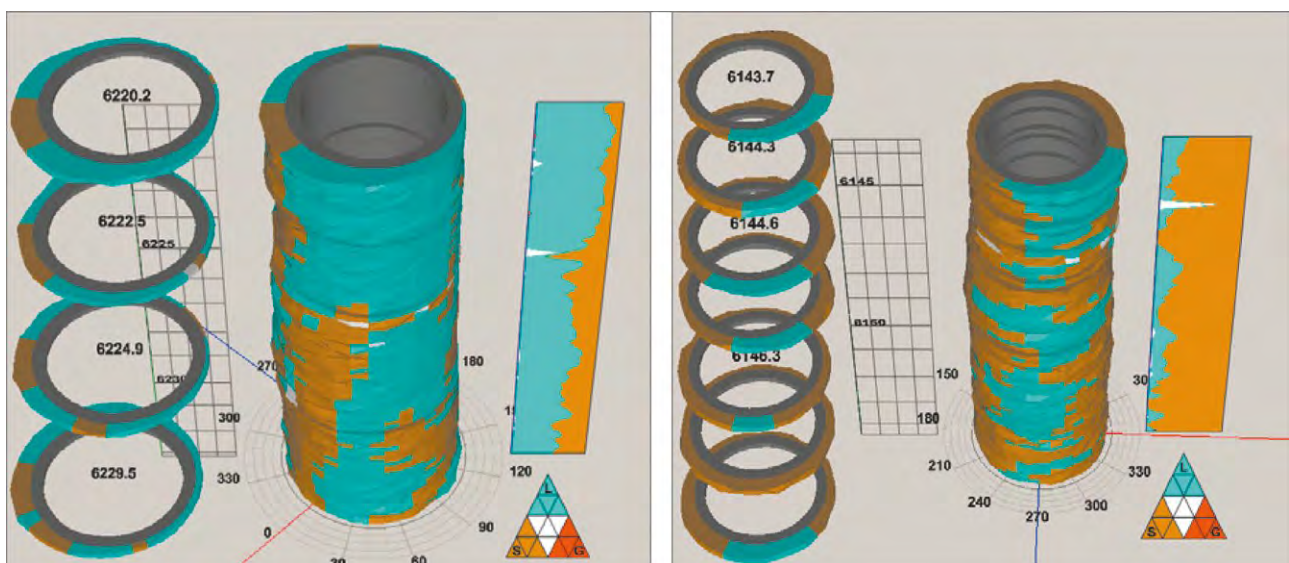
Оценка качества цементирования в заколонном пространстве по данным Isolation Scanner

Оценка качества цементирования обсадной колонны по данным ультразвукового имиджера Isolation Scanner*



Изображение стенок скважины, записанное прибором Isolation Scanner через обсадную колонну и цемент, полученное, используя волны, отраженные от границы "цемент-порода", показывает разрывы стенок в двух направлениях в интервалах X,673 - X,675 м и X,679 - X,682 м. Изображение с левой стороны с необработанными данными по всему периметру, показывает, что волны, отраженные от стенок скважины, присутствуют во всех направлениях. Отраженные волны волнистые из-за плохой степени центриции колонны. Каждый период соответствует одному полному обороту прибора.

Оценка степени центриции колонны по данным сигнала от третьей границы. В местах касания колонны со стенками скважины отмечается присутствие каналов жидкости. Данные каналы образуются по причине неравномерного замещения бурового раствора цементным раствором в местах соприкосновения



Сопоставление результатов цементирования скважины при неудовлетворительной и удовлетворительной центриции колонны: полноценное замещение бурового раствора цементом осложнено низкой центрицией колонны и, как следствие, отсутствием вытеснения большей части бурового раствора (слева); соприкосновение обсадной колонны со стенкой скважины отсутствует и, как следствие, отмечается более полное вытеснение бурового раствора (справа) [46]

Оценка технического состояния обсадных колонн по данным ультразвуковых имиджеров

Ультразвуковые имиджеры Шлюмберже обеспечивают получение всех необходимых данных для обнаружения, идентификации и количественной оценки повреждения или коррозионного износа обсадной колонны. Измеряемая и рассчитываемая информация о техническом состоянии колонны включает в себя определение внутреннего и внешнего радиусов колонны, толщины стенки с последующей оценкой потери металла и давления разрыва колонны. Также, результатом измерений является выделение максимальных и минимальных значений толщины и внутреннего радиуса для каждой свечи колонны, что дает возможность определить глубину ее максимального повреждения.

Результаты измерений обычно отображаются в виде карт-разверток внутреннего радиуса и толщины колонны, а также 3D визуализации, наглядно демонстрирующих пространственное размещение и размеры повреждений.

Результаты:

- Оценка состояния внутренней и внешней стенок обсадной колонны. Обнаружение внутренних и наружных повреждений и деформации
- Определение толщины стенки обсадной колонны
- Оценка потери металла в процентах и расчет давления разрыва обсадных колонн
- Трехмерная визуализация замеренного внутреннего радиуса и толщины обсадной колонны

Преимущества:

- Полноценная оценка технического состояния и идентификация даже незначительных повреждений благодаря данным с высоким азимутальным и вертикальным разрешением по всему периметру обсадной колонны

Входные данные:

- Данные ультразвуковых имиджеров
- Конструкция скважины
- Программа цементирования
- Параметры скважинной жидкости (тип, плотность)

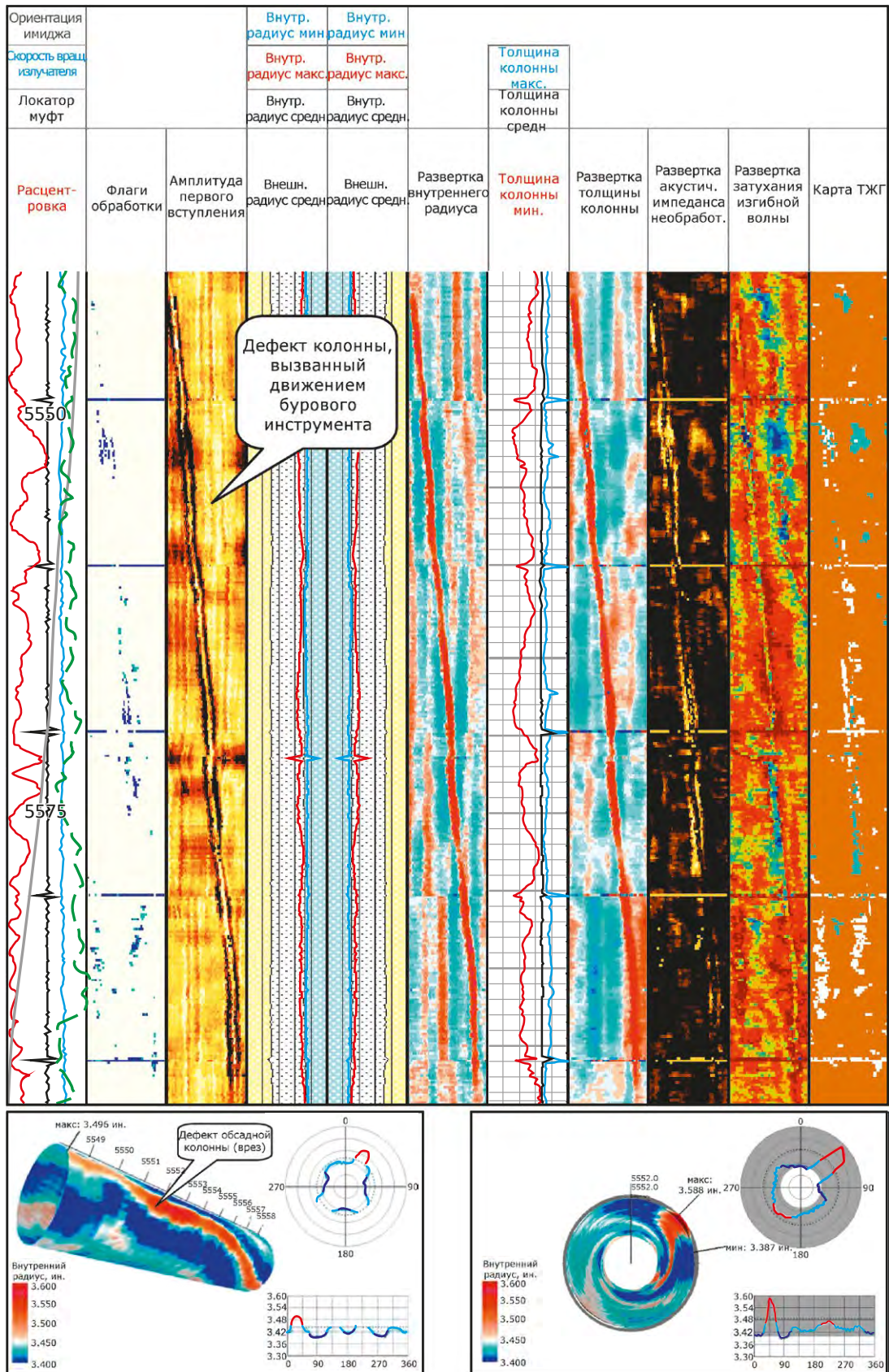
Аппаратура:

- UCI* / USI* / Isolation Scanner*

Программное обеспечение:

- Techlog*

Оценка технического состояния обсадных колонн по данным ультразвуковых имиджеров



Оценка технического состояния обсадной колонны по данным ультразвукового имиджера UCI и 3D визуализация положения и размеров дефекта обсадной колонны [46]

Оценка технического состояния обсадных колонн и НКТ по данным электромагнитного дефектоскопа (EM Pipe Scanner*)

Коррозия обсадных колонн/НКТ является серьезной проблемой для нефтегазовой отрасли даже без учета стоимости углеводородов, потерянных в результате нарушения герметичности и заколонных перетоков, вызванных коррозией. Своевременное выявление вышеупомянутых проблем предоставляет возможность проведения профилактических мероприятий, направленных на снижение риска возникновения ущерба для окружающей среды и различных инцидентов на поверхности.

Базовым принципом электромагнитной дефектоскопии является регистрация изменений магнитного поля по мере его прохождения через металлические объекты. Как правило, данные изменения связаны с такими параметрами объектов как их толщина и электромагнитные свойства.

Ключевой особенностью электромагнитной дефектоскопии, выполненной с помощью прибора EM Pipe Scanner и отличающей ее от других методов оценки технического состояния обсадных колонн/НКТ (ультразвуковые имиджеры, многорычажные каверномеры и т.д.) является возможность оценки состояния внешних обсадных колонн в случае многоколонной конструкции скважины.

При проведении измерений в одноколонной скважине производится полноценная оценка состояния обсадной колонны, включающая измерение толщины колонны и ее внутреннего радиуса с предоставлением соответствующих детальных имиджей. Данное обстоятельство позволяет различать коррозию внутренней и внешней стенок обсадной колонны.

Основной областью применения электромагнитной дефектоскопии является регистрация данных в многоколонных скважинах, например, в скважине, обсаженной одной обсадной колонной и НКТ. Прибор EM Pipe Scanner измеряет общую толщину труб многоколонной конструкции. При этом сравнительный анализ низко- и высокочастотной карт-разверток позволяет определять местоположение потери металла и отнести его к внутренней стенке наименьшей колонны, либо же к другому месту (включая внешние обсадные колонны).

Другой важной особенностью электромагнитной дефектоскопии является возможность получения результатов вне зависимости от состояния и наличия отложений на внутренней стенке колонны, а также типа флюида в скважине.

Результаты:

- Измерение внутреннего радиуса обсадной колонны / НКТ и ее толщины при одноколонной конструкции скважины
- Измерение внутреннего радиуса наименьшей обсадной колонны / НКТ и суммарной толщины труб при многоколонной конструкции скважины
- Интенсивность коррозионного износа обсадных колонн / НКТ при разновременных измерениях

Преимущества:

- Оценка коррозионного износа внешних обсадных колонн (направление, кондуктор и т.д.)
- Измерение толщины колонны при наличии отложений на стенках
- Проведение измерений без необходимости подъема НКТ на устье скважины
- Возможность измерений в скважинах, заполненных любым типом жидкости, либо газом

Входные данные:

- Данные EM Pipe Scanner
- Конструкция скважины

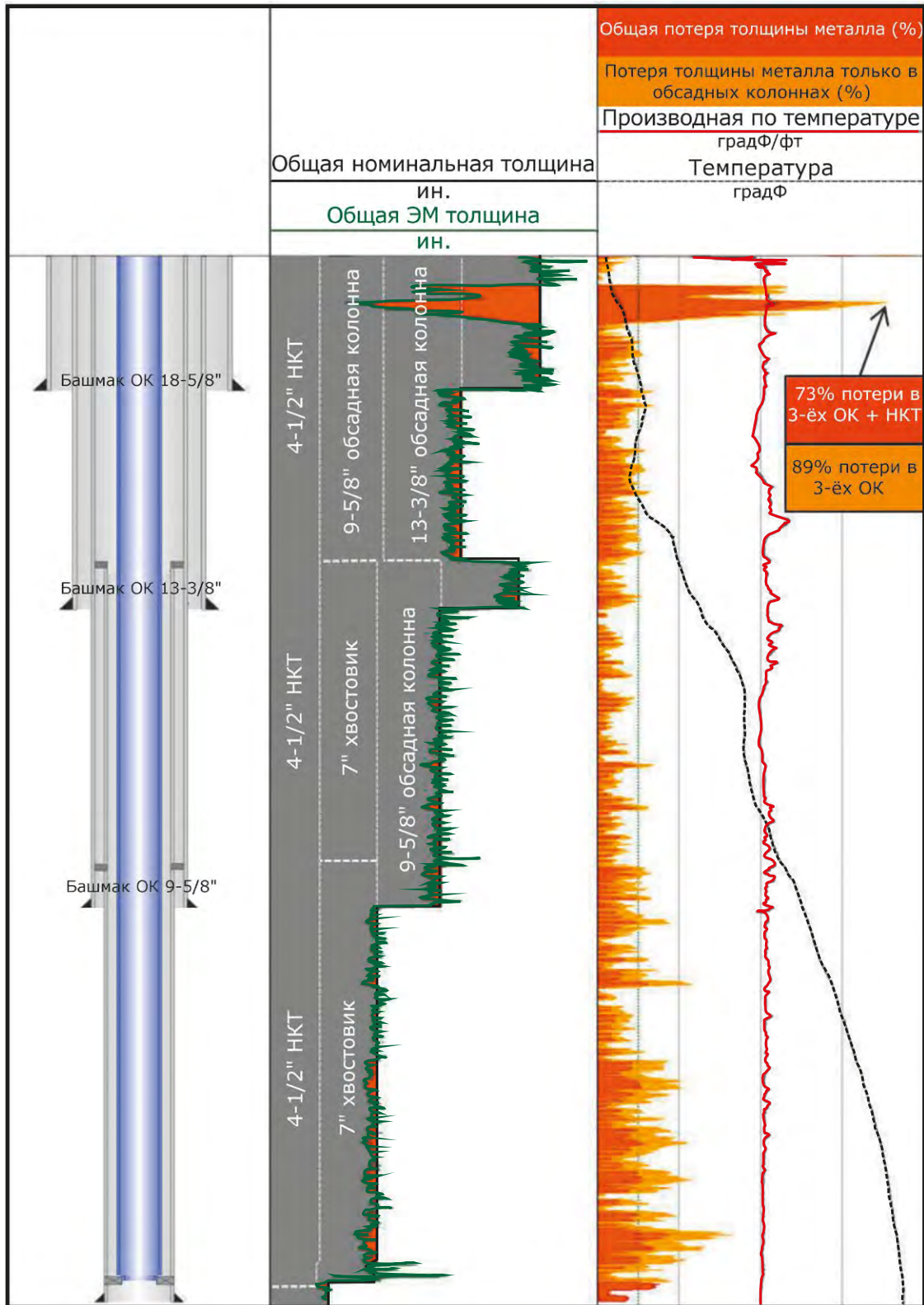
Аппаратура:

- EM Pipe Scanner

Программное обеспечение:

- Techlog*

Оценка технического состояния обсадных колонн и НКТ по данным электромагнитного дефектоскопа (EM Pipe Scanner*)



Интерпретация данных EM Pipe Scanner позволила выявить значительную коррозию обсадных колонн, составляющую 89% от их суммарной толщины (или 73% от суммарной толщины трех колонн и НКТ). После проведения каротажа была выполнена опрессовка обсадных колонн, выявившая негерметичность 9-5/8" колонны на той же глубине. Негерметичность была устранена путем закачки цемента и продления 7" хвостовика до устья скважины [63]

Оценка технического состояния обсадных колонн и НКТ по данным многорычажного каверномера (PMIT)

Механические многорычажные каверномеры уже в течение многих лет используются в нефтегазовой отрасли для измерения внутреннего радиуса и оценки потери металла обсадных колонн и НКТ. В отличие от ультразвуковых и электромагнитных имиджеров, механические каверномеры предоставляют прямые замеры внутреннего радиуса труб для обнаружения даже незначительных изменений, вызванных коррозией или образованием различных отложений. Полученные результаты используются для построения детальной 3D-развертки в специализированном программном обеспечении.

Многорычажные механические каверномеры могут также использоваться для оценки давления разрыва колонны, что может быть полезно при расчете максимального давления опрессовки

В то время, как механические каверномеры служат для получения детальной оценки состояния внутренней стенки труб, они не предоставляют информации о состоянии внешней стенки. Учитывая данное обстоятельство, для получения полной информации о состоянии обсадных колонн/НКТ в скважине, рекомендуется производить запись многорычажных механических каверномеров совместно с другими видами каротажа, позволяющими оценить состояние внешней стенки колонны (например, ультразвуковые имиджеры, электромагнитная дефектоскопия).

Результаты:

- Измерение внутреннего радиуса по всей окружности обсадной колонны / НКТ
- Количественная оценка потери металла (%) на внутренней стенке обсадной колонны / НКТ
- Идентификация отложений на внутренней стенке обсадной колонны / НКТ
- Идентификация механических повреждений / коррозионного износа обсадной колонны / НКТ
- Оценка интенсивности коррозионного износа обсадных колонн / НКТ при одновременных измерениях
- Оценка давления разрыва обсадной колонны

Преимущества:

- Возможность проведения каротажа в трубах с повышенным уровнем повреждений / коррозионного износа
- Азимутальная ориентация измерений в стволе скважины
- Проведение каротажа без необходимости подъема НКТ на устье скважины
- Проведение измерений в скважинах с большими углами наклона и заполненных любым типом жидкости, либо газом
- Возможность записи в автономном режиме

Входные данные:

- Данные многорычажного каверномера
- Конструкция скважины

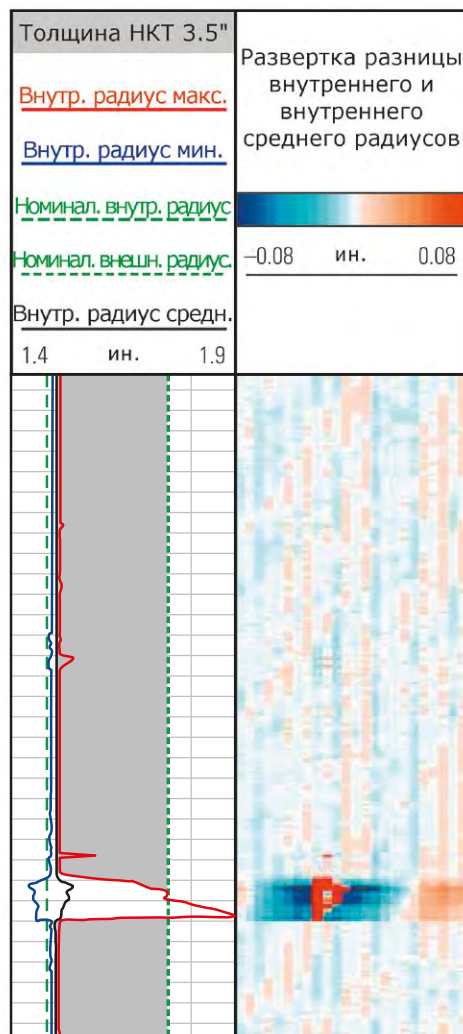
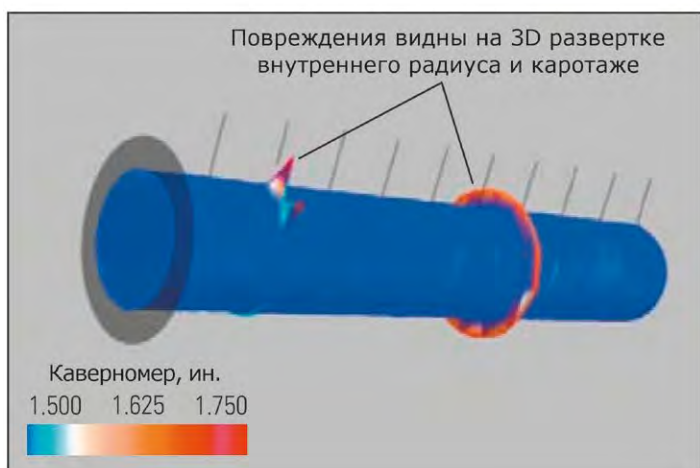
Аппаратура:

- PMIT

Программное обеспечение:

- Techlog*

Оценка технического состояния обсадных колонн и НКТ по данным многорычажного каверномера (PMIT)



Подъем НКТ на поверхность после проведения ГИС



Интерпретация данных многорычажного каверномера выявила значительные повреждения НКТ в нескольких интервалах, и была полностью подтверждена последующим подъемом НКТ на поверхность [32]

Комплексный анализ цементирования скважины (Invizion Evaluation*)

В контексте цементирования скважин, концепция непрерывного мониторинга операции, начиная от стадии дизайна и заканчивая оценкой качества цемента, существует уже довольно продолжительное время.

Сервис Invizion Evaluation является одним из вариантов реализации данной концепции и применяется для решения проблем, связанных с цементированием скважин и требующих комплексного подхода к их решению.

На первом этапе производится сбор релевантной информации по текущей и соседним скважинам, которая может быть условно разделена на три категории: данные бурения и строительства скважины, цементирования и оценки качества цемента.

Следующий этап заключается в совместной работе мультидисциплинарной команды экспертов (бурение, геомеханика, цементирование, ГИС и др.) по всестороннему анализу полученной информации.

Заключение о причинах проблем, связанных с цементированием, как правило, сопровождается сводным планшетом, значительно облегчающим проведение подобного анализа. На планшет в хронологическом порядке, начиная от бурения и строительства скважины и заканчивая оценкой качества цемента, выносятся вся необходимая информация.

Помимо заключения по текущей скважине также обычно выдаются рекомендации по оптимизации процессов строительства и цементирования скважин, помогающие избежать подобных проблем в будущем.

Некоторые из проблем, которые были успешно решены с использованием данного подхода:

- Сокращение общей продолжительности операций строительства скважин, что особенно актуально для морских месторождений, путем обоснованной оптимизации программы цементирования
- Выявление причин присутствия межколонного давления и корректировка программы строительства скважин в данном регионе во избежание подобной проблемы в будущем
- Предоставление рекомендаций по оптимизации программы строительства будущих скважин в пределах одного куста для снижения риска миграции газа вдоль эксплуатационной колонны и поглощения цемента во время операции цементирования

Результаты:

- Решение проблем, связанных с цементированием скважин и требующих комплексного подхода к их устранению
 - Совместный анализ всей имеющейся информации для выявления причин возникновения сложностей в ходе цементирования скважины
 - Предоставление рекомендаций по оптимизации процесса цементирования и строительства скважины для применения в будущем
 - Предоставление сводного планшета, включающего в себя всю необходимую информацию и облегчающего проведение комплексного анализа

Преимущества:

- Совместная работа мультидисциплинарной команды экспертов (бурение, геомеханика, цементирование, ГИС и др.)

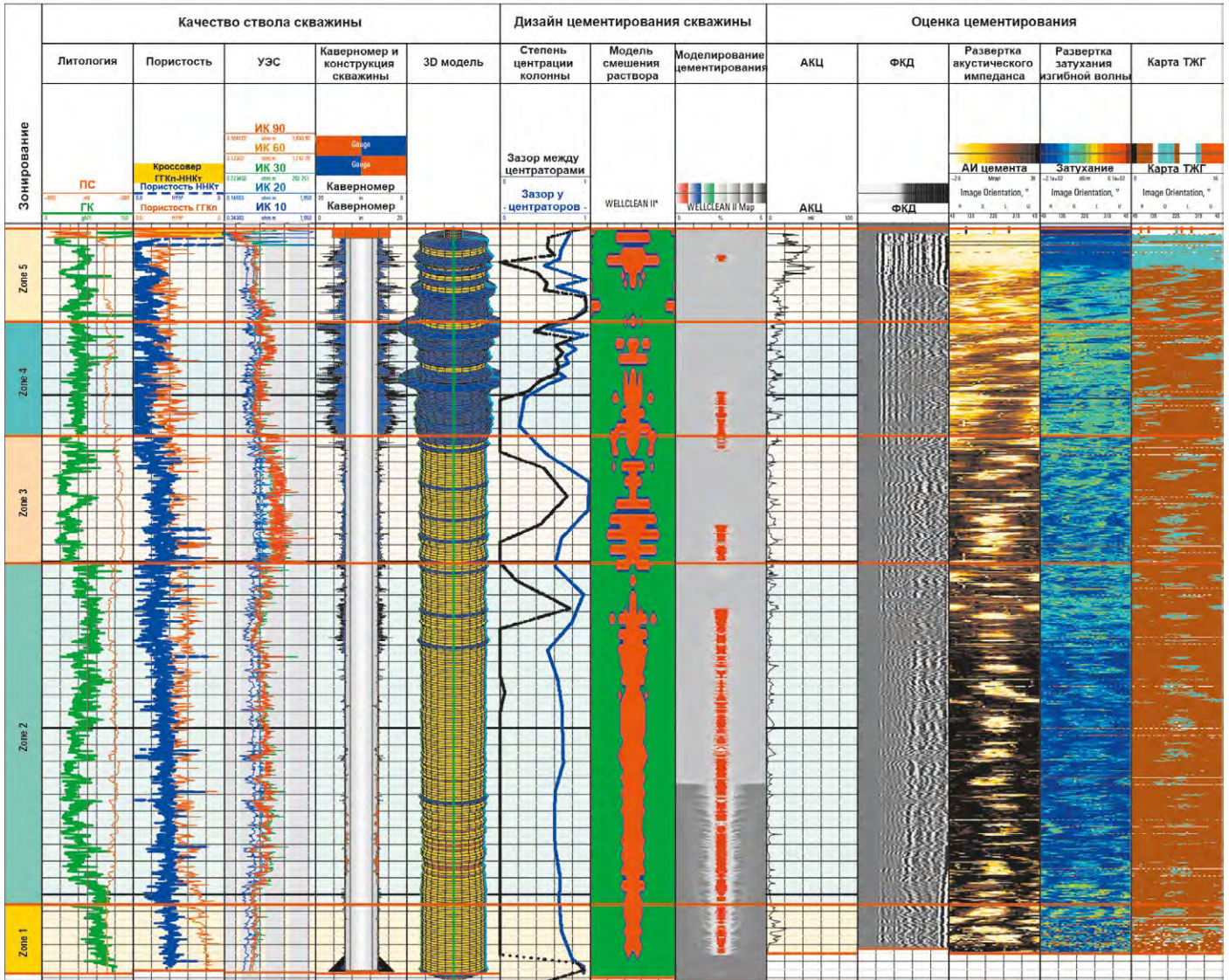
Входные данные:

- Данные бурения и строительства скважины
 - Свойства бурового раствора
 - Параметры проходки скважины
 - Данные ГИС в открытом и обсаженном стволе
 - Геометрия ствола скважины
 - Конструкция скважины
 - Окно плотности и зоны поглощения бурового раствора и т.д.
- Данные цементирования
 - Состав и свойства жидкости предварительной промывки, буферного и цементного растворов
 - Температура в статике и при циркуляции
 - Количество и расположение центраторов
 - Результаты моделирования процесса закачки цемента (план.) и т.д.
- Данные оценки качества цемента
 - Данные АКЦ-ФКД
 - Данные ультразвуковых имиджеров
 - Данные термометрии
 - Результаты моделирования процесса закачки цемента (факт.)

Программное обеспечение:

- Techlog*

Комплексный анализ цементирования скважины (Invizion Evaluation*)



Сводный планшет с необходимыми для комплексного анализа данными, расположенными в хронологическом порядке с точки зрения цикла строительства скважины (от ГИС в открытом стволе до оценки качества цемента) [8]

Глава 10.

Оценка литологии,
выделение
коллекторов
и эффективных
толщин, оценка
ФЕС и насыщения
в обсаженной
скважине

Интерпретация данных измерений УЭС пластов через стальную обсадную колонну

Обработка полевых данных замеров УЭС через стальную обсадную колонну включает увязку по глубине, нормализацию геометрического фактора прибора, выравнивание токов двух измерительных станций прибора, удаление некачественных замеров и преобразование дискретных замеров в кривую с постоянным шагом квантования. На основе этих данных, с привлечением данных ГИС в открытом стволе, а также другой информации по месторождению производится интерпретация профиля обводнённости пласта либо других изменений водонасыщенности в результате разработки, положения уровня ВНК/ГВК, расчет текущих значений Кнг пластов-коллекторов. В совокупности это позволяет выделять перспективные в нефтегазовом отношении интервалы для перфорации/реперфорации, планирования размещения боковых стволов. Интерпретация в рамках описываемого подхода предусматривает исследование известного разреза с ранее выделенными коллекторами и определенными основными параметрами ФЕС.

Результаты:

- Выделение интервалов изменения УЭС по сравнению с начальным и интерпретация изменений
- Текущее положение ВНК/ГВК
- Профиль обводнённости пласта
- Определение перспективных в нефтегазовом отношении интервалов для перфорации/реперфорации
- Расчет текущего Кнг

Преимущества:

- Обработанные данные оценки УЭС через колонну сопоставляются с начальной/предыдущей оценкой УЭС с учетом всей имеющейся информации для корректной интерпретации изменений УЭС. При возможности производится расчет текущего Кнг

Входные данные:

- Обработанные и увязанные данные CHFR* / SFRT*
- Опорный замер УЭС (в текущей или соседней скважине), предыдущие замеры УЭС в колонне
- Результаты интерпретации ГИС в открытом стволе (оценка ФЕС, начального Кнг, выделение коллекторов)
- Минерализация пластовой воды, принятые зависимости $R_p(K_p)$ и $R_n(K_v)$
- Информация о закачиваемых в пласт флюидах при разработке месторождения, минерализация закачиваемой воды
- Информация о состоянии колонны, а также выполненных операциях по интенсификации притока, таких как СКО или ГПП

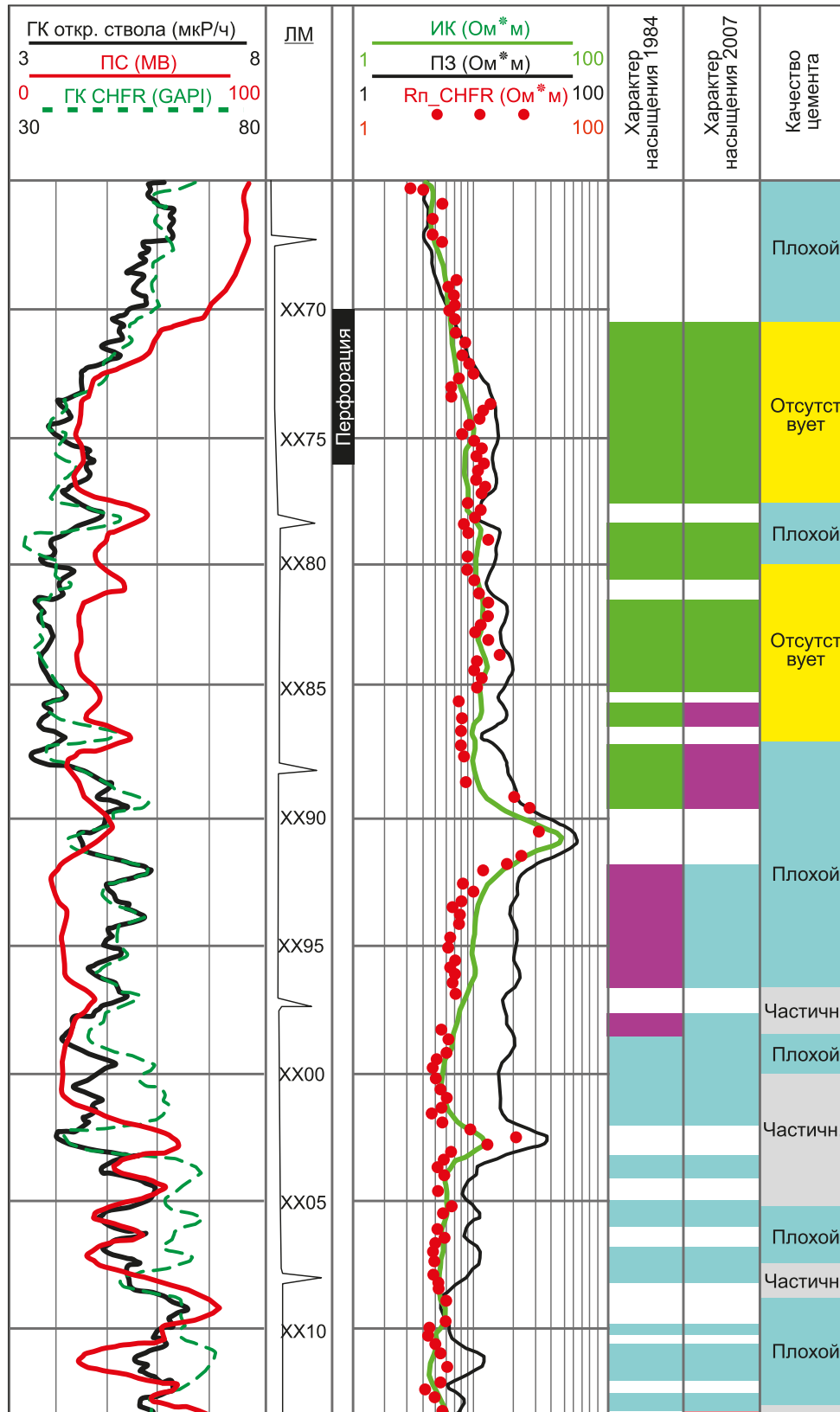
Аппаратура:

- CHFR / SFRT

Программное обеспечение:

- Techlog*

Интерпретация данных измерений УЭС пластов через стальную обсадную колонну



Сопоставление замеров УЭС в открытом стволе в 1984 г и в обсаженной скважине в 2007 г. Отмечается обводнение пласта в интервале xx85.5 – xx98.5 м. В результате перфорации в верхней части пласта (xx70-xx76 м) дебит жидкости составил 185 т/сут при обводненности 18%, дебит нефти – 133,1 т/сут. До перехода на этот пласт скважина работала на нижележащий пласт, дебит нефти равнялся 0.8 т/сут, обводненность – 99% [74]

Определение коэффициента нефтенасыщения коллекторов через обсадную колонну по данным кислород-углеродного каротажа

Анализ «RAS1» включает в себя обработку и интерпретацию данных аппаратуры ИНГК-С RSTPro, записанных в режиме IC – (кислород-углеродного каротажа и спектроскопии), либо аппаратуры PNX, записанных в режиме C/O. Результатом интерпретации является заключение по характеру насыщения интервалов коллекторов и количественное определение текущего коэффициента нефтенасыщения. В случае повторных исследований может выдаваться более расширенная интерпретация о динамике изменения насыщения.

Обработка включает следующие этапы: коррекция измеренных спектров ГИНР и ГИРЗ, используя результаты эталонировки прибора, увязка по глубине и осреднение повторных записей (проходов) прибора для улучшения статистики измерений, определение соотношения C/O двумя методами: развертки спектра и отношения энергетических «окон». Первый является более точным, но с худшей дисперсией результатов, второй метод – с лучшей дисперсией, но менее точный. Т.н. «альфа обработка» использует оба результата для получения C/O соотношения с оптимальной точностью и малым разбросом значений. Соотношения C/O преобразуются в нефтенасыщенную пористость с учетом данных о конструкции скважины, скважинном флюиде, свойствах нефти, пористости и литологии. Нефтенасыщенная пористость пересчитывается в Кн с использованием независимой оценки пористости.

Дальнейшая интерпретация выполняется путем сопоставления начальной оценки Кн и оценки текущего Кн C/O методом; на основании этого сопоставления делаются выводы о текущем насыщении коллектора и возможных причинах изменения насыщения. При этом метод может также использоваться в качестве первичной оценки Кн при отсутствии данных по ГИС в открытом стволе.

В случаях использования C/O метода для мониторинга сложных систем повышения нефтеотдачи (вытеснение газом и водой) практикуется совместное использование собственно C/O для оценки Кн и временных замеров ИНГК для оценки газонасыщения.

Результаты:

- Оценка текущего Кн
- Профиль обводненности пласта
- Текущее положение ВНК/ГНК
- Определение перспективных на нефть интервалов для перфорации/реперфорации

Преимущества:

- Использование метода спектральных стандартов при обработке C/O (повышенная точность и снижение необходимости в опорных пластах)
- Количественная интерпретация Кн основана на использовании расширенной базы опорных измерений на физических моделях

Входные данные:

- Полевые данные RSTPro* / PNX
- Конструкция скважины
- Результаты интерпретации ГИС в открытом стволе (выделение коллекторов, оценка литологии, ФЕС, начального Кн_г и типа УВ)
- Информация о закачиваемых в пласт флюидах при разработке месторождения
- Информация о состоянии колонны, а также выполненных операциях по интенсификации притока, таких как СКО или ГРП
- Свойства нефти в пластовых условиях

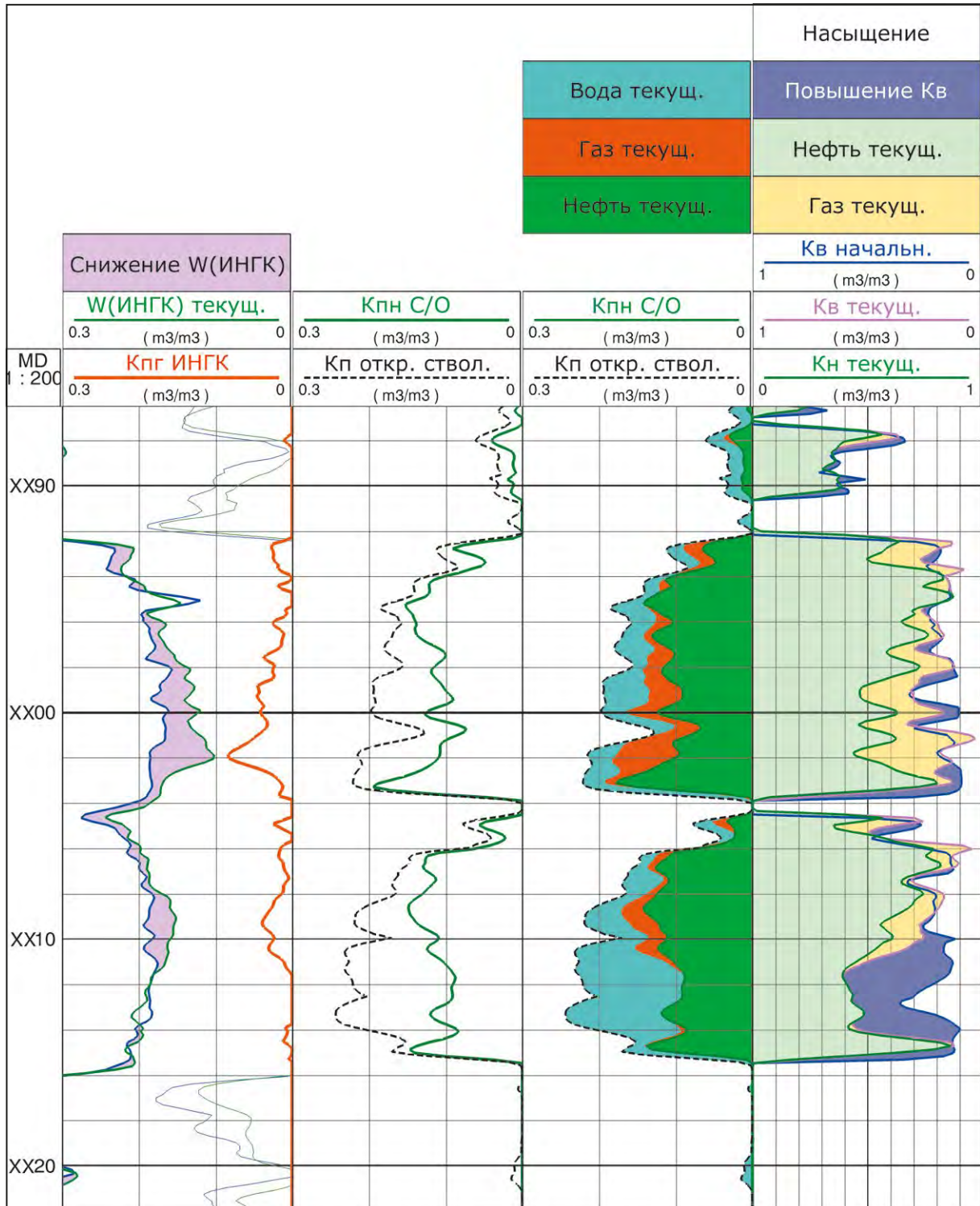
Аппаратура:

- RSTPro / PNX

Программное обеспечение:

- Techlog*

Определение коэффициента нефтенасыщения коллекторов через обсадную колонну по данным кислород-углеродного каротажа



Совместная интерпретация RSTPro в режимах C/O и ИНГК в наблюдательной скважине; оценка K_n и $K_{пн}$ по C/O методу, оценка $K_{пг}$ и K_g по временному замеру WИНГК [4]

Определение коэффициента нефтенасыщения коллекторов через обсадную колонну по данным ИНМ

Результатом интерпретации является заключение по характеру насыщения интервалов коллекторов, количественное определение текущего коэффициента нефте- и газонасыщения пластов для условий высокой минерализации пластовой воды (>30-50г/л в зависимости от литологии и пористости). Интерпретация также включает определение типа УВ (нефть/газ) по комплексу замеров.

Интерпретация включает в себя обработку полевых данных для исправления за условия, с получением оценки макросечения захвата тепловых нейтронов (сигма) и водородосодержания методом ИНГК или ИННК.

Определение насыщенности может проводиться на основе определенного параметра Sigma как в специализированном модуле ELAN, где данные Sigma используются в системе линейных петрофизических уравнений, так и отдельно, основываясь на построенной ранее петрофизической модели разреза и пористости по данным открытого ствола.

Результаты:

- Оценка текущего Кв
- Профиль обводненности пласта
- Текущее положение ВНК/ГНК
- Определение перспективных на нефть интервалов для перфорации/реперфорации

Преимущества:

- Сопоставимость замеров разными типами аппаратуры при достаточно долгой истории мониторинга насыщения скважины

Входные данные:

- Полевые данные RSTPro* / PNX в режиме Sigma, либо APS*
- Конструкция скважины
- Результаты интерпретации ГИС в открытом стволе (выделение коллекторов, оценка литологии, ФЕС, начального Кнг и типа УВ)
- Минерализация пластовой воды
- Информация о закачиваемых в пласт флюидах при разработке месторождения
- Информация о состоянии колонны, а также выполненных операциях по интенсификации притока, таких как СКО или ГПП

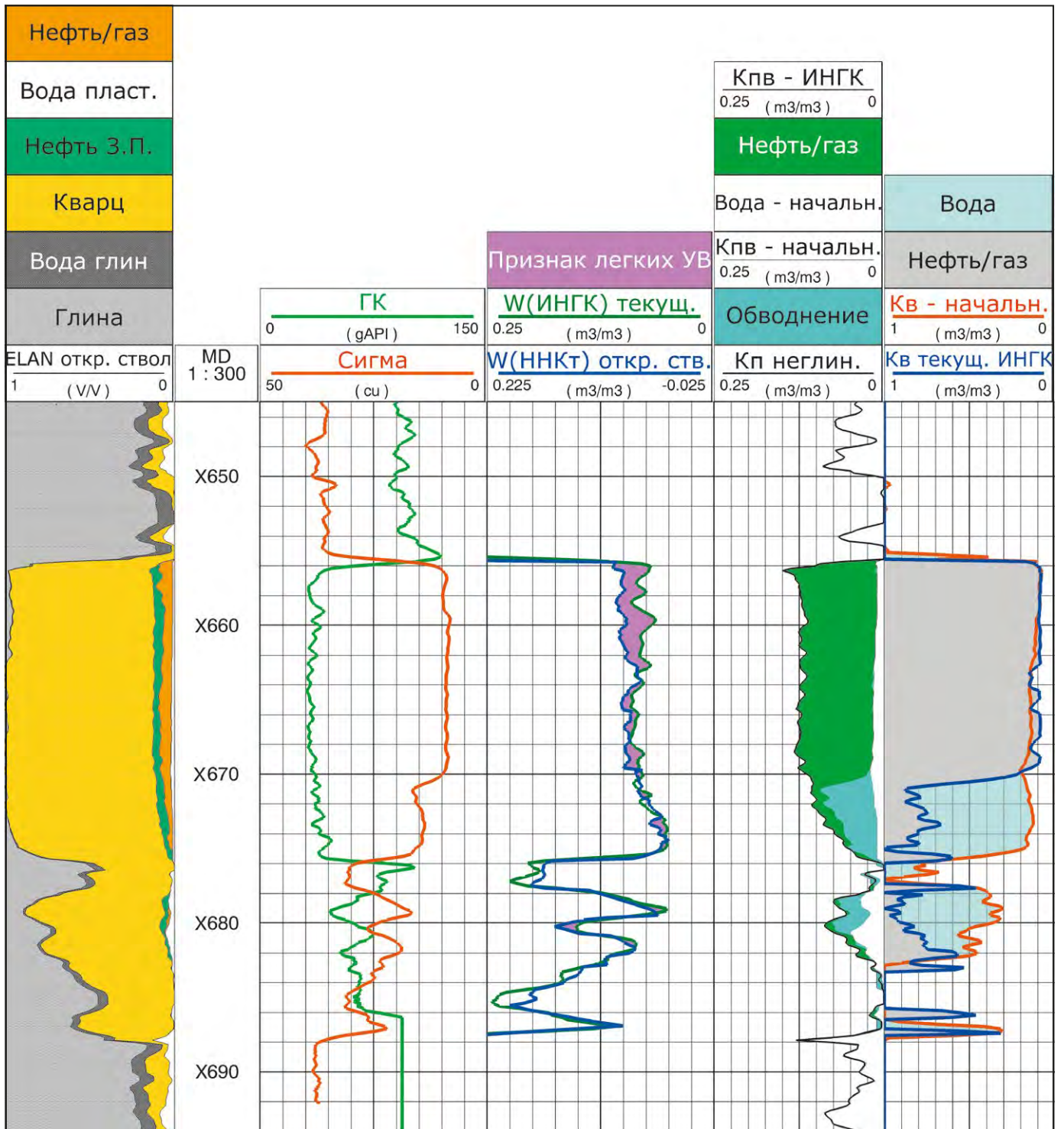
Аппаратура:

- APS
- RSTPro / PNX
- Litho Scanner*

Программное обеспечение:

- Techlog*

Определение коэффициента нефтенасыщения коллекторов через обсадную колонну по данным ИНМ



Результаты обработки и интерпретации ИНГК RSTPro. Пористость, литология и насыщение оценены по ГИС в открытом стволе. Четко прослеживается подъем ВНК до глубины X671, и признаки легких УВ в зоне X656-X663 м [4]

Оценка литологии, ФЕС и насыщения с интеграцией данных геохимического каротажа (нейтрон-гамма спектроскопии) в объёмный компонентный анализ в обсаженной скважине

Важной особенностью ELAN является определение модели породы и ее ФЕС, удовлетворяющие одновременно всем измененным петрофизическим параметрам (кривым) ГИС. Данная методика ("GLAC") значительно повышает информативность и точность интерпретации.

Интерпретация с учетом данных геохимического каротажа является расширением анализа «ELAN» для условий обсаженной скважины при наличии данных НГК-С ECS либо ИНГК-С Litho Scanner, RSTPro, PNX. Данные спектроскопии ГИРЗ или ГИРЗ+ГИНР (с возможным привлечением СГК) в обсаженной скважине позволяют получить детальную информацию о литологии породы, максимально приближая литологическую модель к реальной породе. Количественная оценка литологического состава позволяет получить максимально точную оценку пористости породы по нейтронным методам, АК или ГГК-п (выполненного в колонне или ранее в открытом стволе). Одновременно точное исправление методов пористости за литологию дает возможность выделения газонасыщенных интервалов по специфическому расхождению оценок пористости разными методами. Оценка насыщенности в рамках данной методики выполняется либо по данным ИНК (при достаточной пористости и минерализации пластовой воды), либо по данным электрометрии (в колонне или в открытом стволе); в случае пресноводных разрезов, выполняется интерпретация без оценки насыщения, с дальнейшим использованием результатов методики при интерпретации С/О каротажа.

Основной областью применения данной методики является пересчет/уточнение запасов и выбор перспективных интервалов при недостаточном комплексе ГИС в открытом стволе, в том числе первичная оценка подсчетных параметров и выбор интервалов перфорации в случае, когда ГИС в открытом стволе не проводились. Как правило, методика находит применение в литологически сложных разрезах (за исключением отсутствия ГИС в открытом стволе) и может приводить к таким принципиальным изменениям в оценке запасов, как пересмотр начального положения ГНК.

Результаты:

- Расширенный и уточненный минералогический состав пород, включая второстепенные минералы и, при возможности, состав глин
- Оценка Кгл
- Оценка Кп
- Оценка Кпр «геохимическим методом»
- Выделение коллекторов, оценка эффективных толщин (стандартное вертикальное разрешение)
- Оценка Кнг одним или несколькими методами
- Определение типа УВ
- Оценка свойств матрицы (плотность, нейтронные свойства)

Преимущества:

- Получение максимально полного представления о литологии, ФЕС и насыщении породы в обсаженной скважине
- Восполнение недостаточных исследований в открытом стволе
- Возможность предоставления необходимой информации для интерпретации С/О метода

Входные данные:

- Полевые данные ИНГК-С или НГК-С (нейтрон-гамма спектроскопия)
- Полевые данные ИНГК/ИННК/ННК-т (оценка водородосодержания)
- ГК или СГК (опционально)
- Полевые данные АКШ и/или ГГК-п CHFD* (PEX*)
- Полевые данные ИНГК или ИННК (для разрезов с высокой минерализацией пластовой воды или для независимой оценки литологии)
- Обработанные данные оценки УЭС в стальной обсадной колонне
- Конструкция скважины
- Имеющиеся данные ГИС в открытом стволе
- Минерализация пластовой воды
- Информация о закачиваемых в пласт флюидах при разработке месторождения
- Информация о состоянии колонны, а также выполненных операциях по интенсификации притока, таких как СКО или ГРП

Аппаратура:

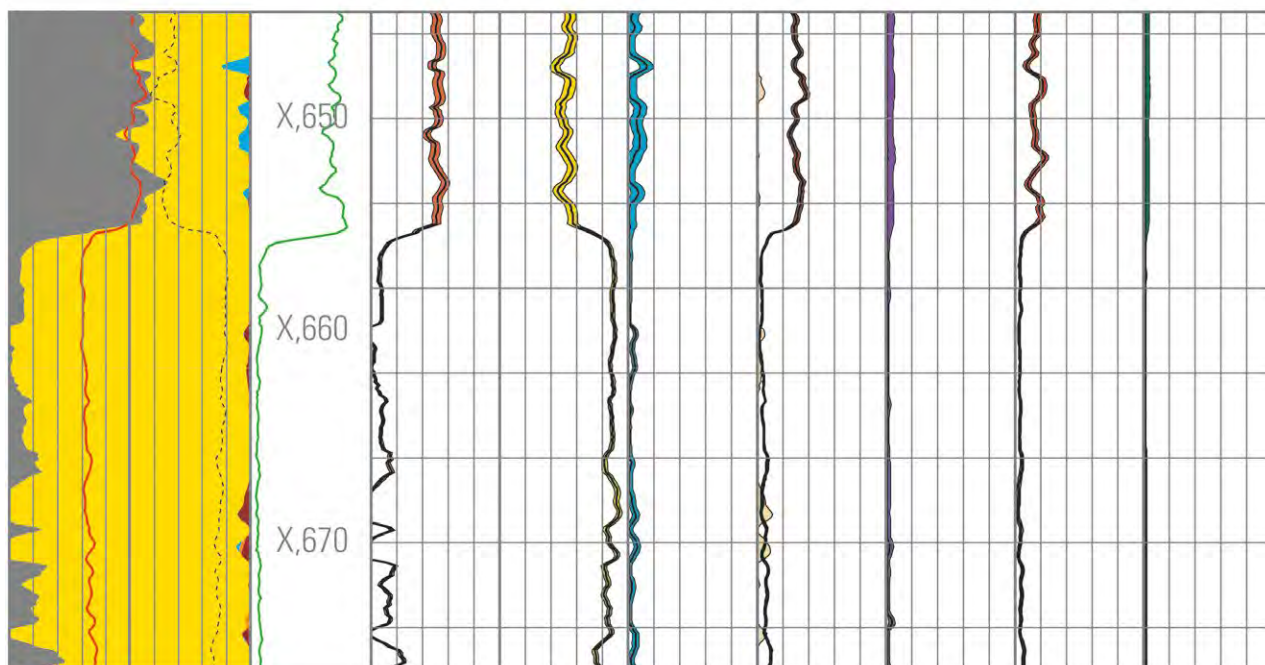
- RSTPro* (режим IC) / PNX (режим спектроскопии) / Litho Scanner* / ECS*
- RSTPro / PNX / APS* / PEX (HGNS)
- HNGS (опционально)
- Sonic Scanner* / DSI*, PEX (HILT) (опционально)
- RSTPro / PNX / APS (замер сигмы)
- CHFR* / SFRT* (опционально, в зависимости от типа разреза)

Программное обеспечение:

- Techlog*

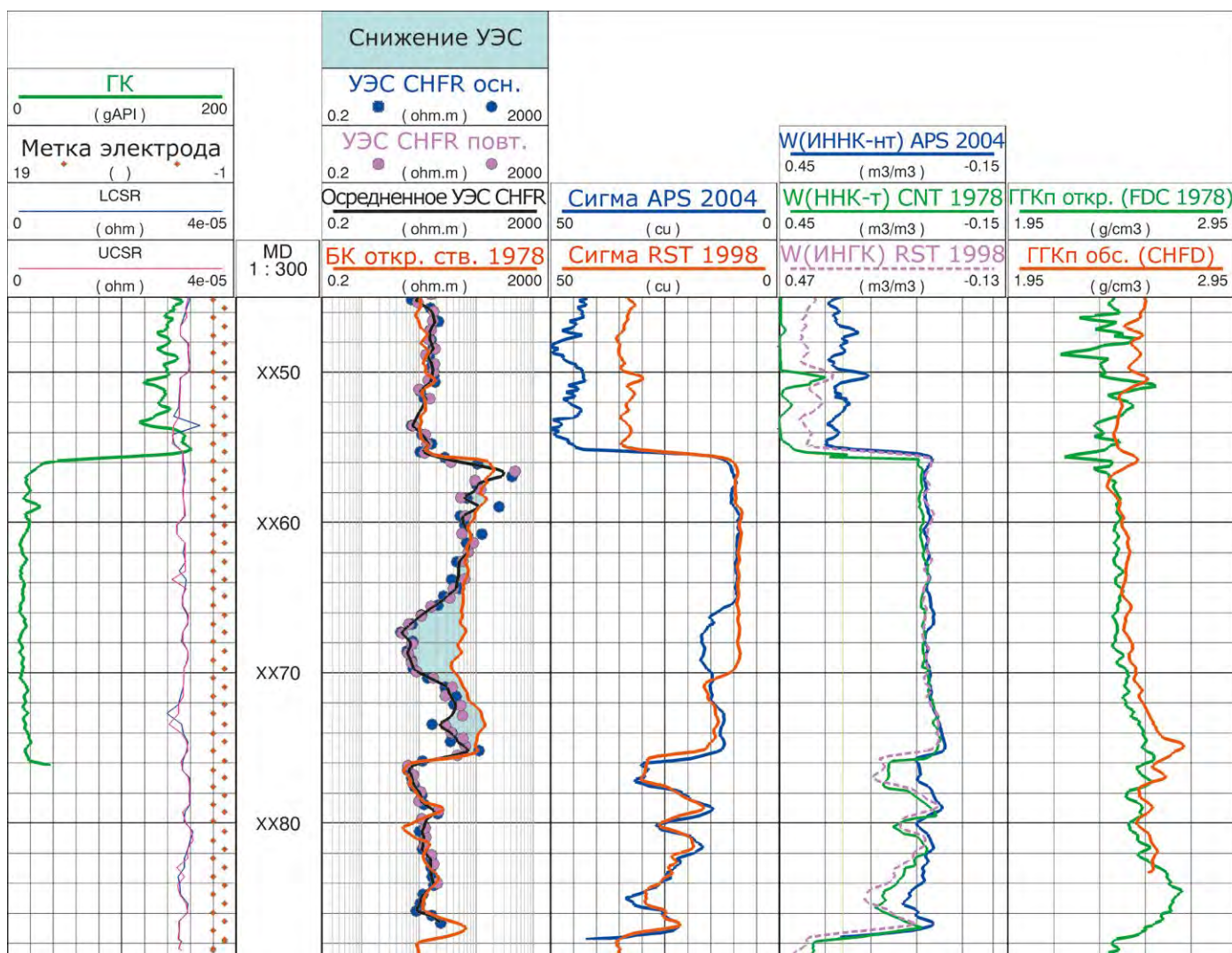
Оценка литологии, ФЕС и насыщения с интеграцией данных геохимического каротажа (нейтрон-гамма спектроскопии) в объёмный компонентный анализ в обсаженной скважине

Глина										
Кварц/ПШ/слюды										
Карбонаты										
Пирит										
Сидерит										
Плотность матрицы	MD (m)			DXFE						
2.5 (g/cm ³)	3	1:300		Изб. Fe (Kgf/kgf)		0 0.2				
Сигма матрицы	ГК	DWAL	DWSI	DWCA	DWFE	DWSU	DWTI	DWGD		
60 (с.у.)	0	Al	Si	Ca	Fe	Su	Ti	Gd		
0	200	(Kgf/kgf)	(Kgf/kgf)	(Kgf/kgf)	(Kgf/kgf)	(Kgf/kgf)	(Kgf/kgf)	(ppm)		
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100



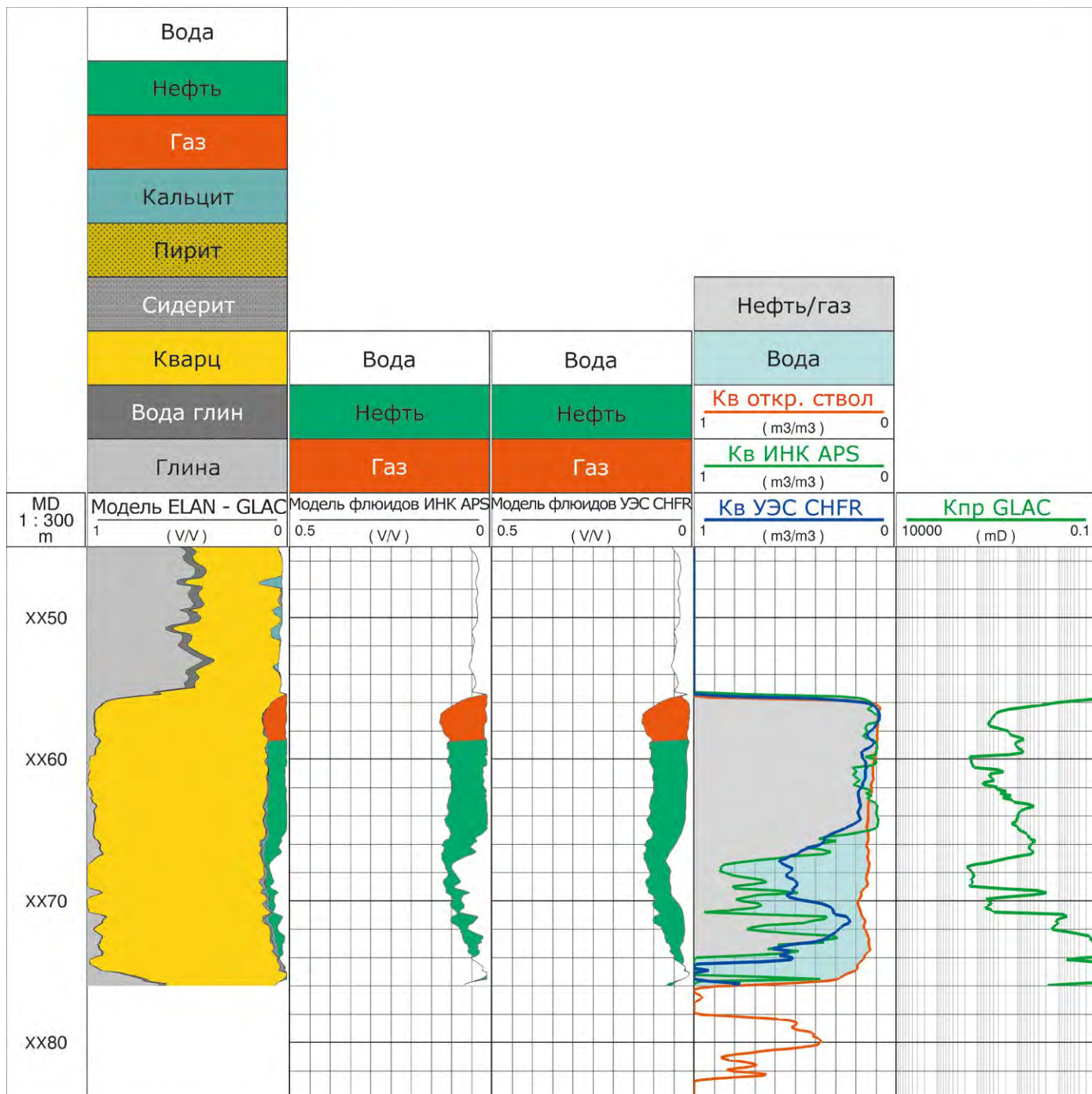
Результаты обработки НГК-С ECS в колонне (2004). Слева – литологическая модель, справа – содержание выделенных химических элементов [4]

Оценка литологии, ФЕС и насыщения с интеграцией данных геохимического каротажа (нейтрон-гамма спектроскопии) в объёмный компонентный анализ в обсаженной скважине



Данные ГИС в открытом стволе и в обсаженной скважине: ГК-БК-ИННК-ГКп (откр. ствол, 1978 г), ИНГК RST (в обсаженной скважине 1998), УЭС СНFR-ИННК APS-ГКп РЕх (в обсаженной скважине 2004 г) [4]

Оценка литологии, ФЕС и насыщения с интеграцией данных геохимического каротажа (нейтрон-гамма спектроскопии) в объёмный компонентный анализ в обсаженной скважине



Результаты интерпретации методики (ГИС в обсаженной скважине 2004 г). Показаны оценки насыщения по ИННК и по УЭС через стальную колонну, расхождение оценок, вероятно, обусловлено гидрофобностью породы [4]

Глава 11.

Промыслово- геофизические исследования

Определение многофазного профиля притока в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах по данным Flow Scanner*

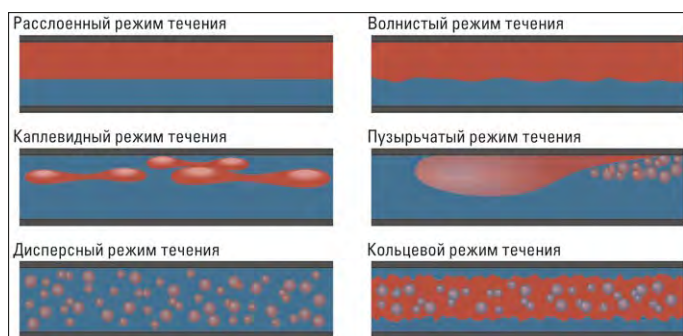
Многофазное течение флюида в скважинах с углом наклона более 20 градусов в большинстве случаев характеризуется сложной структурой потока. Некоторые из явлений, обуславливающие его неоднородность:

- сегрегация флюидов вследствие разницы плотностей;
- различие в фазовых скоростях, зависящее от угла наклона ствола скважины;
- изменяющиеся режимы течения (дисперсный, расслоенный и т.д.);
- рециркуляция более тяжелой фазы при малых дебитах и т.д.

Интерпретация данных, получаемых с помощью традиционных приборов ПГИ, предполагает использование осредненных по сечению ствола характеристик потока (скорость, плотность, обводненность и т.д.), что приводит к значительной ошибке в расчет общего и пофазового дебита в скважинах данного типа. Предлагаемая методика интерпретации для данных условий подразумевает использование приборов ПГИ с количеством сенсоров, достаточным для регистрации неоднородностей потока (например, Flow Scanner). Особенностью прибора Flow Scanner (FSI) является наличие ряда расходомеров и датчиков состава, распределенных равномерно по вертикальной оси ствола, и позволяющих учитывать различный характер течения.

Результатом интерпретации является количественное определение дебита по трем фазам (вода/нефть/газ) вне зависимости от траектории скважины и установившегося режима течения, а также достоверное обнаружение мест поступления интересующего флюида в скважину даже в небольших количествах. Помимо количественной оценки дебита газа присутствует возможность определения источника его поступления в скважину – иными словами, является ли регистрируемый газ свободным или же образовавшимся в результате разгазации нефти. Кроме того, некоторые из задач, которые может решить интерпретация ПГИ включают:

- расчет индикаторной диаграммы для отдельных пластов (IPR) при записи ПГИ на нескольких режимах работы скважины (при однофазном потоке из отдельно взятого пласта);
- уточнение профиля проницаемости на основе дополнительного привлечения данных ГИС открытого ствола и испытания скважин;
- определение давления насыщения/начала конденсации по данным датчиков состава.



Основные режимы течения в системе «жидкость-газ» в горизонтальной скважине [31]

Результаты:

- Определение накопленного и поинтервального пофазового дебита (Q_v , Q_n , Q_g)
- Распределение фаз в стволе скважины
- Определение источника обводнения
- Определение источника поступления газа
- Определение давления насыщения и начала конденсации
- Определение плотности флюида
- Построение индикаторной диаграммы для отдельных пластов (IPR)
- Уточнение профиля проницаемости
- Оценка технического состояния ствола скважины
- Обнаружение заколонных и межпластовых перетоков
- Оптимизация заканчивания и режима эксплуатации скважины
- Оценка качества проведенных ГРП и РИР

Преимущества:

- Количественное определение дебита всех присутствующих в притоке фаз независимо от траектории скважины и режимов течения
- Высокая точность получаемых результатов благодаря прямым замерам всех параметров потока

Входные данные:

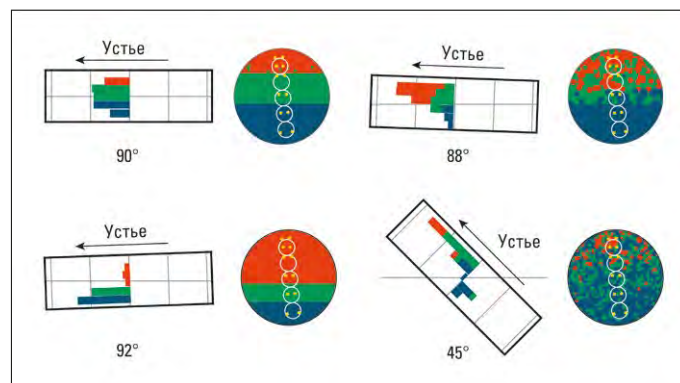
- Полевые данные прибора FSI
- Конструкция скважины
- Свойства пластовых флюидов (PVT)
- Инклинометрия (опционально)
- Устьевые давление и дебиты (опционально)

Аппаратура:

- FSI/FSI-HD

Программное обеспечение:

- Techlog*



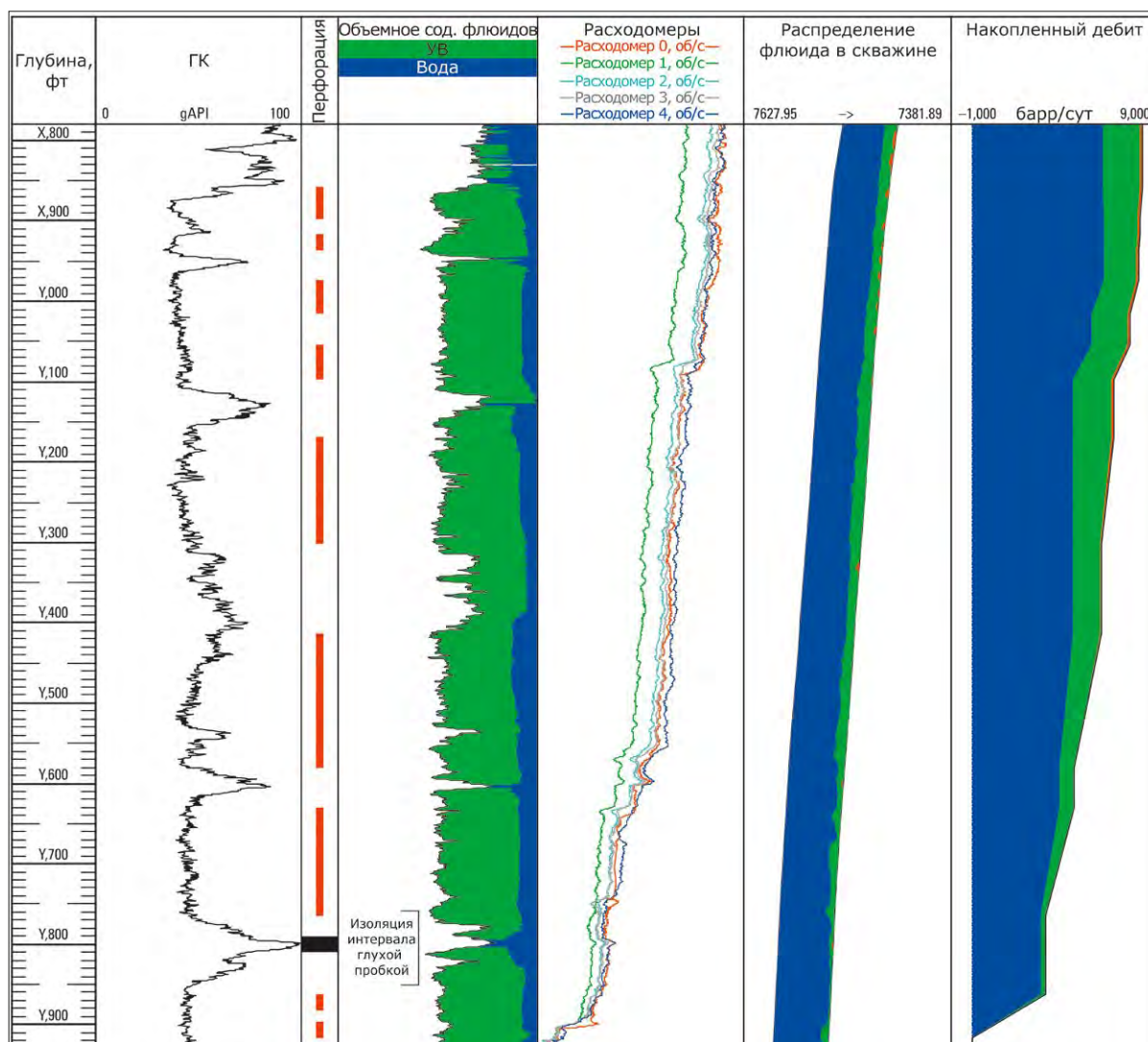
В горизонтальных и наклонно-направленных скважинах характер потока зависит от величины зенитного угла. Наличие ряда расходомеров и датчиков состава равномерно покрывающих сечение ствола скважины позволяет достоверно дифференцировать скорость и состав потока [17]

Определение многофазного профиля притока в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах по данным Flow Scanner*

- определение плотности флюида в вертикальных и наклонно-направленных скважинах по данным манометрии в остановленной скважине;
- анализ работы скважины с целью оптимизации ее заканчивания и режима эксплуатации;
- оценка технического состояния ствола скважины посредством кавернометрии, термометрии и расходомерии;
- обнаружение заколонных и межпластовых перетоков при помощи комплексного анализа данных термометрии и расходомерии;
- оценка эффективности проведенного ГРП/РИР (ПГИ до и после проведения работ).

Полученные данные используются для прямого расчета дебита каждой из фаз (вода, нефть, газ) без необходимости привлечения корреляций, учитывающих эффект проскальзывания, что значительно повышает точность расчетов. Типичная програм-

ма исследований ПГИ включает в себя несколько проходов вниз/вверх на различных скоростях, что позволяет произвести калибровку расходомеров в забойных условиях и использовать для интерпретации данные, осредненные по нескольким проходам, что также повышает точность расчетов дебита и ведет к снижению статистической ошибки измерений. Использование специализированных алгоритмов, рассчитывающих распределение фаз и скоростей по вертикальной оси ствола скважины, позволяет, при необходимости, производить корректировку показаний сенсоров (в том числе показаний датчиков состава, подверженных эффекту налипания грязи/механических частиц). Упомянутые выше факторы позволяют быть уверенными в качестве и достоверности данных, используемых для интерпретации.



Пример из Северного моря. Интерпретация данных комплекса FSI позволила выявить источник поступления воды в горизонтальной скважине. Установка глухой пробки, основанная на полученных данных, позволила значительно уменьшить дебит воды и увеличить дебит нефти на 200 м³/сут. Также, несмотря на высокий уровень обводненности (~85%) был количественно определен дебит воды, нефти и газа из каждого интервала перфорации

Определение многофазного профиля притока в вертикальных и субвертикальных скважинах по данным PS Platform* (PSP)

Основными особенностями многофазного потока в условиях вертикальных и субвертикальных скважин являются различие в скоростях фаз, низкоконтрастный профиль скорости и относительно равномерное распределение фаз в колонне.

Одним из самых важных параметров, определяющих характер режима течения, является угол наклона скважины, влияющий на ширину зоны смешения фаз: в строго вертикальных скважинах зона смешения занимает все сечение колонны, полностью исчезая в горизонтальной секции.

В вертикальных и субвертикальных скважинах (при угле наклона до $\sim 20^\circ$) фазы равномерно перемешаны в большей части сечения колонны. В данных условиях скорость потока и объемное содержание фаз могут быть успешно определены, используя стандартные приборы ПГИ, включающие центрированный в сечении скважины расходомер, градиоманометр, распределенные датчики состава и т.д.

Другой особенностью многофазного потока являются различные скорости фаз. Разница в плотности обуславливает движение «легкой» фазы относительно «тяжелой» фазы с большей скоростью и называется эффектом проскальзывания. Поскольку скорость проскальзывания является важным параметром при расчете пофазовых дебитов, который, как правило, не может быть измерен во время проведения ПГИ, для его расчета используется набор корреляций, зависящих от разницы плотностей, объемного содержания фаз, угла наклона скважины и т.д. Точность корреляций, а также условия их применимости могут варьироваться в широких пределах, поэтому выбор подходящей модели проскальзывания является важным аспектом интерпретации, от которого зависит точность получаемых результатов. Стоит также отметить наличие моделей, позволяющих, при определенных условиях, рассчитывать дебит фаз, используя только лишь показания электрических и оптических датчиков состава.

Некоторые из задач, которые также возможно решить в ходе интерпретации ПГИ в вертикальных и субвертикальных скважинах:

- расчет индикаторной диаграммы для отдельных пластов (IPR) при записи ПГИ на нескольких режимах работы скважины (при однофазном потоке из отдельно взятого пласта);
- уточнение профиля проницаемости на основе дополнительного привлечения данных ГИС открытого ствола и испытания скважин;
- определение плотности флюида в вертикальных и наклонно-направленных скважинах по данным манометрии;
- оценка технического состояния ствола скважины посредством кавернометрии, термометрии и расходомерии;
- обнаружение заколонных и межпластовых перетоков при помощи комплексного анализа данных термометрии и расходомерии;
- анализ работы скважины с целью оптимизации ее заканчивания и режима эксплуатации;
- оценка эффективности проведенного ГРП/РИР (ПГИ до и после проведения работ).

Результаты:

- Определение накопленного и поинтервального пофазового дебита (Q_v , Q_n , Q_g)
- Распределение фаз в стволе скважины
- Определение источника обводнения
- Определение источника поступления газа
- Определение давления насыщения и начала конденсации
- Определение плотности флюида
- Построение индикаторной диаграммы для отдельных пластов (IPR)
- Уточнение профиля проницаемости
- Оценка технического состояния ствола скважины
- Обнаружение заколонных и межпластовых перетоков
- Оптимизация заканчивания и режима эксплуатации скважины
- Оценка качества проведенных ГРП и РИР

Преимущества:

- Количественное определение дебита всех присутствующих в притоке фаз (нефть/газ/вода)

Входные данные:

- Полевые данные с приборов ПГИ
- Конструкция скважины
- Свойства пластовых флюидов (PVT)
- Инклинометрия (опционально)
- Устьевые давление и дебиты (опционально)

Аппаратура:

- PSP, FSI*/FSI-HD, либо комплекс с аналогичным набором измерений

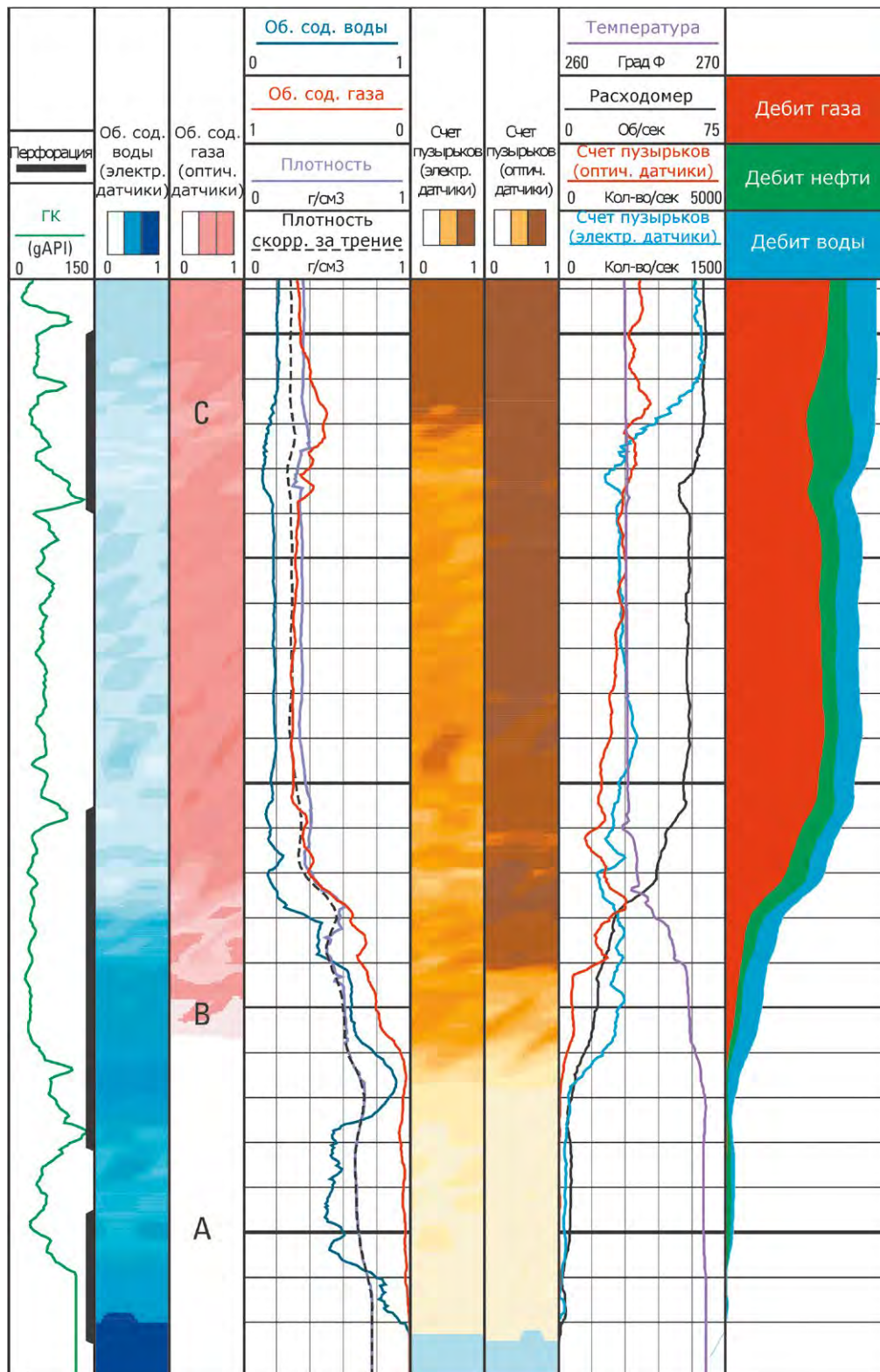
Программное обеспечение:

- Techlog*



Режимы течения в скважинах с различным углом наклона [32]

Определение многофазного профиля притока в вертикальных и субвертикальных скважинах по данным PS Platform* (PSP)



Интерпретация ПГИ позволила определить вклад каждого интервала перфорации в трехфазном потоке: незначительный приток нефти и воды из нижнего интервала перфорации (A); основной приток воды, нефти и газа из верхней половины среднего интервала перфорации (B); безводный приток нефти и газа из верхнего интервала перфорации (C) [23]

Определение однофазного профиля притока/приемистости в вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных скважинах по данным PS Platform* (PSP)

Большинство скважин в нефтегазовой отрасли характеризуются многофазным режимом течения. Тем не менее, в части из них наблюдается преимущественно однофазный поток (напр., нагнетательные, некоторые нефтяные и газовые скважины). Характер движения в однофазном потоке в большой степени зависит от диаметра скважины, скорости течения и физических свойств флюида (плотность, динамическая вязкость) и разделяется на ламинарный и турбулентный режимы течения. Ламинарный поток наиболее часто встречается в условиях низких скоростей течения, т.е. малодобитных скважинах; структура характеризуется параллельными потоками со скоростями, изменяющимися от нуля у стенки скважины до максимальных значений в центре колонны. В большинстве же скважин наблюдается турбулентный режим течения, характеризующийся хаотичным движением и перемешиванием потоков в сечении скважины, что ведет к более однородному, по сравнению с ламинарным потоком, профилю скорости.

В целом, с точки зрения интерпретации ПГИ, однофазный поток в скважине является значительно более «простым» случаем по сравнению с многофазным течением, особенно в случае с горизонтальными скважинами – для определения профиля притока достаточно наличия достоверных показаний расходомера. Присутствие только одной фазы в потоке исключает необходимость использования датчиков состава. В данных условиях, как правило, достаточно использования стандартной компоновки приборов ПГИ, включающей один или, что более предпочтительно, два расходомера. Второй расходомер выполняет дублирующую функцию (получение данных даже в случае их отсутствия по одному из расходомеров) и обеспечивает проведение дополнительного контроля качества полученных замеров. Скорость потока, измеряемая единственным центрированным в колонне расходомером, не равна средней скорости течения вследствие того, что расходомер покрывает менее половины сечения скважины и, таким образом, замеряет наиболее быстро движущуюся часть потока. Для приведения замеряемой расходомером скорости к фактической средней скорости потока вводится коррекционный фактор, являющийся функцией от числа Рейнольдса. При однофазном режиме течения такой подход, в отличие от случая с многофазным потоком в наклонных и горизонтальных скважинах, обеспечивает достаточно достоверный результат.

Результаты:

- Определение накопленного и поинтервального дебита/поглощения
- Построение индикаторной диаграммы для отдельных пластов (IPR)
- Уточнение профиля проницаемости
- Определение плотности флюида
- Оценка технического состояния ствола скважины
- Обнаружение заколонных и межпластовых перетоков
- Оптимизация заканчивания и режима эксплуатации скважины
- Оценка качества проведенных ГРП и РИР

Преимущества:

- Высокая достоверность профиля притока благодаря используемым алгоритмам обработки и контролю качества получаемых данных

Входные данные:

- Полевые данные с приборов ПГИ
- Конструкция скважины
- Свойства пластовых флюидов (PVT)
- Инклинометрия (по возможности)
- Устьевые давление и дебиты (по возможности)

Аппаратура:

- PSP, FSI*/FSI-HD

Программное обеспечение:

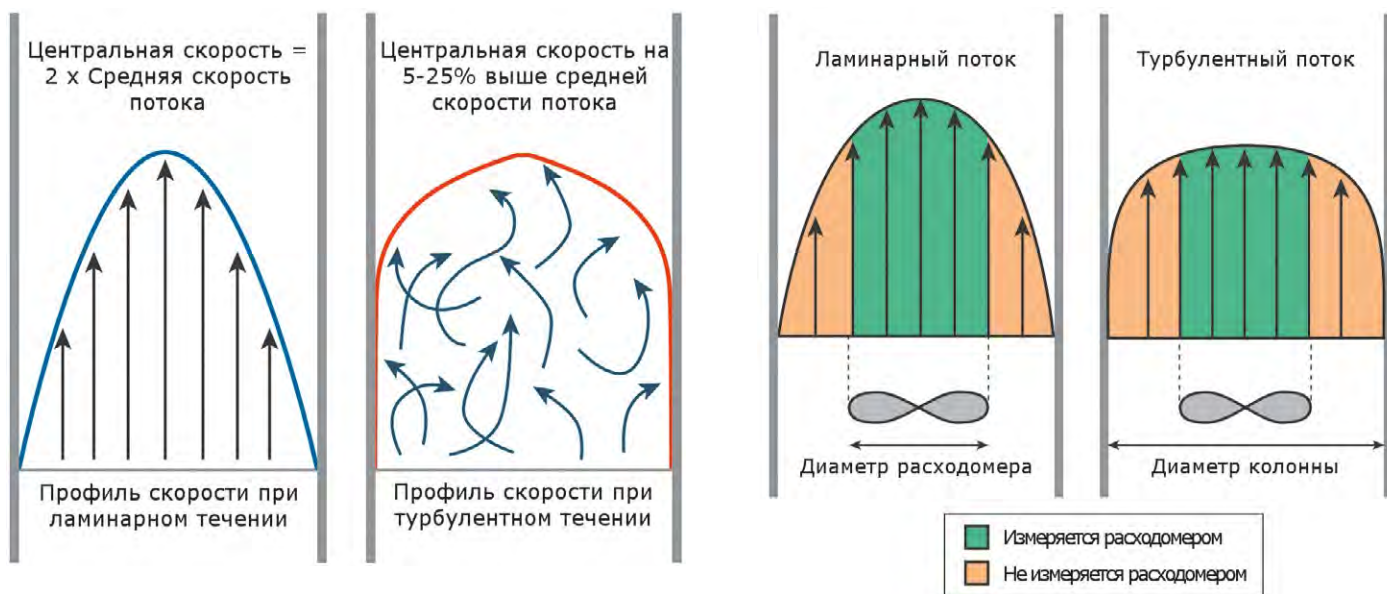
- Techlog*

Определение однофазного профиля притока/приемистости в вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных скважинах по данным PS Platform* (PSP)

Для перехода от показаний расходомера (об/сек) к скорости потока (м/мин) и, соответственно, дебиту скважины (м³/сут) требуется его калибровка, которая может быть выполнена как в остановленной, так и в работающей скважине. Стандартная программа исследований ПГИ включает осуществление проходов вниз/вверх на разных скоростях в остановленной и работающей скважине, что позволяет произвести калибровку расходомеров в забойных условиях и использовать для интерпретации данные, осредненные по нескольким проходам, что также повышает точность расчетов дебита и ведет к снижению статистической ошибки измерений.

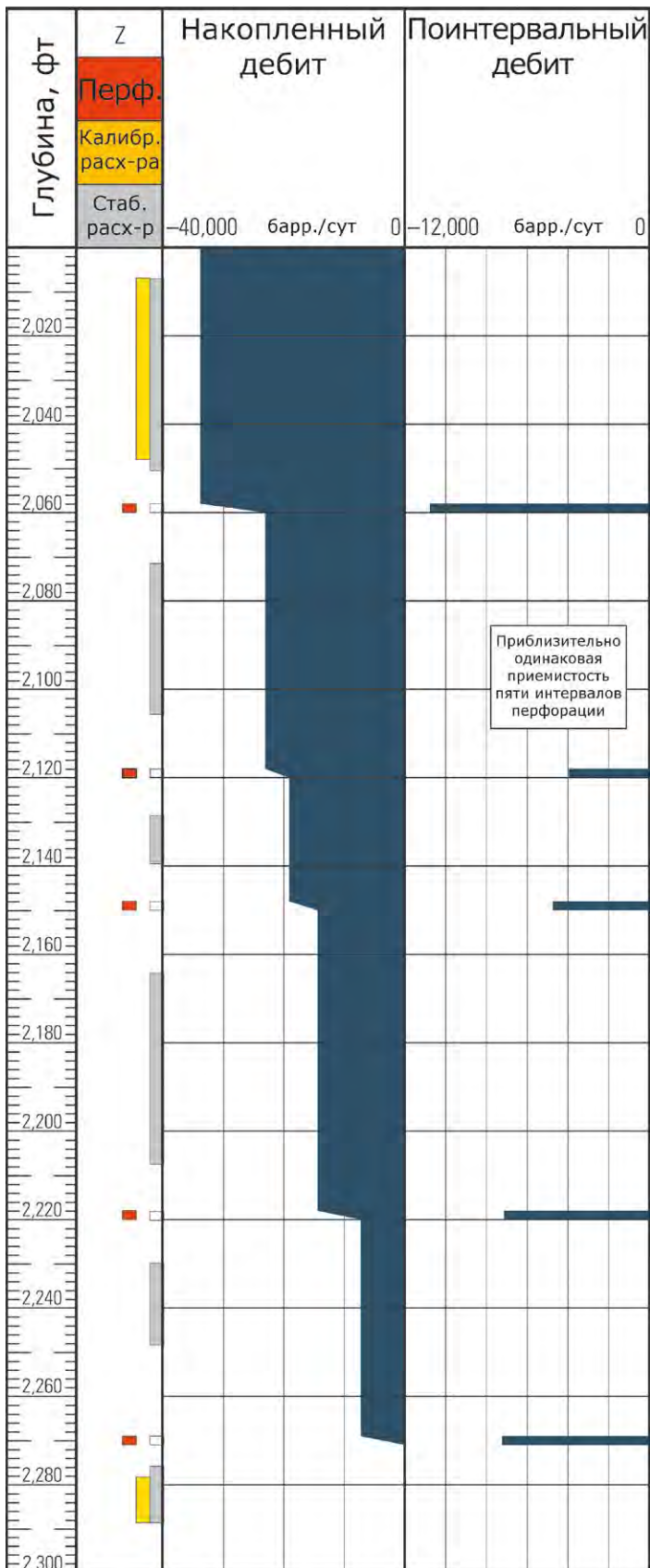
Некоторые из задач, которые также возможно решить в ходе интерпретации ПГИ при однофазном характере потока:

- расчет индикаторной диаграммы для отдельных пластов (IPR) при записи ПГИ на нескольких режимах работы скважины;
- уточнение профиля проницаемости на основе дополнительного привлечения данных ГИС открытого ствола и испытания скважин;
- определение плотности флюида в вертикальных и наклонно-направленных скважинах по данным манометрии;
- оценка технического состояния ствола скважины посредством кавернометрии, термометрии и расходомерии;
- обнаружение заколонных и межпластовых перетоков при помощи комплексного анализа данных термометрии и расходомерии;
- анализ работы скважины с целью оптимизации ее заканчивания и режима эксплуатации;
- оценка эффективности проведенного ГРП/РИР (ПГИ до и после проведения работ).



Профили скоростей при ламинарном и турбулентном режимах течения и их влияние на регистрируемую расходомером скорость [21]

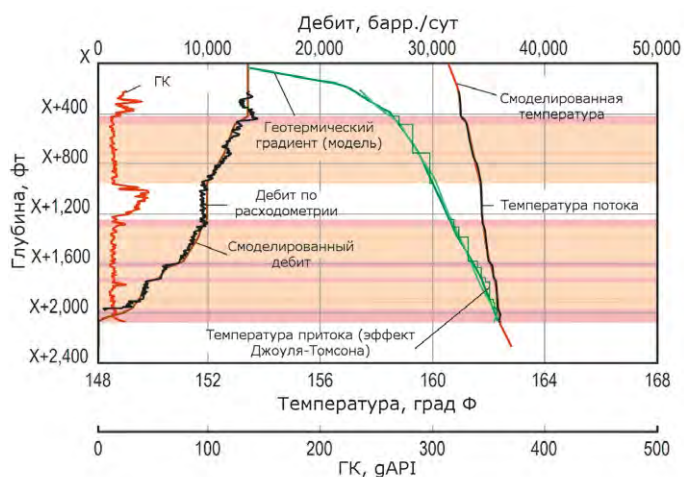
Определение однофазного профиля притока/приемистости в вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных скважинах по данным PS Platform* (PSP)



Рассчитанный на основе данных ПГИ профиль приемистости характеризуется относительно равномерным поступлением закачиваемой воды в пять интервалов перфорации [21]

Температурные исследования являются базовым инструментом, применяемым для мониторинга работы скважин в промышленной геофизике, начиная с 30-х годов прошлого столетия, и одним из наиболее информативных методов, который позволяет достоверно идентифицировать интервалы поступления жидкости и газа в скважину, а также определить наличие заколонных перетоков и мест негерметичности обсадной колонны. Более того, современное программное обеспечение предоставляет возможность выполнять не только качественный, но и количественный анализ параметров работы вскрытых скважиной пластов и получать распределенный профиль притока, который тесно связан с изменяемым в течение времени температурным профилем скважины.

Для решения задач по определению профиля притока достаточно успешно применяется температурное моделирование, позволяющее, при наличии качественных температурных замеров, получать результаты, сопоставимые по детализации с механической расходомерией.



Сопоставление результатов температурного моделирования и показаний механической расходомерии [68]

Недостатком традиционных температурных исследований, регистрируемых в процессе каротажа при помощи приборов ПГИ, являются продолжительные временные интервалы между зарегистрированными данными, где отсутствует информация об изменениях температурного поля скважины, что делает такие замеры практически бесполезными при анализе быстропроходящих переходных процессов, несущих большое количество информации о характере работы пласта. При этом оптоволоконные системы распределенных температурных измерений (DTS) лишены подобного недостатка и могут применяться для решения достаточно сложных задач температурного мониторинга, таких как:

- Анализ приемистости пластов в нагнетательных скважинах методом регистрации тепловой метки
- Определение источника обводнения
- Анализ эффективности работы паронагнетательных и SAGD скважин
- Оценка эффективности кислотной обработки
- Оценка пластового давления по регистрации скорости снижения/восстановления уровня жидкости в НКТ

Результаты:

- Определение накопленного и поинтервального дебита в вертикальных, наклонных и горизонтальных скважинах
- Определение профиля приемистости в нагнетательных скважинах
- Определение приемистости скважины методом регистрации тепловой метки*
- Определение источника прорыва газа
- Определение источника обводнения*
- Оценка технического состояния ствола скважины и определение мест негерметичности колонны и заколонных перетоков
- Определение высоты поднятия цемента
- Анализ эффективности работы паронагнетательных и SAGD скважин*
- Оценка эффективности кислотной обработки*
- Оценка высоты поднятия трещины ГРП и авто-ГРП
- Локализация мест инициации трещин при проведении МГРП
- Оценка пластового давления по регистрации скорости снижения/восстановления уровня жидкости в НКТ*

Преимущества:

- Количественное определение интенсивности притока по данным температурных замеров
- Возможность регистрации и анализа быстрых переходных процессов с целью определения параметров работы низкодебитных скважин на неустановившихся режимах течения*
- Возможность проведения исследований в скважинах с неблагоприятными условиями (высокое давление, температура, вязкость и т.д.)
- Возможность регистрации параметров работы пласта через одну и более колонн

Входные данные:

- Данные термометрии, записанные в ходе ПГИ
- Конструкция скважины
- Инклинометрия
- Устьевые давление и дебиты
- Свойства пластовых флюидов (PVT)
- Температурные и петрофизические параметры вскрытых пластов
- Литология

Аппаратура:

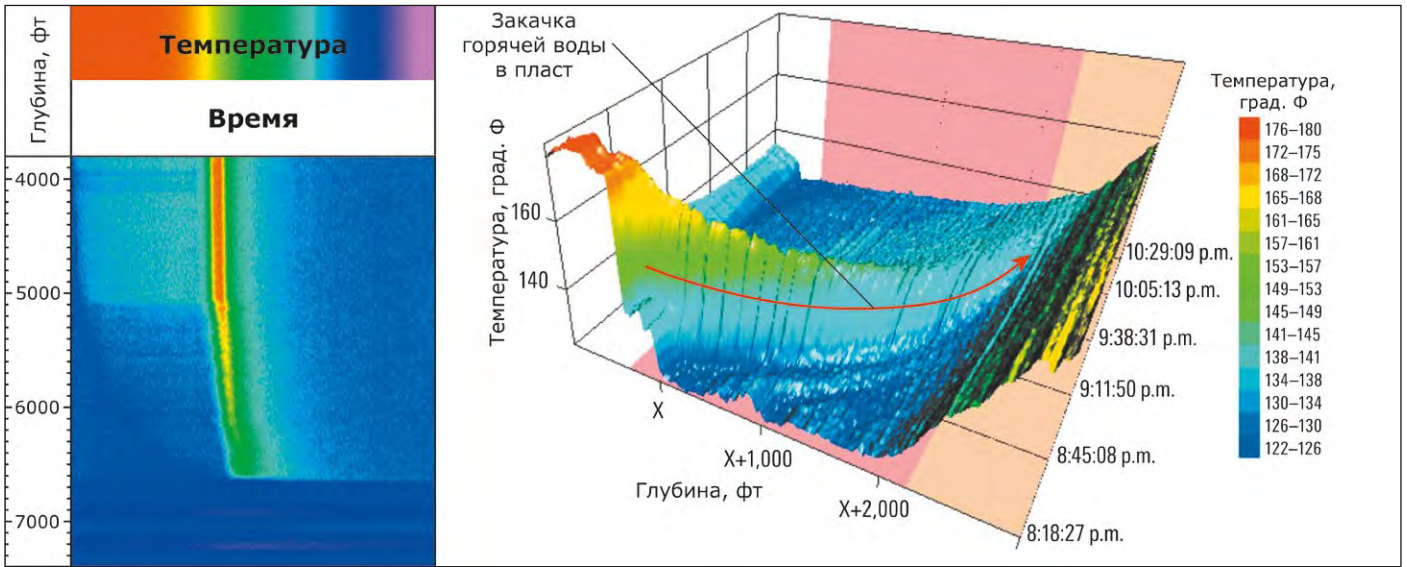
- Аппаратура для регистрации данных термометрии (PSP*, FSI*, FSI-HD)
- Оптоволоконные системы регистрации данных распределенной термометрии (DTS)

Программное обеспечение:

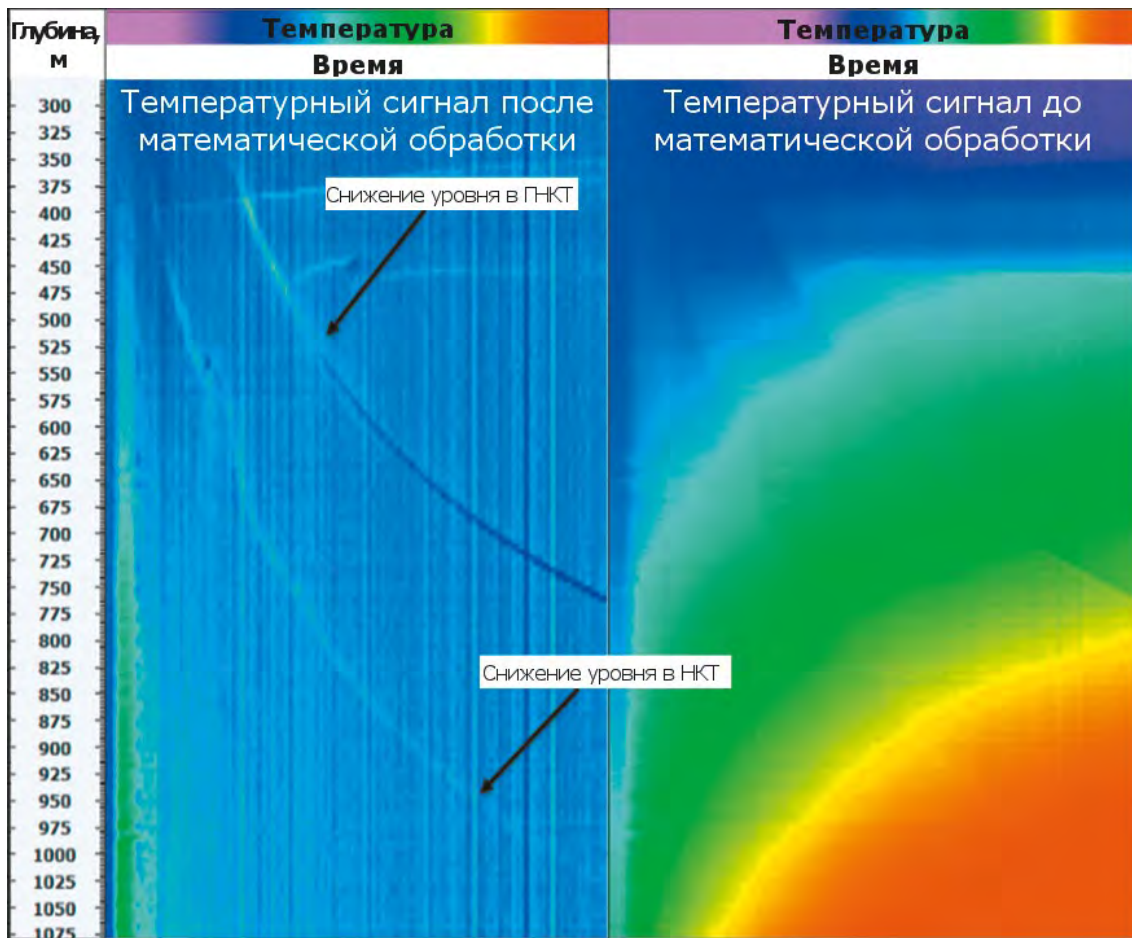
- Techlog*

* Возможно только при проведении исследований с применением оптоволоконных систем распределенной термометрии (DTS)

Анализ и интерпретация температурных данных



Регистрация скорости продвижения тепловой метки в нагнетательной скважине [68]



Анализ данных DTS для оценки пластового давления по снижению уровня в НКТ [62]

Определение содержания фаз в потоке по данным кислород-углеродного каротажа (RST-TPHL*)

Анализ «TPHL» включает в себя обработку и интерпретацию данных прибора RST, записанного в обсадной колонне в режиме IC (кислород-углеродного каротажа и спектроскопии).

Проведение исследований с помощью прибора ИНГК-С является, как правило, специальным методом промысловой геофизики и позволяет решить задачу по определению состава потока в сложных скважинных условиях, где применение стандартных датчиков состава (электрических, оптических) не позволяет выполнить достоверную оценку процентного содержания фаз в потоке. Использование ИНГК-С является целесообразным в скважинах, где большая часть потока течет за колонной и не может быть исследована стандартной аппаратурой ПГИ. Наличие в скважине высоковязкой/высокопарафинистой нефти, которая может налипать на элементы датчиков состава и искажать их измерения или водо-нефтяных эмульсий также является показанием к применению радиоактивных методов ПГИ.

Результаты:

- Процентное содержание нефти, воды и газа в потоке

Преимущества:

- Возможность проведения исследований в широком диапазоне скважинных условий
- Регистрация состава потока внутри и за колонной

Входные данные:

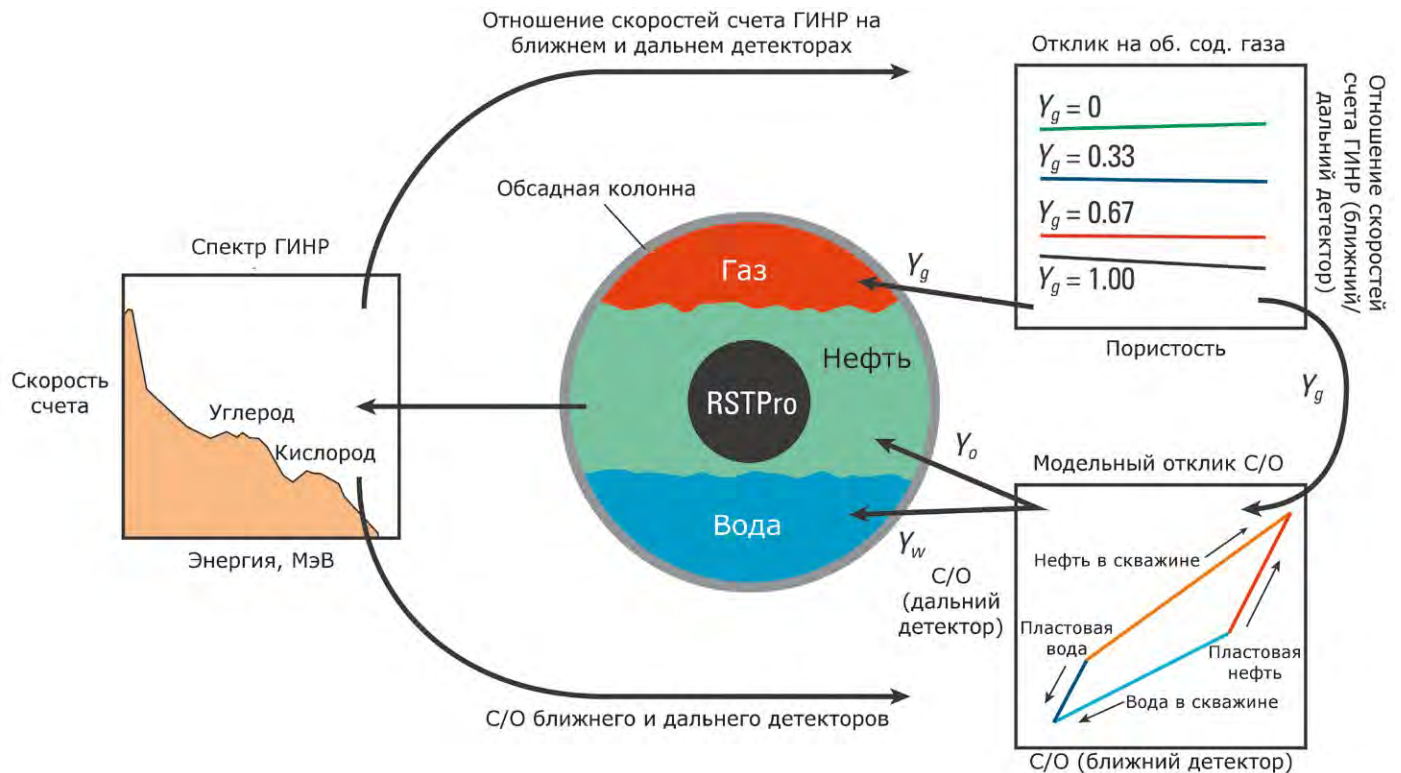
- Полевые данные RSTPro*
- Конструкция скважины
- Результаты интерпретации ГИС в открытом стволе (оценки литологии, ФЕС, выделение коллекторов, Кнг и типа УВ)
- Свойства флюида в пластовых условиях (PVT)

Аппаратура:

- RSTPro / PNХ

Программное обеспечение:

- Techlog*

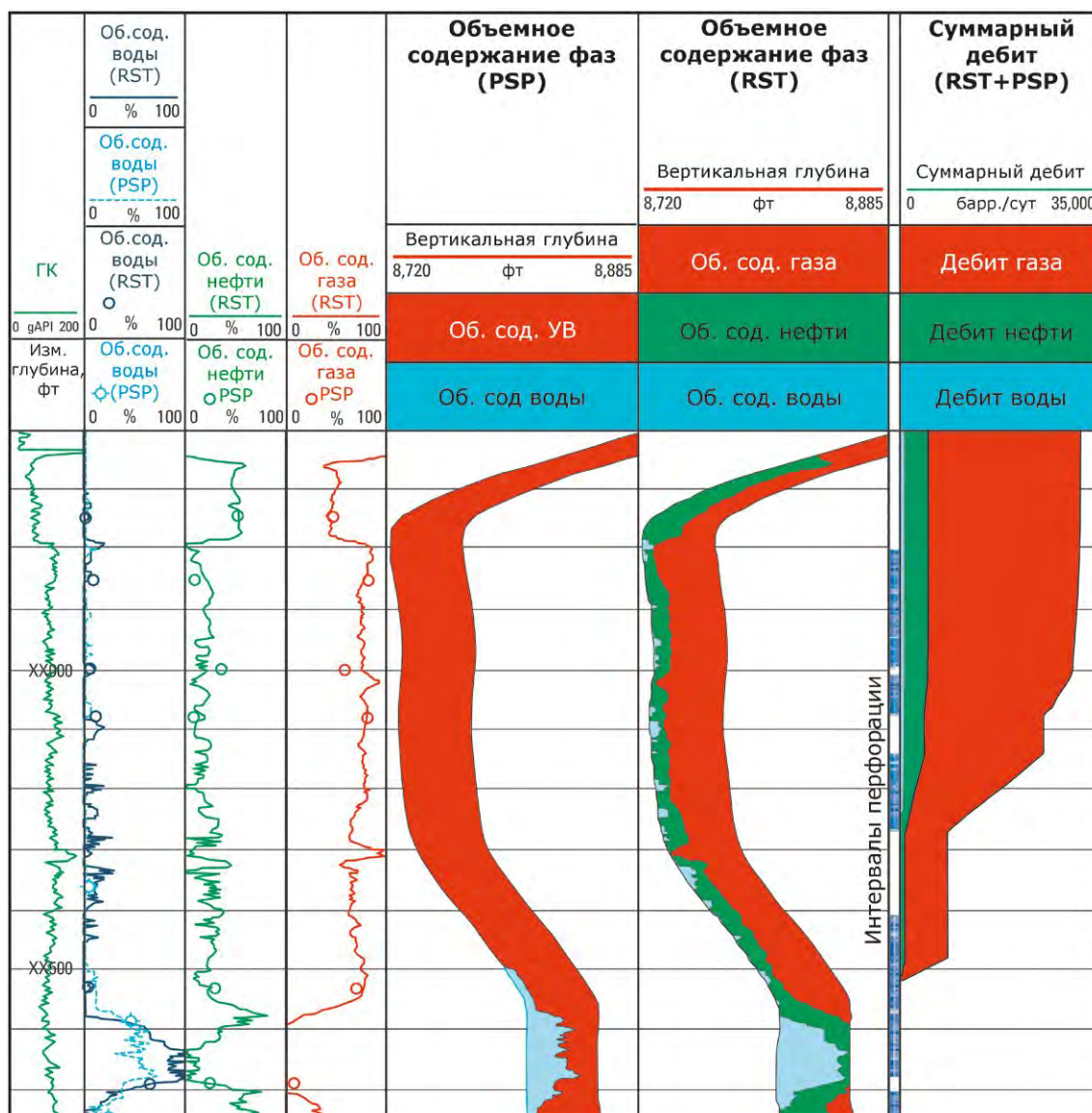


Принцип определения содержания фаз по данным кислород-углеродного каротажа [21]

Определение содержания фаз в потоке по данным кислород-углеродного каротажа (RST-TPHL*)

Результатом обработки данных TPHL являются кривые процентного содержания воды, нефти и газа в потоке, которые в дальнейшем могут быть использованы совместно с данными механической расходомерии для выполнения количественной интерпретации профиля и состава притока. В случае комплексирования показаний аппаратуры ПГИ и ИНГК-С возможно проведение оценки потока, текущего за колонной, что позволяет выполнять более точный расчет и предоставлять более качественную интерпретацию данных ПГИ.

Обработка включает те же этапы, что и стандартный C/O каротаж: коррекция измеренных спектров ГИНР и ГИРЗ, используя результаты эталонировки прибора, увязка по глубине и осреднение повторных записей (проходов) прибора для улучшения статистики измерений. Для расчета процентного содержания газа используется соотношение скоростей счета спектров ГИНР на ближнем и дальнем детекторах, а для расчета содержания воды и нефти в потоке применяется соотношение C/O, скорректированное на содержание газа в колонне и специальная палетка, изображенная на Рис.1. Для минимизации влияния разреза на показания ИНГК-С на вход обработчика подаются кривые литологии, рассчитанные в ELAN и пористость.



Использование RST-TPHL для оценки распределения фаз и расчета профиля притока в горизонтальной скважине совместно с данными PS Platform*

Интерпретация кислород – активационного каротажа для определения скорости потока флюида в колонне (RST-WFL*)

Анализ «WFL» включает в себя обработку и интерпретацию данных прибора RST, записанного в обсадной колонне в режиме WFL – (кислород – активационный каротаж).

Анализ «WFL» позволяет определять скорость течения воды как в колонне, так и в заколонном пространстве. Одной из задач данного метода является обнаружение зон заколонных перетоков. Для исследований скорости течения воды внутри колонны данный метод является наиболее эффективным при низких скоростях течения, при которых вертушечная расходомерия работает неудовлетворительно. В горизонтальных и наклонно-направленных скважинах, законченных щелевыми фильтрами, целесообразно комплексовать приборы ПГИ (PSP*, FSI*) и RST-WFL.

Измерения RST-WFL выполняются в режиме стационарной записи. Генератор нейтронов формирует короткую вспышку нейтронов, ионизирующих атомы кислорода, входящие в состав воды. Вскоре после активации молекулы кислорода начинают переходить из возбужденного состояния в нормальное с испусканием гамма-квантов, пик которых улавливается детектором прибора. Время начала нейтронного импульса и время регистрации пика гамма-квантов измеряется и, затем, рассчитывается скорость потока воды с учетом известной длины прибора.

Система RST-WFL позволяет использовать несколько детекторов гамма-излучения, что предоставляет возможность измерять скорость течения воды в достаточно широком диапазоне. При горизонтальных или однофазных режимах течения измеренные значения скорости соответствуют средней скорости потока воды. При благоприятных условиях площадь под пиком графика гамма-излучения можно использовать для расчета дебита воды. Значения скорости, полученные в точках на различных глубинах, корректируются с учетом присутствия прибора в скважине.

Результаты:

- Скорость потока воды в скважине
- Определение заколонных перетоков

Преимущества:

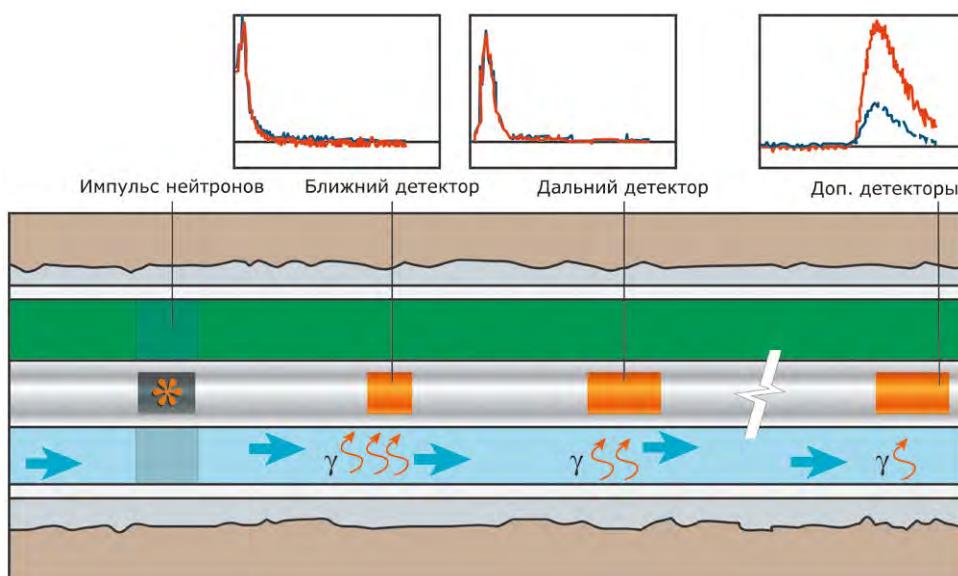
- Возможность количественной оценки скорости потока за колонной
- Возможность регистрации низких скоростей потока

Входные данные:

- Конструкция скважины

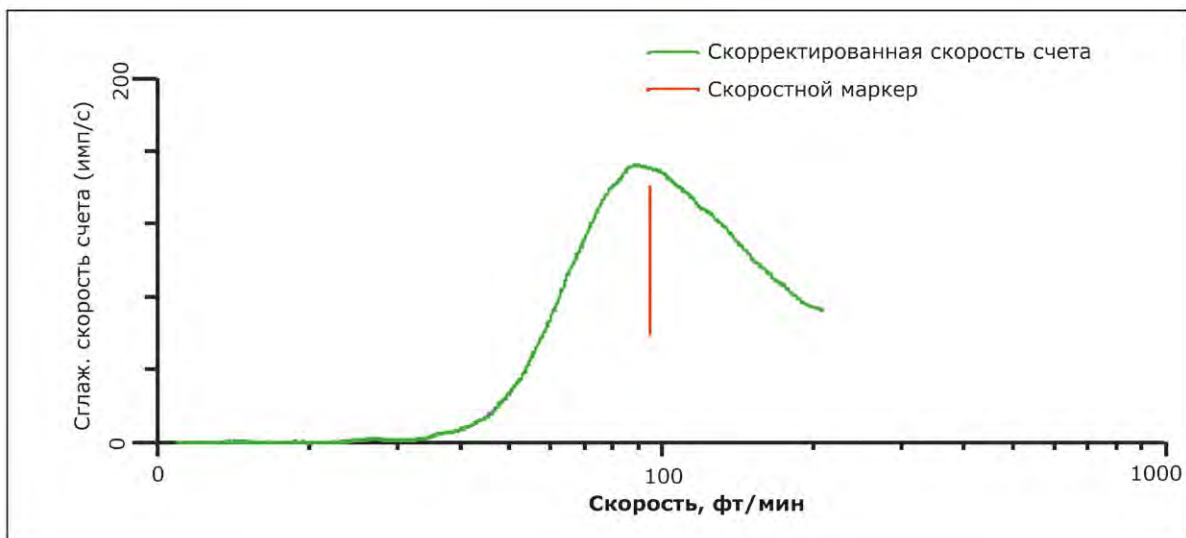
Аппаратура:

- RSTPro*



Принцип стационарных замеров WFL [21].
(Комментарий: изображение 1)

Интерпретация кислород – активационного каротажа для определения скорости потока флюида в колонне (RST-WFL*)



Пример результатов проведения стационарного замера WFL. Зарегистрирован восходящий поток воды в хвостовике скоростью 95.2 фт/мин с погрешностью 3 фт/мин [48]

1. "Advances in LWD Multiple Depth of Investigation Array Sigma Measurements". Marie-Laure Mauborgne, Françoise Allioli, Chanh Cao Minh, Roger Griffiths, Carlos Maeso, Nicole Reichel, Christian Stoller, Doug Murray, Hendrayadi Prabawa (Schlumberger), Mostafa Haggag, Ahmed AlKhoori (Abu Dhabi Company for Onshore Oil Operations ADCO). SPWLA 54th Annual Logging Symposium, June 22-26, 2013.
2. "A Novel Inversion Method for Interpretation of a Focused Multisensor LWD Laterolog Resistivity Tool". Qiming Li, John Rasmus, and Darrel Cannon, Schlumberger. SPWLA 40th Annual Logging Symposium, May 30 – June 3, 1999
3. Barton, C.A., M.D. Zoback, and D. Moos, 1995, Fluid flow along potentially active faults in crystalline rock: *Geology*, v. 23/8, p. 683-686.
4. "Cased Hole Formation Evaluation", Sonatrach-Schlumberger Well Evaluation Conference – Algeria 2007 (Schlumberger, 2007)
5. Case Study: ExxonMobil Maps Complex Injectite Reservoir to Effectively Geosteer into Target Sands, North Sea, Schlumberger
6. Case study: FlairFlex Service Reveals Unexpected Oil Layer Offshore Malaysia, Schlumberger
7. Case Study: Horizontal Drilling Campaign Reverses Production Decline, Achieving Average 3,188 bb/d per Well, Schlumberger
8. Case study: Invizion Evaluation and Isolation Scanner Services Help Operator Isolate Shallow Aquifer, Schlumberger
9. Case Study: LWD Imaging Guides Well Placement Through Productive Zones in Faulted Carbonate Reservoir, Schlumberger
10. Case Study: Mangrove Stimulation Design Defines Geomechanical Characteristics in Unconventional Reservoir, Schlumberger
11. Case study: Map Turbidite Sand with High-Resolution BARS Imaging, Schlumberger
12. "Characterization of Underlying Pore and Fluid Structure Using Factor Analysis on NMR Data". Vikas Jain, Chanh Cao Minh, Nick Heaton, Paolo Ferraris, Luca Ortenzi, Schlumberger, Mauro Torres Ribeiro, OGX. SPWLA 54th Annual Logging Symposium, June 22-26, 2013
13. "Combining NMR and Density Logs for Petrophysical Analysis in Gas-bearing Formations". R. Freedman, Chanh Cao Minh and Greg Gubelin, Schlumberger Oilfield Services, J.J. Freeman, Shell E&P technology Company, Thal McGinness and Bob Terry, Amoco Production Company, David Rawlence, Woodside Offshore Petroleum. SPWLA 39th Annual Logging Symposium, May 26-29, 1998.
14. Cornel Olariu and Janok P. Bhattacharya "Terminal Distributary channels and delta front Architecture of river-dominated delta systems" *Journal of Sedimentary Research*, 2006, v. 76, 212-233, Google Maps
15. Dielectric Scanner Multifrequency dielectric dispersion service, Schlumberger
16. "Diffusion-Editing: New NMR Measurement of Saturation and Pore Geometry". M. D. Hürlimann, L. Venkataramanan, C. Flaum, P. Speier, C. Karmonik, R. Freedman, and N. Heaton, Schlumberger. 43rd Annual SPWLA Meeting in Oiso, Japan, June 2nd to June 5th, 2002.
17. Flow Scanner Production logging in multiphase horizontal wells, Schlumberger
18. Fracture apertures from electrical borehole scans, *Geophysics*, vol. 5, p. 821-833, 1990
19. "Fundamentals of Dielectric Dispersion Logging", Jean-Marc Donadille, Ollivier Faivre, Richard Leech, Schlumberger
20. "Fundamentals of Formation Testing", Schlumberger
21. "Fundamentals of Production logging", C.Whittaker, Schlumberger
22. GeoFlex Quantitative cuttings analysis and imaging service, Schlumberger
23. GHOST Gas Holdup Optical Sensing Tool Shedding light on production logging, Schlumberger
24. "Interpretation of Multiarray Induction Logs in Invaded Formations at High Relative Dip Angles". Thomas D. Barber, Tracy Broussard, Gerald N. Minerbo, Zlatko Sijercic, and David Murgatroyd. 1999-V40N3A1 SPWLA Journal Paper – 1999
25. IPTC 10546 "A Novel Ultrasonic Cased-Hole Imager for Enhanced Cement Evaluation". R. van Kuijk, SPE, S. Zeroug, B. Froelich, SPE, M. Allouche, SPE, S. Bose, D. Miller, J.-L. le Calvez, V. Schoepf, SPE, and A. Pagnin, Schlumberger
26. Litho Scanner High-definition spectroscopy service, Schlumberger
27. MicroScope Resistivity- and imaging- while-drilling service, Schlumberger
28. MR Scanner Direct reservoir answers, Schlumberger
29. Multiscale Structural Interpretation Services: Measurement integration for 3D reservoir mapping, Schlumberger
30. Neoscope Sourceless formation evaluation while drilling, Schlumberger
31. Oilfield review (Autumn 2004), Schlumberger
32. Oilfield Review (Autumn 2013), Schlumberger
33. Oilfield Review (Spring 2003), Schlumberger
34. Oilfield Review (Spring 2006), Schlumberger
35. Oilfield Review (Spring 2008), Schlumberger
36. Oilfield Review (Spring 2012), Schlumberger
37. Oilfield Review (Spring 2016), Schlumberger
38. Petrel Reservoir Geomechanics: Интегрированная среда для 3D и 4D геомеханического моделирования
39. Rt Scanner True 3D measurements for enhanced reservoir quantification, Schlumberger
40. SPE 102456 "Direct Measurements of Minimum Horizontal Stress, Permeability, and Permeability Anisotropy in a Siberian Oil Field Using a Wireline Formation Tester". Ayan C. and Achourov V., SPE, Schlumberger, Alpatov A., SPE, Sibneft-Khantos and Diyashev I., SPE
41. SPE 102818 "Focused Risk-Management Brings a Step-Change Improvement in Drilling Performance at Sakhalin's Odoptu ERD Development". N. Mohammed, SPE, M. Chernov, and E. Manalac-Troan, Schlumberger, and Y. Kaydalov, Rosneft SMNG
42. SPE 113650 "A New Method for Gas Well Deliverability Potential Estimation Using MiniDST and Single Well Modeling: Theory and Examples". N.Karthik Kumar, SPE, Sameer Joshi, SPE and Raj Banerjee, SPE, Schlumberger, K.M.Sundaram, ONGC
43. SPE 126095 "3D Reservoir Geomechanical Modeling in Oil/Gas Field Production". N. Koutsabeloulis, SPE, Schlumberger Reservoir Geomechanics Centre of Excellence; and X. Zhang, SPE, Schlumberger Reservoir Geomechanics Centre of Excellence
44. SPE 133877 "Hydraulic Fracture Monitoring to Reservoir Simulation: Maximizing Value". C.L. Cipolla, M.J. Williams, X. Weng, M. Mack, and S. Maxwell, Schlumberger
45. SPE 137965 "Determination of Critical In-situ Stress Parameters for Future Well Placement: An Integrated Case Study From C-Series Fields of Tapti-

- Daman Block, Mumbai Offshore, India". Sarvagya Parashar, Koushik Sikdar, Dipanka B Roy, Chandramani Shrivastva, Schlumberger Asia Services Ltd. V.B. Kumbhar, P.P.S. Majithia, R.C. Baishya, Ram Avtar, ONGC Ltd
46. SPE 140982 "Casing Integrity Evaluation in deep Well with Extreme Heavy mud in Tarim Basin". Jun Tian, Qinghua wang, Qingbin Guo, PetroChina Tarim Oilfield Company, Hongzhi Guo (Corresponding Author), SPE, Chuan Liu, SPE, Schlumberger
47. SPE 141021 "Evolution of Coiled Tubing Matrix Stimulation for Gas Wells in Saudi Arabia". Mohamed Al-Atwi, J. Ricardo Soares, Ricardo Amoroch, Francisco Garzon, SPE, Saudi Aramco, Wassim Kharrat, John Stuker, Iyad Naji, SPE, Schlumberger
48. SPE 142834 "Direct Detection of Downward Flow of Water Behind Casing Using Oxygen Activation Technique in Inverted Mode". Naveed Akram, Shahzad Ali, Bilal Shaukat, Pakistan Oilfields Ltd., Rawalpindi-Pakistan, Muhammad Haroon Mughal, Muzammil Ahmed Khidri, Muhammad Shafique Rana, Schlumberger, Islamabad-Pakistan
49. SPE 145883 "Walkaway VSP Aid in Well Location Selection in Mumbai High South India, A Case Study". R.K. Rana, T.K. Lim, Schlumberger; P.P. Deo and K.M. Sundaram, ONGC Ltd
50. SPE 150697 "The Characterization of Heavy Oil Reservoirs Using Downhole Fluid Analysis to Determine Fluid Type and Reservoir Connectivity". A. Tsiklavov, P. Weinheber and W. Wichers, Schlumberger; S. Zimin, A. Driller and R. Oshmarin, VankorNefit
51. SPE 160590 "Determining Reservoir Connectivity and Compositional Grading by Mapping Asphaltene Gradients". A. Tsiklavov, P. Weinheber and W. Wichers, J. Zuo, Schlumberger; S. Zimin, A. Driller and R. Oshmarin, Vankorneft
52. SPE 166831 "Successful Application of Special Log Interpretation Methodology for Estimation of Petrophysical Properties of Thin-Bedded Reservoirs of Vikulovskaya Layers of Krasnoleninskoe Oilfield". M.E. Martinov, A.V. Kozlov, F.Y. Leskin, TNK-Nyagan; A.Y. Filimonov, D.M. Ezersky, S.S. Egorov, V.A. Blinov, P. Weinheber, Schlumberger
53. SPE 166917 "New technologies in geosteering on example of South Tambey Gas-Condensate Field". E. Bondarev, O. Leontyeva, Yamal SPG, M. Sharov, Schlumberger
54. SPE 171265 "Best Practice of Horizontal Well Construction Operations for the Challenging, High-Pressure Achimov Formation – Urengoykoe Field". P. Dobrokhleb, A. Ablaev, D. Chetverikov, S. Zavarigin, A. Inyushina, Y. Petrakov, A. Sobolev, and D. Zadornov, Schlumberger; O. Tarasov, A. Milushkin, and A. Milenkiy, JSC Arcticgas; M. Grigoryev and D. Sidorov, JSC Novatek
55. SPE 171328 "Drilling Record ERD Wells at Yamal Region". E. Glebov, I. Shokarev, A. Boroday, and M. Grigoryev, NOVATEK; A. Gulov and A. Zhudov, Investgeoservice; D. Chetverikov, S. Dymov, P. Dobrokhleb, A. Ablaev, A. Yakovlev, Y. Petrakov, A. Sobolev, E. Korelskiy, D. Zadornov, S. Zavarigin, D. Sulimov, V. Kuzakov, A. Alexandrova, D. Perkshev, A. Makhambetov, L. Urmantseva, D. Leontyev, A. Belyaev, A. Shirshov, E. Shakirov, A. Kovalev and M. Gainullin, Schlumberger
56. SPE 176602 "Formation Pressure While Drilling Technology Applied in Arctic Environment: Yamal Region Case Study". M. Ivashin, A. Truba, V. Zhernakov, M. Gluschenko, V. Pavlov, E. Korelskiy, P. Weinheber, A. Yakovlev, A. Makhmotov, and D. Zadornov, Schlumberger; V. Kozlov, E. Glebov, and I. Shokarev, JSC NOVATEK; A. Buldin, A. Gulov, and F. Chimbulatov, ZAO Investgeoservice
57. SPE 176619 "Record ERD Senomanian Wells on Yamal". D. Zadornov, A. Truba, Y. Petrakov, A. Sobolev, V. Pavlov, S. Dymov, O. Grachev, D. Sosedkin, M. Ivashin, I. Gayanov, and V. Zhernakov, Schlumberger; E. Glebov and I. Shokarev, OJSC "Novatek"; A. Gulov and A. Zhudov, CJSC "Investgeoservice"
58. SPE 180021 "Delineate the Laminated Reservoir Profile While Drilling for Optimal Well Placement with Uncertainty Management". Yiming Wu, Jian Li, Jun Wan, and Shuquan Xiong, CNOOC-Shenzhen; Botao Chang, Chao Wang, Chengwen He, and Bin Yang, Schlumberger
59. SPE 182020 "4D Geomechanical Model Creation for Estimation of Field Development Effect on Hydraulic Fracture Geometry". V. Pavlov, E. Korelskiy, K.K. Butula, A. Klyubin, D. Maximov, A. Zinoviyev, D. Zadornov and O. Grachev, Schlumberger
60. SPE 182022 "Shale Stability When Drilling Deviated Wells: Geomechanical Modeling of Bedding Plane Weakness, Field X, Russian Platform". E. Konstantinovskaya and P. Laskin, Schlumberger; D. Ereemeev, A. Pashkov, and A. Semkin, CJSC Gazprom Neft Orenburg; F. Karpfinger, G. Yan, and O. Trubienko, Schlumberger
61. SPE 182032 "Innovative Geomechanical Approach Lead to Successful Drilling of the First Highly Deviated Well at the Kruzenshternskoe Field". D.A. Zadornov, O.V. Grachev, D.A. Maximov, D.V. Pekshev, E.P. Korelskiy and V.A. Pavlov, Schlumberger
62. SPE 182086 "Successful experience of Estimating Injection Flow Profile in Horizontal Wells Completed with Multistage Fracs in Conventional Reservoirs Using CT Conveyed Distributed Temperature Sensing". G. Malanya, K. Butula, K. Burdin, M. Khaziev, and S. Kuzmin, Schlumberger; I. Kaeshkov and M. Kremenetskiy, Gazpromneft-NTC
63. SPE 182823 "Pinpointing Irregularities in a Well's Integrity: Case Study". Ibrahim Al-Thwaiqib, Ahmed Ghanmi, and Abdullah Al-Mulhim, Saudi Aramco; Mustafa Bawazir, Schlumberger
64. SPE 62907 "Improved Saturation Determination in Thin-Bed Environments Using 2D Parametric Inversion". L. Jammes, SPE, O. Faivre, SPE, E. Legendre, P. Rothnemer and J-C. Trouiller, Schlumberger-Riboud Product Center, M-T. Galli, M. Gonfalini, SPE, and P. Gossenberger, SPE, ENI, AGIP Division
65. SPE 71707 "Case Studies Using Advanced Interpretation Techniques for Induction Logs". Thomas D. Barber, SPE, and Frank Shray, SPE, Schlumberger Oilfield Services
66. SPE 77714 "Resistivity Modeling of Array Laterolog Tools: An Application in an Offshore Norway Clastic Reservoir". M.T. Galli, ENI-Agip, M. Gonfalini, SPE, M. Mele, ENI-Agip, P. Belik, Schlumberger S-RPC, O. Faivre, SPE, L. Jammes, SPE, A. Litman, Schlumberger S-RPC
67. SPE 88683 "Comparison of Permeability Predictors from NMR, Formation Image and other Logs in a Carbonate Reservoir". J. K. Hassall, SPE, Abu Dhabi Company for Onshore Oil Operations; P. Ferraris, M. Al-Raisi, Schlumberger; N. F. Hurley, Colorado School of Mines; A. Boyd, SPE, D.F. Allen, Schlumberger-Doll Research
68. "The Essentials of Fiber-Optic Distributed Temperature Analysis" (2nd edition), George Brown, Schlumberger
69. "Well Placement Fundamentals", Schlumberger
70. "Wireline Spectral Porosity Analysis of the Arab Limestone – from Rosetta Stone to CIPHER". E. A. Clerke, Saudi Aramco, D. F. Allen, S. C. Crary, A. Srivastava, R. Ramamoorthy, P. Saldungaray, P. Savundararaj, D. Heliot, J. Goswami, G. Bordakov, Schlumberger. SPWLA 55th Annual Logging Symposium, May 18-22, 2014

- 71.** «Методические рекомендации по обоснованию подсчетных параметров залежей в терригенных отложениях по данным ГИС и новым методам ГДК-ОПК при постановке на учет и переводе УВС в промышленные категории запасов». ПАО «Газпром», ООО «Газпром Геологоразведка», компания «Шлюмберже Лоджелко Инк.», Москва 2015
- 72.** Научно-технический журнал «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». №12, 2016 г. Издательство: «ВНИИОЭНГ». ISSN: 0130-3872
- 73.** «Опыт использования расширенного комплекса ГИС при исследовании сложнопостроенных карбонатных коллекторов Тимано-Печорской НГП (Часть II)». С. Ю. Паньков, Ю. П. Ткаченко ОАО «Северная нефть», Г. В. Макарычев, Н. М. Свихнушин, Е. Е. Троицкая, Р. И. Тухтаев, компания «Шлюмберже Лоджелко Инк». НТВ «Каротажник» выпуск 10(163), 2007 г
- 74.** «Проведение специальных исследований при разработке месторождений в ООО «РН-Юганскнефтегаз». В.С. Комаров, А.Ю. Хитрюк (ООО «РН-Юганскнефтегаз»), Г.Т. Ишбердина, А.Ю. Филимонов («Шлюмберже Лоджелко Инк»). Научный журнал «Нефтяное хозяйство», выпуск 11 (2007 г)
- 75.** Рыбальченко В.В. и др. «Седиментологический анализ скважинных данных на примере дагинского горизонта северо-восточного шельфа о. Сахалин», Ученые записки Казанского университета, Т. 158, кн. 1, 2016, с. 55-74
- 76.** Фотография Малкинского ущелья с сайта Пятигорского отделения Русского географического общества (www.rgoro.ru)
- 77.** Шевченко А.А. «Скважинная сейсморазведка». -М: РГУ нефти и газа, 2002. 129с.

Schlumberger

Россия, 125171, Москва, Ленинградское шоссе д.16А, стр.3

За более подробной информацией обратитесь в местное представительство компании «Шлюмберже» или пришлите запрос на нашу электронную почту ds-book@slb.com

Веб-сайт: slb.ru

Copyright © 2017 Schlumberger. Все права защищены.

Ни одна из частей этого каталога не подлежит копированию, хранению в информационно-поисковой системе, или записи в любом виде и любыми средствами – электронными или механическими, включая фотокопирование и запись на электронные носители, без письменного согласия издателя. Представленная здесь информация считается точной, но без прямой или подразумеваемой гарантии. Технические характеристики актуальны на момент сдачи каталога в печать.

Знак «звездочка» (*) используется в данном документе для обозначения торгового знака компании «Шлюмберже». Названия других компаний, продуктов, и услуг являются собственностью их владельцев.



Schlumberger

e-mail: ds-book@slb.com

Веб-сайт: slb.ru