

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЙ
УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ СЕРГО ОРДЖОНИКИДЗЕ» (МГРИ)

На правах рукописи



Ильязов Ринат Расимович

**МЕТОДИКА ОПЕРАТИВНОГО ПРОГНОЗА ПРОФИЛЯ ПРИТОКА В
ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ ПРИ БУРЕНИИ ПУТЕМ
КОМПЛЕКСИРОВАНИЯ ДАННЫХ ГАЗОВОГО КАРОТАЖА И
СЕКВЕНИРОВАНИЯ ДНК МИКРОБИОТЫ ШЛАМА**

Специальность 1.6.9. «Геофизика»

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени

кандидата технических наук

Научный руководитель:

доктор технических наук

Шахвердиев Азизага Ханбаба оглы

Москва
2026

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
Глава 1. ПРИМЕНЕНИЕ ГАЗОВОГО КАРОТАЖА ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН.....	22
1.1. История становления метода.....	22
1.2. Теоретические основы развития метода газового каротажа.....	26
1.3. Обеспечение метрологической состоятельности метода.....	28
1.4. Опыт практического применения газового каротажа при бурении горизонтальных скважин.....	40
1.4.1. Геонавигация при бурении горизонтальных скважин.....	40
1.4.2. Оперативное определение межфлюидных контактов.....	43
1.4.3. Оперативное определение трещин/разломов с помощью газового каротажа.....	45
1.4.4. Определение пластового давления по газовому каротажу для заканчивания горизонтальных скважин.....	48
Выводы по главе 1.....	50
Глава 2. ТЕХНОЛОГИЯ СЕКВЕНИРОВАНИЯ ДНК В ИССЛЕДОВАНИЯХ, ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН И РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА.....	53
2.1. Происхождение микроорганизмов, извлеченных из нефтяных пластов.....	55
2.2. Микроорганизмы, выделенные из нефтяных пластов.....	56
2.2.1. Метаногены.....	57
2.2.2. Сульфатредуцирующие бактерии.....	58
2.2.3. Ферментативные микроорганизмы.....	59
2.2.4. Другие микробные сообщества.....	60
2.3. Распределение микроорганизмов в нефтяных пластах в зависимости от типа питания и условий обитания.....	61
2.4. Изменение микробиомных сообществ в процессе разработки месторождения.....	65

Выводы по главе 2.....	68
Глава 3. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИССЛЕДОВАНИЯ БУРОВОГО ШЛАМА В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ	71
3.1. Обеспечение достоверной привязки проб шлама к глубинам исследования.....	72
3.2. Современные методы оперативного изучения шлама, керна и их информативность	81
3.3. Методика отбора проб шлама, керна и промывочной жидкости для секвенирования ДНК микробиоты	84
3.4. Пробоподготовка и выделение ДНК из образцов шлама.....	86
3.4.1. Амплификация гена из ДНК.....	87
3.4.2. Анализ данных.....	88
Выводы по главе 3.....	89
Глава 4. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЙ ЭТАП РАБОТЫ. КОМПЛЕКСИРОВАНИЕ ДАННЫХ ГАЗОВОГО КАРОТАЖА, ГИС И ДАННЫХ СЕКВЕНИРОВАНИЯ ДНК МИКРОБИОТЫ ШЛАМА.....	92
4.1. Сравнительный анализ данных газового каротажа и данных ГИС во время бурения.....	92
4.1.1. Интерпретация данных газового каротажа в стандартных условиях бурения.....	97
4.1.2. Интерпретация данных газового каротажа при бурении с использованием бурового раствора на углеводородной основе.....	100
4.1.3. Интерпретация данных газового каротажа при бурении с использованием утяжеленного бурового раствора.....	102
4.1.4. Оперативное определение литологических границ залежи во время бурения по данным газового каротажа.....	103
4.1.5. Оперативное определение газонефтяного контакта во время бурения по данным газового каротажа.....	109

4.2. Верификация данных газового каротажа на данных гамма-гамма плотностного каротажа.....	113
4.3. Верификация данных газового каротажа на данных ядерно-магнитного каротажа, на примере оперативного определения зон нахождения нефти с повышенной вязкостью в горизонтальном стволе.....	122
4.4. Верификация данных газового каротажа на данных ПГИ (определение профиля притока).....	126
4.5. Сравнительный анализ данных газового каротажа и ДНК микробиоты шлама и их верификация на данных гамма-гамма плотностного каротажа.....	134
Выводы по главе 4.....	139
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	144
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ.....	146
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	149
СПИСОК РИСУНКОВ.....	171
ПРИЛОЖЕНИЕ А. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2024685243 от 25 октября 2024 г. «Программное обеспечение для проверки метрологических характеристик газоаналитического комплекса станции геолого-технологических исследований».	
ПРИЛОЖЕНИЕ Б. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2024688163 от 25 ноября 2024 г. «Программное обеспечение для автоматической интерпретации газового каротажа по флюидным коэффициентам».	
ПРИЛОЖЕНИЕ В. Акт о внедрении (использовании) результатов кандидатской диссертационной работы в компании ООО «УДМ Ойл Сервис».	
ПРИЛОЖЕНИЕ Г. Акт о внедрении (использовании) результатов кандидатской диссертационной работы в компании ООО «БУРКОНТРОЛЬ-СЕРВИС».	

ПРИЛОЖЕНИЕ Д. Диплом за I место во всероссийском конкурсе «Новая идея» на лучшую научно-техническую разработку среди молодежи предприятий и организаций топливно-энергетического конкурса. Москва 2020 г.

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность исследования

В Российской Федерации доля трудноизвлекаемых и нерентабельных запасов превышает, по разным официальным оценкам, пятидесятипроцентный рубеж. При этом Западная Сибирь остается и будет основной нефтегазоносной провинцией России еще в течение многих десятков лет. Следовательно, для значительного количества нефтегазовых месторождений региона, становится актуальным применение новых технологий для вовлечения в разработку ранее экономически нерентабельных категорий запасов, представленных сложными геологическими условиями залегания, в том числе низкопроницаемыми, тонкослоистыми коллекторами с фациальной неоднородностью коллектора по латерали, водоплавающими залежами с газовыми шапками, наличие зон нахождения нефти с относительно повышенной вязкостью и т.д. [1]. Эффективная разработка таких месторождений все больше опирается на бурение скважин с горизонтальным окончанием, зачастую в сочетании с гидроразрывом пласта, к которому технологически отечественная промышленность в текущих масштабах, в достаточной степени, не была готова [2]. Проводка подобных скважин требует оперативной геонавигации в процессе бурения, точных и оперативных данных о геологическом строении вскрываемого разреза и насыщении коллектора флюидом [3]. Поэтому наиболее востребованными и актуальными являются оперативные геофизические методы исследования скважин в процессе бурения (далее по тексту LWD- Logging While Drilling) и их комплексирование [4]. В последние годы развитие подобных методов позволило с большой точностью получать информацию по траектории ствола скважины, вскрываемом разрезе залежи и насыщенности флюида.

Несмотря на все усовершенствования каротажных приборов, каротажные диаграммы и методы оценки не являются достаточно точными. На качество данных геофизических исследований скважин (ГИС) влияют не

только технические характеристики аппаратуры, но и состояние ствола скважины: наличие или отсутствие спирализации, каверн и желобов, шламовых подушек, расслоение бурового раствора и его проникновение в пласт и другие факторы [5, 6, 7]. Кроме того, бурение горизонтального участка скважины производится в относительно небольшом целевом интервале глубин, что затрудняет проведение стандартизации и нормировки данных в связи с отсутствием опорных пластов и каротажных диаграмм, зарегистрированных только в целевом интервале [8].

Таким образом, данные ГИС и информация, полученная на их основе, не всегда обеспечивают требуемую определенность и достоверность для принятия решения. Также остается нерешенной проблема наличия зоны непромера - расстояния от долота до точки записи данных регистрирующего прибора (рис. 1.1). В результате чего информация о типе породы, ее свойствах и насыщении флюидом и поступает с задержкой на расстоянии от 7 до 24 м (в среднем 12 м). Всегда есть вероятность того, что долото уже разбуривает породы нецелевого интервала, поскольку показания приборов каротажа еще не «дошли» до этой глубины непромера. В итоге последующий «возврат» в целевой пласт, точнее корректировка траектории ствола скважины, влечет за собой уменьшение проходки по продуктивной части горизонтального ствола скважины и, как следствие, уменьшается продуктивность скважины (рис. 1.2).

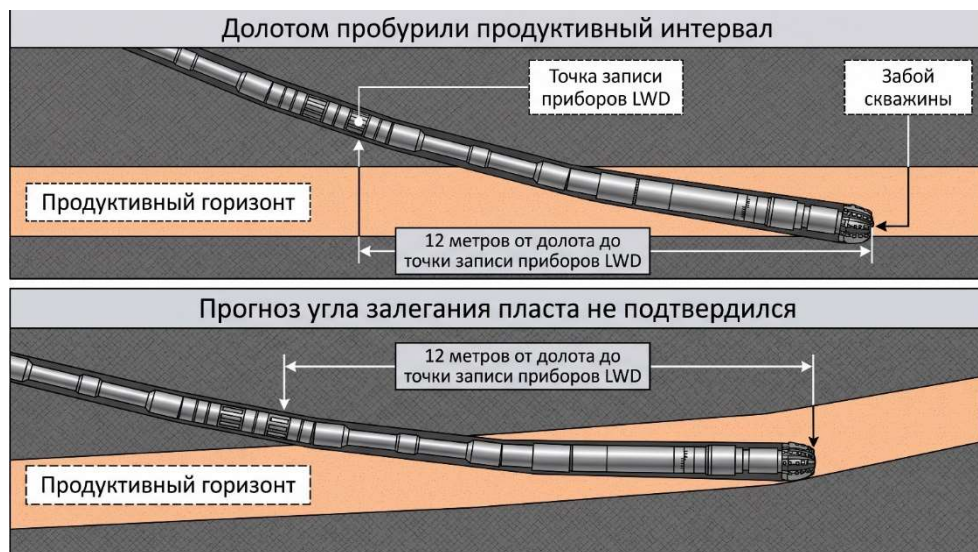


Рисунок 1.1 – Пример выхода из продуктивного слоя при вскрытии пласта

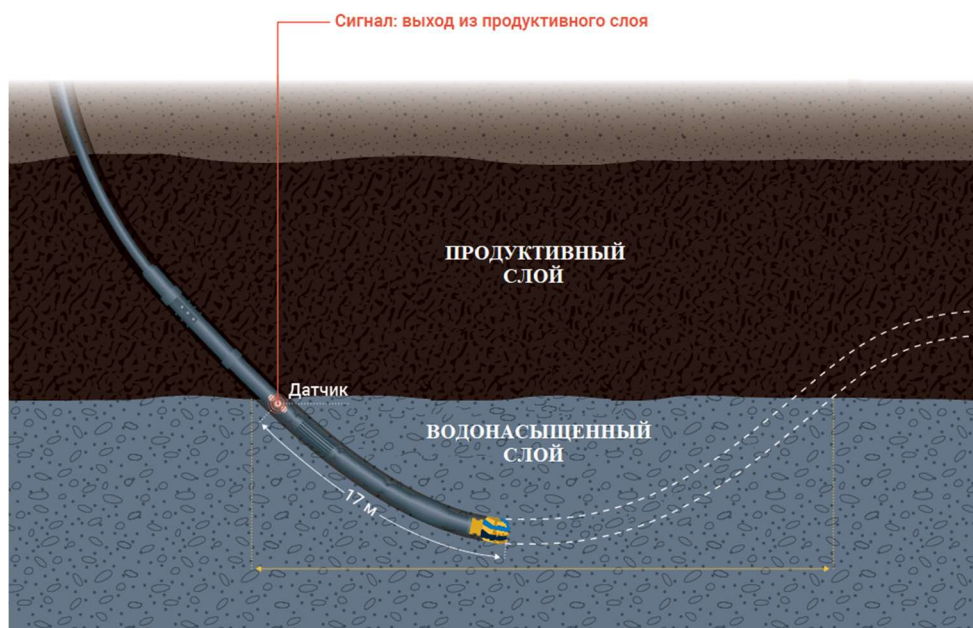


Рисунок 1.2 – Пример корректировки траектории ствола скважины [9].

На рисунке 1.3 представлен практический пример корректировки траектории скважины в процессе бурения. При средней скорости проходки в 23 м/ч данные газового каротажа приходили на 6 метров, раньше данных с геофизических приборов, что позволило более оперативно скорректировать траекторию при выходе долота в подошву целевого пласта. За счет скорости принятия решения удалось повысить эффективную длину проводки на 8%, что существенным образом повлияло на продуктивность скважины.

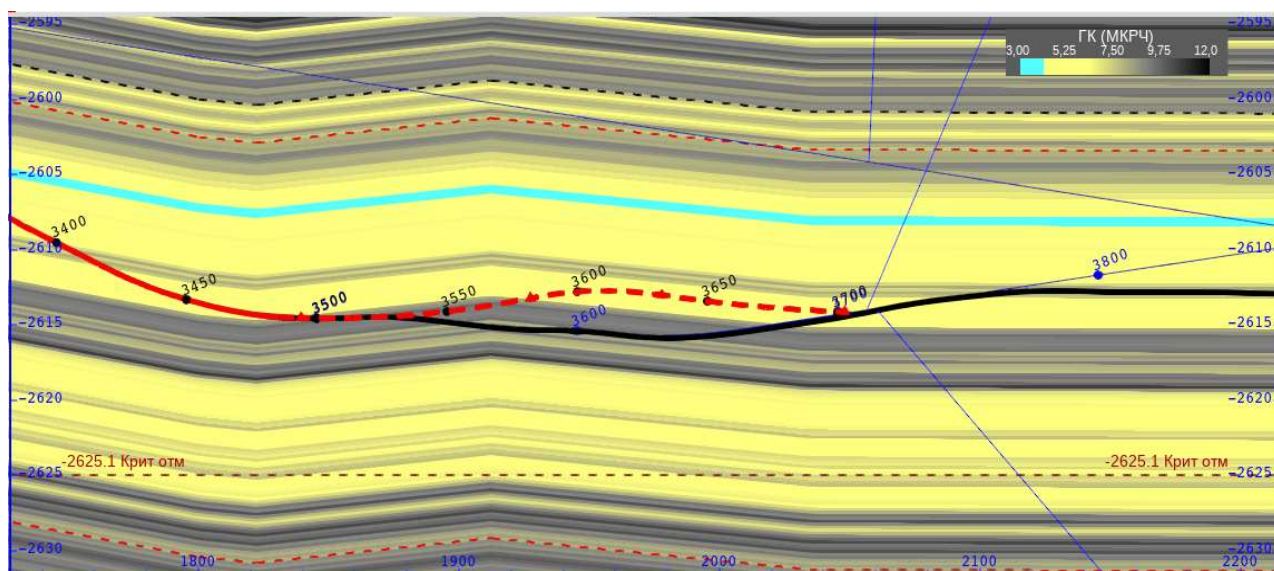


Рисунок 1.3 – Пример корректировки траектории ствола скважины на реальной скважине

Указанные проблемы влекут за собой снижение эффективной проходки по коллектору и, как следствие, отклонение фактических пусковых дебитов скважины от расчетных, что снижает экономическую эффективность эксплуатационного бурения. Наиболее очевидным решением является прогноз профиля притока в горизонтальном участке скважины в процессе бурения для оперативной корректировки траектории скважины. Однако это затруднено в связи с вышеописанными недостатками геофизического оборудования. Кроме того, уход иностранных компаний привел к потере российскими нефтедобывающими компаниями доступа к западным технологиям в области нефтяного сервиса, в том числе в области комплексных исследований скважин и пластов [10].

В настоящий момент проведение промыслово-геофизических исследований для определения профиля притока осуществляется на стадии эксплуатации скважины, когда уже нет возможности кардинально что-то поменять. Также стоит упомянуть, что профиль притока меняется в процессе эксплуатации скважины. Факт динамических изменений профиля притока в горизонтальных добывающих скважинах, как правило, сильно недооценивается службами промысла в России. Этот фактор может являться одной из основных причин значительных просчетов в разработке месторождений углеводородов [11]. Кроме того, траектория скважины также способна негативно повлиять на информативность основных методов определения притока [12]. Таким образом, информация по первоначальному (исходному) профилю притока может послужить не только для более рационального заканчивания скважины, но и для мониторинга его динамических изменений в процессе эксплуатации скважины.

Для прогнозирования профиля притока в горизонтальных скважинах в настоящее время применяются полуаналитические модели, учитывающие неоднородность коллектора, перепад давления в стволе скважины и эффекты повреждения призабойной зоны. Эти модели в теории должны позволить

прогнозировать распределение притока вдоль горизонтального участка с учетом различных факторов, включая анизотропию проницаемости и наличие естественных трещин [13-20]. Однако данные модели далеко не всегда подтверждаются на практике в связи с использованием недостоверных данных или их неполнотой.

Решение указанных проблем требует создания новых методик на основе уже имеющихся данных/источников информации и привлечения инновационных технологий и методик из других научных направлений. Одним из таких направлений является газовый каротаж, проводимый станцией геолого-технологических исследований (ГТИ). Газовый каротаж, проводимый при бурении нефтяных и газовых скважин, относится к прямым методам исследования скважин и, в отличие от традиционных методов ГИС, проводится непосредственно в процессе бурения, без перерыва в работе буровой бригады и оборудования. Метод позволяет решать целый комплекс задач, в том числе: оперативное выделение в разрезе скважины, перспективных на нефть и газ пластов-коллекторов, изучение их фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и характера флюидонасыщения. Поэтому газовый каротаж занимает важное место среди других видов каротажа как дополнительный источник информации для геонавигации и определения границ флюидных контактов при бурении скважин [21-32].

Также с помощью газового каротажа получен положительный опыт при определении интервалов нахождения нефти с повышенной вязкостью. Стандартно данная задача решается методами ГИС, а конкретно ядерно-магнитным каротажем (ЯМК). Однако данный комплекс имеет высокую стоимость и требует дополнительной подготовки ствола скважины, что увеличивает сроки ее строительства. Именно поэтому за рубежом производились исследования по оценке возможности применения данных газового каротажа для определения интервалов высоковязкой нефти с целью

дополнения или, в ряде случаев, замены методов ЯМК. В результате была доказана высокая сходимость данных газового каротажа и ЯМК [33].

Еще одним из перспективных научных направлений, способных дополнить решение проблемы принципиально новой информацией, является изучение микробиома нефтегазовых месторождений. Применение методов секвенирования нового поколения позволяет надежно идентифицировать природные биомаркеры на основе их набора дезоксирибонуклеиновой кислоты (ДНК), а также вести мониторинг их наличия и концентрации в различных технологических процессах нефтедобычи. В ходе пилотных работ показано [34], что данная информация может быть использована в процессе бурения скважины для оценки нефтенасыщенности коллекторов, прогнозирования и последующей оценки профиля притока в горизонтальных и наклонно-направленных скважинах при оптимизации дизайнов гидравлического разрыва пласта (ГРП), а также для получения дополнительной информации при исследовании возможных причин быстрого обводнения скважин, повышения эффективности выработки трудноизвлекаемых запасов нефти (ТРИЗ) и получения дополнительной информации для оценки эффективности геолого-технологических мероприятий [35-44].

В связи со всем вышесказанным исследование и внедрение новых технологий и методик являются источником информации для эффективной проходки скважины, ее последующего заканчивания, эксплуатации и представляются весьма актуальными. Актуальность темы исследования подтверждается статистикой открытой базы научной литературы «OpenAlex», согласно которой, начиная с 2003 года, происходит постоянный рост числа научных публикаций по теме «mud logging», который был прерван «ковидными» 2019 и 2020 годами, после чего опять возобновился (рис. 1.4). Вслед за ростом публикаций, с 2005 года происходит рост числа выданных

патентов по теме «mud logging». На рисунке 1.5. представлена статистика выдачи, по данным поисковой онлайн-базы патентов «Lens.org».

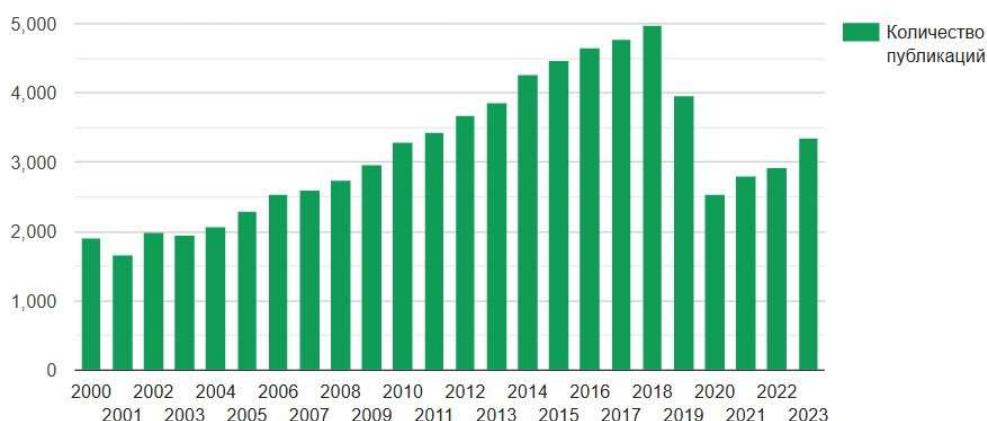


Рисунок 1.4 – Статистика научных публикаций по теме «mud logging», согласно открытой базе научной литературы «OpenAlex» [45]

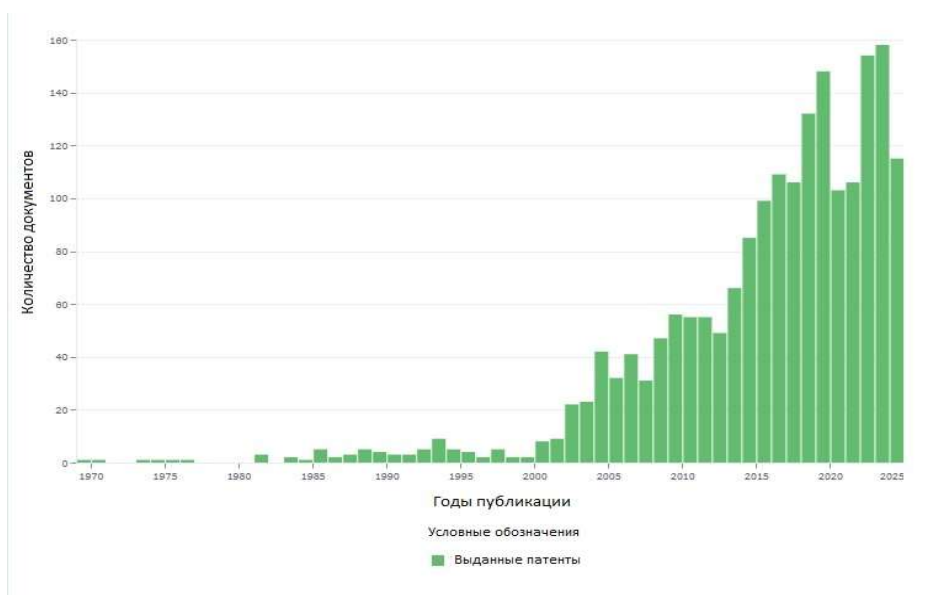


Рисунок 1.5 – Статистика выдачи патентов по теме «mud logging», согласно онлайн-базе патентов «Lens.org». [46]

Объектом исследования являются данные геофизических исследований 466 горизонтальных скважин, пробуренных в Западной Сибири, а также связь данных газового каротажа, проводимого в процессе бурения этих скважин, и данных анализа ДНК микробиоты из бурового шлама с типом флюидонасыщения (нефть, газ, вода) горных пород, вскрытых горизонтальными скважинами.

Цель исследования – повысить достоверность определения профиля притока в горизонтальных скважинах на этапе бурения на основе имеющихся данных газового каротажа и анализа ДНК микробиоты бурового шлама.

Для достижения сформулированной цели поставлены и решены следующие основные научные **задачи исследования**:

1. Подтвердить информативность данных газового каротажа в процессе бурения горизонтальных скважин путем их корреляции с данными ГИС (плотностного каротажа, ЯМК), проводимых в процессе бурения горизонтальных скважин, для целей оперативного выделения интервалов-коллекторов, типа их насыщения, а также для оперативного выделения интервалов нахождения нефти с повышенной относительной вязкостью.
2. Разработать методику оперативного прогноза профиля притока в горизонтальных скважинах на основе данных газового каротажа, проводимого в процессе бурения скважины, и данных секвенирования ДНК микробиоты бурового шлама.

Основные этапы выполнения научно-исследовательской работы:

1. Выполнен анализ мирового опыта использования в современной нефтегазовой отрасли методов газового каротажа и исследования ДНК микробиоты бурового шлама.
2. Проанализированы факторы, влияющие на эффективность практического применения газового каротажа в процессе бурения горизонтальных скважин.
3. Осуществлена обработка и интерпретация обширной выборки данных газового каротажа по 466 скважинам, записанных в процессе бурения горизонтальных скважин, и данных ГИС.
4. Проведена интерпретация данных комплекса ГИС, записанного в процессе бурения горизонтальных скважин, и их комплексирование с данными газового каротажа и данными исследований ДНК микробиоты

бурового шлама, полученного в процессе бурения горизонтальной скважины, с использованием лабораторных методов.

5. Проведена интерпретация данных комплекса ГИС-ЯМК, записанного в процессе бурения горизонтальных скважин, и их комплексирование с данными газового каротажа для определения зон нахождения нефти с повышенной вязкостью.

Фактический материал

Фактическим материалом для исследования служит база геолого-геофизических данных, полученная при геологическом сопровождении бурения 466 горизонтальных скважин на территории Западной Сибири в 2020–2025 гг. Используются данные ГТИ и ГИС, а также результаты биоинформатического анализа ДНК микробиоты бурового шлама.

Методы исследований

1. Обработка и интерпретация большого объема выборки данных газового каротажа, записанного в процессе бурения горизонтальных скважин.

2. Обработка и интерпретация данных комплекса ГИС, записанного в процессе бурения горизонтальных скважин, и его комплексирование с данными газового каротажа и исследований ДНК микробиоты бурового шлама, полученного в процессе бурения горизонтальной скважины, на основе лабораторных методов.

3. Математическое моделирование времени отставания газопоказаний и шлама.

4. Исследование сходимости данных комплекса ГИС с данными газового каротажа, записанных в процессе бурения горизонтальных скважин, методами статистического анализа и теории вероятностей.

Кроме того, для решения поставленных задач в процессе исследования использовались следующие методы:

- сопоставление разномасштабной геолого-геофизической информации;
- сравнительный анализ результатов, полученных на изучаемом месторождении, с результатами исследований на месторождениях-аналогах;
- математическое моделирование;
- методы теории вероятностей и математической статистики;
- графоаналитические подходы к решению задач.

При исследованиях использовалось современное программное обеспечение:

- Горизонт⁺ – для интерпретации данных ГИС и ГТИ;
- Excel – для статистического анализа информации;
- QIIME2tm – для биоинформатического анализа микробиоты бурового шлама;
- Python – для статистического анализа сходимости данных ГТИ и ГИС.

Защищаемые научные результаты

1. Доказанная информативность методов сбора и интерпретации данных геолого-технологических исследований скважин (газового каротажа) на основе каротажной информации (ГИС), полученной в процессе геофизического сопровождения проводки горизонтальных скважин, обеспечивающая:

- а) оперативное выделение интервалов-коллекторов, оценку типа их насыщения и литологических границ (кровля/подошва);
- б) выделение интервалов нахождения нефти с повышенной относительной вязкостью.

2. Методика оперативного прогноза профиля притока в горизонтальных скважинах на этапе бурения, основанная на интегрированном анализе

многопараметровой и разнородной информации, включающей геофизические данные (результаты газового каротажа) и данные секвенирования ДНК микробиоты шлама. Работоспособность методики подтверждается:

а) верификацией прогноза профиля притока по данным газового каротажа на основе технологий сбора геофизических данных стандартных ПГИ;

б) подтверждением точности комплексного прогноза (газовый каротаж и секвенирование ДНК микробиоты) результатами эталонных ПГИ.

Научная новизна диссертационной работы определяется следующими результатами:

1. Впервые проведена верификация данных газового каротажа и данных промыслово-геофизических исследований (ПГИ) для оперативного прогноза профиля притока в горизонтальной скважине еще на этапе ее бурения, для оптимального заканчивания скважины.

2. Достоверно подтверждена высокая корреляция данных газового каротажа и данных ЯМК для обоснования возможности оперативного определения интервалов нахождения высоковязкой нефти в горизонтальной скважине.

3. Установлена качественная связь между данными секвенирования ДНК микробиоты шлама, газового каротажа и ГИС, и обоснована возможность использования данных секвенирования ДНК микробиоты шлама для оперативного прогноза профиля притока, и выбора интервалов для оптимального заканчивания скважины.

4. Предложена методика оперативного прогноза профиля притока по данным газового каротажа и секвенирования ДНК микробиоты шлама на этапе бурения, что выполнено впервые.

Теоретическая и практическая значимость

1. Предложенная методика позволяет выбрать способ выделения коллекторов в горизонтальных скважинах для решения конкретной задачи, а

именно: оперативного прогноза профиля притока в горизонтальных скважинах для оптимальной геонавигации, последующего заканчивания скважин и выбора геолого-технологических мероприятий (ГТМ).

2. При подготовке данной работы автором была проведена большая работа по обобщению и актуализации требований для качественного проведения геолого-технологических исследований и газового каротажа в частности, в результате чего автор создал и внедрил стандарт по выездному аудиту станций ГТИ («Порядок проведения аудита станции геолого-технологических исследований на месторождении». Стандарт АО «ИГиРГИ». Москва 2023г.) [47]. Автор также принял участие в создании стандарта, регламентирующего проведение геолого-технологических исследований и газового каротажа для всех дочерних обществ в периметре ПАО «Нефтяная компания «Роснефть» («Геолого-технологические исследования при сопровождении бурения скважин. Типовые требования компании «НК «Роснефть». Москва 2023г.) [48].

3. Результаты научно-теоретических и практических исследований, полученные при работе над диссертацией, используются в рабочих процессах АО «Институт геологии и разработки горючих ископаемых» и в рамках курсов повышения квалификации для специалистов дочерних обществ в периметре ПАО «Нефтяная компания «Роснефть», а также в образовательном процессе Российского государственного геологоразведочного университета (МГРИ) имени Серго Орджоникидзе.

4. При подготовке данной работы автором было разработано ПО, позволяющее удаленно производить автоматическую проверку метрологических характеристик газоаналитического оборудования и автоматическую интерпретацию данных газового каротажа. На данное ПО получены два свидетельства о государственной регистрации программы для электронных вычислительных машин (ЭВМ) в Роспатенте [48,49]. Разработанное программное обеспечение успешно внедрено в промышленную

эксплуатацию в сервисных компаниях, занимающихся геолого-технологическими исследованиями при строительстве скважин на нефть и газ.

Личный вклад автора

Автор принимал участие во всех этапах исследования: постановке задачи, организации опытно-промышленных работ (ОПР), обсуждения и подготовке публикаций по теме диссертации. Систематизировал и развил методы контроля качества газового каротажа, которые были внедрены в локально нормативную документацию (ЛНД) ПАО «НК Роснефть», регламентирующую проведение геолого-технологических исследований [47,48]. Выполнял интерпретацию данных газового каротажа и ГИС, обработку данных и анализ результатов эксплуатации скважины. Осуществил разработку и внедрение результатов научных исследований на промысловых объектах.

Апробация результатов

Основные результаты исследования доложены на 10 международных, отраслевых, всероссийских и других научных и научно-практических конференциях и научно-технических семинарах:

1. Ильязов Р.Р., Шайхутдинов Н.М., Поздышев А.С. Применение технологий секвенирования ДНК в исследованиях скважин // Международная научно-практическая конференция «Инновационные решения в геологии и разработке ТРИЗ». Москва, 16-17 ноября 2021 г.;

2. Ильязов Р.Р., Филатова К.М., Денисов А.В., Шахвердиев Э.А. Исследование возможных причин быстрого обводнения скважин недонасыщенных коллекторов // X международная научная конференция молодых ученых «Молодые – Научам о Земле». Москва, 31 марта 2022 г.;

3. Ильязов Р.Р., Шайхутдинов Н.М., Применение технологий секвенирования ДНК в исследованиях скважин // Международная

конференция «Новые технологии – нефтегазовому региону». Тюмень, 17 – 19 мая 2022 г;

4. Ильязов Р.Р. Геологическое и технологическое сопровождение бурения горизонтальных скважин // Открытый научно-технический семинар «Геология, геофизика, разработка месторождений углеводородного сырья». МГРИ кафедра геологии и разведки месторождений углеводородов. Москва, 17 октября 2022 г.;

5. Шахвердиев А.Х., Арефьев С.В., Ильязов Р.Р., Поздышев А.С. Запасы недонасыщенных нефтью коллекторов в номинации трудноизвлекаемых: проблемы и решения // Международная научно-практическая конференция «Инновационные решения в геологии и разработке ТРИЗ». Москва, 17-18 ноября 2022 г.;

6. Ильязов Р.Р., Поздышев А.С. Комплексирование ГТИ и технологии секвенирования ДНК при бурении скважин на нефть и газ // Научно-практическая конференция «Современные технические средства управления траекторией скважин; каротаж в процессе бурения LWD. Развитие ГТИ с внедрением цифровых технологий; Комплексирование ГТИ и LWD. Новые отечественные разработки аппаратуры и оборудования для ГИС (в рамках программы импортозамещения)». Москва, 2 марта 2023 г.;

7. Ильязов Р.Р. Комплексирование методов ГТИ и технологии секвенирования ДНК при бурении скважин на нефть и газ // Международная научно-практическая конференция «Гейдар Алиев и нефтяная стратегия Азербайджана: Достижения Нефтегазовой Геологии и Геотехнологий». Баку, 23 – 26 мая 2023 г.;

8. Ильязов Р.Р., Никифоров М.В. Инновационные методы в геолого-геохимических методах ГТИ // Международная научно-практическая конференция «Инновационные решения в геологии и разработке ТРИЗ», «Цифровая трансформация в нефтегазовой отрасли». Москва, 8 – 10 ноября 2023 г.;

9. Ильязов Р.Р., Никифоров М.В. Верификация данных газового каротажа на данных ГИС в процессе бурения // VII Всероссийская молодежная научная конференция «Актуальные проблемы нефти и газа». Москва, 16 – 18 октября 2024 г.;

10. Ильязов Р.Р. Информативность газового каротажа в современных условиях бурения // XVII Международная конференция «Рассохинские чтения». Ухта, 6-7 февраля 2025 г.

Публикации

Основные научные положения и результаты диссертационной работы освещены в 16 научных работах. Из них 12 статей опубликованы в ведущих рецензируемых научных журналах, включенных в перечень Высшей аттестационной комиссии (ВАК) Министерства науки и высшего образования РФ, а также в изданиях, индексируемых в международных цитатно-аналитических базах Scopus. Также получено два свидетельства о регистрации программного обеспечения.

Результаты исследований отмечены наградой

Всероссийский конкурс «Новая идея» на лучшую научно-техническую разработку среди молодежи предприятий и организаций топливно-энергетического комплекса (Москва 2020 г.) – диплом за I место в секции «Геология и геофизика нефтяных, газовых и угольных месторождений».

Объем и структура диссертации

Работа состоит из 182 страниц, в том числе введения, четырех глав, заключения, списка использованной литературы (182 наименования) и пяти приложений. Текст иллюстрирован 56 рисунками и 9 таблицами, отражающими основные положения и результаты исследования.

Соответствие диссертации паспорту научной специальности

Указанная область исследований соответствует паспорту специальности 1.6.9. «Геофизика» (технические науки), а именно п. 20: интегрированный анализ многомерной, многопараметровой и разнородной информации,

включающей геофизические данные; п. 21: измерительная техника, средства, технологии, системы наблюдений и сбора геофизических данных; геофизические излучающие и измерительные системы; п. 23: технические средства и технологии геофизического сопровождения проводки, геолого-технологических и ремонтных работ в скважинах; п. 25: теория, технические средства, технологии, методы сбора и интерпретации каротажной информации, межскважинного просвечивания, геолого-технологических исследований скважин, геофизических методов исследования технического состояния скважин, вскрытия пластов в скважинах.

Благодарности

Автор выражает признательность своему научному руководителю, д.т.н., заведующему кафедрой, профессору Шахвердиеву Азизаге Ханбаба оглы.

Выполнение данной диссертационной работы было бы невозможно без помощи и доброжелательного отношения коллектива АО «ИГиРГИ». Автор признателен своим коллегам: к.т.н. Котельникову Сергею Александровичу, к.г.-м.н. Хазиной Ирине Владимировне, Никифорову Сергею Александровичу, Рахимову Тимуру Ринатовичу, Черникову Евгению Юрьевичу, Демченко Игорю Анатольевичу, Индриксону Игорю Юрьевичу и генеральному директору ООО «Геонорм» Поздышеву Арсению Станиславовичу.

Также автор выражает глубокую благодарность сотрудникам кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе»: к.г.-м.н. Гурянову Санану Агиловичу, к.т.н. Горелкиной Евгении Ильиничне и Денисову Алексею Владимировичу.

Глава 1. ПРИМЕНЕНИЕ ГАЗОВОГО КАРОТАЖА ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

Газовый каротаж в процессе бурения используется не только для контроля и предупреждения газонефтеводопроявления (ГНВП) в процессе бурения скважин, но и для оперативной оценки насыщения пластов, свойств пластовых флюидов, определения газонефтяного (ГНК) и водонефтяного (ВНК) контактов, что дает возможность оперативного определения границ залежи для последующего подсчета запасов. Достижения последних лет в совершенствовании технологии повысили его достоверность и точность метода, и, тем самым, актуализировали его широкое использование [50, 51]. Данные оперативного газового каротажа, с поправкой на газ рециркуляции, позволяют получать результаты, сопоставимые с лабораторными исследованиями пластового флюида [53]. Также этот метод успешно применяется для выявления интервалов залегания нефти с повышенной вязкостью, в процессе бурения скважины, и рекомендован для выделения нефтенасыщенных интервалов пластов, в том числе ТРИЗ [54, 55].

1.1. История становления метода

Основоположником идеи газового каротажа в нашей стране выступает М. В. Абрамович, при этом начальный этап разработки метода связан с именем М. И. Бальзамова. Практическое применение газового каротажа впервые было реализовано В. А. Соколовым в 1934 году в г. Грозном [56].

Развитие техники и методики газового каротажа можно подразделить на несколько основных этапов.

Первый этап (1949-1959 гг.) ознаменовался зарождением эпохи полуавтоматизации в области газокаротажа, и связан с внедрением станций ПГКС-1, ПГКС-2 и ГКС-3. Основная цель заключалась в идентификации перспективных интервалов в скважинах с возможным наличием нефти и газа.

Однако эффективность данного метода была признана невысокой, в связи с отсутствием точной привязки газопоказаний к глубине залегания.

Поэтому полученные показания редко использовались для как дополнительный источник данных промыслово-геофизического характера [57].

Второй этап (1960-1965 гг.) характеризовался переходным периодом к более совершенным технологиям. В это время активно разрабатывались и внедрялись приборы для компонентного анализа газа. Одним из первых серийных газовых хроматографов был ХТ-2М. За счет оснащения службы газового каротажа АГКС-55/59 указанным видом хроматографов, была получена возможность получения имеющихся данных не только относительного общего содержания УВ но и компонентного анализа отдельных газов.

Также широкое применение получили термовакuumные дегазаторы (ТВД) для более полной дегазации бурового раствора, получившей название «Методика ТВД» [57].

Третий этап (1966-1971 гг.) стал периодом широкого внедрения автоматизации в газокаротажных исследованиях. Ключевым достижением этого этапа стала станция АГКС-65, разработанная ВНИИГеофизики, которая автоматически фиксировала расширенный спектр параметров [57], включая суммарные газопоказания, уровень расхода промывочной жидкости, время бурения и коэффициент разбавления (осуществление связи газонасыщенности ПМ с общим уровнем содержания УВ в пласте, вскрытом скважиной и многокомпонентный анализ ГВС на предмет содержания УВ). Это позволило внедрить методику «количественной интерпретации» [58], позволяющую определять концентрацию нефти и газа в пласте. Ее разработка также была осуществлена ВНИИГеофизики. В результате была приобретена возможность использовать данные, которые регистрировала станция, а именно устанавливать уровень содержания нефти и газа на единицу объема пласта,

посредством использования нового разработанного параметра, именуемого как «приведенные газопоказания» [59]. По величине этого параметра пласты с близким компонентным составом ГС разделялись на нефтегазоносные и водоносные.

В 1970-е годы наблюдался рост глубин бурения, что привело к снижению эффективности традиционных промыслово-геофизических исследований. Увеличение сложностей в процессе бурения и снижение выноса керна повысили значимость и ответственность газокаротажных методов в исследовании скважин [60].

Перед газовым каротажем были поставлены следующие задачи: выделение интервалов в разрезе скважины, наиболее перспективных на нефть и газ. Причем это выделение должно происходить в наиболее оперативном режиме.

Осуществление указанной задачи необходимо для того, чтобы:

- конкретизировать интервалы для последующих геофизических исследований;
- произвести испытания пластов в скважине;
- представить прогноз по геологическим объектам в виде таких показателей как продуктивные интервалы, АВПД и АНПД (зоны аномально высокого и аномально низкого пластового давления) непосредственно перед вскрытием, чтобы избежать неблагоприятных ситуаций.

Для того, чтобы качественно решить указанные выше задачи, было необходимо осуществить переход от обычных станций газокаротажа (фиксируют первичные параметры, затем данные обрабатываются в ручном режиме или с использованием вычислительного центра), к АГИС (автоматизированные геохимические, информационно-измерительные системы), которые являются компьютеризированными.

Про результатам третьего этапа развития газокаротажных технологий, было достигнуто:

- значительное повышение точности определения содержания углеводородов;
- ускорение процесса анализа, что позволило проводить исследования более оперативно;
- возможность комплексного прогнозирования геологических структур;
- определение интервалов детальных исследований;
- прогноз по НГП (нефтегазоносным пластам);
- выявление зон АВПД и АНПД.

Особенности влияния данного этапа на процесс бурения заключаются в оптимизации траектории буровых работ, а также снижении риска аварийных ситуаций за счет предварительного выявления опасных зон давлений.

Произошел качественный скачок в развитии методов газокаротажа, обеспечивший более глубокое и точное понимание геологических условий залегания пластов.

Во время 1979 года было осуществлено создание первого российского опытного образца автоматической газокаротажной станции (АГКС-5/АГИС-2). Разработка этого образца была произведена со стороны ВНИИ Геофизики совместно с ВНИИ Канефтегаз. Руководили процессом Л.И. Померанц и С.Э. Симонгауза [61].

Необходимо отметить, что оборудование этой станции было осуществлено хроматографом «Геохром-275». Указанный хроматограф обладал чувствительностью к углеводородам сравнительно выше и точностью в двое больше в сравнении с хроматографом ХГ-1Г, установленным на АГКС-4АЦ. Осуществление внедрения таких систем в газокаротажную службу ознаменовало качественно новый этап в развитии метода, когда данные газового каротажа стали использоваться не только лишь с целью наиболее увеличения уровня эффективности уже существующих решений, но и для прогнозирования геологических структур перед их вскрытием скважинами, что позволило оптимизировать процесс вскрытия нефтегазовых пластов во время процесса бурения разведывательных скважин.

Таким образом, этот этап стал ключевым для повышения эффективности разведывательных работ, оптимизации бурения скважин и снижения рисков при их эксплуатации.

Перейдем к характеристике четвертого этапа развития газокаротажных технологий (с 1972 г по начало 1990-х гг.). На данном этапе произошел значимый прорыв с внедрением в отечественную службу автоматической газокаротажной станции АГКС-4АЦ, разработанной коллективом ученых под руководством Л.И. Померанца (ВНИИ «Геофизика»), Г.И. Эпштейна и других специалистов в сотрудничестве с ВНИИКА-Нефтегаз (А.А. Дацкевич, С.Э. Симонгауз) [61].

Технические характеристики АГКС-4АЦ (с установленным хроматографом ХГ-1Г):

- чувствительность к углеводородам – 0,0001%;
- время цикла анализа – около 2 минут;
- высокая чувствительность и экспрессность по сравнению с зарубежными аналогами (в 250 раз выше чувствительность и в 3 раза быстрее скорость);
- регистрация результатов компонентного газового анализа по стволу скважины;
- регистрация приведенных газопоказаний;
- комплексный подход к исследованию (газовый каротаж в процессе и после бурения).
- регистрация расширенного комплекса параметров одновременно в аналоговой и цифровой формах.

1.2. Теоретические основы развития метода газового каротажа

Производимый в ходе осуществления процесса бурения газовый каротаж, представляет собой основную модификацию метода, которая включает исследования состава газов, которые поступают в промывочную жидкость при разрушении горных пород, а также анализ параметров режима

бурения скважин для привязки данных к глубине. Получаемые результаты газокаротажа в ходе бурения, как правило, интерпретируются совокупностью параметров. Данные параметры регистрируются в зависимости от скорректированной глубины и находят отражение содержания газа и нефти в пластах, вскрываемых скважиной.

Природные и сопутствующие газы нефтяных и газовых месторождений, исследуемые при газовом каротаже, обычно состоят из смеси углеводородов (УВ) и неуглеводородных газов. К изучаемым газам относятся предельные УВ типа C_nH_{2n+2} , непредельные УВ типа C_nH_{2n} и их изомерные соединения типа iC_nH_{2n+2} и iC_nH_{2n} .

Главным компонентом природного газа является метан (C_1), выполняющий ключевую роль. Кроме него, в составе присутствуют малые доли других предельных углеводородов: этана (C_2), пропана (C_3), бутана (C_4) и пентана (C_5). В газах попутного характера эти составляющие обнаруживаются в значительных количествах. Особое внимание заслуживает тот факт, что наиболее тяжелые углеводороды часто пребывают в жидкой форме.

В состав природных и попутных газов также могут входить не углеводородные элементы: двуокись углерода (CO_2), азот (N_2) и прочие неуглеводородные газы, расширяющие спектр компонентов.

На текущем этапе наиболее ценными индикаторами для определения нефтегазонасыщенности пластов и предсказания их характеристик являются углеводороды от метана до пентана. Исследуются возможности применения непредельных углеводородов, изомерных соединений и специфических газов без содержания углеводородов.

При достижении нефтегазовых пластов в скважине, газ поднимается на поверхность вместе с циркулирующей ПЖ на устье. Далее происходит дегазация ПЖ в специальном дегазационном оборудовании, после чего

выделенный газ направляется в газовый хроматограф для проведения суммарного и компонентного анализов [61].

1.3. Обеспечение метрологической состоятельности метода

В 1960-70-е годы, данные газового каротажа не имели возможности обеспечения требуемой информацией, основываясь на которой было бы можно уверенно судить о характере насыщения пластов, вскрытых в ходе процессе бурения. Это связано с тем, что в получаемых данных не присутствовало информации о раздельном содержании газов в газовоздушной смеси.

В итоге, отсутствие высокоточной аналитической аппаратуры, недостатки теоретического и метрологического планов не позволили своевременно рекомендовать газовый каротаж для промышленного использования. Для устранения этих недостатков необходимо было разработать достоверные методы, позволяющие обеспечить привязку газопоказаний по глубине, по компонентному анализу газовоздушной смеси и интерпретацию полученных данных.

В первую очередь, возникла необходимость достоверной привязки газопоказаний к глубине. Первоначально это задача решалась по формуле (1), путем расчета объема скважины (V_c) и делением его на производительность буровых насосов ($Q_{\text{нас}}$) [57]:

$$T_{\text{от}} = 1,66 V_c / Q_{\text{нас}} \quad (1)$$

где:

$T_{\text{от}}$ – время отставания газопоказаний.

При этом такая методика подсчета приводила к существенным погрешностям, так как не было инструментальной возможности постоянного замера реальной производительности насосов и не учитывались изменения объема скважины в связи с наличием каверн, сужений ствола или шламовых подушек (рис. 1.6).

Регистрация реальной производительности насосов стала возможной после изобретения и внедрения датчика расхода бурового раствора на входе в скважину в 1951 году [63].

Проблема точного определения истинного объема скважины, была решена путем использования специальных ярких маркерных материалов (меток), вводимых в буровой раствор, с последующей фиксацией времени выхода на поверхность.

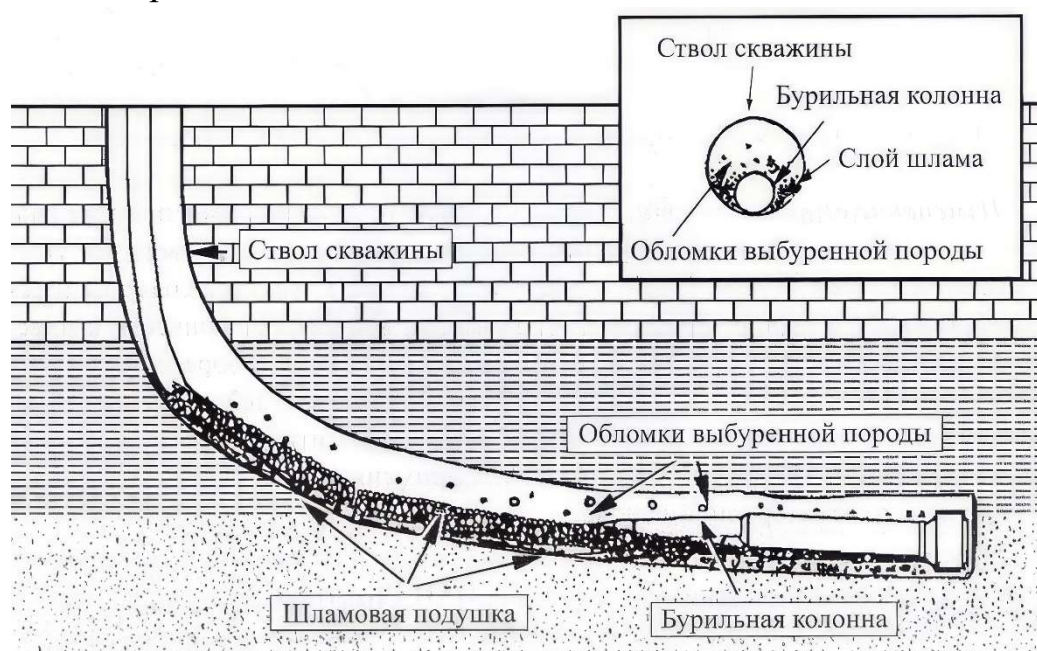


Рисунок 1.6 – Образование шламовой подушки в наклонно-направленной скважине [62]

В СССР метод впервые был предложен в 1987 г [64]. В США широкое распространение получил «карбид тест», метод, при котором в качестве маркера используется карбид кальция. При его разложении, в буровом растворе образуются гидроксид кальция и ацетилен (2):



Ацетилен при выходе из скважины регистрируется газовым хроматографом станции ГТИ, после чего происходит точная привязка газопоказаний к глубине [65].

После внедрения компьютеризированных станций ГТИ и датчиков контроля параметров бурения стал возможным автоматический расчет времени отставания газового каротажа по глубине с учетом всех, влияющих на время отставание, параметров (3):

$$T_{\text{от}} = \frac{H}{60 * (\vartheta_{\text{к.п.}} - \theta)} \quad (3)$$

где:

θ – коэффициент, зависящий от площади кольцевого пространства, вращения бурильных труб, состояния ствола скважины (при роторном бурении $\theta=1,14$, при турбинном $\theta=1$);

$\vartheta_{\text{к.п.}}$ – скорость движения бурового раствора в кольцевом пространстве, м/с. Определяемая по формуле (4):

$$\vartheta_{\text{к.п.}} = \frac{4 * Q * 10^{-3}}{\pi * (D^2 - d^2)} \quad (4)$$

где:

Q – производительность буровых насосов;

D – диаметр долота;

d – диаметр бурильного инструмента:

При сложной компоновке бурильной колонны, расчет времени отставания газопоказаний производится отдельно для каждой секции с последующим суммированием.

Благодаря решению проблемы достоверной привязки показаний к глубине, начиная с 1960-х годов, газовый каротаж стал высокоэффективным методом для проведения работ поисково-разведочного характера, что улучшило процесс поиска и разведки нефтегазовых залежей. Этот прорыв позволил успешно разрабатывать месторождения, в частности Арланское в Башкирии, где данные газового каротажа применялись для уточнения зон кернового бурения и определения границ месторождения нефтяных пластов в сложных каширо-подольских отложениях [66].

Для решения задачи покомпонентного анализа ГВС, в нашей стране активно развивалось направление газовой хроматографии. В 1955 году было выпущено первое поколение отечественных серийных газовых хроматографов, которые радикально изменили подход к аналитическим исследованиям в полевых условиях. Быстрая эволюция технологии привела к тому, что уже к 1960 году газохроматографический метод стал основой для анализа сложных смесей, в том числе в газовом каротаже, благодаря внедрению высокочувствительных ионизационных детекторов и технологий программирования температуры колонок [67].

В 1960-е годы станции газового каротажа начали оснащаться серийными моделями газовых хроматографов ХТ-2М, что позволило впервые проводить компонентный анализ в процессе бурения, открывая новые возможности для метода [68].

За 60 лет развития газовая хроматография претерпела значительные изменения: от аналоговых устройств к цифровым и микропроцессорным системам. Современные хроматографы для станций ГТИ достигли высочайшего уровня автоматизации, оснащены передовыми технологиями электроники, точной механики, пневматики, планарной технологии и оптики, обеспечивая точность и эффективность анализа.

Нормативно-техническая база метрологического обеспечения хроматографов ГТИ обеспечивается с помощью государственного метрологического контроля, посредством технических и метрологических испытаний приборов, с последующим внесением их в государственный реестр средств измерений с обязательными периодическими поверками [69]. В полевых условиях хроматографы калибруются с помощью поверочных газовых смесей (ПГС), изготовляемых по строго регламентируемым стандартам [70].

Раздельный, покомпонентный, анализ состава ГВС позволил разработать методики по интерпретации данных газового каротажа, что

существенно снизило влияние человеческого фактора на метод. Все основные методики основываются на соотношении легких компонентов ГВС к тяжелым, называемым флюидными коэффициентами. Использование флюидных коэффициентов, для определения типа пластового флюида в СССР впервые было предложено в 1970 г. Померанцем Л.И. [71], в США в 1969 г. Пикслером Б.О. [72].

Наиболее широкое применение получили следующие методики по интерпретации:

ОПУС₃ (методика Лукьянова Э.Е.) – позволяет выделять нефтенасыщенные интервалы на основе обобщенных показателей углеводородного состава для 3 компонентов ГВС (5);

$$\text{ОПУС}_3 = \frac{C_{1\text{отн}} * C_{2\text{отн}}}{(C_{2\text{отн}} + C_{3\text{отн}})^2} \quad (5)$$

где:

$C_{i\text{отн}}$ – относительное содержание i-го компонента в ГВС.

В таблице 1 представлены диапазоны значений ОПУС₃ и соответствующие им типы насыщенности [73].

Таблица 1 – Диапазоны изменения показателя ОПУС₃

ОПУС ₃	0	<.25	.250 – .625	.625 – 4	4 – 10	10 – 25	25 – 160	>160
Фазовое состояние УВ в залежи	Нет притока	Ост.нефть	Малоподвижная нефть	нефть	Нефть+газ	Газ+нефть	Газ	Не ясно
Газовая фаза		Газ попутный				Газ свободный		

Методика Wetness ratio (Wh), Balance ratio (Bh), Character ratio (Ch) – позволяет отслеживать изменение характера насыщения на основе соотношения доли тяжелых и легких УВ в ГВС (6-8);

$$W_h = \frac{(C_{2\text{абс}} + C_{3\text{абс}} + C_{4\text{абс}} + C_{5\text{абс}} + iC_{4\text{абс}} + iC_{5\text{абс}})}{C_{1\text{абс}} + (C_{2\text{абс}} + C_{3\text{абс}} + C_{4\text{абс}} + C_{5\text{абс}} + iC_{4\text{абс}} + iC_{5\text{абс}})} \times 100 \quad (6)$$

$$B_h = \frac{C_{1a6c} + C_{2a6c}}{C_{3a6c} + C_{4a6c} + C_{5a6c} + iC_{4a6c} + iC_{5a6c}} \quad (7)$$

$$C_h = \frac{C_{4a6c} + C_{5a6c} + iC_{4a6c} + iC_{5a6c}}{C_{3a6c}} \quad (8)$$

где:

W_h – флюидный коэффициент, характеризующий долю тяжелых алканов (wetnes ratio);

B_h – флюидный коэффициент, характеризующий количественное соотношение легких и тяжелых алканов (balance ratio);

C_h – флюидный коэффициент, характеризующий количественное соотношение тяжелых алканов (character ratio);

$C_{i\text{ абс}}$ – абсолютное содержание i-го компонента в ГВС.

В таблице 2 представлены диапазоны значений флюидных коэффициентов и соответствующие им характеры насыщения вскрываемого интервала [74].

Таблица 2 – Схема интерпретации по методике Wetness ratio (Wh), Balance ratio (Bh), Character ratio (Ch) [68]



Соотношения Пикслера (C_{1abc}/C_{1abc}) – позволяет вычислять нефтенасыщенные интервалы на основе соотношения отдельных компонентов ГВС. Условие применимости метода – выполнение следующих соотношений содержания компонентов ГВС: $C_1 > C_2$, $C_2 > C_3$, $C_3 > C_4$, $C_4 > C_5$. На рисунке 1.7 представлены диапазоны изменения соотношений Пикслера и соответствующие им типы насыщения [72].

Соотношения Старосельского В.И. – позволяют выделять нефтенасыщенные интервалы в коллекторах с низким содержанием легких фракций [75].

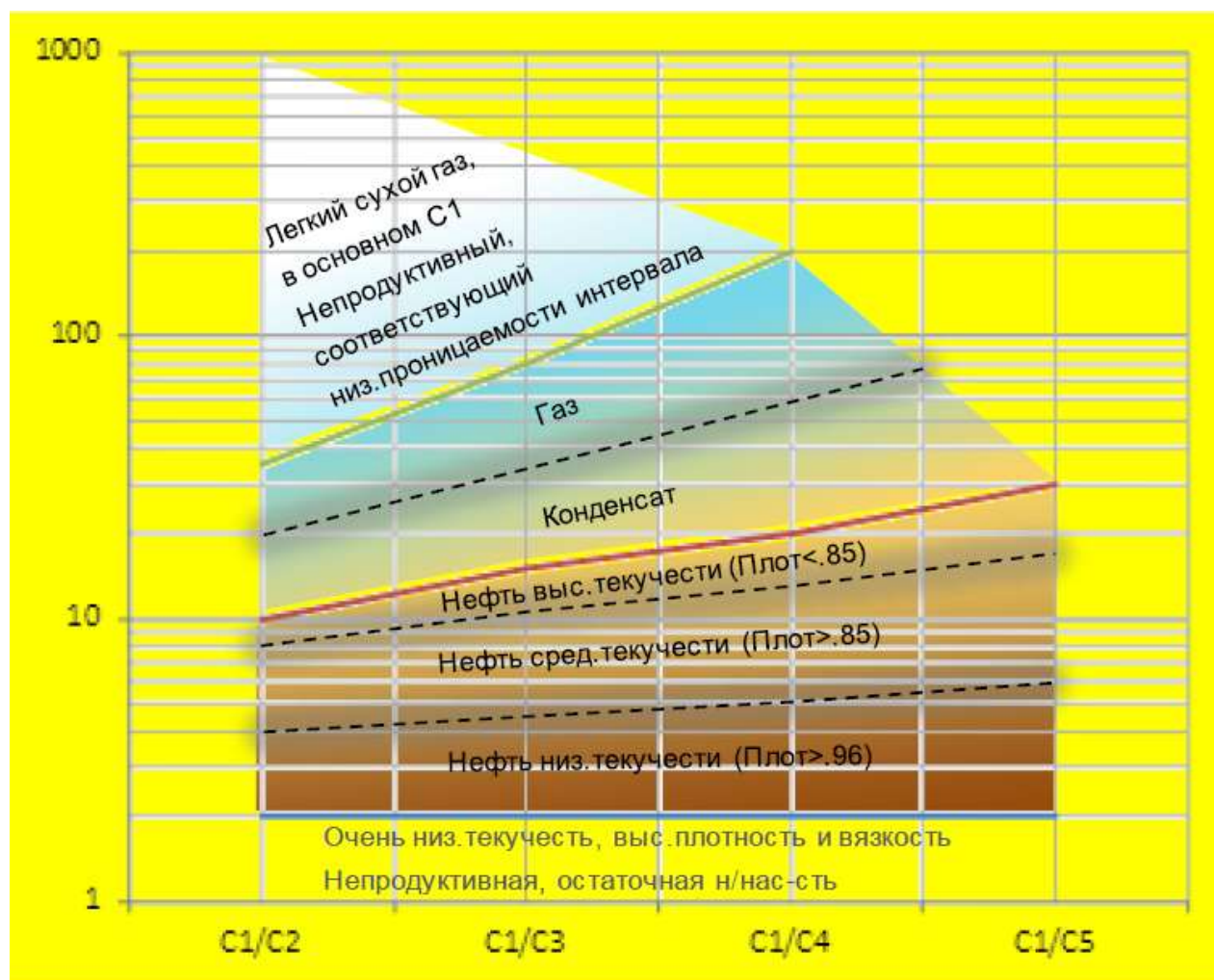


Рисунок 1.7 – Диапазоны изменения соотношений Пикслера [72]

Таблица 3 – Анализ нефтенасыщенности по соотношениям Старосельского В.И. [75]

Тип флюида	Газ	Газо- конденсат	Нефтегазо- конденсат	Нефть
$K_{\text{этан}} = 100 \times \frac{C_{2\text{абс}}}{C_{3\text{абс}} + C_{4\text{абс}}}$	300-10500	170-400	50-200	20-80
$C_{2\text{абс}}/C_{3\text{абс}}$	4-5	2,2-6	1-3	0,5-1,3
$\sum TU_{\text{отн}} = C_{2\text{отн}} + \dots$	0,1-5	5-15	10-30	20-70

где:

$K_{\text{этан}}$ – коэффициент этанизации;

$TU_{\text{отн}}$ – сумма тяжелых УВ;

$C_{i\text{абс}}$ – абсолютное содержание i-го компонента в ГВС;

$C_{i\text{отн}}$ – относительное содержание i-го компонента в ГВС.

Указанные методики позволяют отслеживать изменение характера насыщения пласта на основе соотношения доли тяжелых и легких углеводородов в анализируемой ГВС. Благодаря этому становится возможным определение фазового состава углеводородов, которые содержатся в пласте, а также выявление межфлюидных контактов (газонефтяной и водонефтяной контакты) [21]. Методики не являются универсальными, их эффективность зависит от состава нефти и геологического разреза, поэтому интерпретация газового каротажа производится на основании нескольких наиболее показательных методик, что позволяет значительно повысить точность и надежность результатов. Указанные методики внедрены в программное обеспечение для оперативной интерпретации геофизических данных, в результате чего стал возможным автоматический анализ корректности данных газового каротажа и его интерпретация, что также снизило влияние человеческого фактора [21]. Визуальное отображение принципов работы методик автоматической интерпретации газового каротажа представлено на рисунке 1.9.

Несмотря на решение задач по достоверной привязке газопоказаний к глубине и покомпонентному анализу ГВС, данные газового каротажа оставались только качественными и не позволяли произвести оперативную оценку петрофизических свойств вскрываемого разреза. Причиной этому было несовершенство способа получения ГВС из бурового раствора. На заре становления газового каротажа (1960–70-е годы) для извлечения газа из бурового раствора использовался пассивный дегазатор (рис. 1.7), который собирал газ, дегазирующийся естественным путем, при выходе бурового раствора на устье скважины. Эффективность подобного дегазатора была крайне низкой. Позже был предложен дегазатор активного типа, в котором дегазация бурового раствора производилась путем принудительного перемешивания потока с помощью электрического двигателя (рис. 1.9), что позволило повысить степень дегазации, но не решило проблему привязки количества полученного газа к объему прошедшего через дегазатор бурового раствора. Также не было возможности контролировать температуру бурового раствора, что также влияло на степень дегазации. Указанные проблемы делали извлечение газа самым слабым звеном в процессе газового каротажа и лишали его возможности количественного определения и перепроверки полученных данных, а следовательно, и метрологической состоятельности метода.



Рисунок 1.8 – Пассивный дегазатор [76].

В начале 2000-х годов был сделан огромный скачок в развитии газового каротажа благодаря разработке и внедрению дегазатора постоянного объема (рис. 1.11), способного, с помощью перистальтического насоса, пропускать через дегазационную камеру часть бурового раствора с постоянным расходом, не зависящим от его общего потока из скважины.

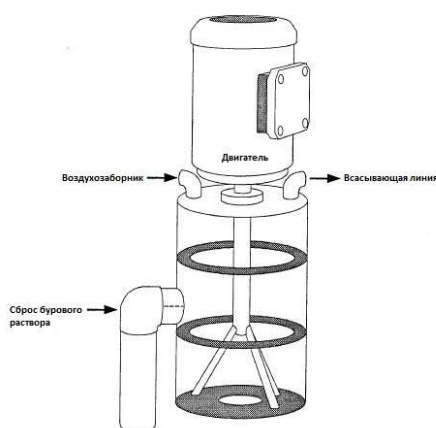


Рисунок 1.10 – Активный дегазатор

В устройстве дегазатора также предусмотрен термокомпенсатор для измерения и автоматической коррекции температуры, что позволило гарантировать постоянную степень дегазации, не зависящую от свойств бурового раствора [77].



Рисунок 1.11 – Дегазатор постоянного объема [77]

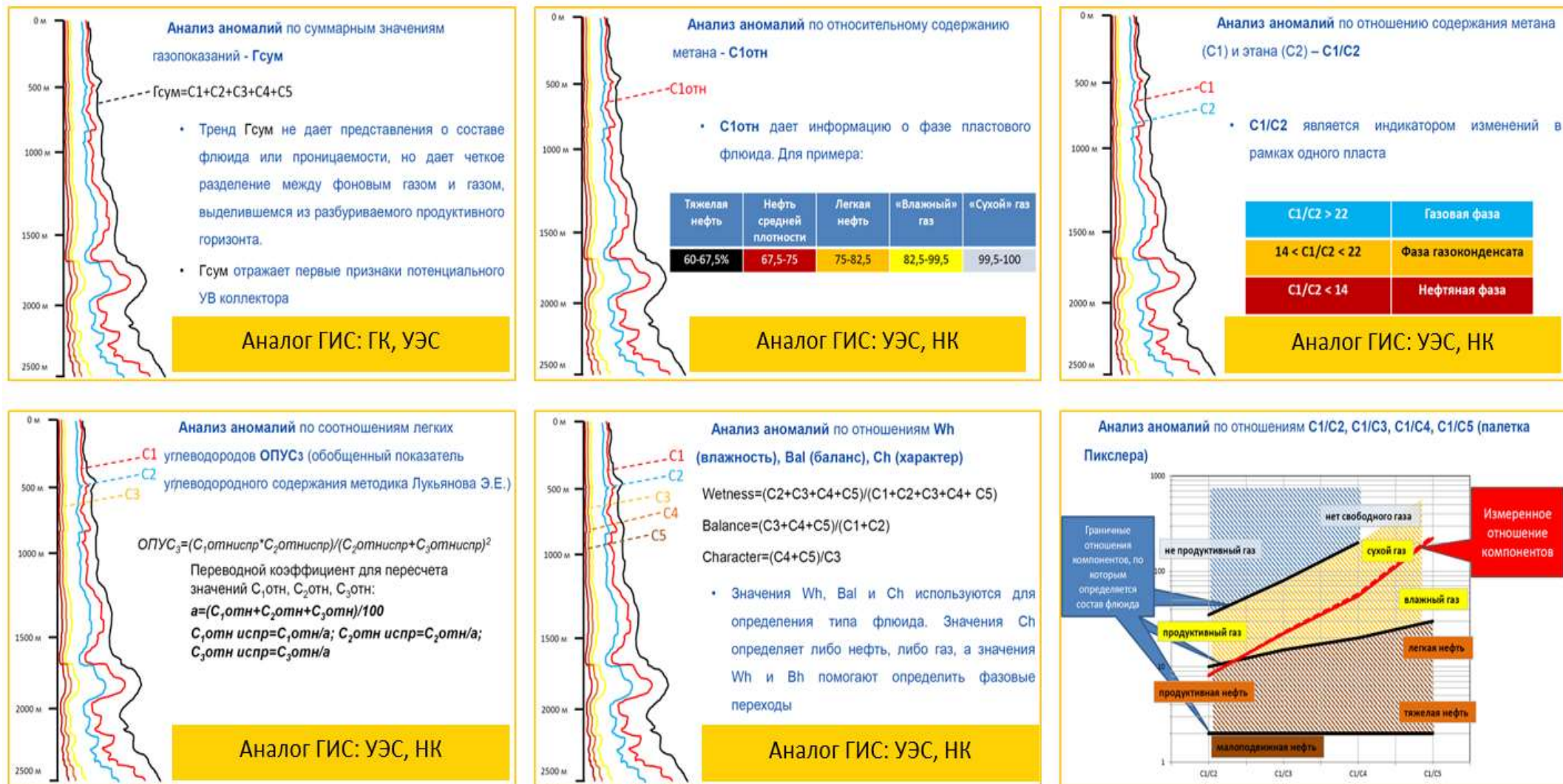


Рисунок 1.9 – Визуальное отображение принципов работы методик автоматической интерпретации газового каротажа

Использование дегазатора постоянного объема также позволило исключить влияние газа рециркуляции на итоговые показания. Дело в том, что в процессе бурения часть газов может не высвободиться из бурового раствора и продолжать циркулировать по циклу. Позже данный газ может дегазироваться и исказить реальную картину в виде роста газопоказаний, что может быть ошибочно интерпретировано как вскрытие продуктивного интервала или вход в часть коллектора с более высокими фильтрационно-емкостными свойствами (рис. 1.12). Подобная проблема была известна ранее, однако невозможность применения количественного газового каротажа не давала ее устранить. Регистрация газопоказаний на входе и выходе из скважины бурового раствора с помощью дегазаторов постоянного объема позволила решить эту проблему.



Рисунок 1.12 – Пример влияния газа рециркуляции на газопоказания

Благодаря современным достижениям количественный газовый каротаж позволил обоснованно определять величину газонасыщенности флюида пласта. На рисунке 1.13 показано практически идеальное совпадение между результатом анализа газа, полученным в процессе бурения с помощью газового каротажа ГТИ, и анализом газа из флюида, отобранного при испытании пласта.

Учитывая высокую оперативность газового каротажа, это дает огромное преимущество для оценки ФЕС пласта и свойств флюида непосредственно в процессе бурения скважины [78, 79].

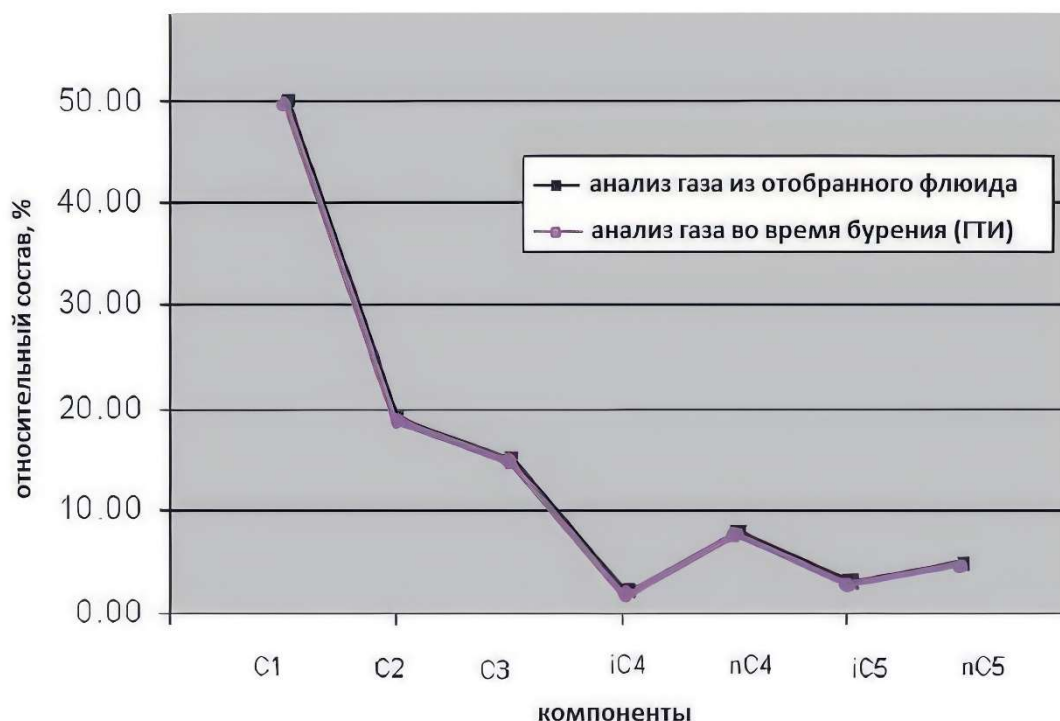


Рисунок 1.13 – Корреляция анализов состава газа (ГТИ) и отобранных из образцов флюида [77]

1.4. Опыт практического применения газового каротажа при бурении горизонтальных скважин

1.4.1. Геонавигация при бурении горизонтальных скважин.

Как уже говорилось выше, для эффективной геонавигации необходимо как можно раньше определять момент входа или выхода долота из целевого интервала. При добыче нефти оптимальным вариантом является результат, когда горизонтальный участок скважины проходит только по нефтенасыщенной части пласта, не пересекая глинистых прослоев, зон газонасыщения и водонасыщения.

Ниже представлен один из примеров сопровождения бурения горизонтальной скважины в Западной Сибири. Зона «непромера» в

компоновке низа бурильной колонны (КНБК) составляла 12 метров по датчику сопротивлений и 15 метров по датчику гамма-каротажа.

На рисунке 1.14 представлены планшеты оперативной интерпретации данных ГТИ, коррелируемые с результатами каротажа в процессе бурения. Планшеты следуют по порядку отправки оперативных заключений в процессе бурения (интерпретации 2, 4, 7 и 12). На планшете интерпретации данных ГТИ и LWD показаны следующие данные по колонкам сверху вниз: данные газового каротажа (метан – C_1 , этан – C_2 , пропан – C_3 , бутан – C_4 , пентан – C_5), данные процентного содержания пород в шламе (песчаник, алевролит и аргиллит), данные результатов люминесцентно-битуминологического анализа (далее по тексту ЛБА) шлама, данные результатов насыщения по данным ГТИ, данные каротажа удельного электрического сопротивления (УЭС), данные гамма каротажа.

При забое 2 806,0 м (рис. 1.14, интерпретация № 1) однозначно фиксируется вскрытие нефтяного пласта по резкому возрастанию газопоказаний и увеличению относительного состава тяжелых компонентов. Позже вскрытие пласта, было подтверждено данными LWD.

При забое 2 825,0 м (рис. 1.14, интерпретация № 2), фиксируется снижение фона газопоказаний и уменьшение тяжелых компонентов, что свидетельствует о выходе из нефтенасыщенного интервала. В результате чего дана оперативная рекомендация на изменение траектории бурения и возврату в целевой интервал.

При забое 2 877,0 м (рис. 1.14, интерпретация № 3), фиксируется повторное вскрытие нефтяного пласта по резкому возрастанию газопоказаний и увеличению относительного состава тяжелых компонентов (пропан, бутан и пентан). Позже это подтвердилось данными LWD. На рисунке 1.13 (интерпретация № 4) показаны данные на финальный забой ствола скважины. Таким образом, данные газового каротажа позволили более оперативно

реагировать на изменение структуры залежи и увеличить, тем самым, длину проходки по нефтенасыщенному коллектору. Что, в свою очередь, позволило обеспечить проектные показатели дебита скважины.

На рисунке 1.15 представлен пример сопровождения бурения горизонтальной скважины, в случае отказа приборов УЭС. А именно,

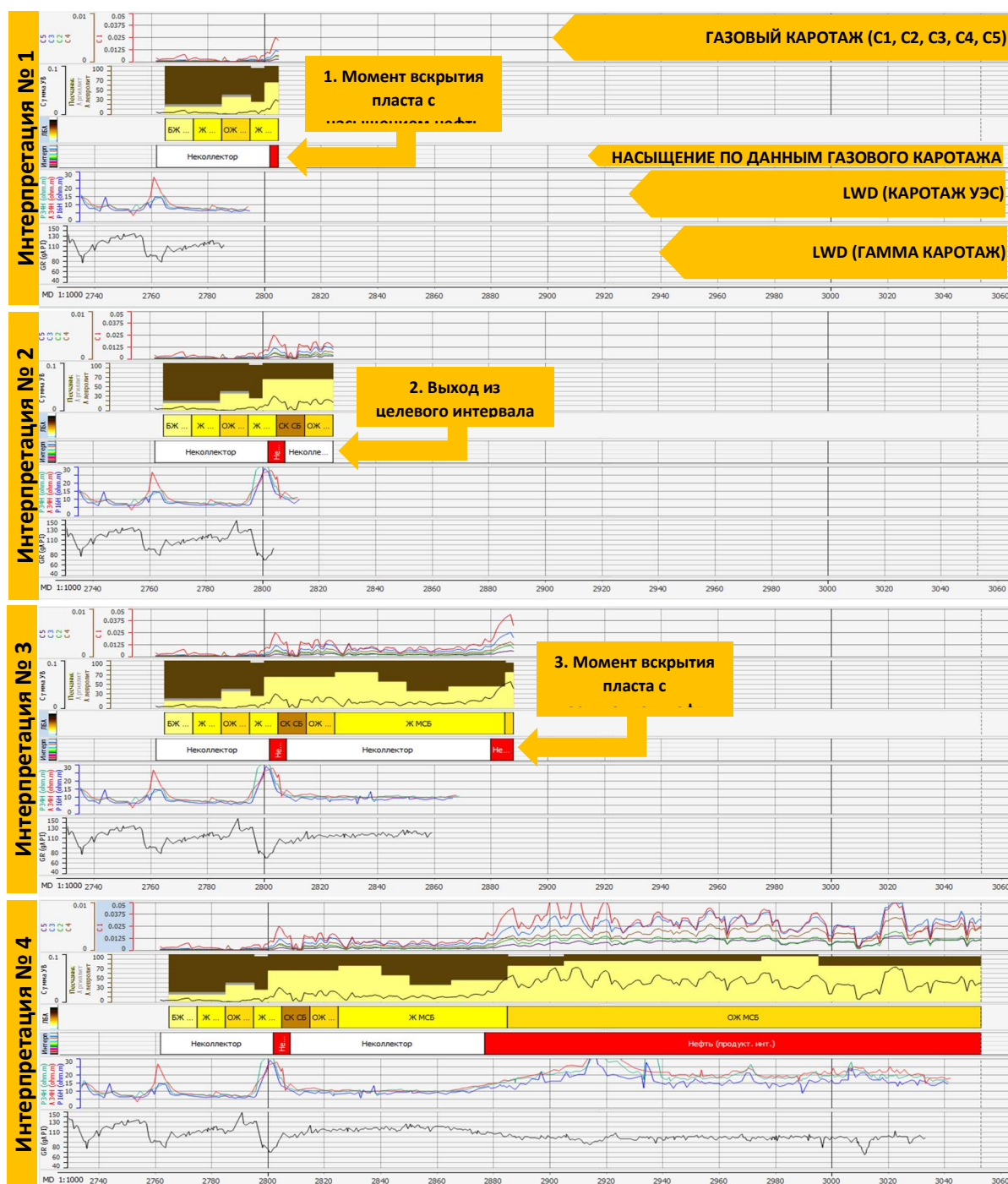


Рисунок 1.14 – Пример вскрытия продуктивного пласта по данным газового каротажа [20]

информация по сопротивлениям потенциального коллектора была только на момент вскрытия кровли.

При забое 3 185,0 м (рис. 1.15, интерпретация № 1), по данным ГТИ фиксируется вскрытие нефтяного пласта по возрастанию газопоказаний и увеличению относительного состава тяжелых компонентов. Позже вскрытие пласта подтверждено данными LWD.

При забое 3 205,0 м (рис. 1.15, интерпретация № 2), после вскрытия продуктивной части пласта, зафиксировали отказ части приборов УЭС. Дополнительный подъем компоновки (СПО) для смены приборов LWD, привел бы к увеличению сроков строительства и стоимости скважины, в следствие чего, принято решение продолжить бурение без данных УЭС, ориентируясь на данные ГТИ. Как видно на примере, даже при осложненных условиях бурения, данные газового каротажа позволяли однозначно выделять продуктивные интервалы в оперативном порядке.

Бурение скважины завершено при забое 3 320,0 м. На рис. 1.16 (интерпретация №3) представлена итоговая интерпретация газового каротажа с планшетом геонавигации [21].

1.4.2. Оперативное определение межфлюидных контактов.

Определение положения раздела свободного газа и пластовой нефти относится к одной из сложных задач ГИС. В большинстве случаев между газонефтенасыщенными частями пласта отсутствуют экраны (глинистые или плотные пропластки), что также осложняет задачу определения ГНК. В случаях необходимости оптимального заканчивания скважины (перекрытие газовой шапки) и актуализации геологической модели (для оперативной коррекции геологической модели пласта), газовый каротаж позволяет однозначно выделить ГНК еще в процессе бурения. На рисунке 1.17 представлен один из реальных примеров оперативного определения ГНК при бурении горизонтальной скважины в Восточной Сибири.



ГНК. Последующее проведение более полного комплекса ГИС на кабеле невозможно в связи с профилем скважины, а каротаж на трубах является экономически нецелесообразным, также высока вероятность осложнения ствола скважины вследствие дополнительных СПО.

В таких случаях газовый каротаж выходит не только на первое место по информативности, но и становится по сути единственным источником информации по определению положения ГНК.

В указанном случае, при забое 2 205,0 м (рис. 1.16, интерпретация № 1), по повышению количества метана, четко определяется вскрытие газовой шапки. Далее, при забое 2 213,0 м (рис. 1.16, интерпретация № 2), фиксируется общее повышение фона газопоказаний с изменением состава газа, при этом происходит увеличение количества тяжелых углеводородов от бутана до пентана. Позже глубина положения ГНК была подтверждена методами ГИС в обсаженном стволе. Задача по перекрытию газовой шапки промежуточной колонной выполнена успешно путем постановки башмака колонны ниже выявленной границы ГНК [21].

1.4.3. Оперативное определение трещин/разломов с помощью газового каротажа.

Гелий, будучи небольшой молекулой инертного газа, обладает высокой подвижностью, высокой скоростью диффузии и растворимостью. Он может присутствовать в водоносных горизонтах и газовых пластах в растворенном виде. В нефтяной залежи присутствие гелия начинает наблюдаться уже на стадии первичной миграции. Благодаря своим свойствам, гелий легко мигрирует из исходных пород и накапливается в коллекторах при наличии подходящей ловушки [74]. Таким образом, гелий можно использовать для определения естественных трещин (путей миграции) в горной породе. Наличие трещин при бурении может привести к поглощению бурового раствора и прихвату бурового инструмента.

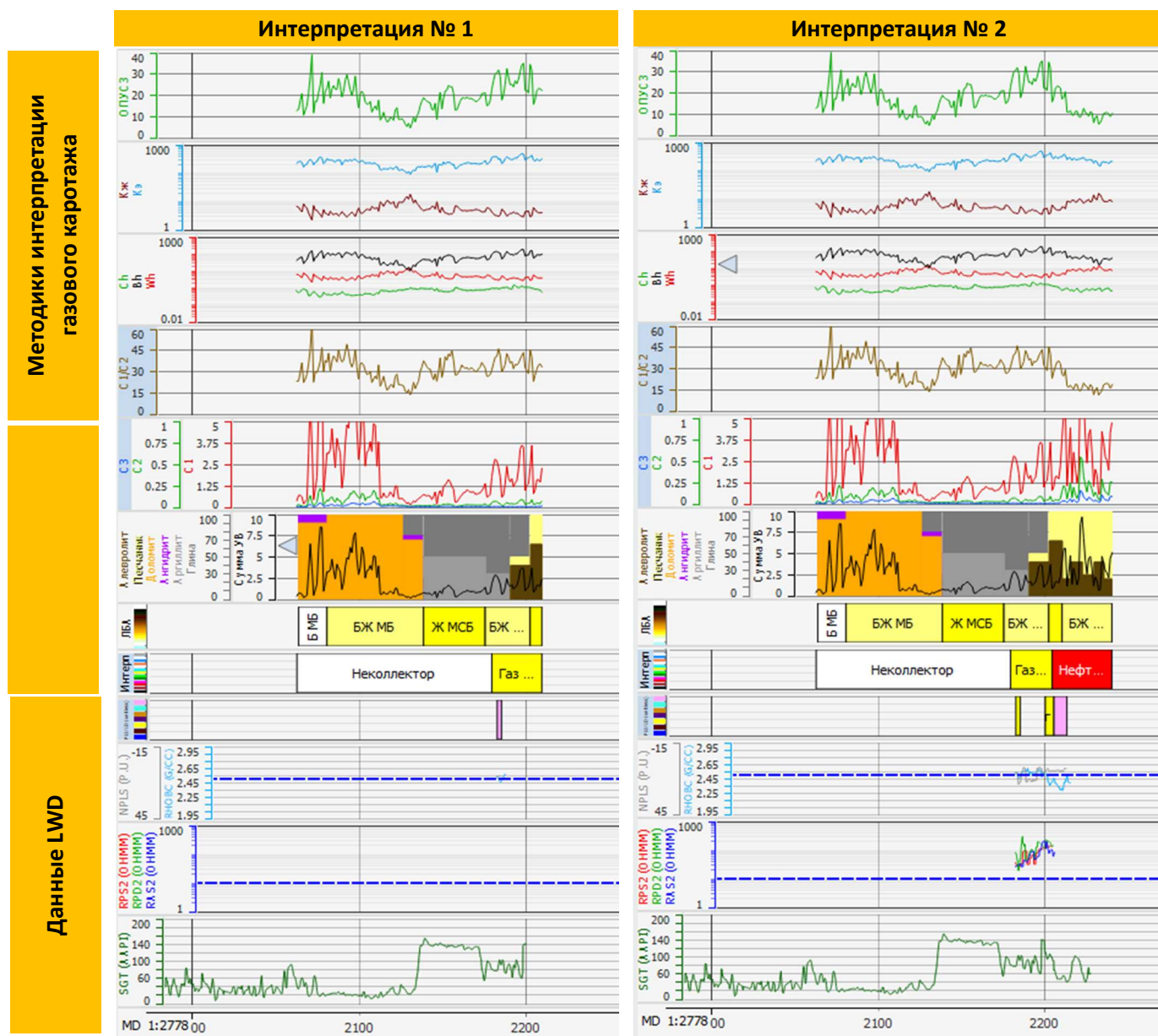


Рисунок 1.16 – Пример определения положения ГНК по данным газового каротажа [21].

Выявление данных нарушений – сложная задача, требующая специальных и дорогостоящих методов. Альтернативным и экономически эффективным инструментом, для выявления трещин может стать газовый каротаж. Хроматографические колонки газовых хроматографов и, станции ГТИ, могут разделять для анализа гелий, который выходит сразу после водорода и хорошо определим на хроматограмме (рис. 1.17). Поэтому возможность идентификации места наличия трещин может помочь при ликвидации осложнений. Чтобы гелий мигрировал, трещины должны быть проводящими, то есть доходить до изначального источника гелия. При бурении горной породы и вскрытии долотом подобной трещины, гелий

начинает транспортироваться на поверхность с буровым раствором, где может быть определен хроматографом станции ГТИ (рис. 1.18) [80-82].

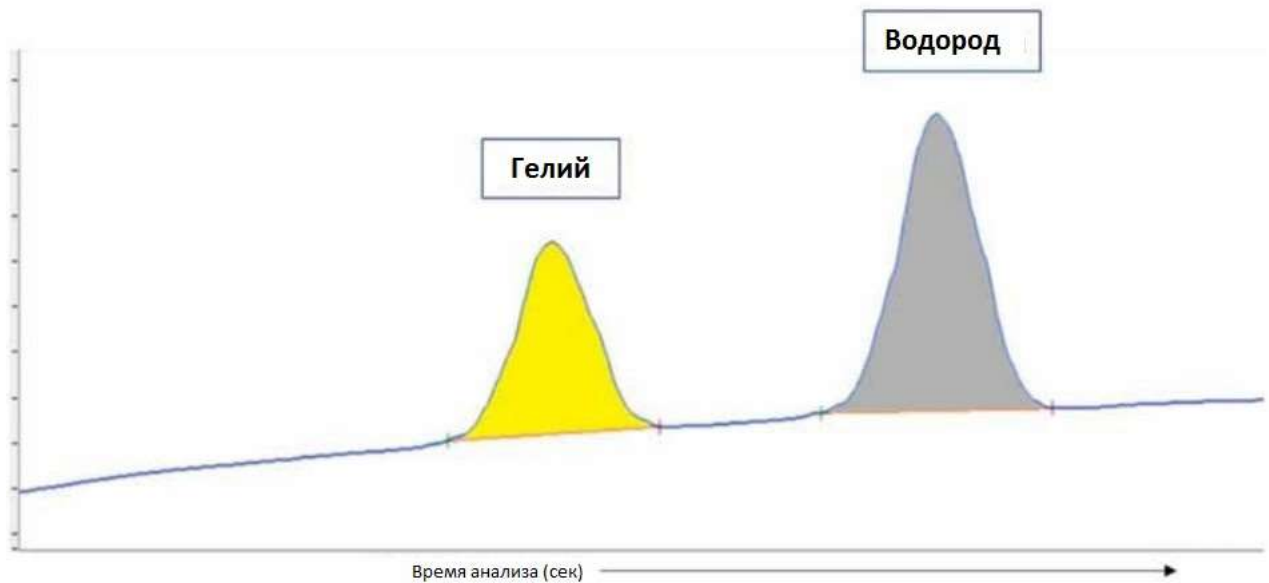


Рисунок 1.17 – Пример определения гелия на хроматограмме [74]

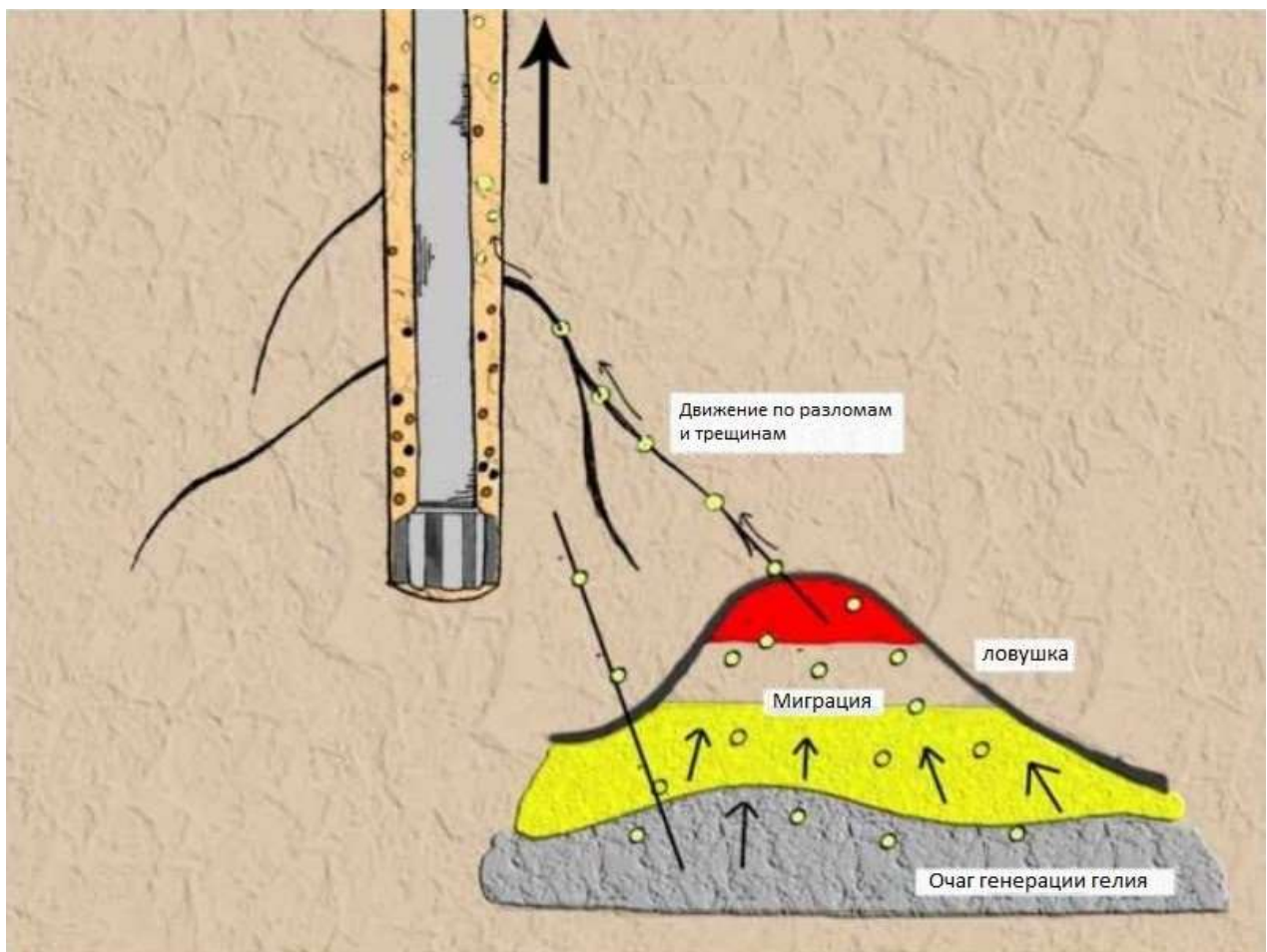


Рисунок 1.18 – Миграция гелия через трещины/разломы от места его происхождения [79]

1.4.4. Определение пластового давления по газовому каротажу для заканчивания горизонтальных скважин.

Практика показывает, что использование данных газового каротажа снижает неопределенность в идентификации углеводородных коллекторов, где электрические каротажные охваты остаются малоинформативными, и даже позволяет выявить дополнительные продуктивные пласты, ранее не выявленные стандартными методами ГИС [83].

В случае, когда традиционный комплекс ГИС оказался технически или экономически неэффективным, альтернативой может выступить технология для определения пластового давления по газовому каротажу. В исследовании [79] приведен опыт использования метода на месторождении Ада в Северной Луизиане, содержащем множество слоистых, слабо связанных между собой флювиальных/мелководных морских коллекторов, которые трудно коррелируются между скважинами, и преимущественно, не поддаются разрешению по имеющимся сейсмическим данным. Чередование истощенных коллекторов с коллекторами с высоким пластовым давлением с невозможностью их идентификации и учета при проектировании дизайна хвостовика, приводит к их совместной эксплуатации при проведении ГРП, и ограничению производительности скважин. Определение пластового давления в процессе строительства скважин также оказалось нерентабельным [84].

Проведя анализ опыта бурения было доказано, что относительное давление между пластовым давлением и давлением столба жидкости в скважине оказывает заметное влияние на величину газовых аномалий, регистрируемых во время бурения. Очевидный и устойчивый характер этого явления привел исследователей к идее использования его как дополнительного источника информации по скважине. Применяя комбинированные газовые законы термодинамики (связывающие объемы газа, давление и температуру – PVT) к основным элементам бурения, разработки пластов, газового каротажа и петрофизики, у авторов получилось

преобразовать газовый каротаж в количественный инструмент оперативного определения пластового давления.

Суть метода заключалась в сравнении объема извлеченного при бурении газа с эталонными объемами, которые отражают результат бурения с известным дифференциальным давлением. Отклонения наблюдаемых объемов газа от ожидаемых связаны с изменениями дифференциального давления. При проведении газового каротажа использовался дегазатор постоянного объема, также при расчетах учитывалась скорость проходки и скорость циркуляции (рис. 1.19)

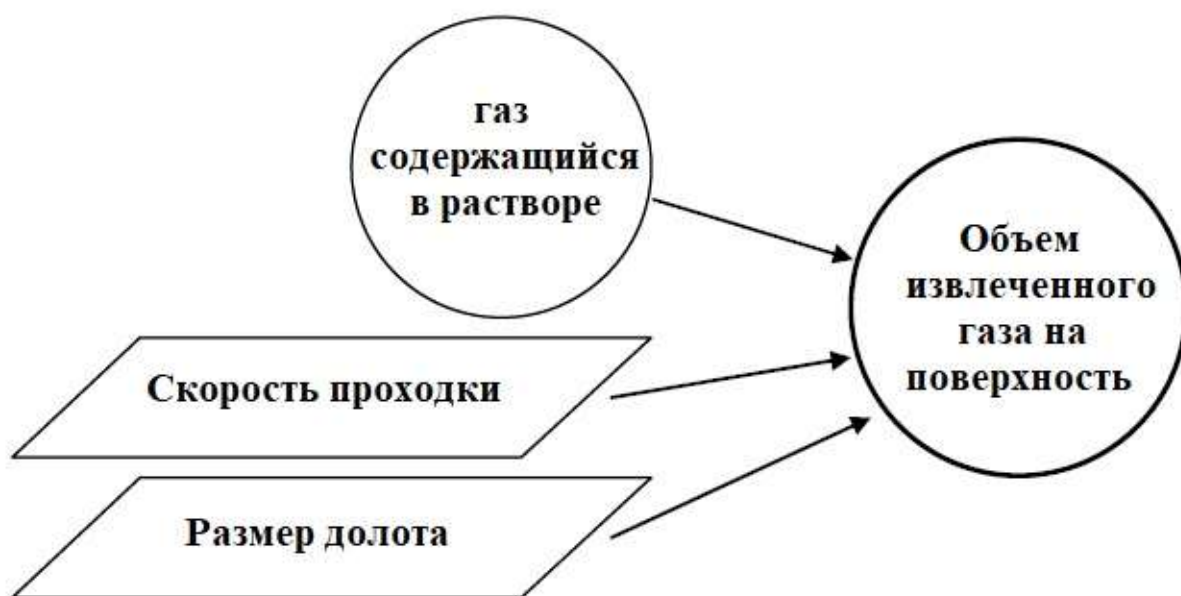


Рисунок 1.19 – Общий процесс определения объема газа, полученного при бурении [84]

Пористость разбуриваемой породы, определенная по данным LWD, комбинировалась с диаметром долота и давлением промывочной жидкости на долоте с учетом циркуляции (эквивалентная циркуляционная плотность). В результате вычислялся эталонный объем, отражающий максимально возможный объем извлеченного газа, который можно ожидать на поверхности при неизменных режимах бурения (рис. 1.20). Прогнозирование давления с помощью газового каротажа прошло тестирование с обнадеживающими результатами в различных коллекторах. Были испытаны буровые растворы как на водной, так и на синтетической основе. В результате выбор интервалов перфорации, с учетом данных газового каротажа, позволил повысить средний

дебет на трех опытных скважинах на 108 %, при минимальных дополнительных затратах [84, 85].

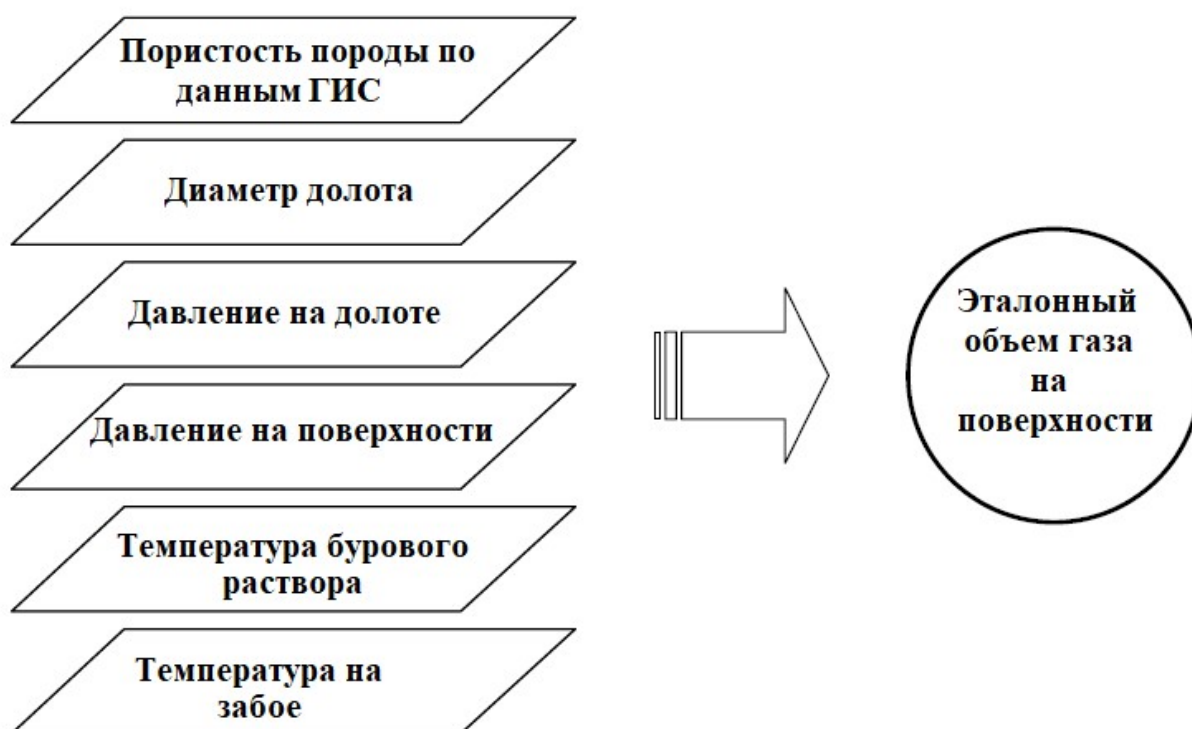


Рисунок 1.20 – Факторы, учитываемые при расчете эталонного объема газа на поверхности [84]

Выводы по главе 1

По мере развития газовый каротаж превратился в эффективный инструмент проведения поисково-разведочных работ на нефть и газ на всей территории нашей страны и сыграл значительную роль в многочисленных открытиях нефтегазовых месторождений, – являющихся основными объектами добычи углеводородного сырья по настоящее время. В последние годы в направлении повышения достоверности данных газового каротажа были достигнуты положительные результаты. Реальные примеры показывают, что использование данных газового каротажа снижает неопределенность в идентификации углеводородных коллекторов, где электрические каротажи остаются малоинформативными, и даже позволяет выявить дополнительные продуктивные пласты, ранее не выявленные стандартными методами ГИС. Таким образом, благодаря современным достижениям в разработке

оборудования, газовый каротаж имеет высокий потенциал для дальнейшего развития [8]. Однако в связи с тем, что газовый каротаж представляет собой цепочку различных процессов, достоверный результат возможен только при качественном выполнении каждого этапа. На сегодняшний день требования по: монтажу и обслуживанию газовоздушной линии (ГВЛ), транспортировке газа, обслуживанию хроматографа и оценки качества полученных данных, производятся по узко специализированным частным методикам, используемым на уровне предприятий. До настоящего времени в отрасли отсутствуют четко определенные и формализованные метрологические требования, охватывающие весь цикл проведения газового каротажа. В связи с чем назрела необходимость пересмотра и дополнения существующих профильных руководящих документов, ГОСТов и технических заданий.

В процессе работы над диссертацией автору удалось систематизировать и развить методы контроля качества газового каротажа, которые были внедрены в локально-нормативную документацию (ЛНД) Компании, регламентирующей проведение геолого-технологических исследований [47,48]. Автором было разработано ПО, позволяющее удаленно производить автоматическую проверку метрологических характеристик газоаналитического оборудования и автоматическую интерпретацию данных газового каротажа. На данное ПО получено 2 авторских свидетельства государственной регистрации программы для ЭВМ в Роспатенте: свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2024685243 от 25 октября 2024 г. «Программное обеспечение для проверки метрологических характеристик газоаналитического комплекса станции геолого-технологических исследований» и свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2024688163 от 25 ноября 2024 г. «Программное обеспечение для автоматической интерпретации газового каротажа по флюидным коэффициентам» [49,50]. Также ПО успешно внедрено в промышленное использование в сервисных компаниях,

занимающихся геолого-технологическими исследованиями при строительстве скважин на нефть и газ. Кроме того, автором были предложены методы качественного улучшения газового каротажа путем внедрения газоанализаторов на основе наносенсоров. Работа по рационализаторскому предложению заняла первое место на всероссийском конкурсе «Новая идея-2020» на лучшую научно-техническую разработку среди молодежи организаций топливно-энергетического комплекса [87].

Глава 2. ТЕХНОЛОГИЯ СЕКВЕНИРОВАНИЯ ДНК В ИССЛЕДОВАНИЯХ, ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН И РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Многочисленные группы микроорганизмов с различными физиологическими и метаболическими способностями и филогенетической принадлежностью регулярно извлекались из нефтяных пластов. Наиболее известными учеными по геологической микробиологии в России являются: Борис Лаврентьевич Исаченко - основоположник геологической микробиологии, разработал теорию биогенного образования месторождений серы и нефти; Сергей Семенович Беляев - возглавлял лабораторию нефтяной микробиологии в Институте микробиологии РАН, внес значительный вклад в развитие этой области; Татьяна Николаевна Назина - с 2013 года возглавляет лабораторию нефтяной микробиологии, продолжая исследования в области микробиологической деградации нефти и биоремедиации. Наиболее известными зарубежными учеными по данному направлению являются: Ричард Барта - американский микробиолог, известный своими исследованиями в области биоремедиации. Совместно с Рональдом Атласом впервые обнаружил, что бактерии способны метаболизировать нефть, что стало основой для использования "нефтеразрушающих" бактерий для очистки разливов нефти; Ананда Мохан Чакрабартти - индо-американский микробиолог, наиболее известный созданием первого генетически модифицированного организма - бактерии *Pseudomonas putida*, способной разлагать компоненты нефти, его работа открыла новые возможности в области биоремедиации; Терри Хейзен - американский микробиолог, чьи исследования сосредоточены на использовании природных бактерий для разложения и детоксикации опасных материалов, включая очистку промышленных отходов в водоемах. Его работа имеет важное значение для понимания механизмов биоремедиации; Джоэл Костка - американский микробиолог, известен своими исследованиями микробных сообществ и их

роли в разложении нефти, особенно в контексте разливов нефти, его работа помогает понять, как микробы могут быть использованы для очистки загрязненных нефтью сред.

Благодаря работам данных ученых и их последователям, доказана способность микроорганизмов поддерживать стабильные сообщества на больших глубинах. Показано, что микроорганизмы научились выживать под действием экстремальных условий окружающей среды в подземных нефтяных резервуарах, где микробиомы находятся изолированными от поверхности Земли на протяжении миллионов лет. Нефтяные месторождения содержат широкий спектр ниш для существования множества бактерий и архей, таких как сульфат-, нитрат-, и железо-редукторов, ацетогенов и метаногенов [88-90].

Также доказана способность анаэробных микроорганизмов утилизировать многочисленные компоненты нефти, что свидетельствует о наличии местных микробных сообществ в нефтяных резервуарах. В настоящее время является общепризнанным научным фактом то, что в нефтяных резервуарах обитают и поддерживаются разнообразные бактериальные и архейные сообщества [91]. С недавнего времени технологии секвенирования генома нового поколения стали активно использоваться различными исследовательскими группами в изучении микробиомов нефтяных пластов. Одним из самых распространенных способов определения микробиомного состава является метатаксономика, когда определяют нуклеотидную последовательность маркерных генов микроорганизмов и на основе сходства последовательностей в публичных базах данных определяется таксономический состав собранного образца.

Применение методов секвенирования генома нового поколения позволяет эффективно выделять и идентифицировать ДНК-маркеры, а также вести мониторинг их наличия и концентрации в различных технологических процессах. Данные методы обладают высокой чувствительностью и избирательностью, возможностью быстро анализировать большие объемы

данных, в том числе на месторождении и в режиме реального времени. Современные способы обработки и хранения данных позволяют сопоставлять, коррелировать и находить статистические зависимости геномных метаданных с другими параметрами скважин, пластов или месторождений, в том числе с данными геофизических и промыслово-геофизических исследований. Микробиомный анализ имеет различное применение в нефтедобывающей промышленности, в частности, активно предоставляются услуги в области анализа микробиомной ДНК для описания сланцевых и нетрадиционных коллекторов [92,93].

В данной главе рассматриваются исследования, характеризующие микробные сообщества в нефтяных резервуарах и влияние преобладающих условий существования на состав микробных сообществ. Безусловными лидерами исследований в данном направлении являются научные школы США и Китая, в связи с чем большая часть актуальных данных издана в научной периодике данных стран [88-141].

2.1. Происхождение микроорганизмов, извлеченных из нефтяных пластов

Нефтяные резервуары представляют собой очень сложные ниши, которые легко могут быть нарушены методами вмешательства в целях добычи нефти и газа (закачка воды, использование биоцидов и т. д.). Поэтому, прежде чем делать какие-либо выводы о роли микроорганизма в экосистеме, необходимо определить, является ли микроорганизм автохтонным (местным) или аллохтонным (чужеродным или временным) для нефтяного резервуара. Загрязнение материалов нефтяной микробиоты, полученных при отборе проб, является важным вопросом, который постоянно волнует микробиологов-нефтяников из-за большого количества возможных источников загрязнения. Другим важным моментом является влияние технологии заводнения на местное микробное сообщество [94].

Повторная закачка пластовой воды, после ее попадания в поверхностные условия, приводит к повторному заселению пласта поверхностными микроорганизмами. Также – помимо привнесения экзогенных микроорганизмов, возможно изменение геохимии пласта на время или постоянно, например, при введении сульфатов или кислорода в процессе бурения и последующей эксплуатации скважины, что может привести к изменению структуры местного микробного сообщества. Кроме того, некоторые экзогенные микроорганизмы могут обладать исключительными способностями к выживанию и могут быть обнаружены в течение длительного времени после внесения. Проблема загрязнения при отборе проб из нефтяных пластов подробно изучена и освещена в специализированной литературе, также разработаны методы по выявлению экзогенной микробиоты для последующего ее исключения при анализе проб [95].

2.2. Микроорганизмы, выделенные из нефтяных пластов

Как правило, нефтяные пласты имеют низкий окислительно-восстановительный потенциал, поэтому в них обитают преимущественно анаэробные микроорганизмы. Питанием для них служат: летучие жирные кислоты (ЛЖК), такие как ацетат, пропионат и бензоат нефтяные углеводороды (ароматические углеводороды с различным числом колец и алифатические углеводороды различной длины цепи), а также неорганические соединения (например, сульфид) [96].

Помимо окислительно-восстановительного потенциала, температура и соленость представляются наиболее важными факторами, формирующими микробные сообщества нефтяных пластов. Ниже кратко описаны различные типы микроорганизмов, которые были выделены из нефтяных резервуаров, и показано влияние преобладающих условий окружающей среды на филогенетическое разнообразие выделенных микроорганизмов:

2.2.1. Метаногены.

Метаногены – археи, которые образуют метан как побочный продукт метаболизма в бескислородных условиях, метаболизируют водород и CO_2 , ацетат, метиламины и диметилсульфиды с одновременным производством метана. В настоящее время метаногены распределены по пяти порядкам (Methanomicrobiales, Methanobacteriales, Methanosarcinales, Methanococcales и Methanopyrales) в подцарстве Euryarchaeota, домен Archaea. Метаногены способны также метаболизировать все вышеупомянутые соединения [97].

- а. Гидрогенотрофные метаногены – археи, использующие в качестве питания водород, выделенные из нефтяного резервуара с низкой соленостью, включают представителей рода *Methanobacterium* из порядка Methanobacteriales [98] а также род *Methanoplanus* из порядка Methanomicrobiales [99]. При более высоких температурах гидрогенотрофные метаногены включают представителей родов *Methanobacterium*, *Methanothermobacter* [100,101] (порядок Methanomicrobiales [102], а также *Methanococcus* и *Methanothermococcus*. Галотолерантные гидрогенотрофные метаногены, к примеру *Methanocalculus halotolerans*, также были извлечены из нефтяных резервуаров с повышенной соленостью [103].
- б. Метилотрофные метаногены – археи, способные использовать метан в качестве единственного источника как углерода, так и энергии, также были выделены из нефтяных месторождений. Большинство из них являются мезофилами, например, *Methanosarcina siciliae* [104]. Также недавно был обнаружен термофильный метилотрофный изолят (*Methermicoccus shengliensis*), который относится к порядку Methanosarcinales и представляет собой новое семейство (Methermicoccaceae) в этом порядке [105].
- с. Уксуснокислые метаногены относятся к роду Methanosarcinales. Единственный факт обнаружения бактерий на нефтяных

месторождениях, относящихся к роду *Methanosarcinales* (*Methanosarcina mazei*), был осуществлен Образцовой А.Я. в 1987 году [106]. Однако активные мезофильные и термофильные уксуснокислые бактерии были получены позднее в результате исследований проб, полученных из нефтяных пластов [107-109]. Скудность уксуснокислых метаногенных бактерий из нефтяных пластов, вероятно, является отражением сложности выделения этой группы микроорганизмов, а не их редкости на нефтяных месторождениях.

2.2.2. Сульфат – редуцирующие бактерии.

Сульфат–редуцирующие бактерии – разнородная группа анаэробных прокариотов (бактерий и архей), способных получать энергию в анаэробных условиях за счет сульфатного дыхания (окисления водорода или других неорганических или органических веществ). Они были первыми микроорганизмами, извлеченными из нефтяных месторождений еще в 1926 г. [110]. В настоящее время сульфатредуцирующие бактерии идентифицированы в четырех различных бактериальных сообществах (*Proteobacteria*, *Firmicutes*, *Nitrospira* и *Thermodesulfobacterium*).

- а. Протеобактерии. К данному сообществу относятся сульфатредуцирующие протеобактерии классов *d-Proteobacteria*. Внутри класса *d-Proteobacteria* в настоящее время описано восемь порядков, пять из которых состоят преимущественно из сульфатредуцирующих протеобактерий [111].
- б. *Firmicutes*. Внутри данного сообщества существует множество родов, обладающих сульфат–редуцирующими способностями, такие как: *Desulfotomaculum*, *Desulfurispora*, *Desulfovibrio*, *Desulfosporosinus* и *Thermodesulfobium* [111]. Род *Desulfotomaculum* является самым распространенным среди грамположительных, и единственным из *Firmicutes*, который до сих пор встречается на нефтяных месторождениях в наше время. Большинство представителей *Desulfotomaculum*, отобранных из нефтяных пластов, являются

термофилами [112]. Также у представителей данного рода отмечались способности этого рода разлагать углеводороды [113].

- с. Термодесульфобактерии представляют собой отдельный бактериальный класс, включающий только два рода (*Thermodesulfobacterium* и *Thermodesulfatator*), оба из которых являются термофильными сульфатредуцентами. Представители рода *Thermodesulfobacter* были получены из термофильных наземных и морских нефтяных резервуаров [114].

2.2.3. Ферментативные микроорганизмы.

Ряд ферментативных микроорганизмов был выделен из высокотемпературных и низкотемпературных нефтяных пластов. Важно отметить, что многие микроорганизмы этой группы способны сочетать ферментативные процессы с дыхательными метаболическими путями, демонстрируя уникальную адаптивность – например, восстановление серы и тиосульфата. Это позволяет им эффективно использовать как ферментативные, так и дыхательные механизмы для энергии, обеспечивая рост и жизнеспособность в различных условиях.

Значительная часть термофильных ферментативных микроорганизмов, извлеченных из нефтяных пластов, является представителями рода *Thermotogae*. Представители *Thermotogae* также могут расти на сложных субстратах, а также на сахарах, при этом конечными продуктами являются ацетат и водород [115].

Лишь немногие исследования посвящены выделению ферментативно активных, приспособленных к соленой среде микроорганизмов в нефтяных резервуарах с высоким уровнем солености, крайне ограничены. Известно, что к таким галофильным микроорганизмам, способным обитать в нефтяных залежах, относятся исключительно представители рода *Haloanaerobium* являются сахаролитическими и протеолитическими и производят H_2 , ацетат, и CO_2 в качестве конечных продуктов ферментации [116].

Несмотря на общее метаболическое и филогенетическое разнообразие мезофильных ферментативных микроорганизмов, лишь немногие пробы с ними были извлечены из нефтяных месторождений. В целом, исследования по выделению мезофильных ферментативных микроорганизмов из нефтяных месторождений крайне скудны и далеко не достаточны для того, чтобы выявить какие-либо глобальные закономерности распространения, связать представителей какой-либо группы с другими или связать членов любой из идентифицированной филогенетической группы с конкретной экологической ролью в нефтяных резервуарах. Ферментативные, мезофильные бактерии, относящиеся к роду *Firmicutes*, которые используют для питания углеводороды были выделены с морского нефтяного месторождения в Конго [117].

2.2.4. Другие микробные сообщества.

а. Гипертермофилы. Несмотря на неоднократное обнаружение гипертермофилов в пробах, отобранных из нефтяных пластов, условия и место их происхождения остается под вопросом [118]. Геологические исследования, коррелирующие биodeградацию компонентов нефти с температурой в нефтяных пластах, позволяют предположить, что верхний предел биологической активности в нефтяных резервуарах составляет 80-90° С [119,120]. Для биологической активности в нефтяных резервуарах данные температуры не являются верхним пределом роста для микроорганизмов [121].

Кроме того, было замечено, что эти гипертермофильные микроорганизмы, обнаруженные в высокотемпературных пластах, могут оставаться жизнеспособными в течение длительных периодов времени при более низких температурах, что увеличивает вероятность того, что они являются экзогенной микробиотой, привнесенной в пласт во время эксплуатации скважины.

Гипертермофилы, обнаруженные в нефтяных резервуарах, включают представителей родов *Archaeoglobus*, *Pyrococcus* и *Thermococcus* [122].

б. Синтрофные микроорганизмы отвечают за деградацию широкого спектра органических соединений в ассоциации с метаногенами, использующими водород и ацетат.

В лабораторных условиях зафиксированы факты деградации компонентов нефти, полученных из нефтяных резервуаров, что может рассматриваться как косвенное доказательство присутствия синтрофных микроорганизмов в нефтяных месторождениях. Недавние работы, демонстрирующие активный метаногенный метаболизм углеводородов в коллекторах нефтяных месторождений, явно свидетельствуют о присутствии местной синтрофной популяции в нефтяных месторождениях [123].

Также сообщалось об обнаружении представителей рода *Syntrophus*, все представители которого способны к синтрофному метаболизму, в пробах, полученных из нефтяных месторождений Северного моря [124].

2.3. Распределение микроорганизмов в нефтяных пластах в зависимости от типа питания и условий обитания

Как уже указывалось ранее, в нефтяных резервуарах обнаружено множество бактерий и архей. При этом были выявлены некоторые закономерности в микробном таксономическом составе, которые коррелируют с конкретными факторами окружающей среды, такими как температура и глубина, причем географическое расстояние между нефтяными резервуарами, как показывают современные исследования, имеет небольшую роль [125,126].

В неглубоких и низкотемпературных водоемах наблюдается обилие представителей *Deltaproteobacteria*, тогда как более глубокие высокотемпературные водоемы обогащены *Clostridiales* и *Thermotogales*. Несмотря на эти специфические таксоны, которые различают нефтяные резервуары по их признакам, был идентифицирован основной состав микробиома в 43 странах мира, это показывает, что бактериальные классы *Gamma proteobacteria* повсеместно распространены [127]. Было проведено

несколько исследований с использованием метагеномики, направленных на понимание функционального потенциала микроорганизмов в условиях нефтяных месторождений [128-131]. Пилотные исследования, сравнивающие метагеномы из нефтяных резервуаров с метагеномами из богатых или не богатых углеводородами сред, показали более высокую распространенность генов, связанных с анаэробным метаболизмом углеводородов и метаногенезом, в образцах из нефтяных резервуаров.

В масштабном исследовании [132] произведено обобщение и анализ общедоступных метагеномных данных с характеристиками состава сообществ и метаболических профилей в 66 нефтяных резервуарах по всему миру (рис. 2.1).

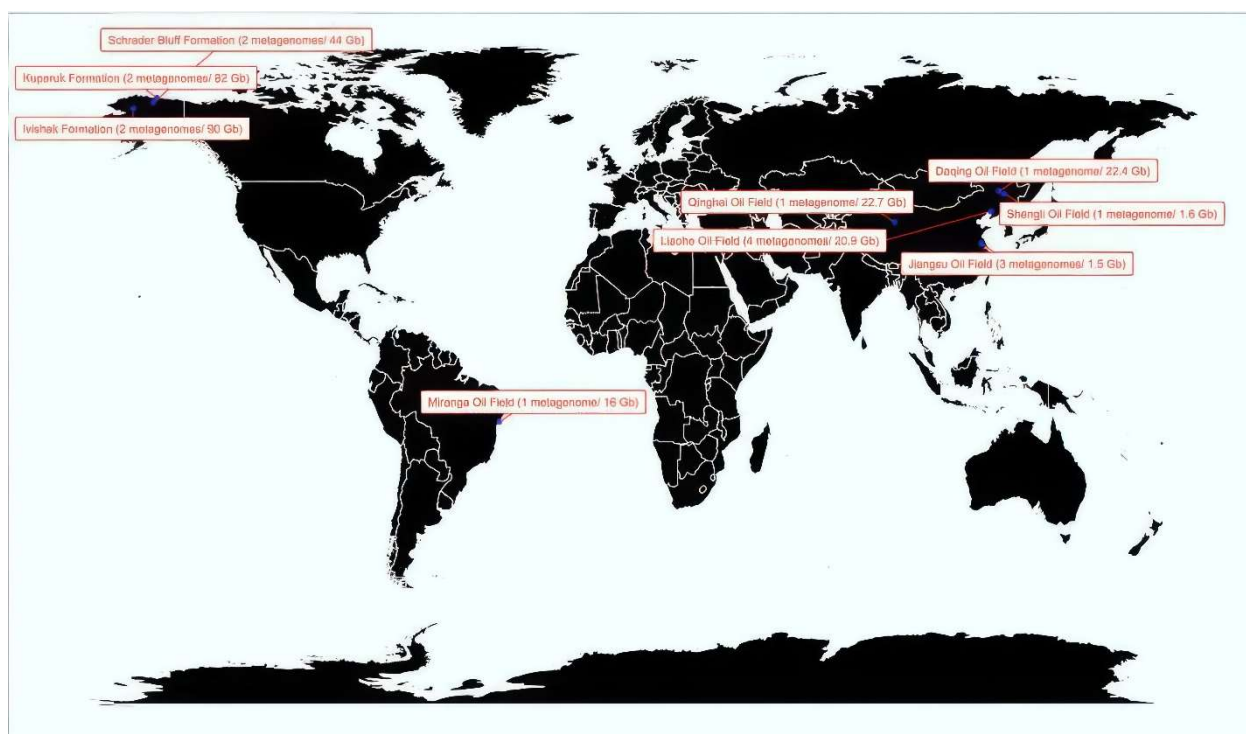


Рисунок 2.1 – Географическое распределение анализируемых метагеномов (в скобках указано количество метагеномов и объем гигабайт информации с каждого источника)

[133]

При анализе таксономического отнесения проб было реконструировано филогенетическое дерево с использованием 148 проб, используемых в данном исследовании (рис. 2.2). По результатам анализа 110

проб отнесено к доменам бактерий, а 38 — к археям. Пробы были сгруппированы в 25 типов бактерий и четыре типа архей. Выяснено, что существует функциональное ядро из трех больших кластеров представителей типов *Firmicutes*, *Proteobacteria* и *Halobacterota* (рис. 2.3), общее для микроорганизмов в нефтяных резервуарах, с помощью которых можно определить специфичные условия для конкретных нефтяных пластов. Также выделены меньшие по численности представители *Campylobacterota*, *Deferribacterota*, *Nitrospira*, *Desulfobacterota*, *Thermotoga*, *Euryarchaeota* и другие [132].

Было выявлено, что до антропогенного вмешательства в местных микробных сообществах нефтяных резервуаров первоначально доминируют медленно — растущие анаэробы, такие как метаногены, и некоторые представители *Clostridia*, приспособленные к жизни в условиях высокой концентрации углеводов и высоких температур, а также других экстремальных условий. Эти результаты позволяют предположить, что метаболизм аэробной деградации углеводов, вероятно, является важнейшей энергетической стратегией для микробного сообщества на нефтяных месторождениях. И является наиболее важным метаболизмом в этой экстремальной среде, независимо от применяемой практики управления скважинами [133].

Кроме общих (повсеместно распространенных) микробных сообществ, на месторождениях, подвергшихся антропогенному воздействию, были выявлены специфические сообщества, не свойственные первоначальному составу. К примеру, на нефтяном месторождении Ляхэ были обнаружены специфические гены окисления серы, что согласуется с использованием закачки нитратов в пласты на это месторождении, для окисления серы [134]. Несмотря на полезную роль, промежуточные продукты окисления сульфидов потенциально агрессивны и в долгосрочной перспективе могут иметь нежелательные последствия, такие как повышенная деградация

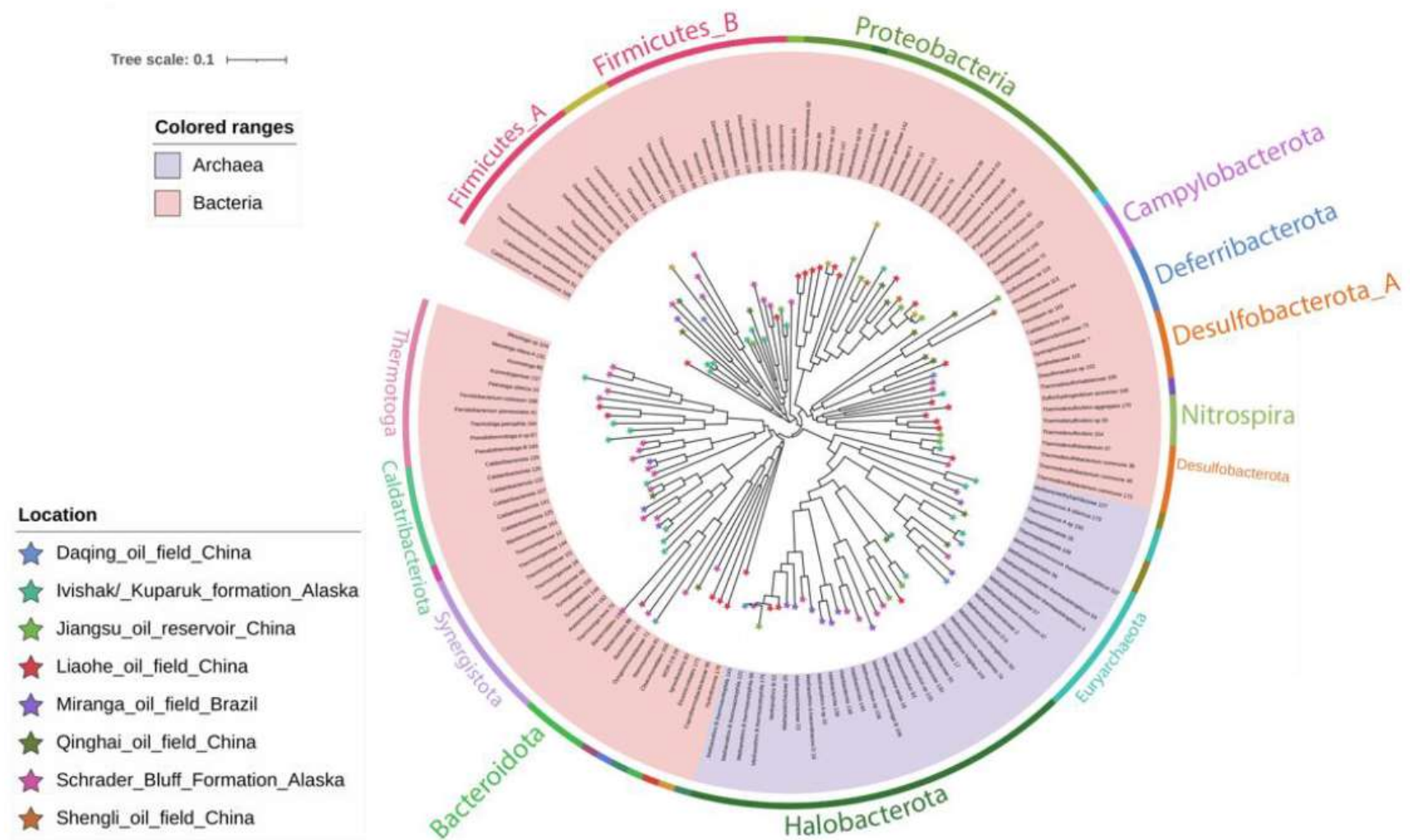


Рисунок 2.2 – Филогенетическое древо 148 проб, извлеченных из нефтяных пластов (цвет звезды на кончиках ветвей указывает на место происхождения пробы) [1320]

углеводородов [135-137]. Таким образом, знания о таксономических и метаболических сдвигах в микробиоме нефтяных месторождений, связанных с антропогенным вмешательством, важны для разработки эффективных мер по добыче нефти и смягчению антропогенного воздействия.

2.4. Изменение микробиомных сообществ в процессе разработки месторождения

Сообщества микробиомов, которые находятся в залежах нефти, в ходе разработки месторождения выступают в виде объекта вмешательства человеком. В них происходит занесение различного вида микробиоты экзогенного характера. Широко известным фактом является то, что для поддержания пластового давления, в нагнетательные скважины закачивается вода, что может иметь отрицательные последствия для устоявшегося сообщества микробиомов. В первую очередь это касается тех объектов, где для закачки используется морская вода.

Например, в одной из работ фундаментального характера [138], описывались исследования на предмет изменений микробиома в скважинах. Это исследование месторождения Халфдан, которое находится в Северном море и имеет более трех десятков скважин (а если быть точнее, 32 скважины), эксплуатация которых происходит от года до 15 лет [138].

Со стороны ученых-исследователей применялся количественный ПЦР-анализ (полимеразной цепной реакции), а также мультигенное секвенирование, сравнительная метагеномика и реконструкция генома. Конечные полученные результаты дали возможность выявления серьезных сдвигов систематического характера непосредственно в сообществе микробиомов.

Отмечается, что химический состав морской воды может повлечь к увеличению активности микроорганизмов, которые осуществляют продуцирование сероводорода, а также провоцируют процесс коррозии и влекут засорение резервуара [138].

Кроме того, показано, что уровень качества нефти может быть ухудшен посредством биodeградации специфическими бактериями (в данном случае подразумеваются органические кислоты, а также соединения, характеризующиеся как серосодержащие). Чтобы дать ответ на вопросы, которые касаются темы пластового микробиома, ученые произвели сбор жидкости из тридцати двух эксплуатируемых скважин, бурение которых производилось с 1999 года. Со стороны авторов рассматриваемой статьи также был произведен геохимический анализ каждого из образцов. Осуществляемая в ходе эксперимента методика дала возможность исследователям произвести разделение закачиваемой воды на пластовую воду и морскую. На рисунке 2.3 отражены состав и основные геохимические характеристики нефтенасыщенного флюида из скважин. Выделено, что в общей сложности на территории месторождения Халфдан присутствует два типа пластовой воды. Для пластовой воды, которая находится в северной части месторождения, характеризуется средним уровнем содержания соли и низким уровнем концентрации таких элементов как ионы магния, калия, а также сульфатов. Что касается другой части месторождения – здесь пластовая вода характеризуется высоким содержанием соли, и, как следствие наиболее высокий уровень концентрации перечисленных ранее элементов. В рассматриваемых образцах флюида из скважины содержался различный объем пропорций морской воды (от 0% до 95%), что зависело непосредственно от того, сколько времени существует скважина (ее возраста) [138].

Установлено, что в тех скважинах, которые являются эксплуатируемыми и содержат долю морской воды от 68% наблюдается высокий уровень вероятности восстановления нитрата. Происходит это за счет наличия следующих бактерий – *Epsilonproteobacteria* и *Deferribacteraceae*. Также со стороны исследователей отмечено, что для скважин, характеризующихся еще более высоким уровнем содержания морской воды, свойственен высокий потенциал к осуществлению процесса окисления сульфида. В тоже время в наименьшей мере для подобного вида скважин

свойственна денитрификация и восстановление тиосульфата, что происходит в результате активности бактерий, именуемых как Epsilon- и Gammaproteobacteria (рис. 2.3) [138].

Что касается микробиома скважин, находящихся в эксплуатации и с содержанием меньше 10% морской воды во флюиде, исследователи статьи называют их эндогенными. Полученные результаты исследований отражают факт более сильного уровня влияния пластовой воды на наличие разнообразия и метаболического потенциала подобного микробиома. Это изменение имеет глубокие последствия для понимания микробной экологии системы и большое практическое значение, поскольку способствует пагубным процессам, таким как закисание резервуара и коррозия металла. Эти результаты обеспечивают новую концептуальную основу для понимания биосферы нефтяных резервуаров и имеют последствия для разработки стратегий решения микробиологических проблем в нефтяной промышленности [133].

Мониторинг распространения микроорганизмов при повторном закачивании пластовой воды также показывает неравномерность распределения многообразия микробиологического сообщества, которое зависит от ФЕС пород. В исследовании [139] показано, что низкая проницаемость нефтеносных пластов неизбежно оказывает значительное влияние на диффузию микроорганизмов в нефтенасыщенных коллекторах. Эти данные были подтверждены в исследовании [140], в котором было установлено, что микроорганизмы в закачиваемой воде могут переноситься через нефтенасыщенную пористую среду с потоком воды, и что проницаемость пласта накладывает существенное ограничение на перенос микроорганизмов.

Таким образом, по микробиологическому разнообразию можно косвенно судить о коллекторских свойствах пласта.

Выводы по главе 2.

Очевидно, что понимание филогенетического разнообразия, метаболических возможностей, экологическая роль и динамика сообществ микробов нефтяных пластов далека от завершения. Все еще остаются частично или полностью без ответа несколько фундаментальных вопросов. Ни одно из опубликованных современных исследований не описало полную или почти полную библиотеку бактериальных сообществ всех пластов какого-либо месторождения углеводородов. Необходимы детальные высокопроизводительные исследования бактериальных и архейных сообществ нескольких нефтяных месторождений. Это позволит выявить менее многочисленные члены сообщества, кроме того, объединение высокопроизводительных исследований с тщательной документацией геохимических условий в нефтяных пластах позволит провести детальный статистический анализ, соотносящий присутствие и/или численность определенных групп микроорганизмов в конкретной окружающей среде условий и, тем самым, получить дополнительную информацию по скважине.

Существуют три области исследований, в которых, по мнению автора, могут быть достигнуты значительные успехи на текущем уровне технологического развития:

1. Детальное понимание и сравнительный анализ микробного разнообразия в нефтяных пластах для получения дополнительной информации при бурении скважины и ее последующей эксплуатации.
2. Мониторинг изменений в составе сообществ нефтяных пластов в ответ на мероприятия, которые возникают на различных стадиях строительства скважины или в ответ на технологические мероприятия, например, закачку пластовой воды, закачку питательных веществ или поверхностно-активных веществ (ПАВ).

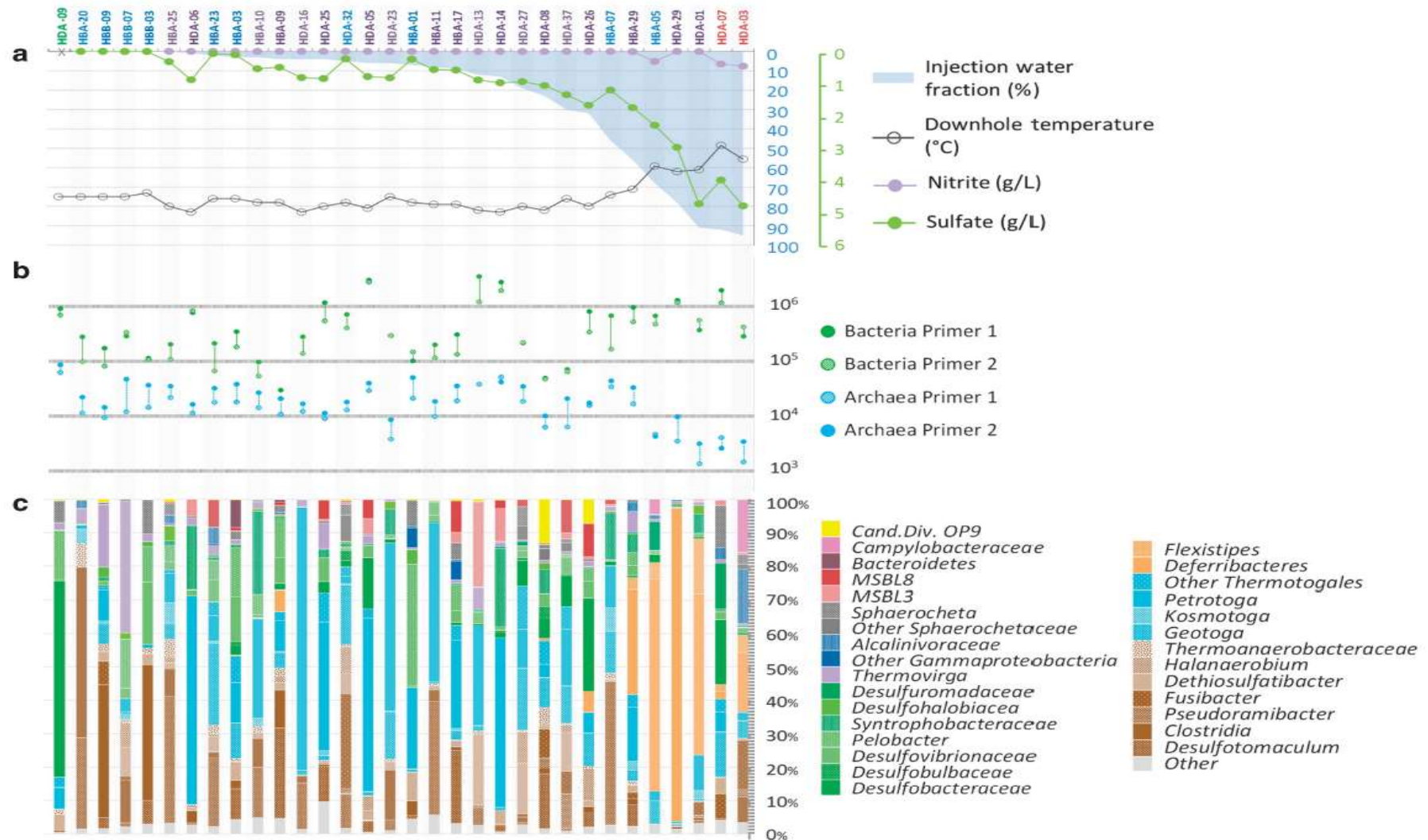


Рисунок 2.3 – Относительное содержание микроорганизмов по таксономическому назначению амплифицированных генов в каждом образце скважинной жидкости месторождения Халфдан [138]

а) – концентрация нитратов (фиолетовый) и сульфатов (зеленый) в разбивке по скважинам. Синим цветом обозначено процентное содержание воды, закачиваемой в скважины из моря. б) – количество 16S архейных (голубой) и бактериальных (зеленый) генов в пересчете на миллилитр скважинной жидкости в соответствии с каждой скважиной на рисунке

3. Метагеномный анализ конкретного нефтяного пласта или сравнительная геномика между пластами удаленных друг от друга месторождений, для определения корреляции и понимания процессов миграции при формировании залежей УВ [136-144].

Глава 3. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИССЛЕДОВАНИЯ БУРОВОГО ШЛАМА В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ

В современных условиях наблюдается истощение основных, крупных и геологически простых месторождений углеводородов, что вынуждает компании, являющиеся недропользователями переносить акцент геологоразведки на поиск средних и мелких залежей, а также на разработку сложных нетрадиционных коллекторов. Для преодоления этих вызовов требуются современные высокотехнологичные геолого-геофизические методы, долгое время предоставлявшиеся иностранными компаниями. Однако насущная задача – разработка отечественных и экономически выгодных подходов к геологоразведке, в том числе через использование шламового материала.

Исследование бурового шлама с применением передовых аналитических методов в реальном времени становится перспективным направлением, поскольку:

- позволяет проводить непрерывную оценку всего геологического разреза скважины;
- значительно сокращает время подготовки проб и обеспечивает оперативное получение данных прямо на месте бурения, не влияя на технологический процесс;
- снижает затраты на дополнительные специальные работы (СПО);
- дополняет и частично заменяет дорогостоящие геофизические исследования (ГИС), обеспечивая точную межскважинную корреляцию в режиме реального времени;
- определяет качество коллекторов и покрышек, изучает нефтегазоматеринские свойства пород, создает детализированные литологические, фациальные и минералогические модели;
- выявляет зоны скрытых разломов и тектонических напряжений, обеспечивает точную стратиграфическую датировку;

- способствует оптимизации прокладки горизонтальных стволов эксплуатационных скважин.

Использование шламового материала актуально как для старых, так и для новых нефтегазоносных регионов, имеющих сложные по структуре месторождения, предоставляя полную геологическую информацию по всему вскрытому разрезу. Это открывает новые возможности для повышения эффективности и снижения затрат в нефтегазовой отрасли [145-153].

Также, в последнее время, анализ бурового шлама используется для проектирования работ по ГРП в проектах по добыче сланцевой нефти и газа [154-158]. Другой пример применения анализа шлама – диагностика проблем в режиме реального времени и оптимизации производительности бурения [159].

3.1. Обеспечение достоверной привязки проб шлама к глубинам исследования

В процессе интерпретации данных при изучении бурового шлама важно принять во внимание ряд специфических особенностей, характерных для данного материала:

- контаминация буровым раствором и механическими примесями (наиболее значимым фактором является наличие контаминации отбираемых проб. Однако, данное ограничение существенно минимизируется за счет проведения тщательной очистки и магнитной обработки образцов);

- различие размеров частиц (в результате разбуривания одного интервала образуются частицы разной размерности, что приводит к гидравлическому фракционированию в процессе подъема проб в потоке промывочной жидкости, что в свою очередь, учитывается при автоматическом расчете в программном обеспечении полевой партии ГТИ, с учетом всех, влияющих на время отставание, параметров (9-13):

$$T_{\text{ш}} = \frac{H}{60 * (\vartheta_{\text{к.п.}} - \vartheta_{\text{с.ш.}})} \quad (9)$$

где:

H – глубина скважины (забой), м;

o – коэффициент, зависящий от площади кольцевого пространства, вращения бурильных труб, состояния ствола скважины (при роторном бурении $o=1,14$, при турбинном $o=1$);

$\vartheta_{к.п.}$ – скорость движения бурового раствора в кольцевом пространстве, м/с. Определяемая по ранее упоминаемой формуле (4):

$$\vartheta_{к.п.} = \frac{4 * Q * 10^{-3}}{\pi * (D^2 - d^2)} \quad (4)$$

где:

Q – производительность буровых насосов, м³/с;

D – диаметр долота, м;

d – диаметр бурильного инструмента, м;

$\vartheta_{с.ш.}$ – скорость седиментации частиц шлама в буровом растворе под действием силы тяжести, м/с. Определяемая по формуле (10):

$$\vartheta_{с.ш.} = 10^{-2} * k_p * \sqrt{l_{ш} \frac{\gamma_{ш} - \gamma_p}{\gamma_p}} \quad (10)$$

где:

k_p – коэффициент, зависящий от формы частиц (для кубической $k_p=30$, для частиц в форме параллелепипеда $k_p=20$,

$l_{ш}$ – средний размер частиц шлама, см;

$\gamma_{ш}$ – плотность частиц шлама, г/см³;

γ_p – плотность бурового раствора, г/см³;

При сложной компоновке бурильной колонны расчет времени отстаивания шлама производится отдельно для каждой секции (11):

$$t_{шi} = \frac{L_i}{60 * (\vartheta_{к.п.i} - o * \vartheta_{с.ш.})} \quad (11)$$

где:

L_i – длина i -й секции бурильных труб, м;

$\vartheta_{к.п.i}$ – скорость движения бурового раствора в кольцевом пространстве для i -й секции бурильных труб, м/с.

Время отставания шлама в этом случае определяется как сумма $t_{ши}$ i -х секций (12):

$$t_{ш} = \sum_{i=1}^n t_{ши} \quad (12)$$

где:

n – количество секций.

Если в процессе подъема шлама с забоя скважины на поверхность произошло углубление забоя на величину ΔH , время отставания шлама рассчитывается по формуле (13) [141]:

$$T_{ш} = \frac{H + \Delta H}{60 * (\vartheta_{к.п.} - \vartheta_{с.ш.})} \quad (13)$$

Программное обеспечение также учитывает остановки циркуляции и оседания бурового раствора.

Ниже приведен пример расчета времени отставания шлама при бурении скважины № 5043, на которой производился отбор проб шлама для дальнейшего секвенирования ДНК микробиоты.

Данные для расчета времени отставания:

1. Конструкция скважины

- | | |
|--|------------------|
| 1.1. Эксплуатационная колонна 168х10,59: | 0-795,13 м |
| 1.2. Эксплуатационная колонна 168х8,94: | 795,13-2449,78 м |
| 1.3. Клин-отклонитель: | 1470-1474 м |

1.4. Открытый ствол 146 мм:	975,94 м
2. Конструкция бурильной колонны:	
2.1. Долото PDC (БИТ 146 ВТ 513), 146мм:	0,2 м
2.2. Забойный двигатель (ДРЗ-120 7/8 5.0), 120мм:	7,5 м
2.3. Телеметрическая система (ЕКЗ-120-GT), 120мм:	6,8 м
2.4. Калибратор (КЛС-120), 120мм:	0,86 м
2.5. Прибор LWD (МГПЛ-120-136), 136мм:	1,38 м
2.6. Калибратор (КЛС-120), 120мм:	0,86 м
2.7. Бурильная труба немагнитная (НУБТ-120), 120мм:	9,44 м
2.8. Переводник (КЦ-120С), 120мм:	2,43 м
2.9. Переводник (ПН-102/102), 120мм:	0,47 м
2.10. Бурильная труба (СБТ-89), 89мм:	600,56 м
2.11. Бурильная труба (ТБТ-89), 89мм:	109,35 м
2.12. Переводник (ПН-102/102), 120мм:	0,37 м
2.13. Яс (ЯГ-120), 120,7мм:	5,36 м
2.14. Бурильная труба (ТБТ-89), 89мм:	109,83 м
2.15. Бурильная труба (СБТ-89), 89мм:	2234,95 м
3. Свойства бурового раствора и шлама:	
3.1. Плотность бурового раствора, гр/см ³ :	1,11
3.2. Производительность насосов, л/с:	14
3.3. Средний размер шлама, мм:	1,6
3.4. Плотность частиц шлама,	2,4

Расчет времени отставания для первой секции (КНБК в открытом стволе):

$$1. T_{ш1} = \frac{H}{60 * (\vartheta_{к.п.} - \vartheta_{с.ш.})} = \frac{29,94}{60 * (2,58 - 1 * 0,27)} = \mathbf{0,22 \text{ мин}}$$

$$2. \vartheta_{к.п.} = \frac{4 * Q - 10^3}{\pi * (D^2 - d^2)} = \frac{4 * 14 * 10^{-3}}{3,14 * (0,146^2 - 0,12^2)} = \mathbf{2,58 \text{ м/с}}$$

$$3. \vartheta_{с.ш.} = 10^{-2} * k_p * \sqrt{l_{ш} \frac{\gamma_{ш} - \gamma_p}{\gamma_p}} = 10^{-2} * 20 * \sqrt{1,6 \frac{2,4 - 1,11}{1,11}} = \mathbf{0,27 \text{ м/с}}$$

Расчет времени отставания для первой секции (буровой инструмент в открытом стволе):

$$\begin{aligned}
 1. \quad T_{ш2} &= \frac{H}{60 * (\vartheta_{к.п.} - \vartheta_{с.ш.})} = \frac{946}{60 * (1,33 - 1 * 0,27)} = \mathbf{14,89 \text{ мин}} \\
 2. \quad \vartheta_{к.п.} &= \frac{4 * Q - 10^3}{\pi * (D^2 - d^2)} = \frac{4 * 14 * 10^{-3}}{3,14 * (0,146^2 - 0,089^2)} = \mathbf{1,33 \text{ м/с}} \\
 3. \quad \vartheta_{с.ш.} &= 10^{-2} * k_p * \sqrt{l_{ш} \frac{\gamma_{ш} - \gamma_p}{\gamma_p}} = 10^{-2} * 20 * \sqrt{1,6 \frac{2,4 - 1,11}{1,11}} = \mathbf{0,27 \text{ м/с}}
 \end{aligned}$$

Расчет времени отставания для первой секции (буровой инструмент в ЭЖ 168/8,94):

$$\begin{aligned}
 1. \quad T_{ш3} &= \frac{H}{60 * (\vartheta_{к.п.} - \vartheta_{с.ш.})} = \frac{609,89}{60 * (1,22 - 1 * 0,27)} = \mathbf{10,73 \text{ мин}} \\
 2. \quad \vartheta_{к.п.} &= \frac{4 * Q - 10^3}{\pi * (D^2 - d^2)} = \frac{4 * 14 * 10^{-3}}{3,14 * (0,15012^2 - 0,089^2)} = \mathbf{1,22 \text{ м/с}} \\
 3. \quad \vartheta_{с.ш.} &= 10^{-2} * k_p * \sqrt{l_{ш} \frac{\gamma_{ш} - \gamma_p}{\gamma_p}} = 10^{-2} * 20 * \sqrt{1,6 \frac{2,4 - 1,11}{1,11}} = \mathbf{0,27 \text{ м/с}}
 \end{aligned}$$

Расчет времени отставания для первой секции (буровой инструмент в ЭЖ 168/10,56):

$$\begin{aligned}
 1. \quad T_{ш4} &= \frac{H}{60 * (\vartheta_{к.п.} - \vartheta_{с.ш.})} = \frac{795,13}{60 * (1,31 - 1 * 0,27)} = \mathbf{12,82 \text{ мин}} \\
 2. \quad \vartheta_{к.п.} &= \frac{4 * Q - 10^3}{\pi * (D^2 - d^2)} = \frac{4 * 14 * 10^{-3}}{3,14 * (0,14688^2 - 0,089^2)} = \mathbf{1,31 \text{ м/с}} \\
 3. \quad \vartheta_{с.ш.} &= 10^{-2} * k_p * \sqrt{l_{ш} \frac{\gamma_{ш} - \gamma_p}{\gamma_p}} = 10^{-2} * 20 * \sqrt{1,6 \frac{2,4 - 1,11}{1,11}} = \mathbf{0,27 \text{ м/с}}
 \end{aligned}$$

Итоговое время отставания с учетом суммы всех секций:

$$\begin{aligned}
 t_{ш} &= T_{ш1} + T_{ш2} + T_{ш3} + T_{ш4} = 0,22 + 14,89 + 10,73 + 12,82 \\
 &= \mathbf{38,66 \text{ мин}}
 \end{aligned}$$

Кроме расчета времени отставания шлама необходимо учитывать теоретическую вероятность радиального распределения различных по массе частиц шлама. Поскольку скорость переноса шлама отличается от скорости бурового раствора, шлам, движущийся вверх по кольцевому пространству

скважины, может рассеиваться из-за различной скорости переноса в зависимости от размера частиц (например, мелкие частицы легко переносятся, а крупные могут отставать от них при небольших скоростях движения бурового раствора) и существования радиального распределения частиц в скорости бурового раствора [160,161]. Также установлено, что погрешность в расчете времени отставания шлама особенно увеличивается на длинных горизонтальных участках [162,163].

В исследовании [164] установлено, что влияние радиального распределения частиц в наклонно-направленных скважинах (с зенитным углом не более 30°), при шламе мелкой фракции в 1-3мм незначительно и не влияет на информативность шлама [164].

В исследовании [165] произведена попытка моделирования влияния траектории скважины и режимов бурения на информативность шлама. Изменение выхода шлама с различных глубин в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах оценивалось на основе экспериментов, на проведенных на разработанной натурной крупномасштабной модели скважины с изменяемыми углами наклона и скоростью потока бурового раствора (рис. 3.1). Модель состояла из системы контура транспортировки шлама длиной 9 метров, имитирующая кольцевое пространство скважины, состоящее из внешней трубы и внутренней трубы (скважина — бурильная труба). Внешняя труба была выполнена из прозрачной пластмассы для визуального контроля потока и поведения шлама в кольцевом пространстве. Принцип работы установки заключался в циркуляции бурового раствора по кругу (направление циркуляции указано красными стрелками на рисунке), с возможностью порционной подачи частиц, имитирующих буровой шлам, и маркерных частиц для отслеживания запаздывания шлама. Подача шлама производилась в систему перед участком, имитирующим кольцевое пространство скважины. Имитатор скважины с помощью гидравлического подъемника поднимался в процессе эксперимента с шагом 15° . После прохождения через него шлам отбирался в шламовом фильтре, имитируя его

выход на устье скважины, что исключало искажение данных в связи с заклиниванием шлама по циклу.

Были проведены эксперименты по отставанию бурового шлама, в течение экспериментов менялся угол наклона скважины путем наклона испытательной секции от вертикального (0°) до горизонтального (90°) с шагом 15° (рис. 3.2).

Скорость бурения имитировалась от 5 до 50 м/ч путем регулирования скорости подачи шлама в систему. При подаче шлама в систему в него добавлялся шлам красного цвета, в качестве маркера.

Экспериментальные условия были определены на основе типичного проекта на бурение горизонтальной скважины. Скорости бурения задавались до 20 м/ч, а производительность насоса варьировалась в пределах от 40 до 60 м³/ч. Также имитировались различные режимы бурения (ротаторный или слайдирование).



Рисунок 3.2 – Внешняя труба циркуляционной установки для моделирования времени выхода шлама [165]

Как видно из результатов эксперимента, показанных на рисунке 3.3 «а», в случае вертикальной скважины (зенитный угол 0°), пики выхода маркерных

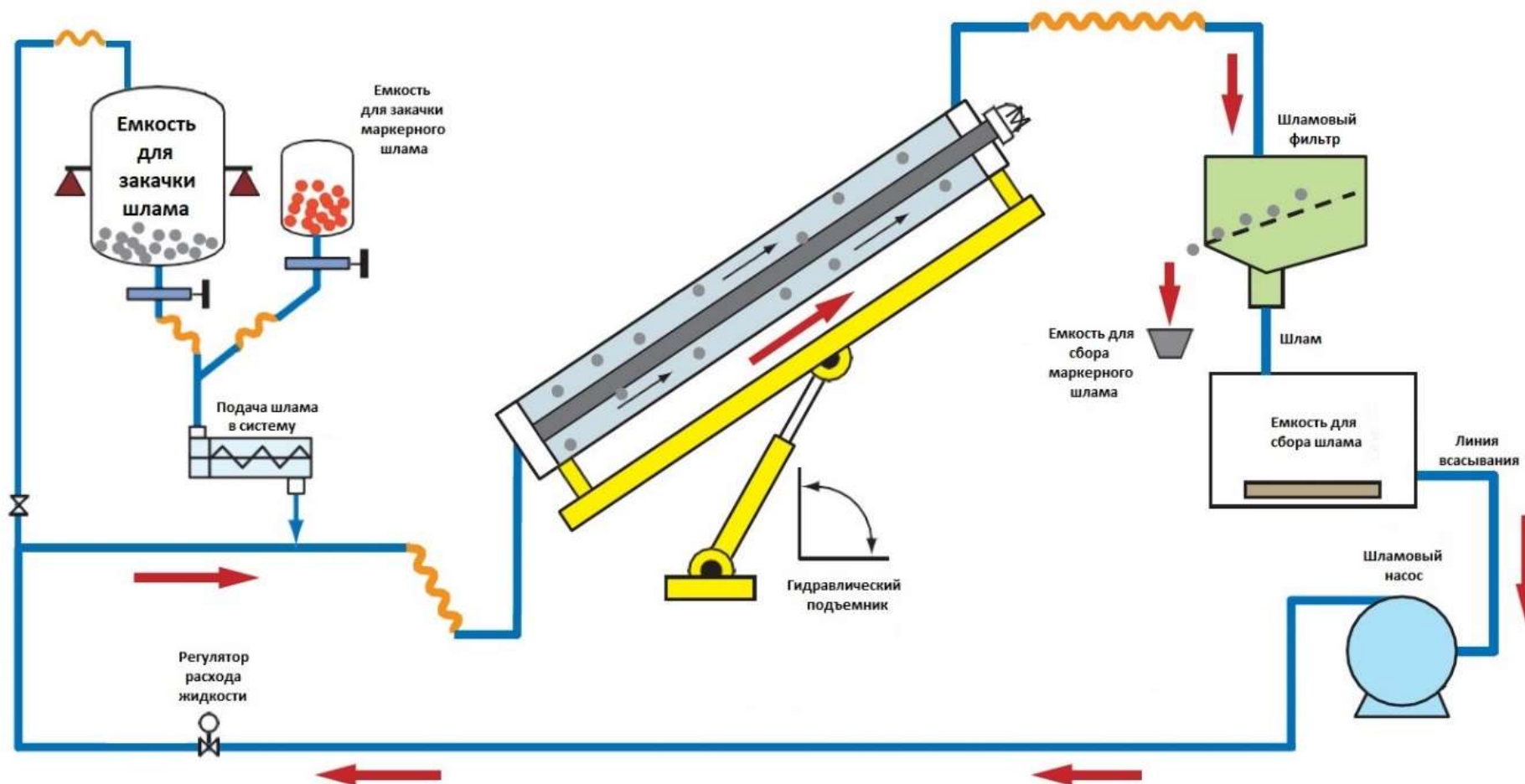


Рисунок 3.1 – Принципиальная схема циркуляционной установки для моделирования отстаивания шлама [165].

частиц шлама практически идентичны и не зависят от производительности буровых насосов (от 40 до 60 м³/ч).

В случае наклонно-направленной скважины (зенитный угол 60°), показанной на рисунке 3.3 «б», показано, что при снижении производительности буровых насосов ниже 60 м³/ч (от 40 до 50 м³/ч), происходит существенное «смазывание» пиков выхода проб маркерного шлама и, тем самым, снижение информативности проб шлама [165].

В данном случае происходит образование шламовых подушек (дюн), что влечет за собой не только снижение информативности проб шлама, но и опасность возникновения технологических осложнений при бурении скважин рис. 1.3 [62].

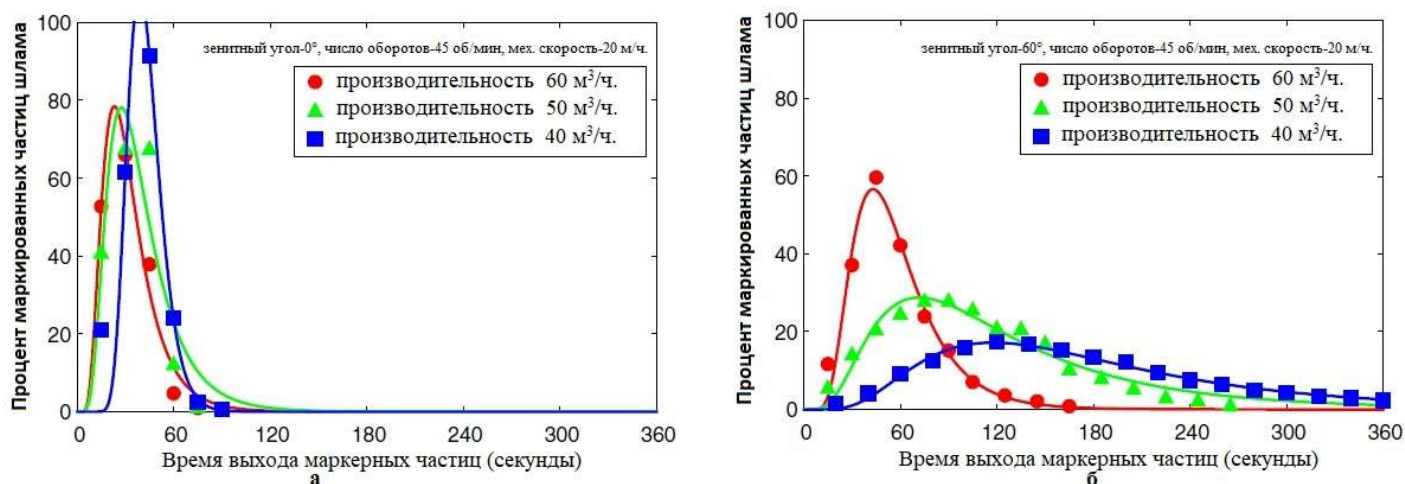


Рисунок 3.3 – Распределение выхода маркерного шлама, полученное в ходе экспериментов [165]

Для снижения данных рисков в современной практике бурения скважин с продолжительным горизонтальным участком на уровне регламентов закреплены требования по дополнительным промывкам, проработкам и периодическим прокачкам очищающих пачек бурового раствора для полноценного выхода шлама на поверхность.

3.2. Современные методы оперативного изучения шлама, керна и их информативность

Одним из самых первых полевых методов изучения шлама является люминесцентно-битуминологический анализ шлама (ЛБА). Метод разработан и внедрен Фроловской В.Н. в 1957 г [166]. Суть метода заключается в выявлении и оценке содержания и качества рассеянных в породах битуминозных веществ посредством наблюдения их люминесценции. Для проведения анализа измельченный шлам выкладывают в форме конуса на фильтровальную бумагу и смачивают растворителем. В результате образуется характерное люминесцентное пятно, которое служит основой для оценки как количественных, так и качественных характеристик битумоидов. Форма и размер пятна указывают на концентрацию битумоидов (см. рис. 3.4), а его цвет – на состав этих веществ (см. рис. 3.5).

ЛБА активно используется для первичной идентификации типов битуминозных веществ, определения их распределения в горных породах, а также для выявления нефтесодержащих горизонтов. Методика основывается на корреляции между цветом и интенсивностью люминесценции битуминозных компонентов и их количеством и качественным составом. Данные, полученные с помощью ЛАБ, служат для детализации геологических разрезов, выделения маркерных горизонтов, изучения миграции битумоидов и определения нефтесодержащих пород непосредственно на буровой [164-167].

Люминесцентный анализ битуминозных компонентов широко внедрен в геолого-технологические исследования, в частности, включен в обязательный стандартный пакет работ при бурении нефтяных и газовых скважин в России [153]. Ключевое преимущество метода – оперативность и высокая чувствительность. Однако, стоит отметить существенные ограничения: полуколичественный характер определения содержания битума и лишь приблизительная оценка его состава.

В целом, хотя метод и имеет существенные ограничения по точности измерений, его оперативность и способность к первичной оценке битуминозных веществ делают ЛБА незаменимым инструментом в геолого-технологических исследованиях на буровых площадках.

Оценка объекта исследований (цвет капиллярной вытяжки) производится визуально, поэтому результаты исследований в какой-то мере субъективны и сильно зависят от человеческого фактора.

Форма люминесцирующего участка	Характеристика люминесцирующего участка	Балл
 	Ровное пятно	5
	Неровное пятно, толстое кольцо	4
	Тонкое кольцо	3
	Тонкое (рваное) кольцо	2
	Точки отдельные, редкие	1

Рисунок 3.4 – Количественная оценка содержания битумоидов по Фроловской В.Н. [166]

Группа	Цвет люминесценции капиллярных вытяжек	Состав битумоида	Тип битумоида
I	Беловато-голубоватые тона разной интенсивности	Углеводородные флюиды, не содержащие смол и асфальтенов	Легкий битумоид ЛБ (ЛБА)
II	Белый, голубовато-желтый, беловато-желтый	Нефть и битумоиды с низким содержанием смол, с незначительным содержанием или отсутствием асфальтенов	Масляный битумоид МБ (МБД)
III	Желтый, оранжево-желтый, до светло-коричневого	Нефти и битумоиды с содержанием масел более 60 %, асфальтенов 1–2 %	Маслянисто-смолистый битум МСБ
IV	Оранжево-коричневый, светло-коричневый, коричневый	Битумоиды и нефти с повышенным (3–20 %) содержанием асфальтенов	Смолистый битумоид СБ (СБА)
V	Темно-коричневый, зеленовато-коричневый, красно-коричневый	Битумоиды с содержанием асфальтенов более 20 %	Смолисто-асфальтеновый битумоид САБ (САБА)
	Черно-коричневый, черный	Битумоид с содержанием асфальтенов более 30 %	

Рисунок 3.5 – Классификация битумоидов по люминесцентной характеристике капиллярных вытяжек по Фроловской В.Н. [166]

При таком способе формирования объекта исследований невозможно говорить о какой-либо нормализации этого процесса и, следовательно, о сопоставимости результатов исследований и возможности каких-либо обобщений.

В отличие от метода ЛБА, наиболее современным и перспективным методом оперативного изучения шлама сегодня является метод рентгеновской дифракции (XRD). Измерения основаны на том, что кристаллическая структура каждого минерала имеет уникальную характерную картину дифракции рентгеновских лучей, а уровень интенсивности пропорционален относительному количеству этого минерала. Каждая дифрактограмма сравнивается с эталонными дифрактограммами 12 минералов, хранящимися в базе данных. После совпадения и измерения интенсивности дифрактограммы производится количественная оценка относительного количества данного минерала. XRD-минералогия строится как отдельная литологическая колонка и не зависит от XRF-измерений. Рентгенофлуоресцентные измерения (XRF) заключаются в измерении флуоресцентного излучения на различных энергетических уровнях и сопоставлении их с известными дискретными значениями энергии 12 основных элементов (Na, Mg, Al, Si, P, S, Cl, K, Ca, Ti, Mn и Fe) и 20 микроэлементов (V, Cr, Co, Ni, Cu, Zn, Ga, As, Br, Rb, Sr, Y, Zr, Nb, Mo, Ba, Hf, Pb, Th и U). Концентрация этих элементов и относительное содержание одного над другим позволяет сделать вывод о наличии определенных минералов в пласте. Это измерение не зависит от рентгеноструктурного анализа и часто дает очень ценное представление о химическом составе пласта и произошедших или происходящих химических и геологических процессах. Кроме того, высокоточный мониторинг микроэлементов позволяет рассчитать элементную кривую гамма-излучения по концентрациям 3 элементов: K, Th и U [168-170]. Плюсом метода также является малый объем образцов, необходимых для анализа. Однако высокая стоимость прибора и требования к высокой квалификации обслуживающего персонала не позволяют использовать данную технологию повсеместно.

3.3. Методика отбора проб шлама, керна и промывочной жидкости для секвенирования ДНК микробиоты

Оборудование для отбора и хранения проб для последующего микробиологического анализа отличается от стандартного набора для отбора проб шлама. В набор оборудования входят: весы (точность до 1 г) для предварительного взвешивания образцов (рис. 3.6 «а») холодильник (допустимая температура от -80 до -4 °С) для хранения образцов (рис. 3.6 «б»), и центрифуга (небольшая до 4 кг) для предварительного разделения буровой жидкости от взвеси (рис. 3.6 «в»).



Рисунок 3.6 – Набор оборудования для отбора проб шлама для последующего секвенирования ДНК микробиоты [34]

Отбор образцов для стандартного анализа материалов с буровой скважины не учитывает факта контаминации (смешивание, загрязнение), которая начинается немедленно с контактом ствола скважины и выходом на поверхность. Для изучения бактериологического разнообразия из материалов бурения необходимо получить наиболее чистый материал, который может сохранить первоначальный состав и как можно меньше подвергается влиянию окружающей среды на поверхности. Все это заставляет начать исследование с получения материалов с учетом сохранения образцов от контаминации. Поэтому используются специальные протоколы по отбору и хранению образцов для последующего анализа на микробиологическое разнообразие.

Протокол для сбора образцов шламов, керна и флюида для микробиологических работ выглядит следующим образом:

- во время сбора образцов – сотрудник, осуществляющий работу, должен быть одет в нитриловые перчатки во избежание контаминации за счет попадания кожной микробиоты;
- образцы шлама отбираются каждые 1/5/10 метров проходки в скважине для максимально высокой разрешающей способности дальнейшего микробиологического анализа;
- глубина отбора обязательно перепроверяется по данным ГТИ и сервиса по буровым растворам;
- образцы шлама отбираются стерильными лопаточками в стерильную пластиковую посуду (объемом 100 г), которая закрывается герметичными крышками;
- каждый образец отбирают отдельными лопаточками для исключения контаминации образцов, или лопаточка обрабатывается 70 % этиловым спиртом во избежание контаминации;
- отобранные образцы шлама аккуратно подписываются (дата сбора, место сбора, глубина шлама), измеряется вес образцов на портативных весах (записывается вес образца) и затем складываются в морозильную камеру на - 20 °С. Промежуток между сбором образцов и хранением в морозильной камере должен быть максимально коротким;
- в случае отсутствия морозильной камеры возможно использование фиксатора – 70 процентный спирт.

После сбора образца с вибросита его промывали. Отмывающая жидкость подбиралась в соответствии с составом бурового раствора. В случае бурения с применением бурового раствора на водной основе пробы промывались водой. При использовании бурового раствора пробы промывались в органическом растворителе. С обязательным обозначением, что шлам был в буровом растворе на нефтяной основе. Далее производилась

промывка в мыльном растворе, а затем в воде. Перед отправкой на хранение в холодильник каждый образец взвешивался и маркировался. Перед взвешиванием весы настраивались с учетом веса контейнера.

Каждый образец маркировался. Для этого на каждый контейнер наносилась этикетка с данными об идентификационном номере контейнера (обычно просто нумерация по нарастающей, иногда с первой буквой названия горизонта), глубине извлеченной породы, датой извлечения, весом и примечанием, отметка о нахождении образца в буровом растворе на нефтяной основе.

Для образцов бурового раствора и скважинного флюида применялся несколько измененный протокол, так как он имеет много взвешенных частиц, которые могут загрязнить аппаратуру для анализа микробиома. Для устранения проводилось центрифугирование раствора. Твердые части и более плотная жидкость, если раствор неоднородный, окажутся в нижней части пробирки.

Отобранную буровую жидкость разливали в пробирки для центрифугирования и устанавливали на среднюю скорость вращения на 5 минут. Далее переливали жидкость в контейнер для хранения без твердого осадка, маркировали и отправляли в холодильник.

Транспортировку обеспечивали таким образом, чтобы сохранялась целостность контейнеров и низкая температура. Оптимальным является вариант переноски небольших и нетяжелых партий контейнеров между холодильником и транспортом в пакетах или коробках с термической изоляцией.

3.4. Пробоподготовка и выделение ДНК из образцов шлама

Отобранные образцы шлама объемом десять миллилитров были подвержены смешению с эквивалентным количеством буфера Виноградского, после чего полученная смесь инкубировалась при температуре 80 °C на протяжении десяти минут. Водную фазу извлекали с использованием

стерильной пипетки; данное действие повторялось пять раз для каждого образца, обеспечивая объем собранной водной фазы в 50 мл. Затем каждый приобретенный объем подвергся центрифугированию при $1200 \times g$ и температуре $+4^{\circ}\text{C}$ на протяжении двадцати минут с целью осадка частиц.

В процессе ДНК-экстракции к полученному осадку добавляли аликвоту (2 мл) буфера TE, содержащего 10 ммоль/л Трис и 1 мМмоль/л ЭДТА. Это было сделано для минимизации риска загрязнения бактериальными агентами из реагентов или посторонних частиц; дополнительная экстракция ДНК проводилась в пустой контрольной пробирке [34].

3.4.1. Амплификация гена из ДНК

ПЦР-реакцию осуществляли на льду, смешивая компоненты: 7 мкл стерильной воды, 10 мкл смеси 2хPCR (NEB), по 1 -1 мкл праймеров и грунтовки (по 10 пмоль каждого) и ДНК-генома в объеме 1 мкл. Общий объем реакции составил 20 мкл, детали амплификации представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Программа амплификации

Этап	Температура	Время
1. Денатурация	95 °C	2 мин.
2. Денатурация	95 °C	30 сек.
3. Отжиг праймеров	58 °C	30 сек.
4. Синтез 2 цепи ДНК	72 °C	40 сек.
5. Этапы с 2 по 4 повторялись 24 раза	-	-
6. Дополнительный синтез	72 °C	5 мин.

В процессе очистки ПЦР-продуктов использовались магнитные частицы AMPure XP Beads (Agencourt) с отношением 1:0.9 к объему реакции; инкубирование происходило при комнатной температуре в течение пяти минут, после чего проводились такие процессы как:

- очистка и промывка частиц спиртом на 80% (дважды);
- высушивание частиц на воздухе, осуществляемое до полного испарения паров спирта;

- добавление стерильной воды в объеме 15 мкл, перемешивание ее с помощью использования пипетки;
- процесс сбора магнитных частиц до следующего результата: полное просветление насадочной жидкости;
- перенос супернатанта в чистую пробирку при условии не затрагивания частиц;
- концентрация ампликонов измерялась с помощью флуориметра Qubit по методике производителя.

Подготовка к секвенированию выполнялась согласно рекомендациям производителя секвенатора Illumina [171], включая использование индексированных праймеров Nextera XT index kit (Illumina).

3.4.2. Анализ данных

В метаданных файлов присутствовала детализация образцов породы по глубине, типу и резервуарам. Классификация флюида с нефтью основывалась на отборе проб; для бурового раствора – учитывались временные метки и категории до/после входа в скважину.

Основной анализ данных осуществлялся при помощи программного комплекса QIIME 2 [172] с использованием среды Conda [173]. Рид-секвенирования преобразовывались в формат «qza» для последующей обработки. Применялась программа DADA2 (интегрированная в QIIME2) для обрезки ридов, спаривания и удаления химеров; кластеризация проводилась на 100% сходства.

Повтор этапа осуществлялся до того времени, пока был произведен подбор фильтров с параметрами, характеризующимися как удовлетворительные.

Применялся отдельный скрипт для того, чтобы осуществить склеивание таблиц OTU от различных запусков.

Для того, чтобы определить филогению, был использован Байесовский классификатор. Обучение данного классификатора происходило на базе SILVA [174].

Кластерный анализ проводился с помощью специальных метрик UNIFRAC. Также применялась методология Перманова с целью оценки уровня значимости имеющихся различий в разнообразии альфа и бета-групп образцов. Визуализация осуществлялась с применением веб-инструмента Qiime View для просмотра артефактов и визуализаций. Используемое расширение файлов – qzv.

Разработка аналитических скриптов базировалась на открытых протоколах метагеномного анализа, доступных в электронной системе Qiime.

В рамках исследования таксономического многообразия микробиома образцов из буровых отверстий выявлено наличие специфических представителей нефтяного микроорганизма, таких как *Methylobacterium* и других [34].

Особенности распределения видов в породах (например, аргиллит против песчаника) демонстрируют значительные отличия (рис. 3.7).

Выводы по главе 3.

Проведенные опытно промышленные работы показали возможность отбора и сохранения информативности проб бурового шлама для ДНК-секвенирования микробиоты, а также выявили зависимость таксономического разнообразия от типа породы и ее флюидонасыщения.

Это открывает перспективы в геологоразведке месторождений со сложным геологическим строением. Массовое изучение шлама позволяет оптимизировать разработку пластов, а также предсказывать новые объекты для освоения.

Не взирая на тот факт, что шлам не может выступать в качестве полноценного аналога керна, его объемы и доступность способны существенно повысить уровень объема приобретаемой геологической информации.

Основные препятствия к широкому внедрению исследований бурового шлама в России включают:

1. Недостаточную поддержку со стороны Государственной комиссии по запасам минерального сырья.

2. Низкую оценку потенциала шлама как объекта исследования, что проявляется в отсутствии детальной нормативной базы и ограниченном применении современных аналитических методов (за исключением РД и ГОСТ [148], в соответствии с которыми анализ производится небольшим количеством методов), приводя к неполучению полноценного объема геологической информации.

В ситуации наличия данного подхода недропользователем приобретается довольно небольшой объем информации, причем она почти неприменима, чтобы впоследствии осуществлять решение сложных и многообразных геологических задач.

Таким образом, модернизация подходов к изучению шлама через интеграцию молекулярных методов анализа микробиоты может стать инновационным направлением в геологоразведке и повысить ее эффективность.

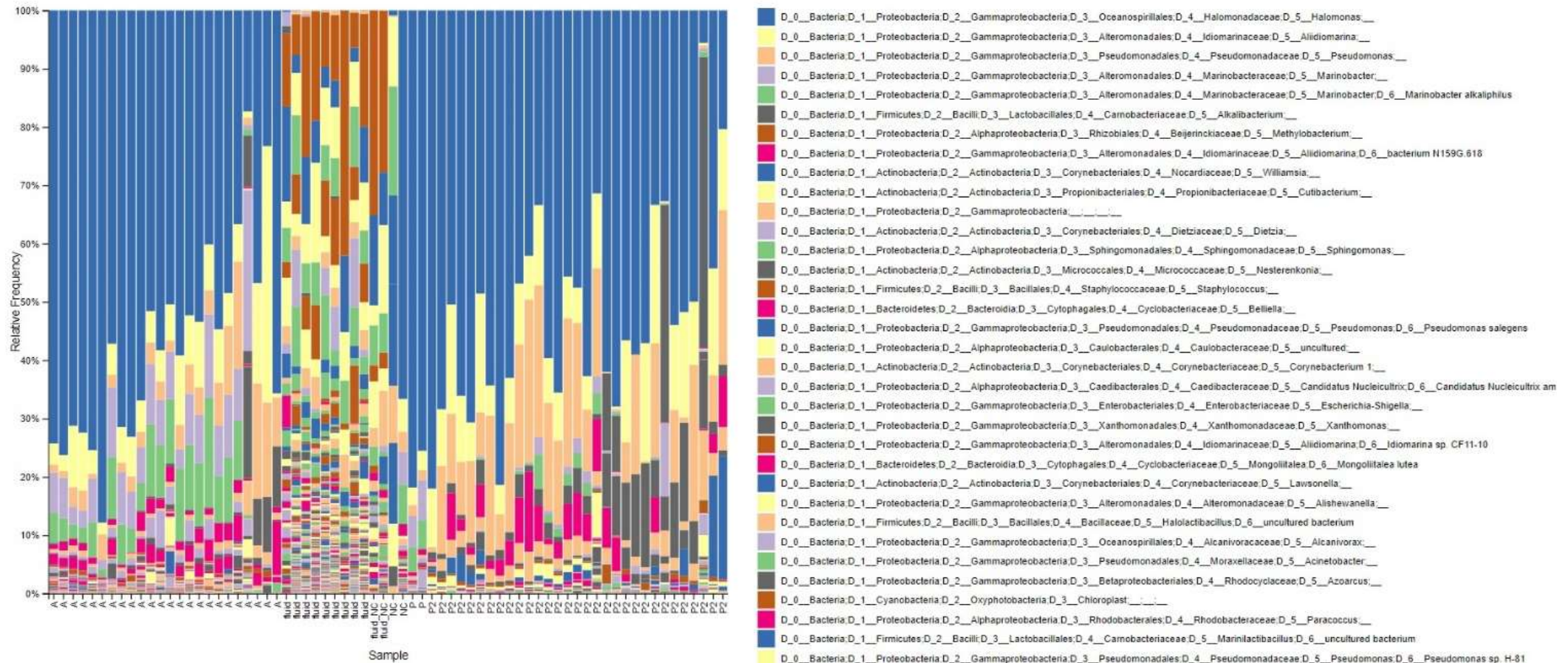


Рисунок 3.7 – Таксономическое разнообразие образцов выбуренной породы и нефтенасыщенного флюида.

А – аргиллит, Р – песчаник. Fluid – нефтенасыщенный флюид [34]

Глава 4. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЙ ЭТАП ИССЛЕДОВАНИЙ. КОМПЛЕКСИРОВАНИЕ ДАННЫХ ГАЗОВОГО КАРОТАЖА, ГИС И ДАННЫХ СЕКВЕНИРОВАНИЯ ДНК МИКРОБИОТЫ ШЛАМА.

4.1. Сравнительный анализ данных газового каротажа и данных ГИС во время бурения

В рамках экспериментального этапа диссертационной работы производился анализ сходимости данных ГИС во время бурения (LWD) и данных газового каротажа, проводимых при строительстве горизонтальных скважин со значительным отходом от вертикали. Для анализа выбирались скважины, расположенные на группе месторождений, административно относящихся к Нефтеюганскому району в Западной Сибири, а именно: Ефремовское, Салымское, Фаинское, Усть-Балыкское, Правдинское, Омбинское, Кудринское, Солкинское, Мамонтовское, Южно-Балыкское, Восточно-Сургутское, Приобское, Среднебалыкское, Малобалыкское, Южно-Сургутское, Угутское, Западно-Малобалыкское, Приразломное, Петелинское, Тепловское. Рассматриваемые месторождения являются нефтяными, залежи располагаются в отложениях терригенного типа. Данные ГИС регистрировались в процессе бурения горизонтальных скважин зарубежными и отечественными приборами. Выбор Юганской группы месторождений связан со стабильно хорошим качеством данных и полным комплексом ГИС на данных скважинах. Геологический разрез месторождений представлен следующими литологическими разностями: пласты-коллекторы сложены песчаниками и алевролитами в различной степени заглинизированными и карбонатизированными, неколлекторы представлены аргиллитами и глинами, с редкими прослоями углей. Продуктивные пласты стратиграфически относятся к Меловой (группы АС и БС) и Юрской (группа ЮС) системам.

Для выявления зависимостей между данными LWD и газовым каротажом для анализа было принято, в общей сложности, 6 240

горизонтальных скважин. Далее была проведена выборка скважин по следующим критериям:

- при бурении скважины использовался полный комплекс ГИС: гамма-каротаж, нейтронный каротаж, плотностной каротаж и удельное электрическое сопротивление;
- отсутствие искажений данных ГИС, связанных с физическими проблемами оборудования, отказом оборудования (частичный или полный);
- отсутствие искажений данных ГИС, из-за неправильной обработки данных и их передаче, не подтвержденные метрологические характеристики оборудования (регламентное обслуживание и поверки);
- отсутствие искажений газового каротажа, связанные с физическими проблемами газового хроматографа – отказ оборудования (периодический или полный);
- отсутствие искажений из-за неправильной обработки данных и их передаче, ошибки при настройке времени отставания газопоказаний, не подтвержденные метрологические характеристики оборудования (регламентное обслуживание и поверки);
- одинаковый тип используемого дегазатора и газового хроматографа;
- одинаковый тип используемой поверочной газовой смеси для калибровки газового хроматографа.

По данным критериям для анализа было отобрано 466 горизонтальных скважин, пробуренных в 2021–2025 гг. В качестве эталона определения коллектор–неколлектор использовались данные гамма–гамма плотностного каротажа, интерпретация которого производилась как непосредственно в процессе бурения скважины, так и по завершению бурения скважины при помощи специализированных программных средств (корпоративное ПО «Горизонт+») и экспертного опыта петрофизика-интерпретатора. Для нивелирования субъективности интерпретатора и, соответственно, снижения влияния человеческого фактора, интерпретация данных газового каротажа

производилась с помощью методик автоматической интерпретации (описаны ранее в главе 1). Результаты интерпретации отражаются на планшетах, являющихся стандартными отчетами для оперативной визуализации геологического разреза бурящейся скважины, на основе которого принимаются решения о дальнейшей проводке скважины и дизайне хвостовика. Газовые аномалии фиксировались как по количественному признаку, так и по составу анализируемой газовой смеси, при этом применялись различные подходы по интерпретации газового каротажа в зависимости от технологии бурения.

Итоговый средний процент сходимости данных ГИС и газового каротажа выражался в отношении интервалов коллектора/неколлектора по данным ГИС и интервалов коллектора/неколлектора по данным газового каротажа, который составил 82,5 %.

На рисунке 4.1 представлен пример в случае корреляции данных в 98 % (горизонтальная скважина, пласт БС 10), где желтой заливкой показаны интервалы, совпадающие по оценке наличия коллектора/неколлектора и насыщения, сверху вниз показаны:

Блок 1 – интерпретация данных ГТИ в процессе бурения;

Блок 2 – интерпретация данных ГИС после бурения;

На рисунке 4.2 представлен пример корреляции данных в 75 % (горизонтальная скважина, пласт Ач 2-1), где красной заливкой показаны интервалы, выделенные по оценке наличия коллектора/неколлектора и насыщения по данным газового каротажа, а зеленой заливкой – выделенные по оценке наличия коллектора/неколлектора и насыщения по данным интерпретации ГИС после бурения, где сверху вниз показаны:

Блок 1 – интерпретация данных ГТИ в процессе бурения;

Блок 2 – интерпретация данных ГИС после бурения;

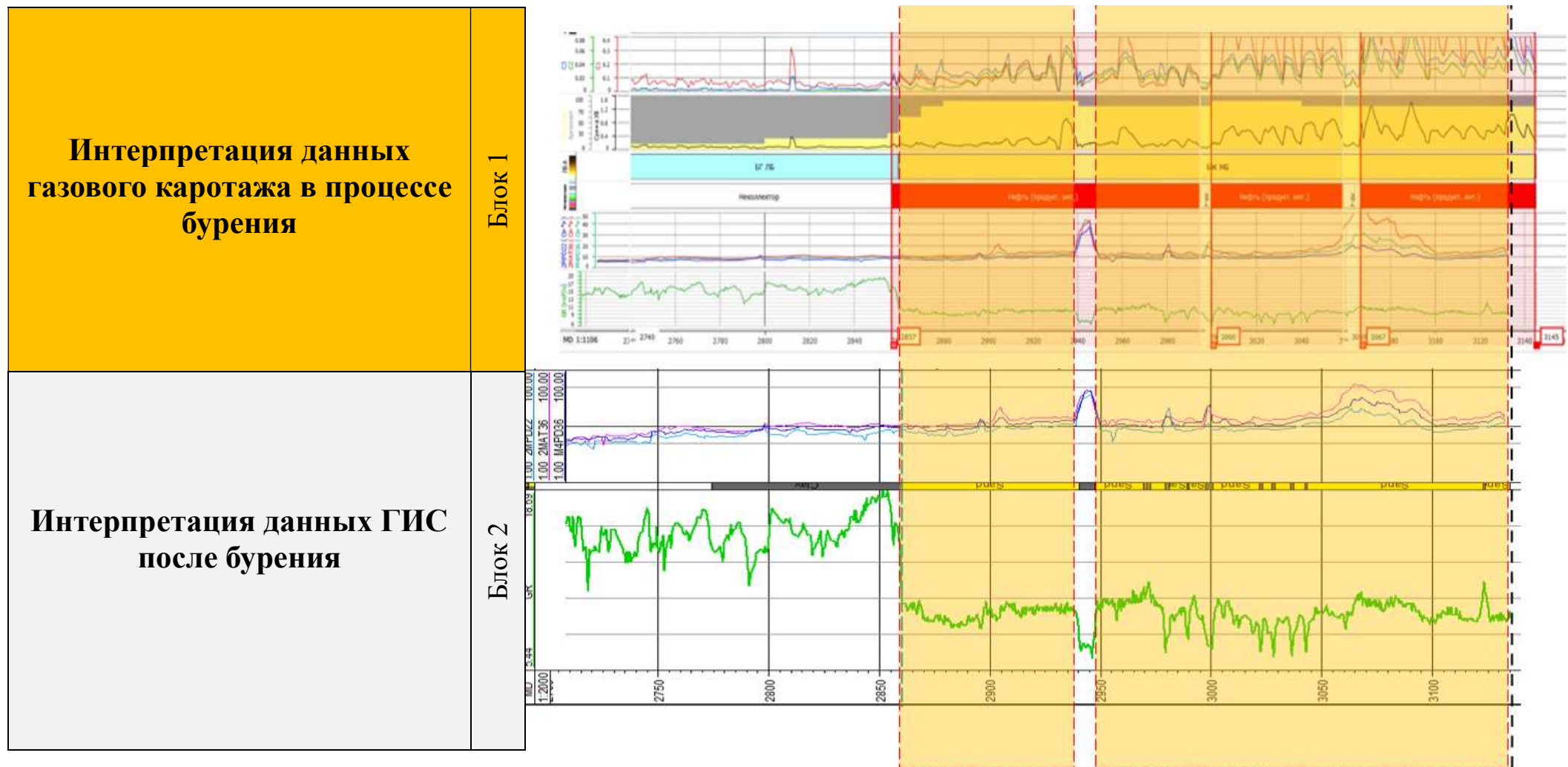


Рисунок 4.1 – Пример корреляции данных газового каротажа в процессе бурения и данных ГИС после бурения в 98 %

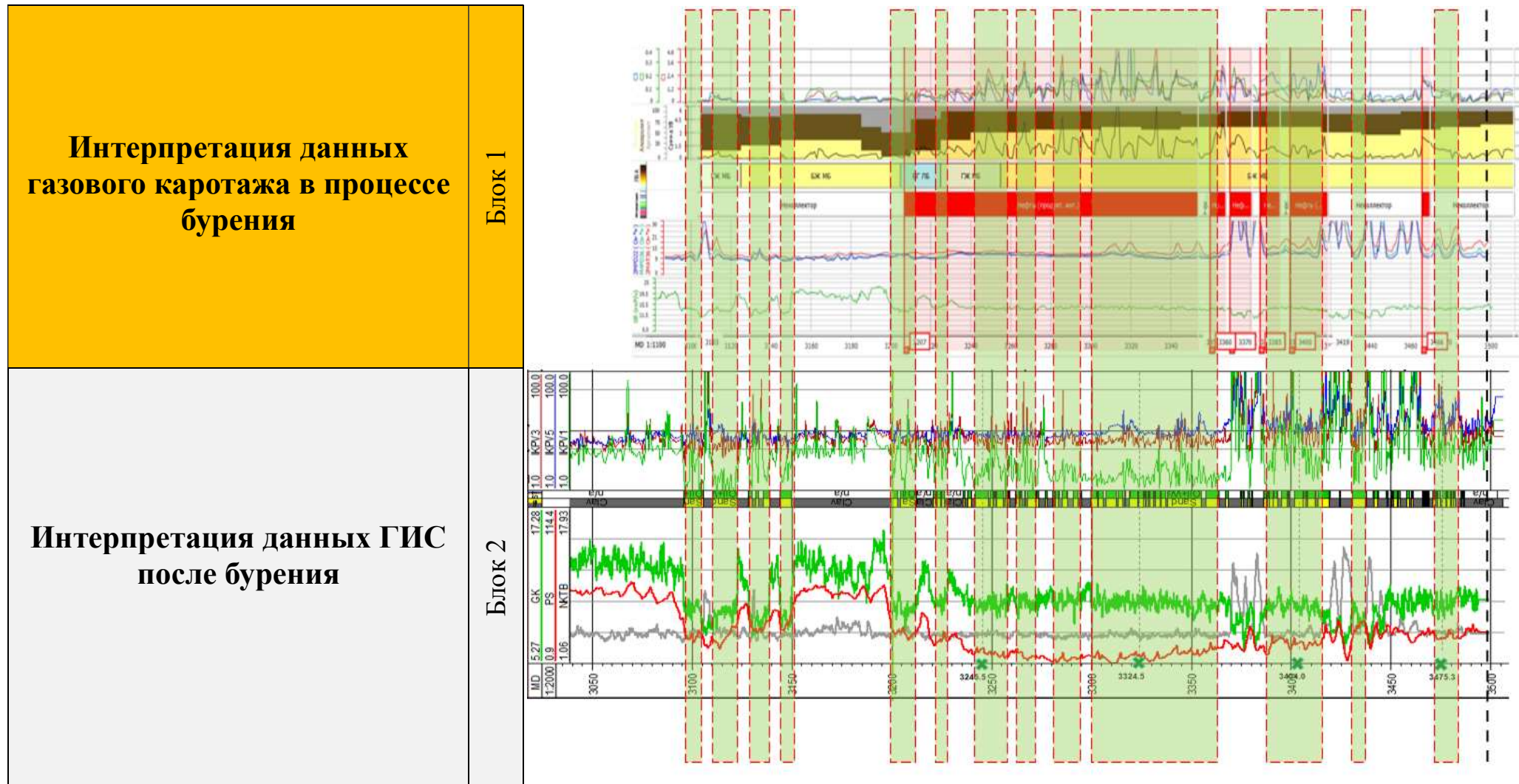


Рисунок 4.2 – Пример корреляции данных газового каротажа в процессе бурения и данных ГИС после бурения в 75 %

Снижение качества корреляции на данном примере обусловлено наличием внутри коллектора многочисленных маломощных (от 0,5 до 2м) пропластков неколлектора, выделенных по данным ГИС, которые являются глинистыми прослойками внутри продуктивного пласта (литологическая неоднородность по латерали), но по газовому каротажу они не выделялись ввиду того, что уровень газопоказаний при быстрой скорости бурения не успевал снижаться.

Далее рассмотрим примеры практической интерпретации данных в различных условиях.

4.1.1. Интерпретация данных газового каротажа в стандартных условиях бурения

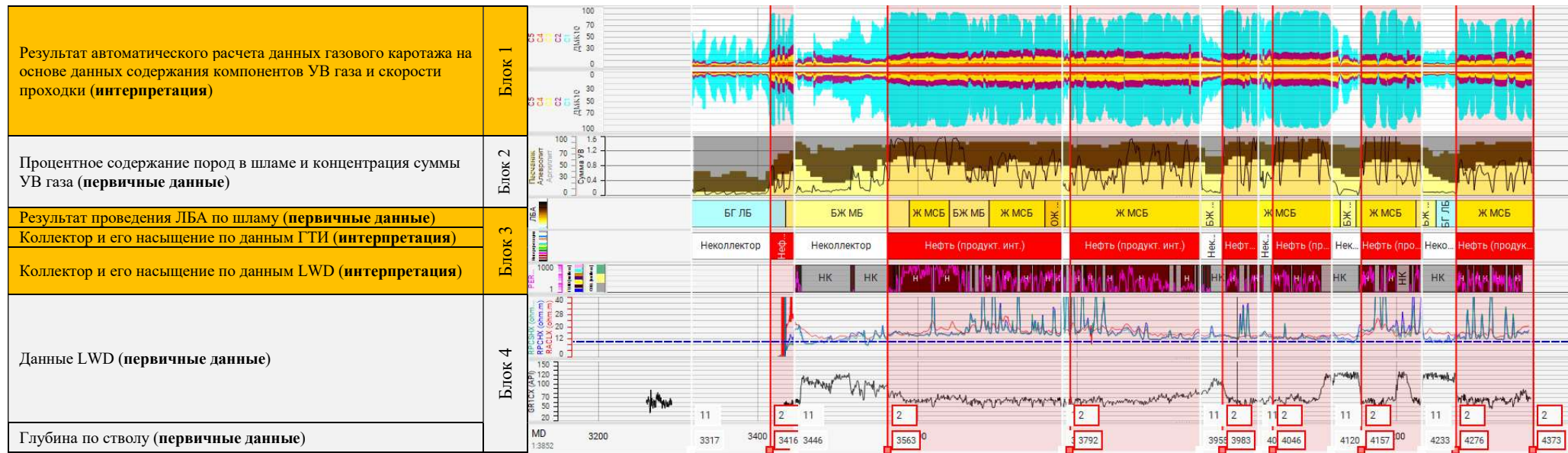
На рисунке 4.3 представлен планшет оперативной интерпретации данных газового каротажа и LWD, зарегистрированных в процессе бурения горизонтальной скважины 324 в стандартных условиях бурения, где сверху вниз показаны:

Блок 1 – результат автоматического расчета данных газового каротажа на основе данных содержания компонентов УВ газа и скорости проходки.

Блок 2 – процентное содержание пород в шламе и концентрация суммы УВ газа (первичные данные).

Блок 3 – результат проведения ЛБА по шламу (первичные данные), коллектор и его насыщение по данным ГТИ (интерпретация), коллектор и его насыщение по данным LWD (интерпретация).

Блок 4 – данные LWD (первичные данные) и глубина по стволу (первичные данные).



Условные обозначения:

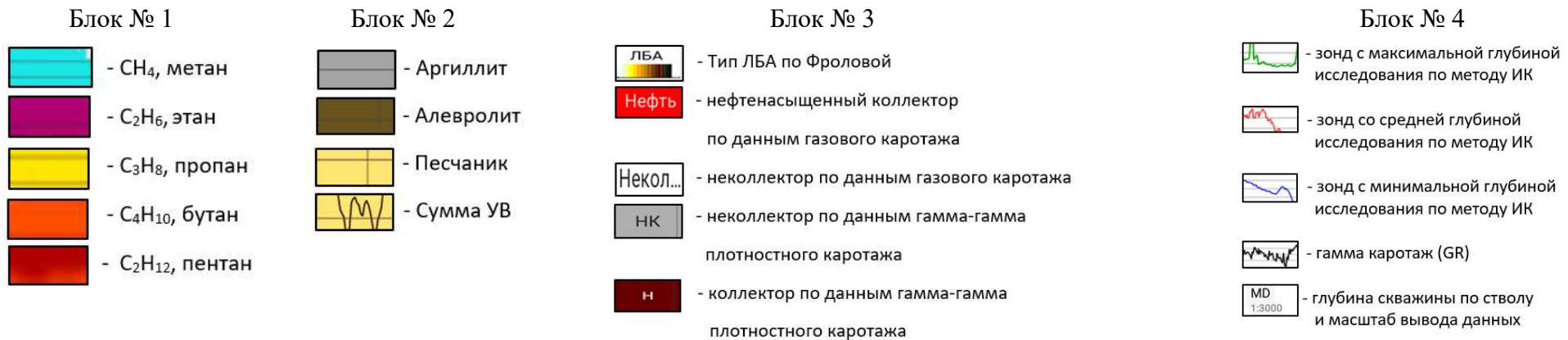


Рисунок 4.3 – Планшет оперативной интерпретации данных газового каротажа и LWD при бурении скважины № 324

На планшете наглядно показано, что при достижении глубины 3 542 м по стволу произошло увеличение газопоказаний по сумме УВ, а также изменение состава газопоказаний в сторону увеличения тяжелых компонентов, в связи с чем, начиная с глубины 3 563 м, интервал стал интерпретироваться как нефтенасыщенный коллектор. Позже, по данным LWD, данная глубина также обозначена как нефтенасыщенный коллектор (стоит напомнить, что данные LWD приходят с запозданием в связи с наличием зон непромера у КНБК). Далее, при достижении глубины 3 955 м по стволу произошло уменьшение газопоказаний по сумме УВ, а также изменение состава газопоказаний в сторону уменьшения тяжелых компонентов, в связи с чем, начиная с глубины 3 955 м, интервал стал интерпретироваться как неколлектор. Позже, по данным LWD данная глубина также обозначена как неколлектор. Также стоит отметить, что внутри данного коллектора плотностным каротажем (гамма-гамма каротаж) выделены многочисленные маломощные (от 0,5 до 2м) пласты неколлектора, которые являются глинистыми прослойками внутри продуктивного пласта (литологическая неоднородность по латерали), но по газовому каротажу они не выделялись ввиду того, что уровень газопоказаний при быстрой скорости бурения не успевал снижаться. Однако это не является критическим фактором для газового каротажа, так как при оперативном прогнозе интервала притока на последующий дизайн хвостовика такие маломощные пропластки не влияют.

Далее по таким же аномалиям по составу газа и его количеству выделены интервалы коллектора: 3 983–4 028 м, 4 046–4 120 м, 4 157–4 233 м, 4276–4373м. Которые также хорошо коррелируются с данными плотностного каротажа. Общая корреляция газового каротажа с плотностным каротажем на данной скважине составила 96 %.

4.1.2. Интерпретация данных газового каротажа при бурении с использованием бурового раствора на углеводородной основе

Буровой раствор на углеводородной основе (РУО) представляет собой обратную эмульсию типа «вода в масле». Она специально разработана для бурения в сложных геологических условиях: аномально высокого (АВПД) и аномально низкого (АНПД) пластового давления, гидрофобного коллектора, высоких забойных температур и т. д., и в последнее время применяется все более широко. Так как в качестве основы бурового раствора может выступать: минеральное или синтетическое масло, дизельное топливо или подготовленная нефть, состав газовой смеси уже изначально искажен в связи с большим количеством тяжелых углеводородов, в связи с чем выделение коллекторов по анализу аномалий соотношения тяжелых компонентов невозможно. Однако, как будет показано ниже, газовый каротаж остается информативным по параметру – сумма углеводородов.

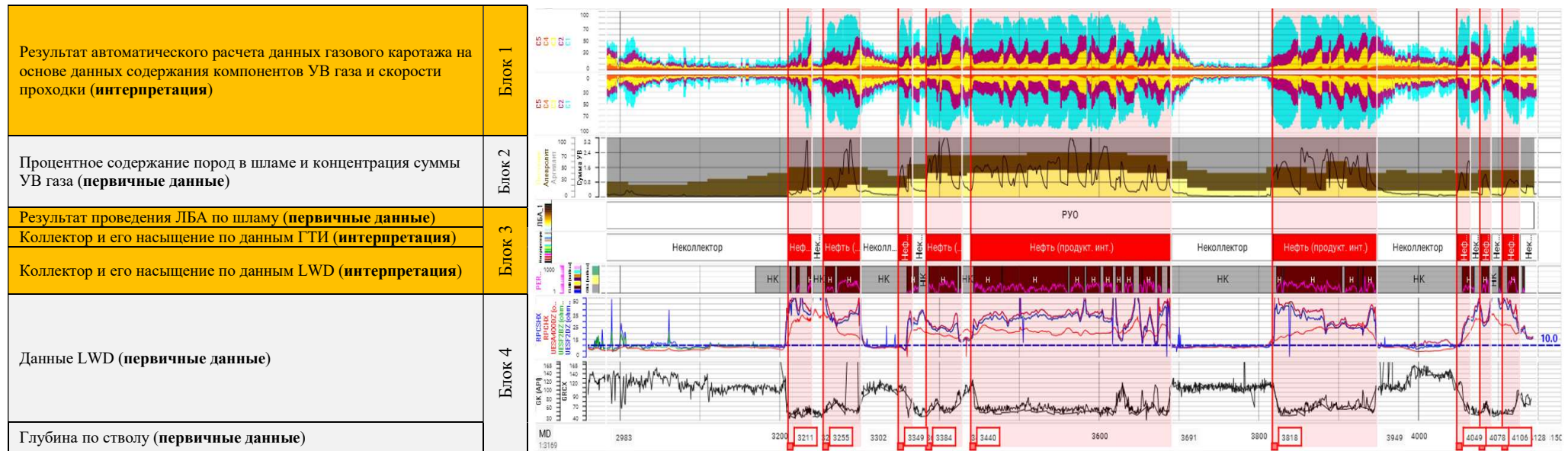
На рисунке 4.4 представлен планшет оперативной интерпретации данных газового каротажа и LWD, зарегистрированных в процессе бурения горизонтальной скважины № 1 274, при бурении с использованием бурового раствора на углеводородной основе (РУО) и пересечением нескольких пластов, где сверху вниз показаны:

Блок 1 – результат автоматического расчета данных газового каротажа на основе данных содержания компонентов УВ газа и скорости проходки;

Блок 2 – процентное содержание пород в шламе и концентрация суммы УВ газа (первичные данные);

Блок 3 – результат проведения ЛБА по шламу (первичные данные), коллектор и его насыщение по данным ГТИ (интерпретация), коллектор и его насыщение по данным LWD (интерпретация);

Блок 4 – данные LWD (первичные данные) и глубина по стволу (первичные данные).

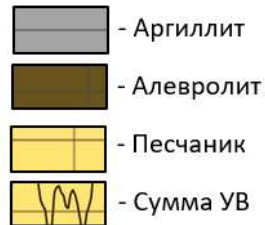


Условные обозначения:

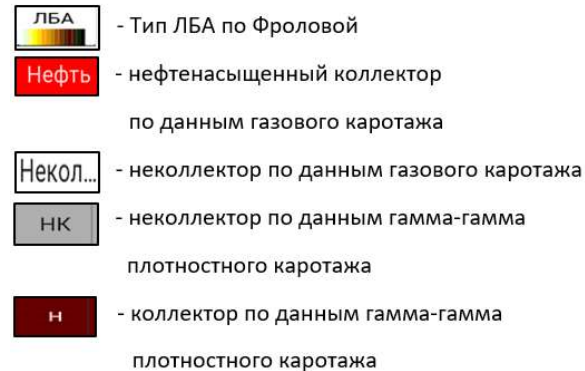
Блок № 1



Блок № 2



Блок № 3



Блок № 4

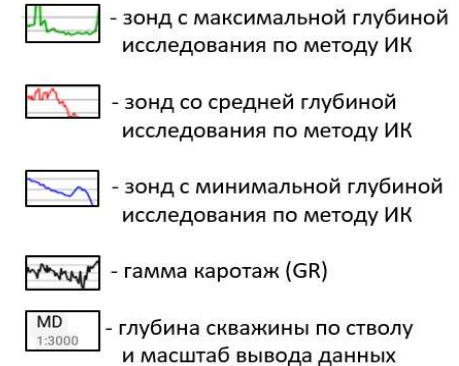


Рисунок 4.4 – Планшет оперативной интерпретации данных газового каротажа и LWD при бурении скважины № 1 274

На планшете наглядно показано, что до достижения глубины 3 211 м по стволу (вход в нефтенасыщенный коллектор), газопоказания искажены в связи с большим количеством тяжелых углеводородов, однако фон газопоказаний (параметр сумма УВ) близок к нулю. После достижения глубины 3 211 м (вскрытие первого коллектора) происходит резкое увеличение газопоказаний по параметру «Сумма УВ», в связи с чем интервал 3 211–3 303 м стал интерпретироваться как нефтенасыщенный коллектор. Позже по данным LWD данная глубина также обозначена как нефтенасыщенный коллектор. Далее, с глубины 3 303 м произошло резкое уменьшение газопоказаний по сумме УВ, в связи с чем интервал 3 303–3 349 м стал интерпретироваться как неколлектор. Позже, по показаниям LWD – данная глубина также обозначена как неколлектор.

Далее, по таким же аномалиям по параметру «Сумма УВ», выделены интервалы коллектора: 3 349–3 367 м, 3 384–3 424 м, 3 440–3 691 м, 3 818–3 949 м, 4 049–4 066 м, 4 078–4 092 м, 4 106–4 128 м. Которые также хорошо коррелируются с данными плотностного каротажа. Общая корреляция газового каротажа с плотностным каротажом на данной скважине составила 92 %.

4.1.3. Интерпретация данных газового каротажа при бурении с использованием утяжеленного бурового раствора

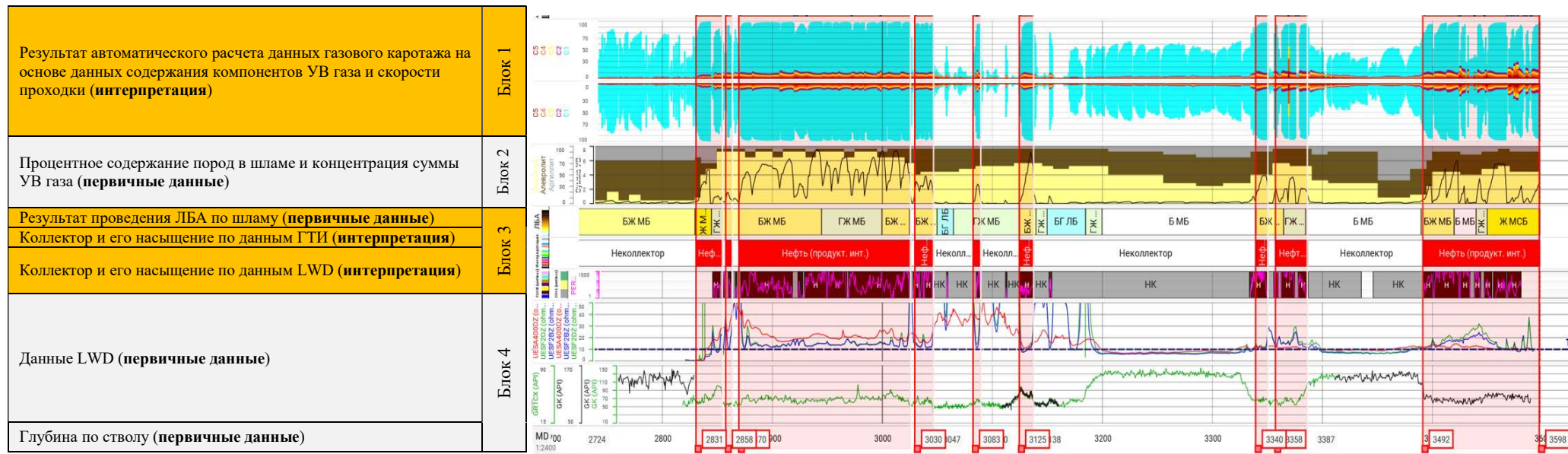
При бурении в сложных геологических условиях: АВПД и нестабильности ствола скважин (обвалообразование), для стабилизации ствола скважины используется утяжеленный буровой раствор плотностью от 1,30 г/см³ и выше. Высокая плотность препятствует поступлению углеводородных газов в буровой раствор и их последующей дегазации на поверхности, что влечет за собой низкое извлечение тяжелых углеводородов для анализа. Однако, как будет показано ниже, газовый каротаж остается информативным по параметру – сумма углеводородов.

На рисунке 4.5 представлен планшет оперативной интерпретации данных газового каротажа и LWD, зарегистрированных в процессе бурения горизонтальной скважины № 573, при бурении с использованием бурового раствора плотностью 1,46 г/см³.

На планшете наглядно показано, что до достижения глубины 2 831 м по стволу (вход в нефтенасыщенный коллектор) газопоказания низкие по всем параметрам, сам фон газопоказаний (параметр сумма УВ) близок к нулю. После достижения глубины 2 831 м (вскрытие продуктивного коллектора) происходит резкое увеличение газопоказаний по параметру «Сумма УВ» за счет повышения концентрации метана и лишь незначительное увеличение тяжелых углеводородов, в связи с чем интервал 2 831–3 047 м стал интерпретироваться как нефтенасыщенный коллектор. Позже, по данным LWD эта глубина также обозначена как нефтенасыщенный коллектор. Далее, с глубины 3 047 м произошло резкое уменьшение газопоказаний по сумме УВ, в связи с чем интервал 3 047–3 083 м стал интерпретироваться как неколлектор. Позже, по показаниям LWD данная глубина также обозначена как неколлектор. Далее, по таким же аномалиям по параметру «Сумма УВ», выделены интервалы коллектора: 3 083–3 090 м, 3 125–3 138 м, 3 340–3 351 м, 3 358–3 387 м, 3 492–3 598 м. Которые также хорошо коррелируются с данными плотностного каротажа. Общая корреляция газового каротажа с плотностным каротажем на данной скважине составила 94 %.

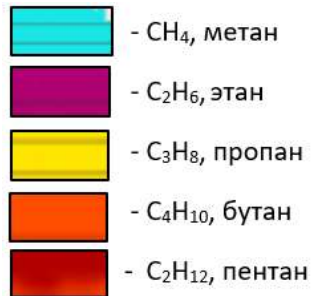
4.1.4. Оперативное определение литологических границ залежи во время бурения по данным газового каротажа

Как уже ранее описывалось в главе № 1, по данным газового каротажа можно судить о смене литологии, что очень важно при оперативной геонавигации. На рисунке 4.6 представлен планшет оперативной интерпретации данных газового каротажа и LWD, зарегистрированных в процессе бурения горизонтальной скважины № 4 817, где сверху вниз показаны:

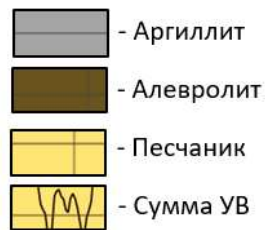


Условные обозначения:

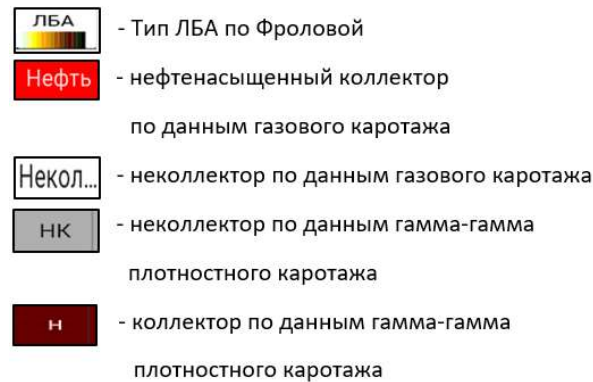
Блок № 1



Блок № 2



Блок № 3



Блок № 4

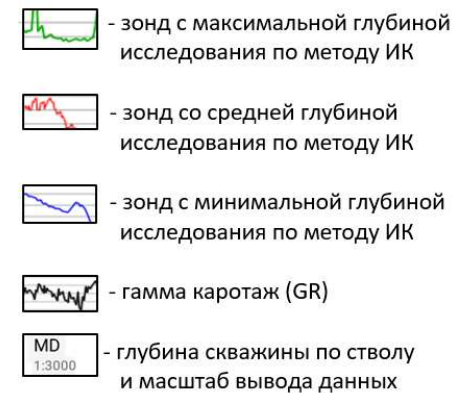
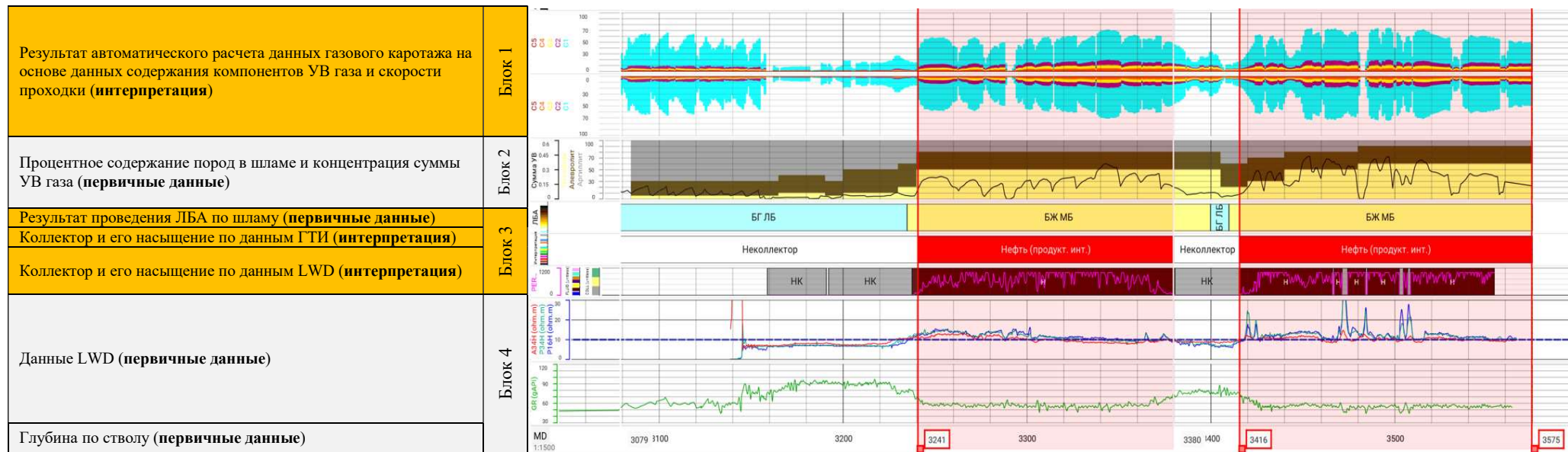


Рисунок 4.5 – Планшет оперативной интерпретации данных газового каротажа и LWD при бурении скважины № 573



Условные обозначения:

Блок № 1

Блок № 2

Блок № 3

Блок № 4

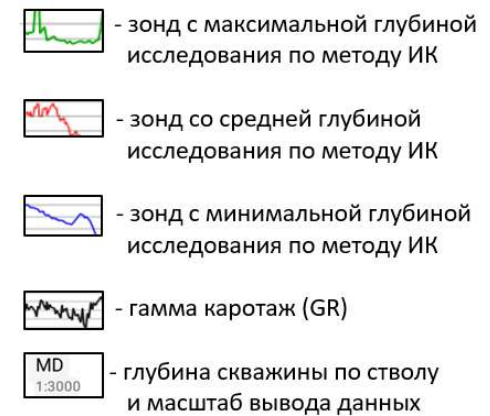
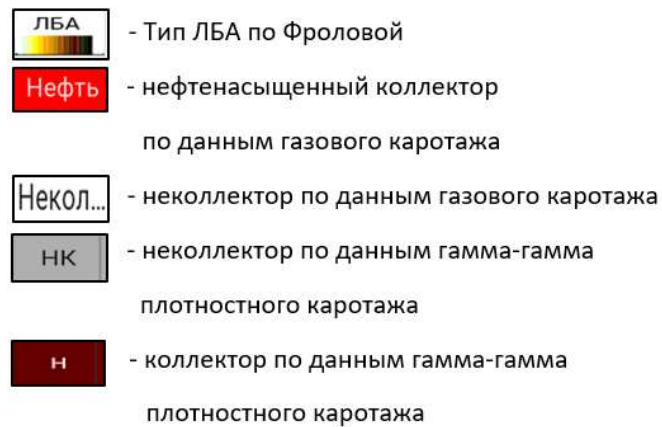
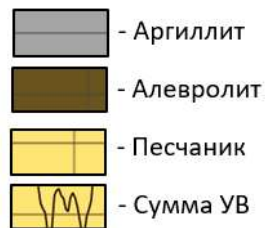


Рисунок 4.6 – Планшет оперативной интерпретации данных газового каротажа и LWD при бурении скважины № 4 817

Блок 1 – результат автоматического расчета данных газового каротажа на основе данных содержания компонентов УВ газа и скорости проходки.

Блок 2 – процентное содержание пород в шламе и концентрация суммы УВ газа (первичные данные).

Блок 3 – результат проведения ЛБА по шламу (первичные данные), коллектор и его насыщение по данным ГТИ (интерпретация), коллектор и его насыщение по данным LWD (интерпретация).

Блок 4 – данные LWD (первичные данные) и глубина по стволу (первичные данные).

На планшете наглядно показано, что целевой пласт был вскрыт по данным газового каротажа на глубине 3 241 м, после чего был пробурен интервал в нефтенасыщенном коллекторе 3 241–3 380 м. Далее, в интервале 3 380–3 416 м, газопоказания резко падают, что связано с выходом траектории скважины в кровлю, сложенную аргиллитами. Затем, в интервале 3 416–3 575 м происходит возврат траектории в коллектор.

Стоит также отметить, что оба интервала коллектора располагаются в разных отметках по абсолютной глубине, и второй интервал имеет более качественное насыщение, судя по показаниям индукционного каротажа, что также коррелируется с данными газового каротажа – в интервале 3 416–3 575 м общий фон газопоказаний выше. Итоговая траектория скважины № 4 817 с привязкой к данным ГИС и газового каротажа приведена на рисунке 4.7. Общая корреляция газового каротажа с плотностным каротажом на данной скважине составила 99 %.

На рисунке 4.8 представлен планшет оперативной интерпретации данных газового каротажа и LWD, зарегистрированных в процессе бурения горизонтальной скважины 3 515, где сверху вниз показаны:

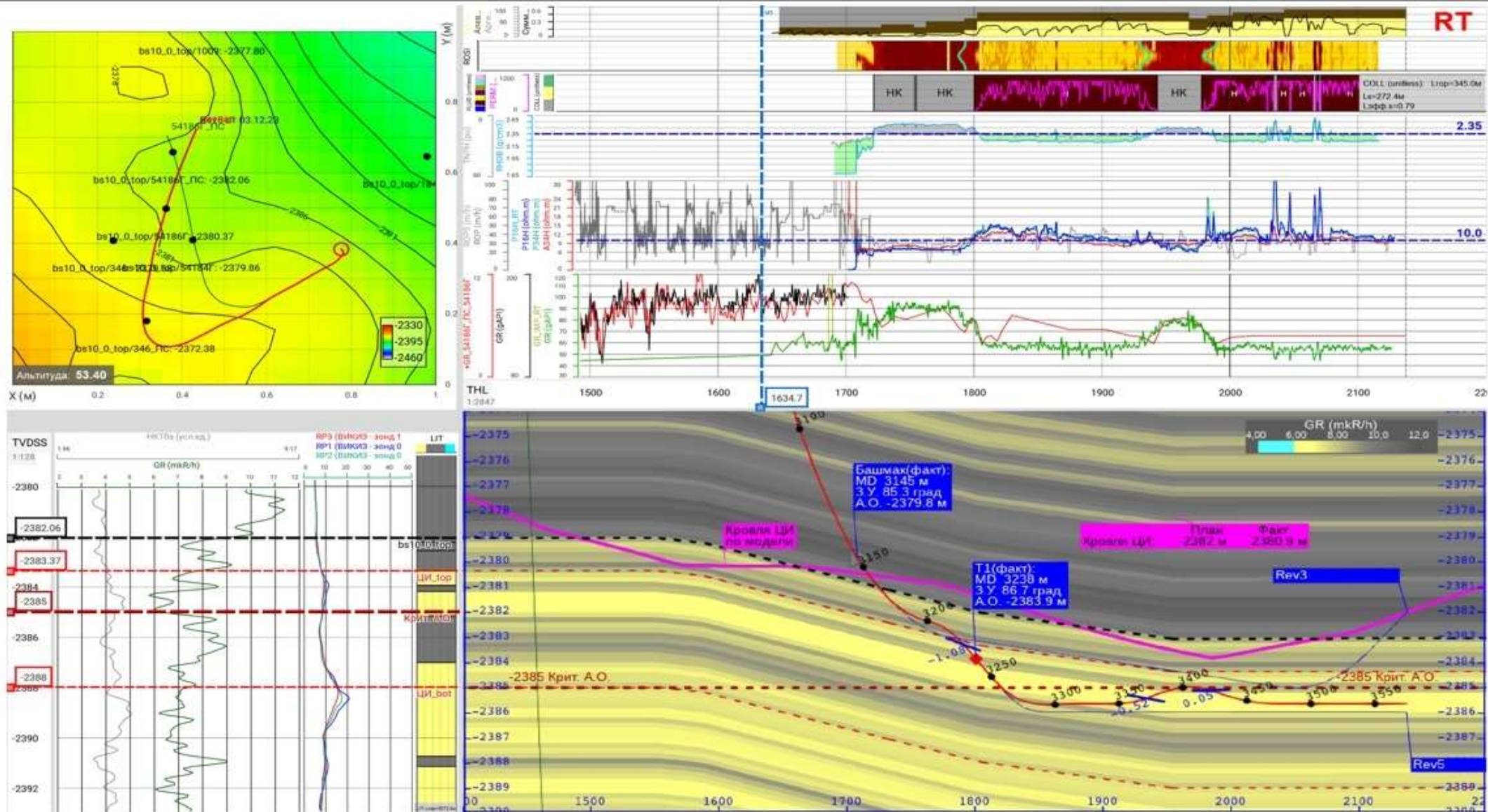
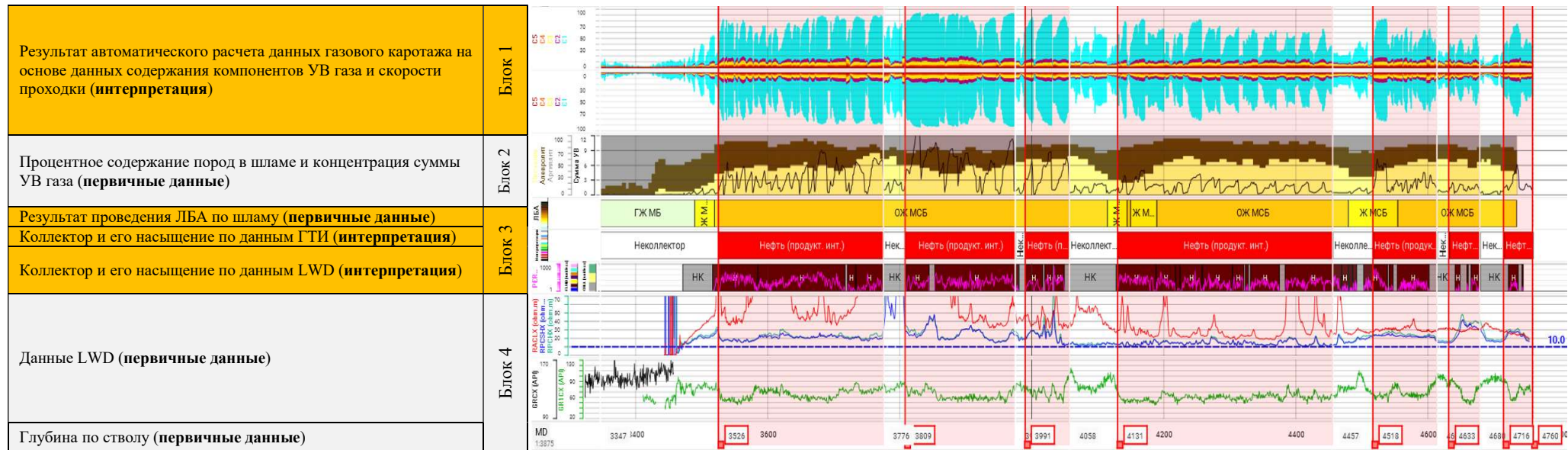


Рисунок 4.7 – Планшет траектории скважины, данных газового каротажа и LWD при бурении № 4 817



Условные обозначения:



Рисунок 4.8 – Планшет оперативной интерпретации данных газового каротажа и LWD при бурении скважины № 3 515

Блок 1 – результат автоматического расчета данных газового каротажа на основе данных содержания компонентов УВ газа и скорости проходки.

Блок 2 – процентное содержание пород в шламе и концентрация суммы УВ газа (первичные данные).

Блок 3 – результат проведения ЛБА по шламу (первичные данные), коллектор и его насыщение по данным ГТИ (интерпретация), коллектор и его насыщение по данным LWD (интерпретация).

Блок 4 – данные LWD (первичные данные) и глубина по стволу (первичные данные).

На планшете наглядно показано, что целевой пласт был вскрыт по данным газового каротажа на глубине 3 526 м, после чего был пробурен интервал в нефтенасыщенном коллекторе 3 526–4 058 м, внутри которого происходит касание кровли коллектора, что отражается на данных ГИС и газового каротажа. Далее в интервале 4 058–4 134 м, газопоказания резко падают, что связано с выходом траектории скважины в подошву, сложенную аргиллитами. Затем, в интервале 4 134–4 760 м, происходит возврат траектории в коллектор. Стоит также отметить, что оба интервала коллектора располагаются в разных отметках по абсолютной глубине, и первый интервал имеет более качественное насыщение, судя по показаниям индукционного каротажа, что также коррелируется с данными газового каротажа – в интервале 3 526–4 058 м общий фон газопоказаний выше.

Итоговая траектория скважины № 3 515 с привязкой к данным ГИС и газового каротажа, приведена на рисунке 4.9. Общая корреляция газового каротажа с плотностным каротажом на данной скважине составила 90 %.

4.1.5. Оперативное определение газонефтяного контакта, во время бурения по данным газового каротажа

Определение положения раздела свободного газа и пластовой нефти относится к одной из сложных задач ГИС. В большинстве случаев между

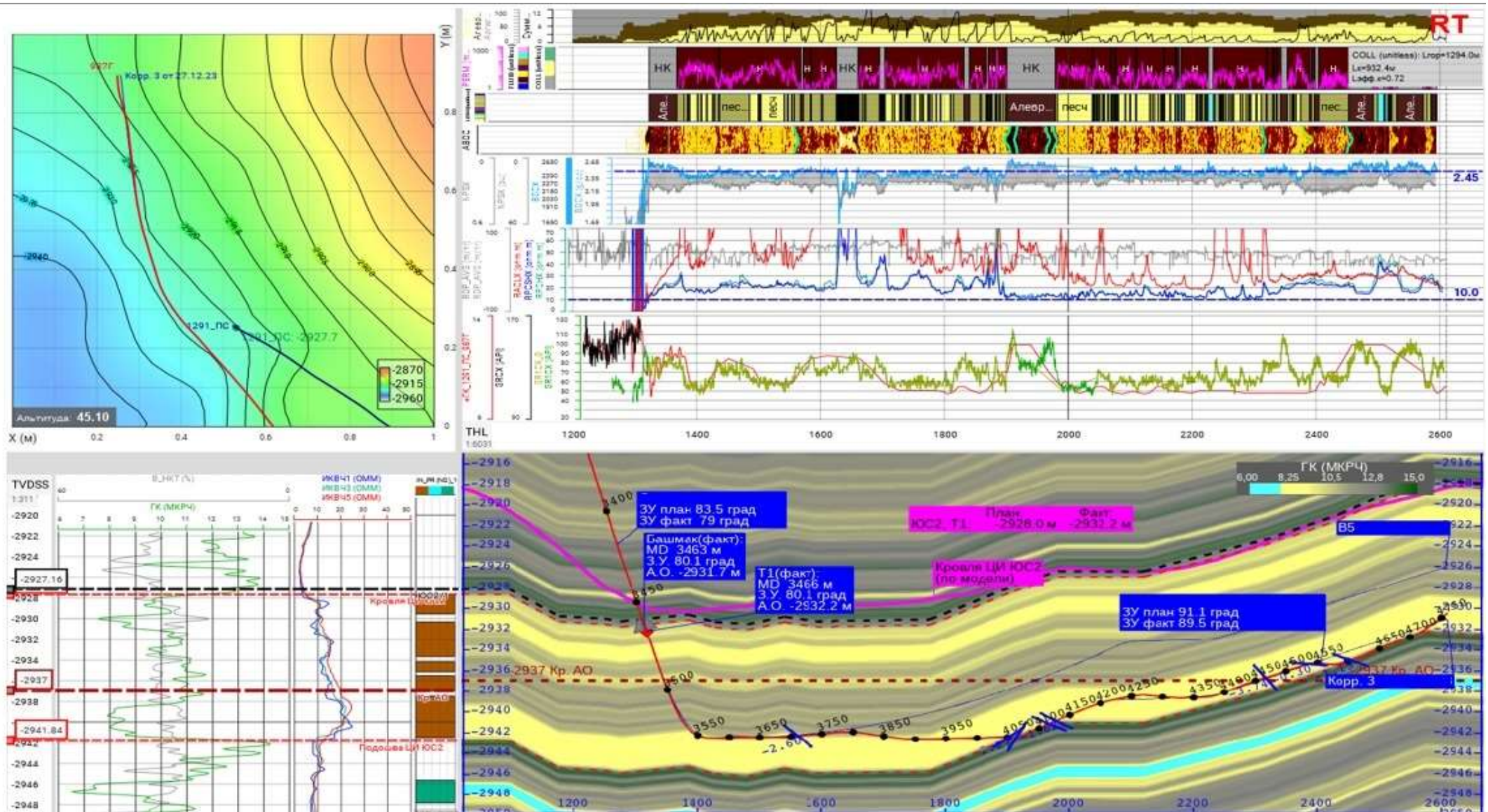


Рисунок 4.9 – Планшет траектории скважины, данных газового каротажа и LWD при бурении № 3 515

газонефтенасыщенными частями пласта отсутствуют экраны (глинистые или плотные пропластки), что также осложняет задачу определения ГНК. Применяемый комплекс ГИС (гамма каротаж, каротаж УЭС, литоплотностной каротаж) не дают однозначной информации по положению ГНК. Последующее проведение более полного комплекса ГИС на кабеле невозможно в связи с профилем скважины, а каротаж на трубах является экономически нецелесообразным, также высока вероятность осложнения ствола скважины вследствие дополнительных СПО.

В таких случаях газовый каротаж выходит не только на первое место по информативности, но и становится, по сути, единственным источником информации по определению положения ГНК. На рисунке 4.10 представлен планшет оперативной интерпретации данных газового каротажа и LWD, зарегистрированных в процессе бурения горизонтальной скважины № 1 205, где сверху вниз показаны:

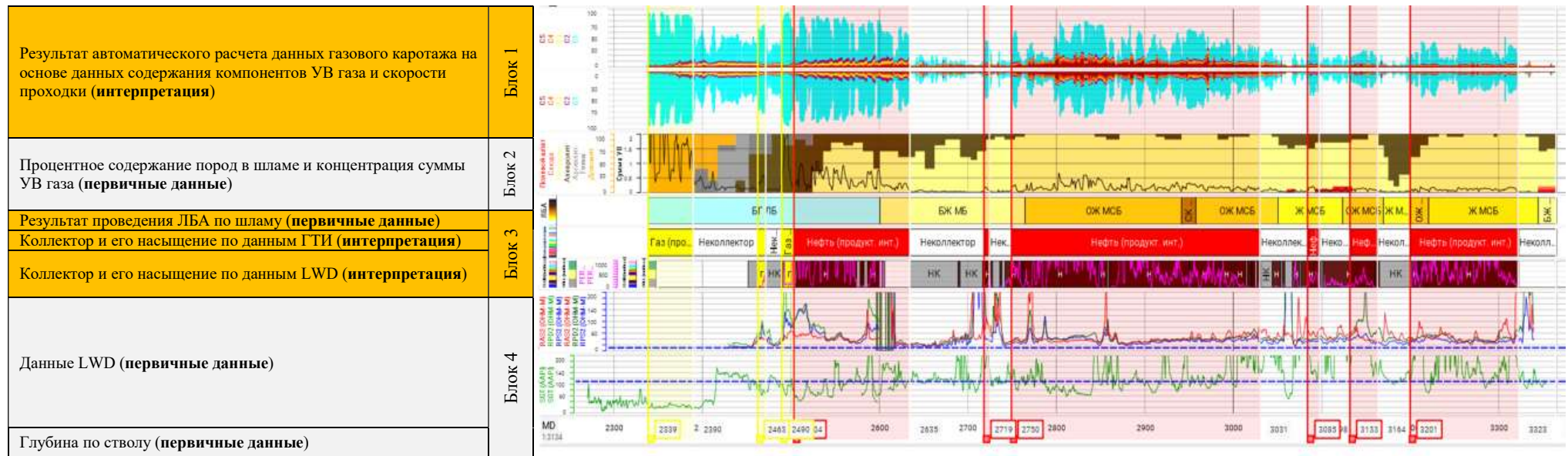
Блок 1 – результат автоматического расчета данных газового каротажа на основе данных содержания компонентов УВ газа и скорости проходки.

Блок 2 – процентное содержание пород в шламе и концентрация суммы УВ газа (первичные данные).

Блок 3 – результат проведения ЛБА по шламу (первичные данные), коллектор и его насыщение по данным ГТИ (интерпретация), коллектор и его насыщение по данным LWD (интерпретация).

Блок 4 – данные LWD (первичные данные) и глубина по стволу (первичные данные).

На планшете наглядно показано, что интервал 2 339–2 505 м по газовому каротажу интерпретировался как газонасыщенный в связи с низким составом тяжелых УВ, поэтому данный интервал был выделен как газонасыщенный (желтая заливка на планшете)

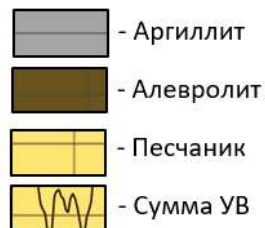


Условные обозначения:

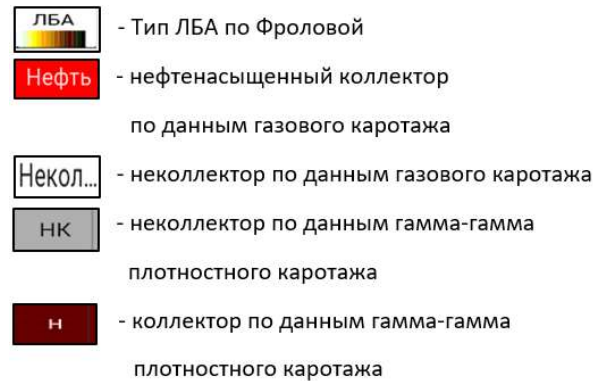
Блок № 1



Блок № 2



Блок № 3



Блок № 4

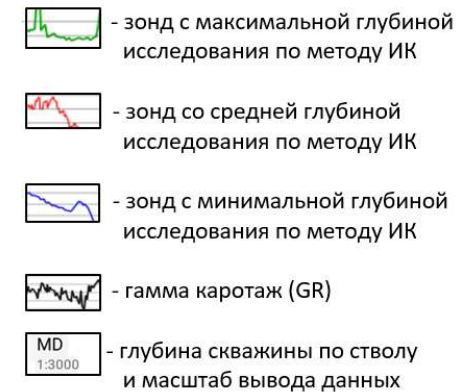


Рисунок 4.10 – Планшет оперативной интерпретации данных газового каротажа и LWD при бурении скважины № 1 205

Далее, с глубины 2 505 м, происходит увеличение количества тяжелых УВ в ГВС (происходит увеличение количества тяжелых углеводородов от бутана до пентана), что свидетельствует о смене флюида с газа на нефть. В связи с чем последующие интервалы коллектора были определены как нефтенасыщенные (красная заливка на планшете). Таким образом, глубина смены типа насыщения с газа на нефть по газовому каротажу на глубине 2 505 м была определена как глубина нахождения ГНК. Позже глубина положения ГНК была подтверждена методами ГИС в обсаженном стволе. Задача по перекрытию газовой шапки транспортной колонной выполнена успешно.

4.2. Верификация данных газового каротажа на данных гамма-гамма плотностного каротажа

Для выявления зависимостей между данными LWD и газовым каротажом выбирались скважины с полным комплексом методов ГИС: гамма-каротаж, нейтронный каротаж, плотностной каротаж и удельное электрическое сопротивление. В качестве эталона определения коллектор/неколлектор использовались данные гамма-гамма плотностного каротажа, интерпретация которого производилась, как непосредственно в процессе бурения скважины, так и по завершению бурения скважины. Итоговый процент сходимости данных ГИС и газового каротажа выражался в отношении интервалов коллектора/неколлектора по данным ГИС и интервалов коллектора/неколлектора по данным газового каротажа.

По итогам анализа данных газового каротажа и данных ГИС по 466 горизонтальным скважинам, пробуренным в 2021–2025 гг., газовые аномалии фиксировались как по количественному признаку, так и по составу анализируемой газовой смеси, при этом применялись различные подходы по интерпретации газового каротажа в зависимости от технологии бурения. После сбора данных по скважинам для изучения и сравнения цифровых данных с целью их обобщения и получения научно обоснованных выводов произведен статистический анализ в программном обеспечении «Python»

Основными целями статистического анализа являлись:

1. определение качества данных;
2. определение статистических показателей, их динамики и связи с факторами.

На рисунке 4.11 представлена диаграмма «boxplot», которая показывает распределение данных для показателя "Сходимость ГТИ и LWD". Рассмотрим его основные элементы:

1. ящик – это основной элемент графика, показывающий межквартильный размах – диапазон между 25-м и 75-м перцентилями данных. Внутри ящика отображена медиана (среднее значение);
2. усы – линии, выходящие за пределы ящика, отображают диапазон данных, которые не являются выбросами. Они показывают минимальные и максимальные значения данных, находящихся в пределах 1.5 межквартильного размаха от краев ящика;
3. выбросы – маленькие круги, расположенные слева от ящика, представляют значения, которые выходят за пределы нормального диапазона данных и считаются выбросами. Эти данные значительно отличаются от основной массы значений;
4. горизонтальная ось (X-axis) – отображает значения показателя «Сходимость ГТИ и LWD», которые варьируются от 0 до 1 на данном графике.

Этот график показывает, что большая часть данных сконцентрирована ближе к верхней границе (между 0.7 и 0.9), а выбросы распределены ниже 0.6 (49 скважин). 10 % от всех скважин относятся к выбросам. Это довольно большая часть, поэтому из общей выборки эти данные не исключались.

Далее проведен анализ доверительного интервала. Это параметр показывающий, насколько точно мы можем оценить взвешенное среднее. Использовался 95 %-й интервал, означающий, что с вероятностью 95 % настоящее среднее значение попадает в этот диапазон. Для этого учитывается количество данных и разброс значений.

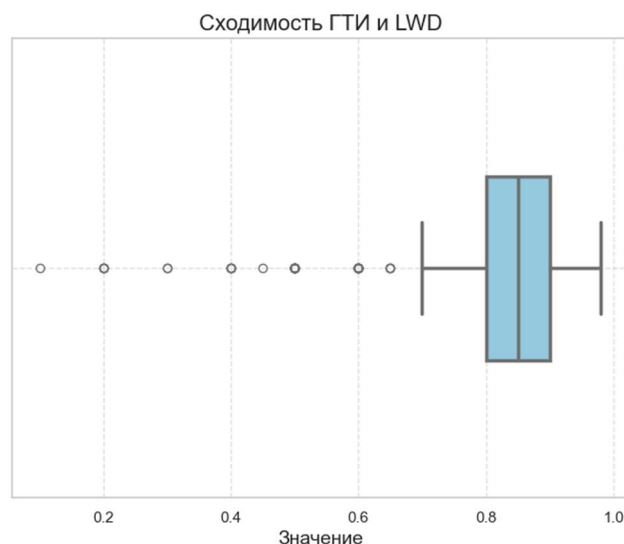


Рисунок 4.11 – Диаграмма «boxplot», показывающая распределение данных для показателя «Сходимость ГТИ и LWD»

На рисунке 4.12 отображен график, полученный по результатам анализа доверительного интервала, по показателю «Сходимость ГТИ и LWD» в виде плотности вероятности (KDE). Этот вид графика помогает визуализировать, как часто встречаются разные значения в данных.

На графике:

1. Кривая плотности (KDE) – показывает, как распределены значения показателя. Чем выше пик кривой, тем больше значений в этом диапазоне. Это помогает понять в каких диапазонах данных больше всего.

2. Среднее значение – красная пунктирная линия, отмечающая среднее значение для показателя «Сходимость ГТИ и LWD». Она указывает на центральную точку распределения, показывая, где в среднем находятся данные.

3. Доверительный интервал (95 %) – зеленые пунктирные линии указывают границы доверительного интервала. Этот интервал показывает диапазон, в котором с 95 % вероятностью находится истинное среднее значение. Чем шире этот интервал, тем больше разброс данных.

Таким образом, график помогает увидеть, как распределены данные, где находится среднее, и насколько уверенно мы можем утверждать, что среднее лежит в указанном интервале.

При группировке по месторождениям получилось (рис. 4.13):

взвешенное среднее: 0.826;

95 % доверительный интервал: (0.805, 0.847).

При группировке по пластам (рис. 4.13):

взвешенное среднее: 0.826;

95 % доверительный интервал: (0.763, 0.889).

Также проведена проверка нормального распределения данных. На рисунке 4.14 изображен Q-Q плот, который используется для проверки, насколько данные соответствуют нормальному распределению. Точки на графике представляют собой наблюдаемые значения данных, которые сопоставляются с теоретическими квантилями нормального распределения. Большинство точек лежит близко к диагональной красной линии, что указывает на нормальность данных. В целом, график подтверждает, что данные имеют нормальное распределение с незначительными отклонениями в крайних значениях.

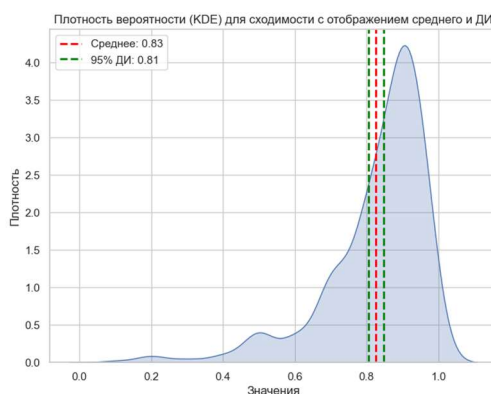


Рисунок 4.12 – Анализ доверительного интервала для показателя «Сходимость ГТИ и LWD» при группировке по месторождениям

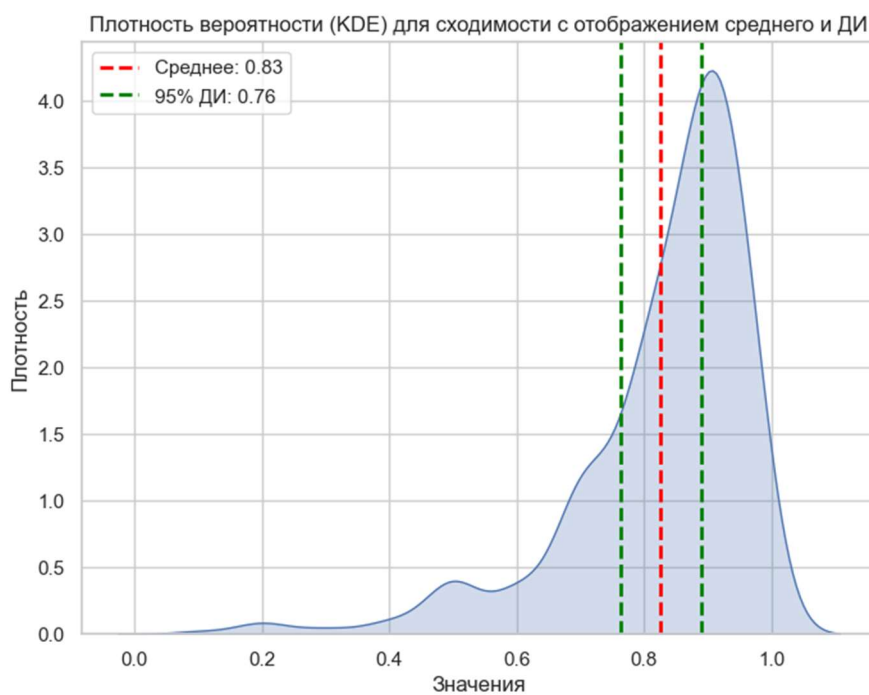


Рисунок 4.13 – Анализ доверительного интервала для показателя «Сходимость ГТИ и LWD» при группировке по пластам

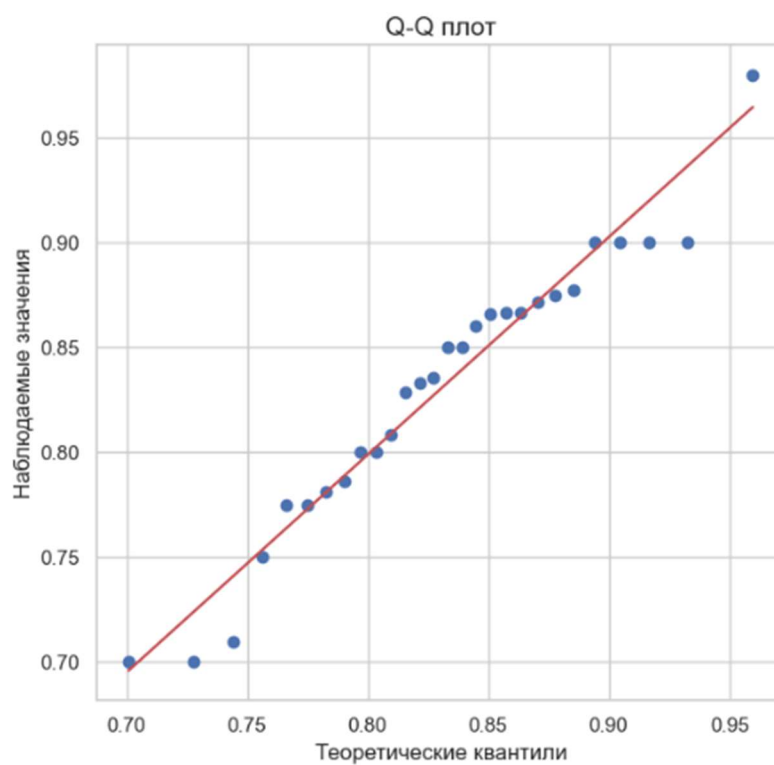


Рисунок 4.14 – Q-Q плот по результату проверки на нормальное распределение

Были также проанализированы средние значения по месторождениям и оценена схожесть с нормальным распределением. На рисунке 4.15 показана гистограмма распределения данных с наложенной красной кривой нормального распределения. Большинство значений сосредоточено в диапазоне от 0.80 до 0.90, с пиком около 0.85. Красная кривая, представляющая нормальное распределение (Гауссово распределение), хорошо соответствует форме гистограммы, что указывает на близкое к нормальному распределение данных.

Также нормальность распределения подтверждается и статистическим критерием Шапиро-Уилка:

- статистика теста: 0.957;
- р-значение: 0.298;
- нулевая гипотеза не отвергается: данные распределены нормально.

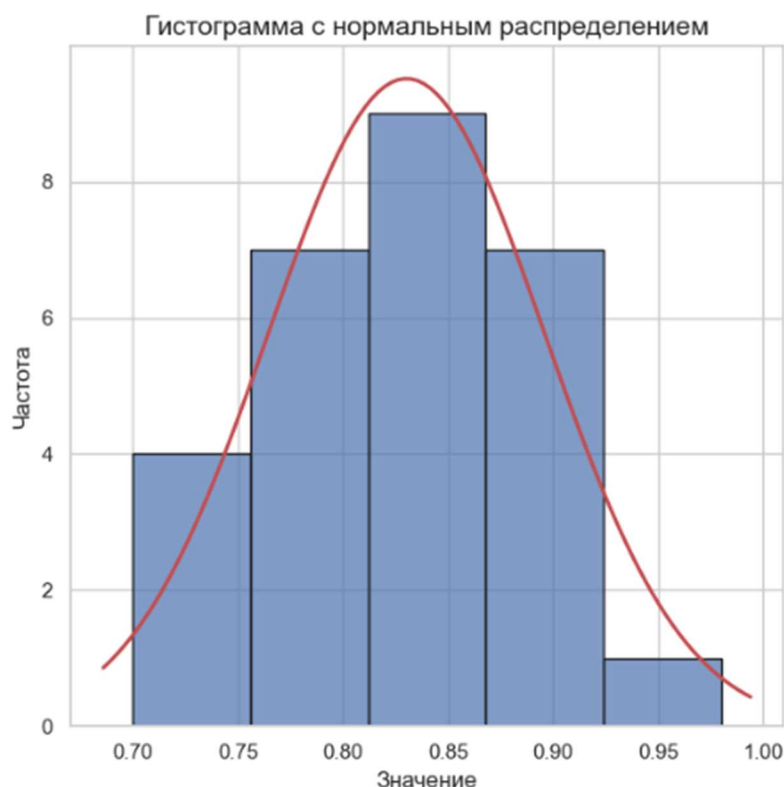


Рисунок 4.15 – Гистограмма распределения данных

Для определения возможного влияния на качество данных, таких параметров как: месторождение, куст, продуктивный пласт, подрядчик

проводящий газовый каротаж, был применен однофакторный дисперсионный анализ (ANOVA — Analysis of Variance), позволяющий определить, различаются ли средние значения числовой переменной между несколькими группами, образованными по значениям одного признака, что статистически значимо.

Анализ проводится по формулам (14-17):

$$SST \text{ (общая дисперсия): } SST = \sum_k \sum_n (Y_{ij} - \bar{Y})^2 \quad (14)$$

$$SSB \text{ (межгрупповая): } SSB = \sum_k n_i (\bar{Y}_i - \bar{Y})^2 \quad (15)$$

$$SSW \text{ (внутригрупповая): } SSW = \sum_k \sum_n (Y_{ij} - \bar{Y}_i)^2 \quad (16)$$

$$F = (SSB / (k-1)) / (SSW / (N-k)) \quad (17)$$

где:

k — число групп (категорий)

n_i — количество наблюдений в группе i

$\bar{Y}_i$ — среднее значение в группе i

$\bar{Y}$ — общее среднее по всем данным

N — общее число наблюдений

Алгоритм выполнения ANOVA

1. Выбрать категориальный признак и числовую переменную.
2. Разбить данные на группы по значениям категориального признака.
3. Рассчитать средние значения в каждой группе.
4. Вычислить SST, SSB, SSW и F-статистику.
5. Найти p-value и сделать вывод.

Результаты анализа представлены в таблице №5 и показывают, что категориальные признаки «Месторождение», «Пласт» и «Куст» оказывают наиболее сильное влияние на сходимость между данными ГТИ и LWD, что объясняется сложностью геологического строения продуктивного пласта (фациальная неоднородность коллектора). Это говорит о важности геологических факторов при интерпретации данных газового каротажа.

Фактор подрядчика по ГТИ демонстрируют слабое или незначительное влияние.

Таблица 5 – Результаты однофакторного дисперсионного анализа (ANOVA) по данным ГТИ и LWD

Признак	p-value (уровень значимости)	Интерпретация
Месторождение	2.5e-08	Очень сильное влияние
Куст	0.0002	Очень сильное влияние
Скв.	0.2894	Нет значимого влияния
Пласт	2.3e-07	Очень сильное влияние
Подрядчик по ГТИ	0.0613	Слабое влияние

На рисунке 4.16 представлены результаты сравнения данных ГИС и газового каротажа при бурении горизонтальных скважин, где среднее значение корреляции составило 83 %, что показывает высокую (сильную) связь данных согласно коэффициенту корреляции Пирсона [175,176].

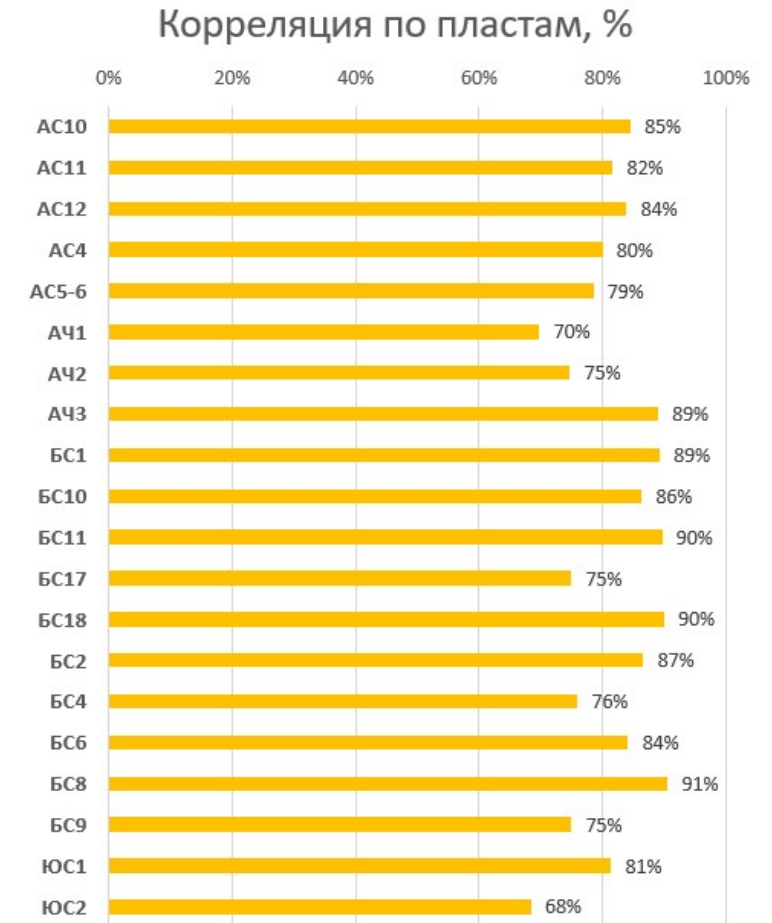


Рисунок 4.16 – Корреляция данных ГИС и газового каротажа [176]

4.3. Верификация данных газового каротажа на данных ядерно-магнитного каротажа, на примере оперативного определения интервалов залегания нефти с повышенной вязкостью в горизонтальном стволе.

Известно, что месторождения, содержащие биоразложившиеся нефти, имеют сложный состав и значительные колебания качества флюидов по вязкости и, следовательно, по дебиту [177]. Таким образом, возникает необходимость определения интервалов нефти с повышенной вязкостью в процессе бурения для оптимизации дизайна хвостовика. Интервалы высоковязкой нефти определяются методами ГИС, а конкретно ЯМК. Однако данный комплекс имеет высокую стоимость и требует дополнительной подготовки ствола скважины, что увеличивает сроки ее строительства. Именно поэтому как за рубежом, так и в нашей стране производились исследования по оценке возможности применения данных газового каротажа для определения интервалов нефти с повышенной вязкостью. В исследовании [33] произведена попытка определения интервалов высоковязкой нефти на месторождении Брейдаблик, располагающегося на норвежском континентальном шельфе. Данное месторождение находится на начальной стадии эксплуатации (пробурено 23 скважины на двух структурах).

В данном исследовании вязкость нефти оценивалась с использованием нескольких модификаций газового каротажа (стандартный и расширенный методы). Исследования показали, что стандартный газовый каротаж не позволяет выделить области с различной вязкостью нефти в разрезе скважины, так как доля тяжелых компонентов газа (бутан и пентан) не полностью дегазировалась из бурового раствора, однако газовый каротаж после дополнительной экстракции газа путем ТВД позволил классифицировать качество нефти в коллекторе и выделить интервалы с высоковязкой и низковязкой нефтью. Для этого использовалось соотношение этан/изопентан, являющимся наилучшим применительно к данному месторождению [33].

В рамках экспериментального этапа диссертационной работы производились опытно промышленные работы по определению интервалов высоковязкой нефти на нефтегазоконденсатном месторождении (НГКМ) в Восточной Сибири, месторождение осложнено наличием слоя высоковязкой нефти (25 сП, при нормальной вязкости для месторождения в 6,49 сП). Разрабатываемый пласт имеет газовую шапку, нефтяную залежь и подошвенные воды с не горизонтальным ВНК. 97 % планового эксплуатационного фонда находится в подгазовой зоне (рис 4.17) [178].

Зоны распространения нефти с повышенной вязкостью (ВВН) имеют неравномерное распространение, при проектировании скважины горизонтальный участок прокладывается максимально удаленно от ГНК для минимизации прорыва газа при эксплуатации. При проводке скважины оптимальным вариантом является нахождение ствола скважины выше 1-2 метров от уровня ВВН (рис 4.18).

Ситуация осложнена наклонным уровнем расположения ВВН и их очаговым распространением, в связи с чем необходимо определить интервалы наличия ВВН уже на этапе бурения скважины. Как уже говорилось выше, ядерно-магнитный каротаж во время бурения (ЯМК) имеет высокую стоимость и существенно увеличивает себестоимость скважины. При проведении опытно промышленных работ применялся анализ стандартного газового каротажа и газового каротажа после проведения термовакуумной дегазации бурового раствора (ТВД), для лучшей экстракции тяжелых углеводородов.

После чего на скважине был проведен полный комплекс ГИС ЯМК. Как и в вышеописанном исследовании на месторождении Брейдаблик [33], было установлено, что стандартный каротаж не может определить интервалы ВВН, но при проведении ТВД с использованием палетки Пикслера интервалы, определенные по газовому каротажу как ВВН, совпали с данными ЯМК (рис 4.19).

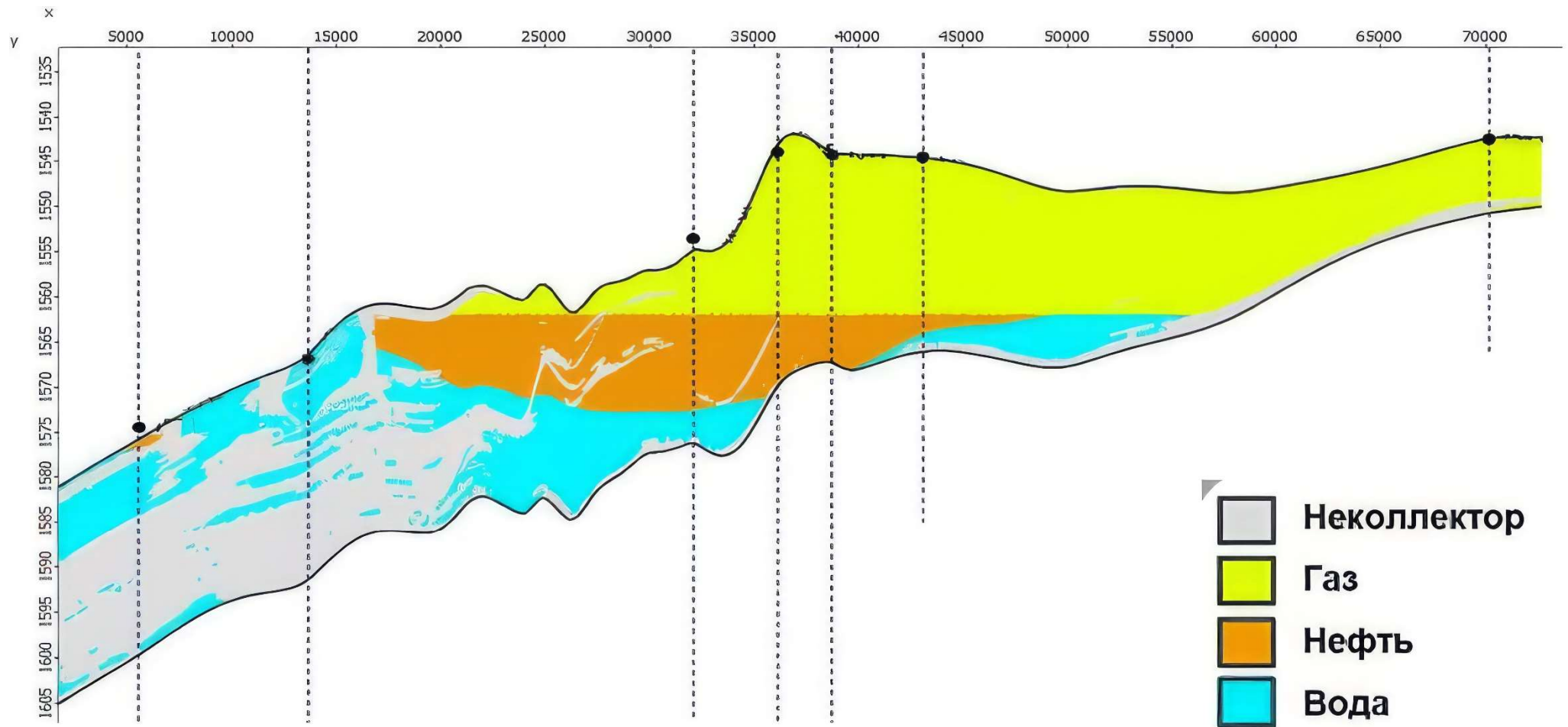


Рисунок 4.17 – Геологический разрез пласта Vt по линии В-А [178]

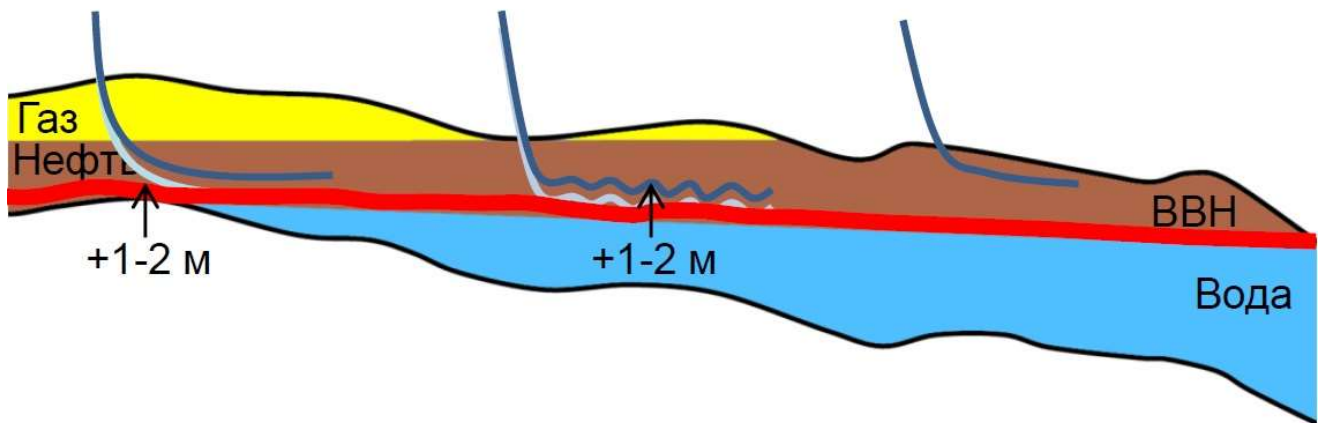


Рисунок 4.18 – Примеры заложения скважин, в зависимости структуры залежи [178]

Таким образом, на практике было подтверждено, что результаты газового каротажа с ТВД сопоставимы с результатами ядерно-магнитного каротажа. И могут существенно увеличить эффективность проходки скважины вне слоя ВВН [177].

Измеренные данные газового каротажа									ЯМК	Интерпретация		
Глубина по стволу	АО	C1 (ГТИ)	C2+...+C5 (ГТИ)	Сум.УВ (ГТИ)	C1 (ТВД)	C2+...+C5 (ТВД)	Сум.УВ	C2+...+C5 (ТВД/ГВЛ)	T2GM	Вязкость ЯМК	Насыщение	
									мс	сП	ГТИ	ТВД
2750	-1567,3	0,1245	0,1137	0,2381	0,1548	0,1372	0,292	3	51,57	14,26	Нефть	Тяжелая нефть
2800	-1567,2	0,0441	0,0371	0,0812	0,0444	0,0416	0,086	2	50,87	11,81	Нефть	Тяжелая нефть
2850	-1567,6	0,2164	0,0689	0,2853	0,2937	0,0741	0,3677	5	63,32	13,77	Нефть	Тяжелая нефть
2900	-1568,4	0,2152	0,2048	0,42	0,4452	0,4163	0,8614	4	66,14	16,36	Нефть	Тяжелая нефть
2950	-1568,1	0,2567	0,2477	0,5044	0,5237	0,5556	1,0793	4	43,23	15,03	Нефть	Тяжелая нефть
3000	-1568,4	0,135	0,0892	0,2243	0,2751	0,3705	0,6457	7	-	-	Нефть	Тяжелая нефть

- ! Вязкость выше 7,5 сП
- ! Газовый каротаж ГТИ обладает меньшим % дегазации БР
- ! Результаты ТВД и ЯМК не противоречат друг другу

Рисунок 4.19 – Интерпретация и сравнение данных ТВД и ЯМК [178]

4.4. Верификация данных газового каротажа на данных ПГИ (определение профиля притока)

В диссертационной работе, производился анализ сходимости данных газового каротажа, проводимых при строительстве горизонтальных скважин и данных определения профиля притока в проведенных в процессе эксплуатации скважин. Для анализа были отобраны горизонтальные скважины в Западной Сибири, пробуренные в газонасыщенном коллекторе терригенного типа. Геологический разрез месторождения представлен следующими литологическими разностями: пласты-коллекторы сложены песчаниками и алевролитами, неколлекторы представлены аргиллитами и глинами. Коллектор имеет высокую литологическую неоднородность по латерали, связанную с участками заглинизированности и карбонатизацией, что влечет за собой ухудшение ФЕС коллектора в пределах продуктивного пласта вследствие этого различный профиль притока в горизонтальном участке скважины. Фактор различного профиля притока позволяет оценить наличие зависимости данных газового каротажа и профиля притока согласно исследованиям, в интервалах с относительно высокими ФЕС коллектора фиксируется высокий фон газопоказаний, а в интервалах с относительно низкими ФЕС коллектора фиксируется низкий фон газопоказаний [77].

Для выявления зависимостей между данными определения профиля притока и газовым каротажем выбирались горизонтальные скважины с вариантом крепления горизонтального участка фильтром-хвостовиком. К анализу не принимались скважины с искажениями газового каротажа, связанные с физическими проблемами газового хроматографа – отказ оборудования (периодический или полный), искажения из-за неправильной обработки данных и их передаче, ошибки при настройке времени отставания газопоказаний, не подтвержденные метрологические характеристики оборудования (регламентное обслуживание и поверки). Для нивелирования субъективности интерпретатора и, соответственно, снижения влияния человеческого фактора, интерпретация данных газового каротажа

производилась с помощью методик автоматической интерпретации (описаны ранее в главе №1). Результаты интерпретации отражаются на планшетах, являющихся стандартными отчетами, для оперативной визуализации геологического разреза бурящийся скважины, на основе которого принимаются решения о дальнейшей проводке скважины и дизайне хвостовика. По данным критериям для анализа было отобрано 3 горизонтальные скважины в Западной Сибири. Газовые аномалии фиксировались как по количественному признаку, так и по составу анализируемой газовой смеси.

Скважина № 847 построена с восходящим окончанием, длина горизонтального участка составляет более 400 м. По данным термометрии, расходомерии и спектральной шумомерии отмечается работа значительной части горизонтального ствола. Профиль построен по комплексу методов (ТМ, СТИ, РГД, ШМ). Результаты интерпретации приведены в таблице № 6.

Таблица 6 – Определение профиля притока на скважине 847

Пласт	Интервалы фильтра	Работающий интервал		Работающая толщина ФС-168	Дебит д=14 мм	Характеристика
	м	м		м	%	
	Σ=562.40			434.33	100	
	2902.05 – 2947.78	2902.05	2947.78	45.73	11.00	Работает газом
	2956.33 – 3294.15	2956.33	2994.95	38.40	8.80	работает газом
		2996.95	3061.15	64.20	13.80	работает газом
		3061.15	3113.15	62.00		работает газом
		3113.35	3153.15	39.80	9.40	работает газом
		3053.75	3200.35	46.60	11.90	работает газом
		3200.75	3207.95	7.20	12.50	работает газом
		3208.05	3230.55	22.50	6.90	работает газом

Пласт	Интервалы фильтра	Работающий интервал		Работающая толщина ФС- 168	Дебит д=14 мм	Характеристика
	м	м		м	%	
		3230.85	3247.95	17.10	7.40	работает газом
		3251.55	3269.75	18.20	9.90	работает газом
		3277.15	3294.15	17.00	4.90	работает газом
	3329.35 – 3351.05	3329.35	3351.05	21.70	1.3	слабо работает газом
	3408.75 – 3431.75	3408.75	3431.75	23.00	1.20	слабо работает газом
	3443.65 – 3454.75	3443.65	3454.75	10.90	1.00	слабо работает газом

На рисунке 4.20 представлен планшет интерпретации данных газового каротажа, зарегистрированных в процессе бурения горизонтальной скважины № 847, и профиля притока, проведенного в процессе ее последующей эксплуатации, где сверху вниз показаны:

Блок 1 – результат автоматического расчета данных газового каротажа на основе данных содержания компонентов УВ газа и скорости проходки.

Блок 2 – концентрация суммы УВ газа (первичные данные).

Блок 3 – коллектор/неколлектор и его насыщение по данным ГТИ (интерпретация).

Блок 4 – данные профиля притока в % (интерпретация) и глубина по стволу (первичные данные).

На планшете наглядно показано, что интервал 2 902–3 298 м по данным профиля притока вносит основной вклад в дебит скважины (96,5 % от всего притока), четко коррелируется с данными газового каротажа и определяется по нему как газонасыщенный в связи с тем, что тяжелые УВ практически

отсутствуют в анализируемой смеси. Далее интервал 3 298–3 455 м, характеризующийся по профилю притока как слабо работающий газом (3,5 % от всего притока), также коррелируется с газовым каротажем в виде падения фоновых газопоказаний. Общая корреляция газового каротажа с профилем притока на данной скважине составила 99 %.

Скважина № 849 построена с восходящим окончанием, длина горизонтального участка составляет более 600 м. По данным термометрии, расходомерии и спектральной шумомерии отмечается работа всей части горизонтального ствола. Профиль построен по комплексу методов (ТМ, СТИ, РГД, ШМ). Результаты интерпретации приведены в таблице № 7.

Таблица 7 – Определение профиля притока на скважине 849

Пласт	Интервалы фильтра, м	Работающий интервал, м		Работающая толщина, м	Дебит д=14 мм, %	Характеристика
**	$\Sigma=707.68$			696.09	100	
	2061.48 – 2769.16	2061.48	2274.17	161.99	66.70	Работает газом
		2274.17	2341.57	88.70	10.00	Слабо работает газом
		2341.57	2377.87	36.30	14.50	Слабо работает газом
		2377.87	2433.37	55.50	5.00	Слабо работает газом
		2433.37	2786.97	353.60	3.80	Слабо работает газом

На рисунке 4.21 представлен планшет интерпретации данных газового каротажа, зарегистрированных в процессе бурения горизонтальной скважины № 849, и профиля притока, проведенного в процессе ее последующей эксплуатации, где сверху вниз показаны:

Блок 1 – результат автоматического расчета данных газового каротажа на основе данных содержания компонентов УВ газа и скорости проходки.

Блок 2 – концентрация суммы УВ газа (первичные данные).

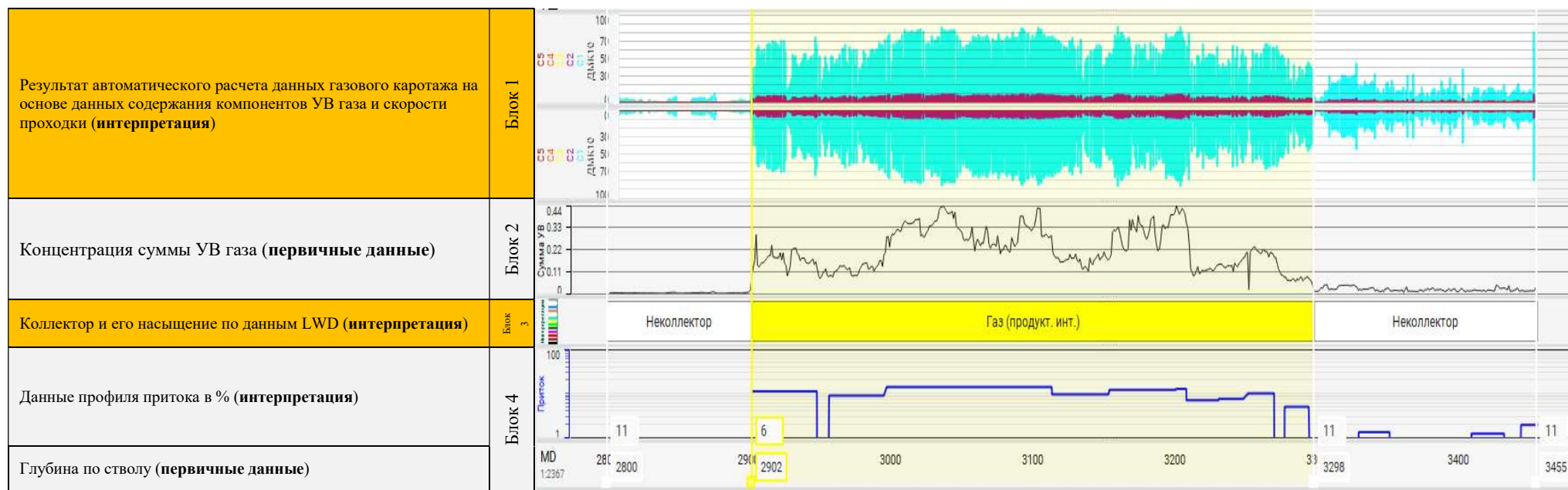
Блок 3 – коллектор/неколлектор и его насыщение по данным ГТИ (интерпретация).

Блок 4 – данные профиля притока в % (интерпретация) и глубина по стволу (первичные данные).

На планшете наглядно показано, что интервал 2 061–2 377 м по данным профиля притока вносит основной вклад в дебит скважины (91,2 % от всего притока), четко коррелируется с данными газового каротажа и определяется по нему как газонасыщенный в связи с тем, что тяжелые УВ практически отсутствуют в анализируемой смеси.

Кроме того, внутри данного интервала профилем притока определен участок с 2 274 по 2 377 м по стволу, который относительно слабо работает газом, что также отражается на данных газового каротажа в виде снижения фона газопоказаний. Далее интервал 2 377 – 2 787 м по стволу, характеризующийся по профилю притока как слабо работающий газом (8,8 % от всего притока), также коррелируется с газовым каротажом в виде падения фоновых газопоказаний. Общая корреляция газового каротажа с профилем притока на данной скважине составила 98 %.

Скважина № 852 построена с восходящим окончанием, длина горизонтального участка составляет более 600 м. По данным термометрии, расходомерии и спектральной шумомерии отмечается работа значительной части горизонтального ствола. Профиль построен по комплексу методов (ТМ, СТИ, РГД, ШМ). Результаты интерпретации приведены в таблице № 8.



Условные обозначения:

Блок № 1

Блок № 2

Блок № 3

Блок № 4

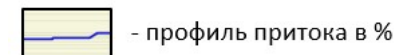
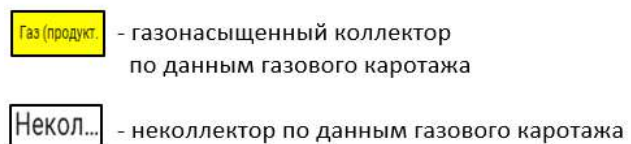
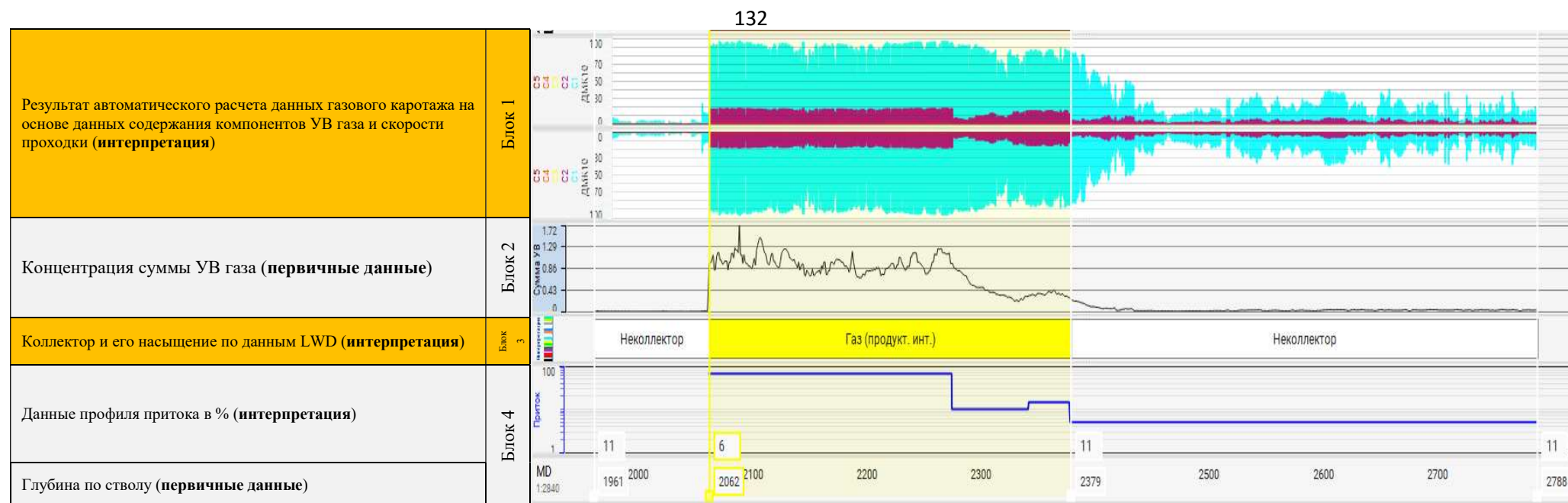


Рисунок 4.20 – Планшет интерпретации данных газового каротажа и определения профиля притока скважины № 847 [179]



Условные обозначения:

Блок № 1

Блок № 2

Блок № 3

Блок № 4

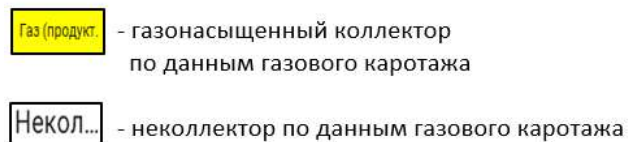


Рисунок 4.21 – Планшет интерпретации данных газового каротажа и определения профиля притока скважины № 849 [179]

Таблица 8 – Определение профиля притока на скважине 852

Пласт	Интервалы фильтра	Работающий интервал		Работающа я толщина ФС-168	Дебит	Характер истика
	м	м		м	%	
**	Σ=664.40			629.20	100.00	
	2093.66 – 2757.73	2093.66	2309.43	215.77	24.70	Работает газом
		2314.73	2338.53	23.80	1.20	слабо работает газом
		2338.53	2361.53	23.00	2.50	слабо работает газом
		2380.13	2393.93	13.80	1.00	слабо работает газом
		2393.93	2415.93	22.00	1.00	слабо работает газом
		2415.93	2429.73	13.80	5.00	работает газом
		2437.93	2454.93	17.00	12.00	работает газом
		2454.93	2467.93	13.00	5.00	работает газом
		2467.93	2491.93	24.00	3.00	работает газом
		2491.93	2522.33	30.40	7.50	работает газом
		2522.33	2530.93	8.60	15.00	работает газом
		2530.93	2567.00	36.00	3.60	слабо работает газом
		2567.00	2757.73	190.10	18.50	работает газом

На рисунке 4.22 представлен планшет интерпретации данных газового каротажа, зарегистрированных в процессе бурения горизонтальной скважины № 852, и профиля притока, проведенного в процессе ее последующей эксплуатации, где сверху вниз показаны:

Блок 1 – результат автоматического расчета данных газового каротажа на основе данных содержания компонентов УВ газа и скорости проходки.

Блок 2 – концентрация суммы УВ газа (первичные данные).

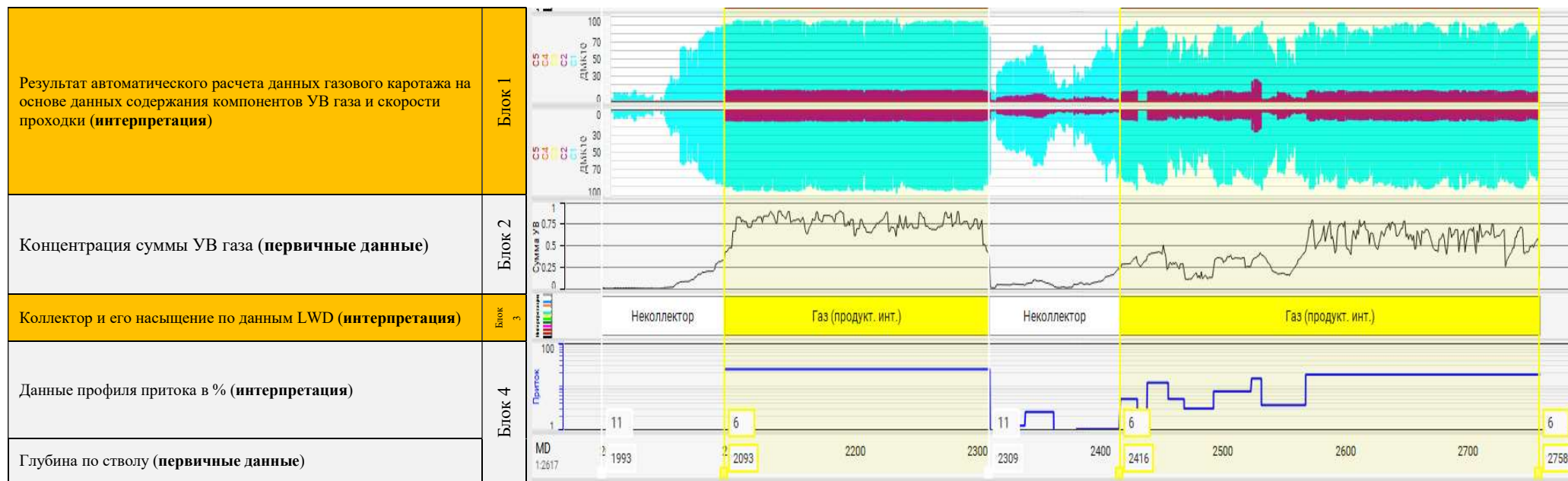
Блок 3 – коллектор/неколлектор и его насыщение по данным ГТИ (интерпретация).

Блок 4 – данные профиля притока в % (интерпретация) и глубина по стволу (первичные данные).

На планшете наглядно показано, что интервалы: 2 093–2 309 м, 2 567–2 757 м по данным профиля притока, вносит основной вклад в дебит скважины (43,2 % от всего притока), четко коррелируются с данными газового каротажа и определяются по нему как газонасыщенные в связи с тем, что тяжелые УВ практически отсутствуют в анализируемой смеси. Также хорошо коррелируются интервалы с низким вкладом в дебит скважины: 2 314–2 415 м и 2 530–2 567 м, что также отражается на данных газового каротажа в виде снижения фона газопоказаний. Общая корреляция газового каротажа с профилем притока, на данной скважине, составила 86 % [179-181].

4.5. Сравнительный анализ данных газового каротажа и ДНК микробиоты шлама и их верификация на данных гамма-гамма плотностного каротажа

Для выявления зависимостей между данными газового каротажа, определения профиля притока и секвенирования ДНК микробиоты шлама, выбиралась горизонтальная скважина с вариантом крепления горизонтального участка фильтром-хвостовиком.



Условные обозначения:

Блок № 1

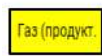
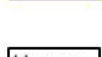
Блок № 2

Блок № 3

Блок № 4

-  - CH_4 , метан
-  - C_2H_6 , этан
-  - C_3H_8 , пропан
-  - C_4H_{10} , бутан
-  - C_5H_{12} , пентан

 - Сумма УВ

-  - газонасыщенный коллектор по данным газового каротажа
-  - неколлектор по данным газового каротажа

 - профиль притока в %

Рисунок 4.22 – Планшет интерпретации данных газового каротажа и определения профиля притока скважины 852 [179]

Опытно-промышленные работы производились при бурении добывающей горизонтальной скважины № 5 043. Скважина пробурена на месторождении в Западной Сибири. Рассматриваемое месторождение является нефтяными, залежь располагается в отложениях терригенного типа. При бурении кроме стандартного комплекса ГИС производился отбор проб шлама для последующего биоинформатического анализа. Интервал отбора составлял 5 метров, общее количество отобранных в процессе бурения скважины образцов выбуренной породы (бурового шлама) составило 179 шт. (рис. 4.23).

Для определения точной глубины отбора каждого образца была определена временная задержка выноса бурового шлама. Интервал отбора проб составил 2 640 – 3 580 метров. Масса каждого образца – около 50 граммов.



Рисунок 4.23 – Образцы шлама, отобранные в процессе бурения [34]

С целью сохранения первоначального (пластового) распределения популяций микроорганизмов влияние внешних воздействий было сведено к минимуму. Образцы не высушивались, не подвергались нагреву или воздействию агрессивных сред, после отбора были упакованы в герметичные пластиковые контейнеры и помещены в холодильную камеру с температурой не выше +4° С. Каждый образец имел соответствующую маркировку глубины,

массы и времени отбора проб. Для исключения контаминации были также отобраны образцы бурового раствора на входе и выходе из скважины.

Прохождение траектории скважины осуществлялось через породы различного типа. О данном факте говорят имеющиеся результаты гамма-каротажа. На представленном ранее рисунке 4.23 с помощью кластерного анализа образцов выбуренной породы наглядно отображено наличие соответствия групп образцов выбуренной породы с интерпретацией отчета по ГИС в процессе бурения. Кластеризация образцов происходит согласно доминирующей в шлеме породой. Темно-зеленым цветом на графике представлен аргиллит. С помощью его образуются кластеры микробиомов выбуренной породы. В то время как песчаник (выделен желтым цветом), точно также осуществляет образование кластеров между образцами.

В итоге, можно отметить о наличии связи микробиомов образцов с определенным типом породы и коллектора, находящихся в продуктивном пласте. Наличие факта кластеризации образцов песчаники и аргиллита по отдельности, скорее всего обусловлено определенными условиями физико-химической среды, где располагаются микробиомы, которые их населяют. Подкрепление полученного результата происходит аналогично результатам кластерного анализа (раздел 3.4.2.).

Метатаксономический анализ шлама также показал четкое разделение микробиомов в зависимости от литологии породы (рис. 4.24). Так доминирующее содержание того или иного компонента породы (песчаник, алевролит или аргиллит) определяет то, какие микроорганизмы могут жить в данных условиях. В ходе анализ было выделено около 400 разновидностей микроорганизмов, каждый из которых, в отдельности или в составе определенных кластеров, может быть использован в качестве специфического маркера, идентифицирующего ту или иную зону притока.

Сопоставление результатов микробиомного исследования с результатами геофизических исследований и газового каротажа представлены на рисунке 4.25, где сверху вниз показаны:

Блок 1 – результат автоматического расчета данных газового каротажа на основе данных содержания компонентов УВ газа и скорости проходки.

Блок 2 – процентное содержание пород в шламе и концентрация суммы УВ газа (первичные данные).

Блок 3 – результат проведения ЛБА по шламу (первичные данные), коллектор и его насыщение по данным ГТИ (интерпретация), данные LWD (первичные данные).

Блок 4 – данные секвенирования ДНК микробиоты шлама (первичные данные) и глубина по стволу (первичные данные).

На планшете (рис. 4.25) наглядно показано, что по газовому каротажу выделено 2 нефтенасыщенных интервала: 2 937–3 038 м и 3 270–3 541 м причем основным нефтенасыщенным интервалом, по уровню газопоказаний и увеличению концентрации тяжелых компонентов, является интервал 3 270–3 541 м. В данном интервале по результату секвенирования ДНК микробиоты шлама наблюдается резкий рост разнообразия микроорганизмов. Согласно исследованиям [121, 122] по микробиологическому разнообразию можно косвенно судить о коллекторских свойствах пласта, когда улучшение ФЕС влечет за собой увеличение разнообразия микробиоты. Также по результатам определения профиля притока в данной скважине определено, что основной вклад в дебит вносит интервал 3 270–3 540 м (таблица № 9). Еще стоит отметить кластеризацию микробиома в различных интервалах горизонтального участка, сложенных разными породами (аргиллит и песчаник).

Таким образом, на практике подтверждена сходимость не только данных газового каротажа с данными профиля притока, но и с данными

секвенирования ДНК микробиоты шлама, что дает дополнительную информацию для определения оптимальных путей освоения залежей нефти и газа.

Стоит также отметить (рис. 4.25), что показания одного гамма-каротажа, проводимого во время бурения, в данном случае не дают четкой границы коллектор/неколлектор, что может быть связано с глинизацией песчаника. Если обратиться к итоговой траектории скважины № 5 043 (рис. 4.26), становится видно, что основной продуктивный интервал был вскрыт после плотного песчаника на глубине 3 200 м, и, по видимости, имеет более высокие ФЕС.

Таблица 9 – Информация о работающих интервалах, интенсивности притока в скважине № 5 043

Кровля, м	Подожва, м	Состав притока	Нефть		Вода	
			%	м³/сут	%	м³/сут
2950	3070	нефть	23,1	83,2	-	-
3070	3270	нефть	13,1	47,2	-	-
3270	3540	нефть	63,8	229,7	-	-
Итого			100	360,1		

Выводы по главе 4

По результатам экспериментального этапа работ были достигнуты следующие результаты:

1. Доказана высокая корреляция данных газового каротажа и данных ГИС на большом объеме скважин (466 скважин на различных месторождениях). Что дает возможность использования данных газового каротажа как дополнительный источник информации при геонавигации, во время бурения скважины.

2. Определена высокая корреляция данных газового каротажа и данных ПГИ для определения профиля притока, что дает возможность использования данных газового каротажа как дополнительный источник информации для

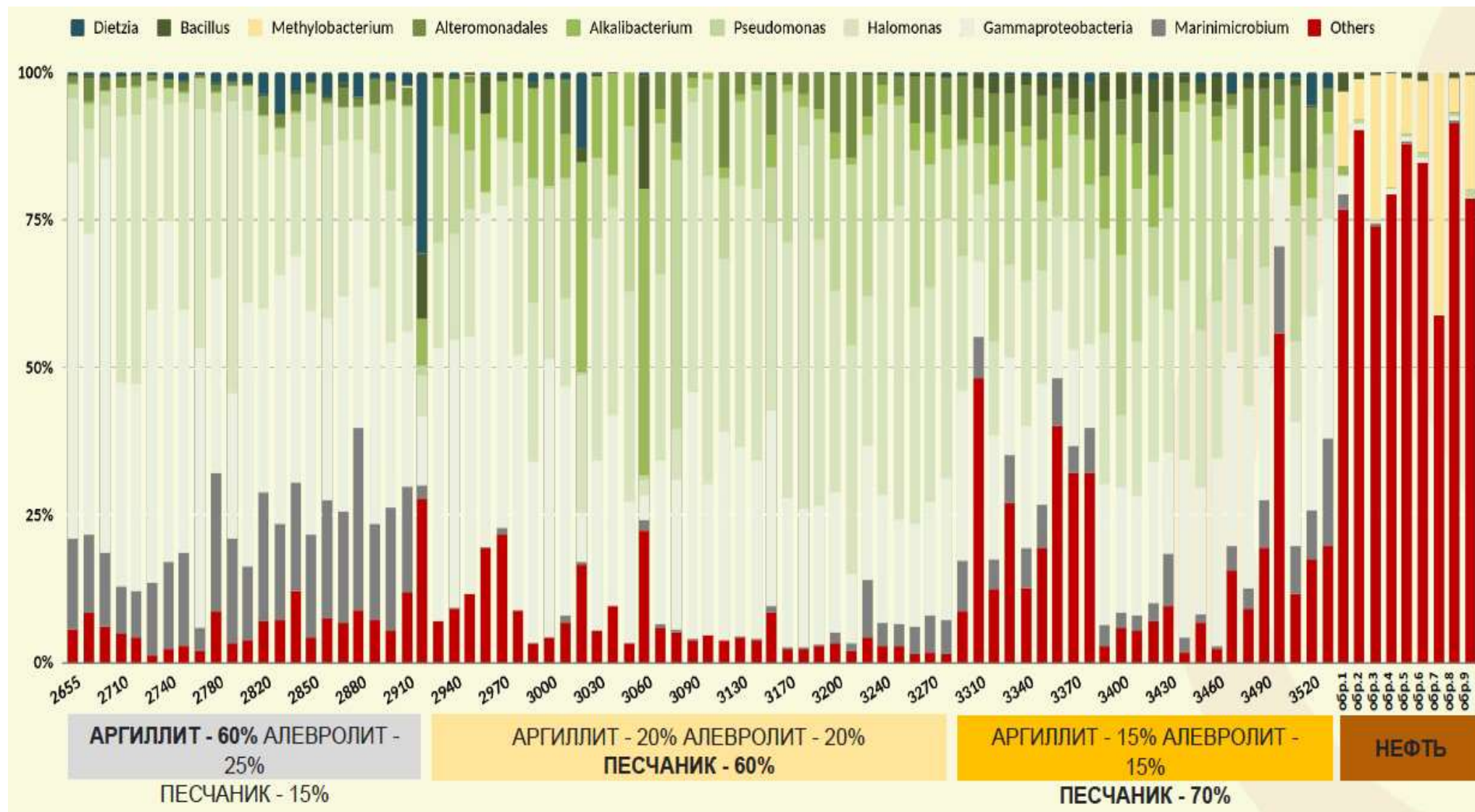
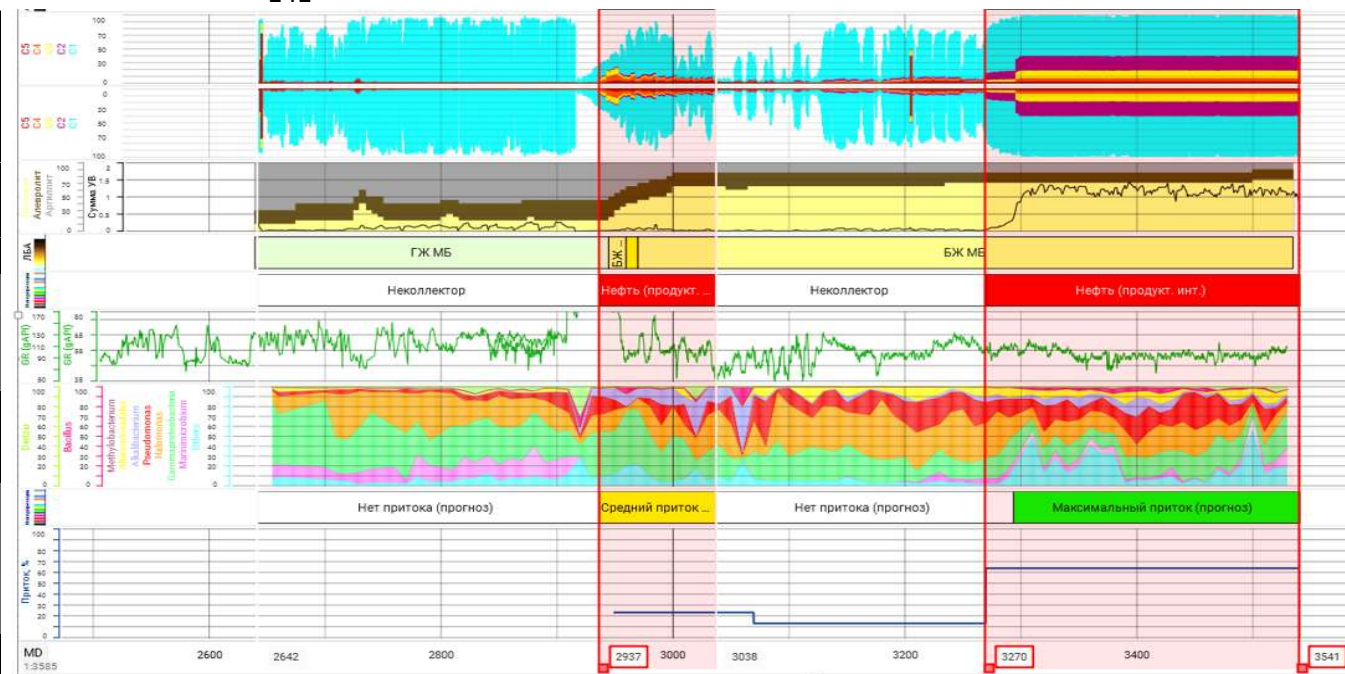


Рисунок 4.24 – Таксономический состав микробиомов выбуренной породы в горизонтальной скважине 5043. По оси Y - представлена относительная частота микроорганизмов, по оси X – глубина отбора проб шлама. [34]

Результат автоматического расчета данных газового каротажа на основе данных содержания компонентов УВ газа и скорости проходки (интерпретация)	Блок 1
Процентное содержание пород в шлеме и концентрация суммы УВ газа (первичные данные)	Блок 2
Результат проведения ЛБА по шламу (первичные данные)	Блок 3
Коллектор и его насыщение по данным ГТИ (интерпретация)	
Данные LWD (первичные данные)	Блок 4
Данные секвенирования ДНК микробиоты шлама (первичные данные)	
Данные профиля притока в % (интерпретация)	
Глубина по стволу (первичные данные)	



Условные обозначения:

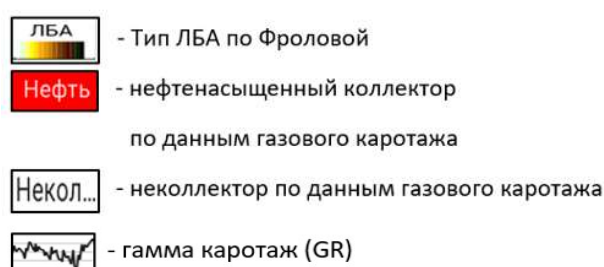
Блок № 1



Блок № 2



Блок № 3



Блок № 4

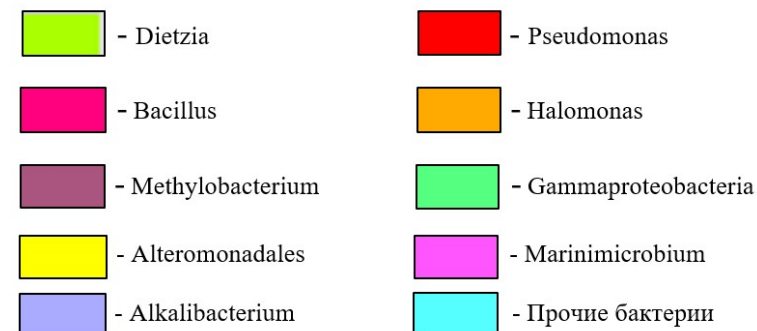


Рисунок 4.25 – Планшет интерпретации данных газового каротажа и определения профиля притока скважины № 5 043

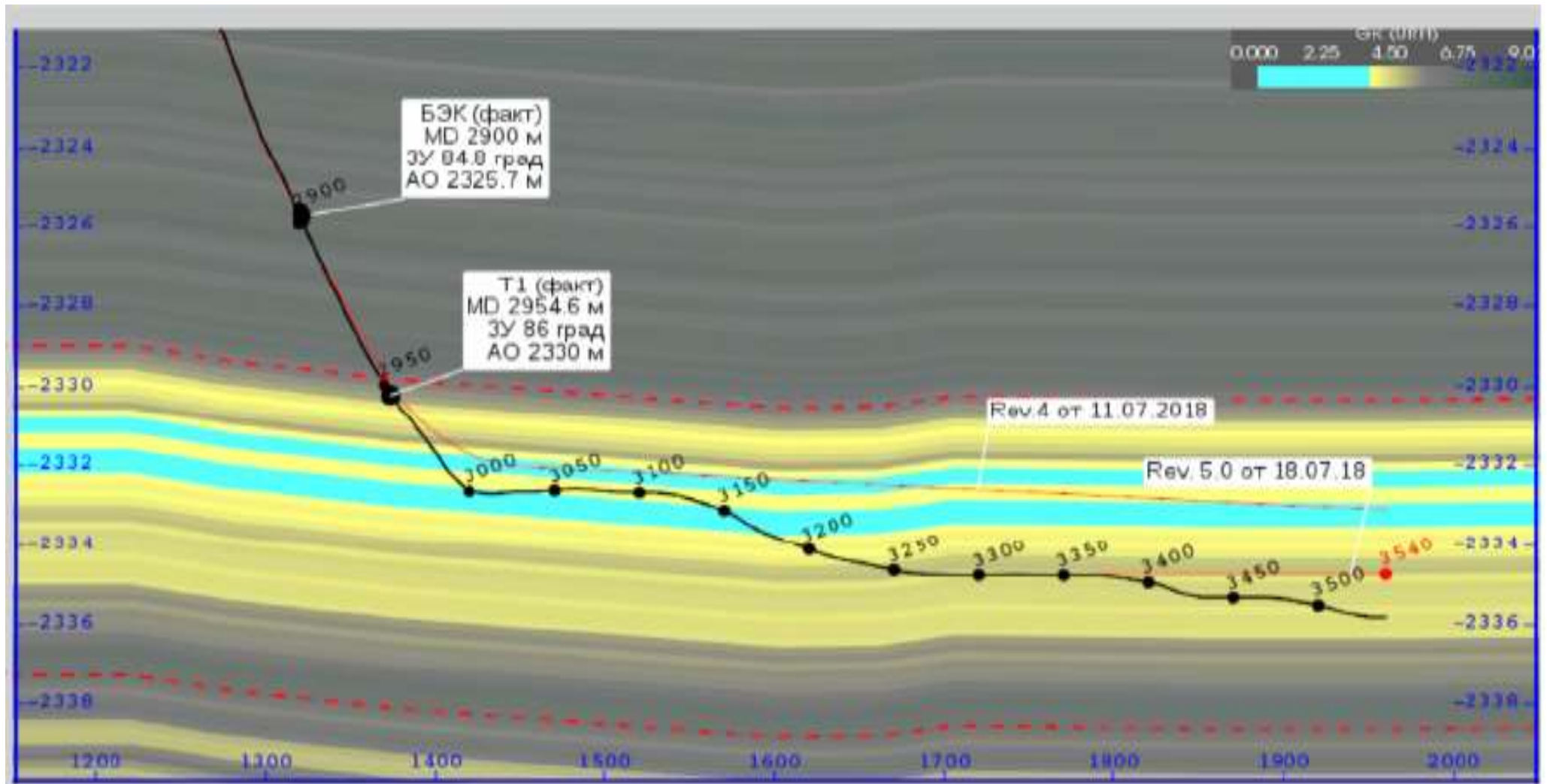


Рисунок 4.26 – Траектория скважины № 5 043, где разными цветами обозначены различные породы (темно-зеленый аргиллит, желтый-песчаник, синий плотный песчаник). По вертикальной оси отражена глубина залегания скважины, по горизонтальной оси – длина. Все измерения даны в метрах [34]

для оперативного прогноза профиля притока в горизонтальной скважине еще на этапе ее бурения, для оптимального заканчивания скважины и последующей ее эксплуатации.

3. Подтверждена высокая корреляция данных газового каротажа и данных ядерно-магнитного каротажа (ЯМК), что дает возможность использования данных газового каротажа как дополнительный источник информации для оперативного определения интервалов нахождения высоковязкой нефти в горизонтальной скважине.

4. Установлена качественная связь между данными секвенирования ДНК микробиоты шлама, газового каротажа и ГИС и обоснована возможность использования данных секвенирования ДНК микробиоты шлама для оперативного прогноза профиля притока в горизонтальной скважине.

5. Таким образом, на практике доказана работоспособность предлагаемой автором, методики оперативного прогноза профиля притока в горизонтальной скважине на этапе ее бурения по данным газового каротажа и данным секвенирования ДНК микробиоты шлама. И показано, что дальнейшее усовершенствование методик по изучению шлама, путем комплексирования исследований шламowego материала с современными методами анализа ДНК его микробиоты может стать одним из инновационных, перспективных направлений геологоразведочных работ и эксплуатации объектов разработки.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Основным результатом исследования является новая методика оперативного прогноза профиля притока в горизонтальных скважинах при бурении путем комплексирования данных газового каротажа и секвенирования ДНК микробиоты шлама. Методика внедрена и используется в производственных процессах предприятий-подрядчиков по ГТИ, что, согласно методике оценки уровня готовности технологии (УГТ) также известной как Technology Readiness Level (TRL) соответствует высшему, 9-му уровню по шкале оценки зрелости новых технологий [182].

2. В процессе работы впервые проведена верификация данных газового каротажа и данных ГИС на 466 скважинах различных месторождений. Фактическим материалом для исследования и экспериментального этапа работы служила база геолого-геофизических данных, полученная при геологическом сопровождении бурения указанного фонда горизонтальных скважин на территории Западной Сибири в период с 2020 по 2025 гг.

3. Автором были предложены новые методы повышения качества газового каротажа путем внедрения газоанализаторов на основе наносенсоров. Предложенная инновация удостоена первого места на всероссийском конкурсе «Новая идея – 2020» как лучшая научно-техническая разработка среди молодежи организаций топливно-энергетического комплекса.

4. Автором разработаны и зарегистрированы программные комплексы для цифровизации процессов проверки метрологических характеристик газоаналитического оборудования и интерпретации данных газового каротажа.

Основные направления дальнейшей работы диссертанта:

1) дальнейшее развитие методов автоматической проверки качества и интерпретации данных газового каротажа на основе нейронных сетей;

- 2) продолжение совершенствования подходов к комплексированию данных газового каротажа, ГИС и данных секвенирования ДНК микробиоты бурового шлама, в том числе для месторождений с трудноизвлекаемыми запасами (ТРИЗ) нефти;
- 3) разработка алгоритмов оперативного прогнозирования, ВНК, ГНК и ФЕС в процессе бурения по данным газового каротажа на основе нейронных сетей.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

АВПД – аномально-высокое пластовое давление

АГКС – автоматическая газокаротажная станция

АГИС – автоматизированная геохимическая информационная система

АНПД – аномально-низкое пластовое давление

ВАК – высшая аттестационная комиссия

ВНК – водонефтяной контакт

ВВН – высоковязкая нефть

ВЦ – вычислительный центр

ГВС – газовоздушная смесь

ГВЛ – газовоздушная линия

ГИС – геофизические исследования скважин

ГС – газовая смесь

ГНВП – газонефтеводопроявление

ГНК – газонефтяной контакт

ГОСТ – государственный стандарт

ГРП – гидравлический разрыв пласта

ГТИ – геолого-технологические исследования

ГТМ – геолого-технологические мероприятия

ДИ – доверительный интервал

ДНК – дезоксирибонуклеиновая кислота

КНБК – компоновка низа бурильной колонны

ЛЖК – летучие жирные кислоты

ЛБА – люминесцентно-битуминологический анализ

ЛНД – локально-нормативная документация

НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение

НГП – нефтегазоносный пласт

ОПР – опытно промышленные работы

ПАВ – поверхностно-активное вещество

ПГИ – промыслово-геофизические исследования

ПГКС – полуавтоматическая газокаротажная станция

ПГС – поверочная газовая смесь

ПО – программное обеспечение

ПЦР – полимеразная цепная реакция

ПЖ – промывочная жидкость

РД – руководящий документ

РУО – раствор на углеводородной основе

СПО – спуско-подъемная операция

ТВД – термовакуумный дегазатор

ТМ – термометрия

ТРИЗ – трудноизвлекаемые запасы

УВ – углеводороды

УЭС – удельное электрическое сопротивление

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства

ШМ – шумометрия

ЭВМ – электронная вычислительная машина

ЯМК – ядерно-магнитный каротаж

ANOVA (Analysis of Variance) – однофакторный дисперсионный анализ

C₁ – метан

C₂ – этан

C₃ – пропан

C₄ – бутан

C₅ – пентан

C₆ – гексан

CO₂ – двуокись углерода

H₂ – водород

KDE – кривая плотности вероятности

LWD (Logging While Drilling) – каротаж в процессе бурения

N₂ – азот

XRD – метод рентгеновской дифракции

XRF – метод рентгенофлуоресцентного измерения

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Шахвердиев А.Х. Выбор оптимального варианта проекта разработки месторождений углеводородов с учетом риска при отклонении запасов / А.Х. Шахвердиев, Ю.П. Панов // Вестник РАЕН. 2024. Т. 24. № 3. С. 3-14. DOI:10.52531/1682-1696-2024-24-4-3-14.
2. Ипатов А.И. О необходимости широкого перехода на высокотехнологичные способы контроля разработки и мониторинга добычи / А.И. Ипатов // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 2(41). С. 159–172. DOI:10.29222/ipng.2078-5712.2023-41.art10.
3. Мартынов В.Г. Геофизические исследования скважин: справочник мастера по промысловой геофизике / В.Г. Мартынов, Н.Е. Лазуткина, М.С.Хохлова // М.: Инфра-инженерия, 2009. – 960 с.
4. Лукьянов Э.Е. Исследования скважин в процессе бурения / Э.Е. Лукьянов // М.: Недра, 1977. – 248 с.
5. Щетинина Н.В. Инновационные технологии и подходы интерпретации данных ГИС в горизонтальных скважинах / Н.В. Щетинина, А.В. Мальшаков., М.А. Басыров // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE. – М., 16-18 октября 2017 г.
6. Щетинина Н.В. Новые подходы и технологии интерпретации данных геофизических исследований горизонтальных скважин / Н.В. Щетинина, А.В. Мальшаков, М.А. Басыров // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2016. – № 43. – С. 6 – 14.
7. Щетинина Н.В. Технологии интерпретации данных геофизических исследований горизонтальных скважин: настоящее и будущее / Н.В. Щетинина, М.А. Басыров, И.А. Зырянова // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 11. – С. 26 – 31. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-11-26-31
8. Гагарин А.В. Перспективы использования информации, полученной при исследовании горизонтальных скважин, в корпоративных инструментах геологического моделирования / А.В. Гагарин, Р.К. Газизов,

Н.О. Новиков // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2016. – № 43. – С. 15 – 19.

9. Цифровое бурение: как цифровые технологии повышают эффективность [Электронный ресурс]. - Режим доступа: URL:https://uppro.ru/library/information_systems/automation_production/burenie-neft/ (дата обращения: 10.02.2022).

10. Афанаскин И.В. Современное состояние исследований скважин и пластов нефтегазовых месторождений в России / И.В. Афанаскин, С.Г. Вольпин, Б.Н. Еникеев // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2022. – Вып. 2(37). – С. 45–86. – DOI: 10.29222/ipng.2078-5712.2022-37.art5.

11. Ипатов А.И. Что происходит с профилями притока горизонтальных скважин после освоения /А.И. Ипатов А.И., Е.М.Малявко // Нефтегазовая вертикаль. – 2022. – Вып. 6. – С. 110–119.

12. Колесников М.В. Возможности промыслово-геофизических исследований для диагностики горизонтальных скважин с различным типом заканчивания / М.В. Колесников, Е.П. Панарина, М.И. Кременецкий, Е.С. Пахомов // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2024. – Т. 15, № 3. – С. 296–311. – DOI: 10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-3.art7.

13. Li H. Evaluation of the Release Mechanism of Sustained-Release Tracers and its Application in Horizontal Well Inflow Profile Monitoring / H. Li, Z. Liu, Y. Li // ACS Omega. – 2021. – Vol. 6. – P. 19269–19280. – DOI: 10.1021/acsomega.1c02748.

14. Li H. A semi-analytical model for predicting inflow profile of horizontal wells in bottom-water gas reservoir / H. Li, Y. Tan, B. Jiang [et al.] // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2018. – Vol. 160. – P. 351–362. – DOI: 10.1016/j.petrol.2017.10.067.

15. Рамазанов А.Ш. Моделирование термогидродинамических процессов в нефтеводонасыщенном пласте при закачке и последующем отборе / А.Ш. Рамазанов, Д.Ф.Исламов, Ф.Ф.Давлетшин, Р.З. Акчурин, В.Н.Федоров

// Нефтегазовое дело. 2026. Т. 24, № 1 С. 8-18. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2026-1-8-18>

16. Федоров В.Н. Оценка интервалов и качественного состава притока пластового флюида в горизонтальной части ствола скважины термогидродинамическими методами исследований / В.Н. Федоров, О. Аль-Кадаси // Современные методы комплексного моделирования разработки газовых и нефтегазоконденсатных месторождений : тез. докл. II науч.-техн. конф. – Сочи, 2023. – С. 22–23.

17. Афанаскин И.В. Современное состояние исследований скважин и пластов нефтегазовых месторождений в России / И.В.Афанаскин, С.Г. Вольпин, Б.Н.Еникеев, А.И. Ипатов, М.И.Кременецкий, О.А.Смирнов, В.Н. Федоров, Р.Г. Шагиев, Р.Р.Шагиев // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2022. – № 2 (37). – С. 45–86. – DOI: 10.29222/ipng.2078-5712.2022-37.art5.

18. Федоров В.Н. Подходы к оценке качества и достоверности результатов гидродинамических исследований скважин в условиях аутсорсинга / В.Н. Федоров, В.М.Мешков // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2022. – № 2 (37). – С. 112–126. – DOI: 10.29222/ipng.2078-5712.2022-37.art8.

19. Аrentов Д.О. Решение задачи делампинга с использованием алгоритма на основе нейронных сетей / Д.О.Аrentов, Н.О.Матрошилов, П.А.Лыхин, Э.В.Усов, Б.А.Колчанов, М.Г.Козлов, А.М.Крылов, Д.О. Тайлаков, В.Н.Ульянов // НЕФТЬ. ГАЗ. НОВАЦИИ. – 2023. – № 5 (270). – С. 27–33.

20. Arentov D.O. Solving the delumping problem using the neural network based algorithm / D.O.Arentov, N.O.Matroshilov, P.A.Lykhin, E.V.Usov, B.A.Kolchanov, M.G.Kozlov, A.M.Krylov, D.O.Taylakov, Ulyanov V.N.// Geoenergy Science and Engineering. – 2024. – DOI: 10.1016/j.geoen.2023.212622.

21. **Ильязов Р.Р.** Применение газового каротажа для геонавигации и оперативного определения межфлюидных контактов при проводке горизонтальных скважин / Р.Р. Ильязов, С.А. Никифоров, Е.Ю. Черников, Т.Р.

Рахимов // Нефтяное хозяйство. – 2023. – № 4. – С. 72–77. – DOI: 10.24887/0028-2448-2023-2-72-77.

22. **Ильязов Р.Р.** Повышение информативности комплекса ГИС с помощью данных газового каротажа, для оперативной геонавигации при бурении горизонтальных скважин на нефть и газ / Р.Р. Ильязов // Вестник РАЕН. – 2024. – № 1. – С. 12–23. – DOI: 10.52531/1682-1696-2025-25-1-12-23.

23. Левицкий А.З. Использование геолого-технологической информации в бурении / А.З. Левицкий // М.: Недра, 1992. – 69 с.

24. Jurcic H. Petrophysical Parameters Evaluation in Unconventional Reservoirs by Well Logging and Mud Logging Data Interactive Correlation Method / H. Jurcic, Z. Cogelja, S. Maretic // SPE/EAGE European Unconventional Resources Conference and Exhibition (Vienna, Austria, 2012). – 2012. DOI: 10.2118/150961-MS.

25. Wei Y. Logging identification of the Longmaxi mud shale reservoir in the Jiaoshiba area, Sichuan Basin / Y. Wei, W. Jianbo, L. Shuai // Natural Gas Industry B. – 2014. DOI: 10.1016/j.ngib.2014.11.016.

26. Shi W. A Crossplot for Mud Logging Interpretation of Unconventional Gas Shale Reservoirs and its Application / W. Shi, C. Zhang, S. Yuan // The Open Petroleum Engineering Journal – 2015. – Vol.8, No.1 – P. 265-271. DOI:10.2174/1874834101508010265

27. Ighodalo E. Increasing Certainty in Formation Evaluation Utilizing Advanced Mud Logging Gas Analysis / E. Ighodalo, G. Davies, S. D'Souza // SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition (Dammam, Saudi Arabia, 2017). – 2017. DOI: 10.2118/188039-MS.

28. Haven H. Applications and Limitations of Mud Logging Gas Data in the Detection of Formation Fluids and Overpressure: Examples from South-East Asia / H. Haven, P. Arbin, B. Simon // Proceedings of an International Conference on Gas Habitats of SE Asia and Australasia. – 1999. – P. 19–23.

29. McKinney D. Advanced Mud Gas Logging in Combination With Wireline Formation Testing and Geochemical Fingerprinting for an Improved

Understanding of Reservoir Architecture / D. McKinney, M. Flannery, H. Elshahawi // SPE Annual Technical Conference and Exhibition (Anaheim, California, USA, 2007). – 2007. DOI: 10.2118/109861-MS.

30. Caroli E. Quantitative Mud Gas Reconciliation with Downhole Fluid Analysis: Towards a Quantitative Fluid Log / E. Caroli, C. Lafaurie, B. Barraud, G. Ségalini // SPE Annual Technical Conference and Exhibition (New Orleans, Louisiana, USA, 2013). – 2013. DOI: 10.2118/166246-MS.

31. Crampin T. Application of Advanced Mud Gas Logging for Improved Hydrocarbon Phase Determination in a Highly Depleted Reservoir / T. Crampin, A. Gligorijevic, E. Clarke // International Petroleum Technology Conference (Beijing, China, 2013). – 2013. DOI: 10.2523/IPTC-17088-MS.

32. Azadpour M. Pore pressure prediction and modeling using well-logging data in one of the gas fields in south of Iran / M. Azadpour, N. Manaman, A. Kadkhodaie-Ilkhchi, M. Sedghipour // DOI: 10.1016/j.petrol.2015.02.022.

33. Cely A. Holistic Evaluation of Reservoir Oil Viscosity in Breidablikk Field – Including Mud Gas Logging Approach / A. Cely, I. Skaar, T. Yang // 2023. – DOI: 10.30632/SPWLA-2023-0039.

34. Posdyshev A.S. Using DNA-Logging to Determine Inflow Profile in Horizontal Wells / A.S. Posdyshev, P.V. Shelyakin, N.M. Shaikhutdinov [et al.] // SPE Russian Petroleum Technology Conference (Virtual, Oct. 2021). – 2021. DOI: 10.2118/206515-MS.

35. Шахвердиев Э.А. Исследование возможных причин быстрого обводнения скважин недонасыщенных коллекторов / Э.А. Шахвердиев, Р.Р. Ильязов, К.М. Филатова, А.В. Денисов // Молодые – Научкам о Земле: сб. трудов X Междунар. науч. конф. молодых ученых. – М., 2022. – С. 105–109.

36. Шахвердиев А.Х. О включении высокообводненных запасов недонасыщенных нефтью коллекторов в категорию трудноизвлекаемых / А.Х. Шахвердиев, Р.Р. Ильязов, С.В. Арефьев, А.С. Поздышев // Нефтяное хозяйство. – 2023. – № 4. – С. 34–39. – DOI: 10.24887/0028-2448-2023-4-34-39.

37. Шахвердиев А.Х. Трудноизвлекаемые запасы недонасыщенных нефтью коллекторов / А.Х. Шахвердиев, С.В. Арефьев, А.В. Давыдов // Геология и недропользование. – 2022. – № 5(9). – С. 78–87.
38. Мирзаджанзаде А.Х. Геомагнитные поля и месторождения нефти и газа / А.Х. Мирзаджанзаде, А.Х. Шахвердиев, О.Л. Кузнецов, А.М. Мамедзаде // Геология нефти и газа. – 1996. – № 6. – С. 4.
39. Мандрик И.Э. Оценка и прогноз нефтеотдачи на основе моделирования нейронными сетями/ И.Э. Мандрик, А.Х. Шахвердиев, И.В. Сулейманов // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 10. – С. 36–39.
40. Shakhverdiev A.Kh. Combining gas logging, well logging and cuttings microbiota data to improve geosteering and flow profile prediction in a horizontal well / A.Kh. Shakhverdiev, **R.R. Piyazov** // SOCAR Proceedings. – 2024. – No. S1. – P. 7–14. – DOI: 10.5510/OGP2024SI101034.
41. Гумерский Х.Х. Российская нефтяная промышленность на пороге нового века: оценки прошлого, настоящего, будущего / Х.Х. Гумерский, Ю.Г. Мамедов, А.Х. Шахвердиев // Нефтяное хозяйство. – 2000. – № 7. – С. 22–26.
42. Шахвердиев А.Х. Влияние гистерезисных явлений в нефтедобыче на коэффициент извлечения нефти / А.Х. Шахвердиев // Нефтяное хозяйство. – 2024. – № 6. – С. 92–97.
43. Шахвердиев А.Х. Некоторые концептуальные аспекты системной оптимизации разработки нефтяных месторождений / А.Х. Шахвердиев // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 2. – С. 58–63. – DOI: 10.24887/0028-2448-2017-2-58-63.
44. Шахвердиев А.Х. Оптимизация плотности сетки скважин и ее влияние на коэффициент извлечения нефти / А.Х. Шахвердиев, И.Э. Мандрик // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 12. – С. 54–58.
45. openalex.org [Электронный ресурс]. - Режим доступа: URL: <https://openalex.org/works?page=1&filter=default.search%3Amud%20logging> (дата обращения: 11.03.2024).

46. <https://www.lens.org> [Электронный ресурс]. - Режим доступа: URL: <https://www.lens.org> (дата обращения: 12.02.2026).

47. Порядок проведения аудита станции геолого-технологических исследований на месторождении: Стандарт АО «ИГиРГИ». – М., 2023. 212 с.

48. Геолого-технологические исследования при сопровождении бурения скважин: Типовые требования компании «НК Роснефть». – М., 2023. 418 с.

49. **Ильязов Р.Р.** Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2024685243 Российская Федерация. Программное обеспечение для проверки метрологических характеристик газоаналитического комплекса станции геолого-технологических исследований / Р.Р. Ильязов. // опубл. 25.10.2024. – URL: <https://fips.ru/EGD/27ba2dd6-0d52-491e-a180-596c878036d3>.

50. **Ильязов Р.Р.** Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2024688163 Российская Федерация. Программное обеспечение для автоматической интерпретации газового каротажа по флюидным коэффициентам / Р.Р. Ильязов. // опубл. 25.11.2024. – URL: <https://fips.ru/EGD/aae3cb7e-6684-4b78-9e05-8ad78902073c>.

51. Rowe M. Mud-Gas Extractor and Detector Comparison / M. Rowe, D. Muirhead // SPE Annual Technical Symposium and Exhibition (Dammam, Saudi Arabia, 24–27 Apr. 2017). – 2017. – Paper SPE-188068-MS. – DOI: 10.2118/188068-MS.

52. Yang T. Unlock Large Potentials of Standard Mud Gas for Real-Time Fluid Typing / T. Yang, K. Uleberg, A. Cely // SPWLA 63rd Annual Logging Symposium (Stavanger, Norway, 11–15 June 2022). – 2022. – Paper SPWLA-2022-0007. – DOI: 10.30632/SPWLA-2022-0007.

53. Yang T. Predicting Reservoir Fluid Properties from Advanced Mud Gas Data / T. Yang, G. Yerkinkyzy, K. Uleberg // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2021. – Vol. 24, No. 2. – P. 358–366. – DOI: 10.2118/201635-PA.

54. Cutler I. Viscosity from geochemical techniques: A case study for a heavy oil field on the UKCS / I. Cutler, A. Cely, J. Moore, T. Yang // SPE EuroPEC featured at the 83rd EAGE Annual Conference & Exhibition (Madrid, Spain, 6–9 June 2022). – 2022. – Paper SPE-209690-MS. – DOI: 10.2118/209690-MS.

55. Методические рекомендации по подсчету запасов нефти в доманиковых продуктивных отложениях: дополнение к действующим Методическим рекомендациям по применению Классификации запасов, утвержденных распоряжением Минприроды России от 01.02.2016 № 3-р / ФБУ «Государственная комиссия по запасам». – М., 2023.

56. Соколов, В. А. Теория и практика газового каротажа / В. А. Соколов, Ю. М. Юровский // М.: Государственное научно-техническое издательство нефтяной и горно-топливной литературы, 1961. – 338 с.

57. Померанц Л.И. Автоматические газокаротажные станции / Л.И. Померанц, Г.И. Эпштейн, П.А. Левшунов // М.: Недра, 1969. – 80 с.

58. Померанц Л.И. Методическое пособие по количественной интерпретации данных газового каротажа, зарегистрированных станцией АГКС-65 / Л.И. Померанц, Г.Г. Яценко, Р.Н. Маврычева // М.: ОНТИ ВНИИИгеофизика, 1963.

59. Померанц Л.И. Приведенные газопоказания и количественная интерпретация данных газового каротажа. / Л.И. Померанц // М.: Недра, 1971. – С. 6–9.

60. Молчанов А.А. Перспективы применения информационно-измерительной системы для исследования нефтяных и газовых скважины / А.А. Молчанов, Л.И. Померанц, Н.Н. Сохранов // Геология нефти и газа. – 1977. – № 6.

61. Померанц Л.И. Газовый каротаж / Л.И. Померанц // М.: Недра, 1982. – 240 с.

62. Лейк Л. Справочник инженера-нефтяника: в 7 т. Т. 2. Инжиниринг бурения / Л. Лейк, Р. Митчел // М. ; Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2014. – 1064 с.

63. А. с. 3870/576231/22 СССР. Способ привязки газовых проявлений при газовом каротаже скважин к истинным глубинам / Оpubл. 07.09.1951.
64. А. с. 1362818 А1 СССР. Способ привязки данных каротажа к глубине скважины / Оpubл. 30.12.1987, Бюл. № 48.
65. Pat. 8775086 В2 US. Lag calculation with saving correction in open hole / Publ. 08.07.2014.
66. Лаптев В.В. Опыт геологического контроля в процессе бурения / В.В. Лаптев, Ю.Г. Езерский // Уфа: ВНИИНПГ, 1979. – С. 125–133.
67. Яшин Я. 60 лет хроматографическому приборостроению / Я. Яшин, А.Веденин, А.Яшин // Аналитика. 2016. № 2. С. 84–99.
68. Эпштейн Г.И. Автоматические газокаротажные станции / Г.И. Эпштейн, П.А. Левшунов // М.: Недра, 1969. – 80 с.
69. Об обеспечении единства средств измерений : Федеральный закон от 26.06.2008 № 102-ФЗ (ред. от 28.07.2012) // Собрание законодательства РФ. – 2012.
70. ТУ 20.11.11-009-53373468-2021. Поверочные смеси газовые – стандартные образцы состава. Технические условия.
71. Померанц Л.И. Методические рекомендации по проведению геохимических исследований в скважинах, бурящихся на нефть и газ (с помощью станции типа АГКС-4АЦ и АГКС-65). / Л.И. Померанц, К.Н. Соколова, С.Д. Дигурова // М.: ВНИИИгеофизика, 1970. – 90 с.
72. Haworth J. Interpretation of Hydrocarbon Shows Using Light (C1-C5) Hydrocarbon Gases from Mud-Log Data / J. Haworth, M. Sellens, A. Whittaker // AAPG Bulletin. – 1985. – Vol. 69, No. 8. – P. 1305–1310.
73. Интерпретация данных ГТИ / Э.Е. Лукьянов // Новосибирск: Историческое наследие Сибири, 2011. – 944 с.
74. Pixler B.O. Formation Evaluation by Analysis of Hydrocarbon Ratios / B.O. Pixler // Journal of Petroleum Technology. – 1969. – Vol. 21, No. 6. – P. 665–670.

75. Старосельский В.И. Этан, пропан, бутан в природных газах нефтегазоносных бассейнов / В.И. Старосельский // М.: Недра, 1990. – 186 с.
76. geosferatver.ru / [Электронный ресурс]. - Режим доступа: URL: <http://www.geosferatver.ru/gaz/degaz.php> (дата обращения: 15.06.2023).
77. Лоерманс Т. Расширенные геолого-технические исследования скважин: первые среди равных / Т. Лоерманс // Георесурсы. – 2017. – Т. 19, № 3, Ч. 1. – С. 216–221. – DOI: 10.18599/grs.19.3.11.
78. **Ильязов Р.Р.** Современные возможности газового каротажа при бурении скважин и необходимость его комплексного метрологического обеспечения / Р.Р. Ильязов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2023. – № 8(368). – С. 11–18. – DOI: 10.33285/0130-3872-2023-8(368)-11-18.
79. Qatari A. A Novel Approach to Analyze Fracture Properties Utilizing Advanced Mud Logging / A. Qatari, K. Qubaisi, S. Dsouza, C. Magnier // 2022. DOI: 10.2118/209834-MS.
80. Ballentine C.J. Production, release and transport of noble gases in the continent crust / C.J. Ballentine, P.G. Burnard // Reviews in Mineralogy and Geochemistry. – 2002. – Vol. 47. – P. 481–538.
81. Danablan D. The principles of helium exploration / D. Danablan, J.G. Gluyas, C.G. Macpherson // Petroleum Geoscience. – 2022. – Vol. 28, No. 2. – DOI: 10.1144/petgeo2021-029.
82. Prinzhofer A. Gas Isotopes Tracing: an Important Tool for Hydrocarbons Exploration / A. Prinzhofer, A. Battani // Oil and Gas Science and Technology – Rev. IFP. – 2003. – Vol. 58. – P. 299–311.
83. Blanc P. Reducing Uncertainties in Formation Evaluation through Innovative Mud Logging Techniques / P. Blanc, J. Brevière, F. Laran // SPE Annual Technical Conference and Exhibition (Denver, Colorado, Oct. 2003). – 2003. DOI: 10.2118/84383-MS.
84. Lapierre S.G. Technology for Determining Reservoir Pressure from Mud Log Gas Improves Mature, Tight Gas Asset Performance: A Case Study of Ada

Field, North Louisiana / S.G. Lapierre, B.H. Prine, H.M. Pickrel // SPE Annual Technical Conference and Exhibition (New Orleans, Louisiana, Oct. 2009). – 2009. DOI: 10.2118/124315-MS.

85. **Ильязов Р.Р.** Использование данных газового каротажа ГТИ для решения нестандартных задач при строительстве скважин на нефть и газ / Р.Р. Ильязов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2024. – № 9(381). – С. 39–44.

86. **Ильязов Р.Р.** Потенциал развития газового каротажа при бурении скважин / Р.Р. Ильязов // Нефтепромысловое дело. – 2025. – № 8(680). – С. 11–16.

87. **Ильязов Р.Р.** Перспективы применения прибора типа «Электронный нос» в газовом каротаже при бурении скважин на нефть и газ / Р.Р. Ильязов // Бурение и нефть. – 2021. – № 5. С.37

88. Chapelle F. H. A hydrogen-based subsurface community dominated by methanogens / F. H. Chapelle, K. O'Neill, P. M. Bradley, B. A. Methe, S. A. Ciufo, L. L. Knobel, D. R. Loveley // Nature. – 2002. – N 415. – P. 312 – 325.

89. Krumholz L. Confined subsurface microbial communities in Cretaceous rock / L. Krumholz, J.P. McKinley, G.A. Ulrich, J.M. Suflita // Nature. – 1997. – Vol. 386. – P. 64–66.

90. Lin L.H. Longterm sustainability of a high-energy, low-diversity crustal biome / L.H. Lin, P.L. Wang, D. Rumble // Science. – 2007. – Vol. 314. – P. 497–482.

91. Heider J. Anaerobic bacterial metabolism of hydrocarbons / J. Heider, A.M. Spormann, H.R. Beller, F. Widdel // FEMS Microbiology Reviews. – 1998. – Vol. 22. – P. 459–473.

92. Silva J. Applying Subsurface DNA Diagnostics and Data Science in the Delaware Basin / J. Silva, L. Ursell, E. Percak-Dennett // SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition (OnePetro, 2018). – 2018. <https://doi.org/10.2118/189846-MS>

93. Percak-Dennett E. High resolution dynamic drainage height estimations using subsurface DNA Diagnostics / E. Percak-Dennett // 2019.
94. Vance I. Reservoir souring: Mechanisms and prevention / I. Vance, D.R. Thrasher // Petroleum Microbiology / ed. by B. Ollivier, M. Magot. – Washington, DC : ASM, 2005. – P. 123–142.
95. Magot M. Microbiology of petroleum reservoirs / M. Magot, B. Ollivier, B.K. Patel // Antonie van Leeuwenhoek. – 2000. – Vol. 77. – P. 103–116.
96. Fisher J.B. Distribution and occurrence of aliphatic acid anions in deep subsurface waters / J.B. Fisher // Geochimica et Cosmochimica Acta. – 1987. – Vol. 51. – P. 2459–2468.
97. Euzéby J.P. List of prokaryotic names with standing in nomenclature / J.P. Euzéby // 2008. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: URL: <http://www.bacterio.cict.fr> (дата обращения: 07.05.2022).
98. Belyaev S.S. Characteristics of rod-shaped methane-producing bacteria from oil pool and description of *Methanobacterium ivanovii* / S.S. Belyaev, A.Y. Obratsova, K.S. Laurinavichus, L.V. Bezrukova // Microbiology. – 1986. – Vol. 55. – P. 821–826.
99. Ollivier B. *Methanoplanus petrolearius* sp. nov., a novel methanogenic bacterium from an oil producing well / B. Ollivier, J.L. Cayol, B.K.C. Patel // FEMS Microbiology Letters. – 1997. – Vol. 147. – P. 51–56.
100. Davidova I. The influence of nitrate on microbial processes in oil industry production waters / I. Davidova, M.S. Hicks, P.M. Fedorak, J.M. Suflita // Journal of Industrial Microbiology and Biotechnology. – 2001. – Vol. 27. – P. 80–86.
101. Davidova I. *Desulfoglaeba alkanexedens* gen. nov., sp. nov., an n-alkane-degrading, sulfate-reducing bacterium / I.A. Davidova, K.E. Duncan, O.K. Choi, J.M. Suflita // International Journal of Systematic and Evolutionary Microbiology. – 2006. – Vol. 56. – P. 2737–2742.
102. Orphan V.J. Culture-dependent and culture-independent characterization of microbial assemblages associated with high-temperature

petroleum reservoirs / V.J. Orphan, L.T. Taylor, D. Hafenbradl, E.F. Delong // *Applied and Environmental Microbiology*. – 2000. – Vol. 66. – P. 700–711.

103. *Methanocalculus halotolerans* gen. nov., sp. nov., isolated from an oil-producing well / B. Ollivier, M.L. Fardeau, J.L. Cayol // *International Journal of Systematic Bacteriology*. – 1998. – Vol. 48. – P. 821–828.

104. Ni S.S. Isolation and characterization of a dimethyl sulfide-degrading methanogen, *Methanlobus siciliae* HI350, from an oil well, characterization of *M. siciliae* T4/MT, and emendation of *M. siciliae* / S.S. Ni, D.R. Boone // *International Journal of Systematic Bacteriology*. – 1991. – Vol. 41. – P. 410–416.

105. Ollivier B. *Methanocalculus halotolerans* gen. nov., sp. nov., isolated from an oil-producing well / B. Ollivier, M.L. Fardeau, J.L. Cayol // *International Journal of Systematic Bacteriology*. – 1998. – Vol. 48. – P. 821–828.

106. Obratzsova A.Y. Biological properties of *Methanosarcina* not utilizing carbonic acid and hydrogen / A.Y. Obratzsova, V.E. Tsyban, K.S. Laurinavichus // *Microbiology*. – 1987. – Vol. 56. – P. 807–812.

107. Grabowski A. Microbial diversity in production waters of a low-temperature biodegraded oil reservoir / A. Grabowski, O. Nercessian, F. Fayolle // *FEMS Microbiology Ecology*. – 2005. – Vol. 54. – P. 427–443.

108. Grabowski A. *Petrimonas sulfuriphila* gen. nov., sp. nov., a mesophilic fermentative bacterium isolated from a biodegraded oil reservoir / A. Grabowski, B.J. Tindall, V. Bardin // *International Journal of Systematic and Evolutionary Microbiology*. – 2005. – Vol. 55. – P. 1113–1121.

109. Bonch-Osmolovskaya E.A. Radioisotopic, culture-based, and oligonucleotide microchip analyses of thermophilic microbial communities in a continental high-temperature petroleum reservoir / E.A. Bonch-Osmolovskaya, M.L. Miroshnichenko, A.V. Lebedinsky // *Applied and Environmental Microbiology*. – 2003. – Vol. 69. – P. 6143–6151.

110. Bastin E.S. The presence of sulphate-reducing bacteria in oil field waters / E.S. Bastin, F.E. Greer, C.A. Merritt, G. Moulton // *Science*. – 1926. – Vol. 63. – P. 21–24.

111. Euzeby, J. P. List of prokaryotic names with standing in nomenclature/ J. P. Euzeby // [Электронный ресурс]. - Режим доступа: URL:<http://www.bacterio.cict.fr/>. (дата обращения: 07.05.2022).
112. Nazina T.N. A new spore-forming thermophilic methylotrophic sulfate-reducing bacterium, *Desulfotomaculum kuznetsovii* / T.N. Nazina, A.E. Ivanova, L.P. Kanchaveli, E.P. Rozanova // *Microbiology*. – 1988. – Vol. 57. – P. 659–663.
113. Londry K.L. Cresol metabolism by the sulfate-reducing bacterium *Desulfotomaculum* sp. strain Groll / Londry K.L., Suflita J.M., Tanner R.S. // *Canadian Journal of Microbiology*. – 1999. – Vol. 45. – P. 458–463.
114. Christensen B. Immunomagnetically captured thermophilic sulfate-reducing bacteria from North Sea oil field waters / B. Christensen, T. Torsvik, T. Lien // *Applied and Environmental Microbiology*. – 1992. – Vol. 58. – P. 1244–1248.
115. Davey M.E. Isolation of three species of *Geotoga* and *Petrotoga*: Two new genera, representing a new lineage in the bacterial line of descent distantly related to the «*Thermotogales*» / M.E. Davey, W.A. Wood, R. Key, K. Nakamura // *Systematic and Applied Microbiology*. – 1993. – Vol. 16. – P. 191–200.
116. Bhupathiraju V.K. *Haloanaerobium salsugo* sp. nov., a moderately halophilic, anaerobic bacterium from a subterranean brine / V.K. Bhupathiraju, A. Oren, P.K. Sharma // *International Journal of Systematic Bacteriology*. – 1994. – Vol. 44. – P. 565–572.
117. Ravot G. *Fusibacter paucivorans* gen. nov., sp. nov., an anaerobic, thiosulfate-reducing bacterium from an oil-producing well / G. Ravot, M. Magot, M.L. Fardeau // *International Journal of Systematic Bacteriology*. – 1999. – Vol. 49. – P. 1141–1147.
118. Haridon S. L'. Hot subterranean biosphere in a continental oil reservoir / S. L'Haridon, A.L. Reysenbach, P. Glenat // *Nature*. – 1995. – Vol. 377. – P. 223–224.

119. Head I.M. Biological activity in the deep subsurface and the origin of heavy oil / I.M.Head, D.M.Jones, S.R. Larter // *Nature*. – 2003. – Vol. 426. – P. 344–352.
120. Fisher J.B. Distribution and occurrence of aliphatic acid anions in deep subsurface waters / J.B. Fisher // *Geochimica et Cosmochimica Acta*. – 1987. – Vol. 51. – P. 2459–2468.
121. Kashefi K. Extending the upper temperature limit for life / K. Kashefi, D.R. Lovley // *Science*. – 2003. – Vol. 301. – P. 934.
122. Grassia G.S. A systematic survey for thermophilic fermentative bacteria and archaea in high temperature petroleum reservoir / G.S. Grassia, K.M. McLean, P. Glenat // *FEMS Microbiology Ecology*. – 1996. – Vol. 21. – P. 47–58.
123. Aitken C.M. Anaerobic hydrocarbon biodegradation in deep subsurface oil reservoirs / C.M.Aitken, D.M. Jones, S.R. Larter // *Nature*. – 2004. – Vol. 431. – P. 291–294.
124. Jones D.M. Crude-oil biodegradation via methanogenesis in subsurface petroleum reservoirs / D.M. Jones, I.M. Head, N.D. Gray // *Nature*. – 2008. – Vol. 451. – P. 176–180.
125. Nie Y. Species Divergence vs. Functional Convergence Characterizes Crude Oil Microbial Community Assembly / Y. Nie, J.-Y. Zhao, Y.-Q. Tang // *Frontiers in Microbiology*. – 2016. – Vol. 7. – DOI: 10.3389/fmicb.2016.01254.
126. Sierra-Garcia I.N. In depth metagenomic analysis in contrasting oil wells reveals syntrophic bacterial and archaeal associations for oil biodegradation in petroleum reservoirs / I.N. Sierra-Garcia, D.R.B. Belgini, A. Torres-Ballesteros // *Science of The Total Environment*. – 2020.DOI: 10.1016/j.scitotenv.2020.136646.
127. Sierra-Garcia I.N. Microbial diversity in degraded and non-degraded petroleum samples and comparison across oil reservoirs at local and global scales / I.N. Sierra-Garcia, B.M. Dellagnezze, V.P. Santos // *Extremophiles*. – 2017. – Vol. 21. – P. 211–229. – DOI: 10.1007/s00792-016-0897-8.
128. An D. Metagenomics of Hydrocarbon Resource Environments Indicates Aerobic Taxa and Genes to be Unexpectedly Common / D. An, S.M.

Caffrey, J. Soh // *Environmental Science & Technology*. – 2013. – Vol. 47. – P. 10708–10717. – DOI: 10.1021/es4020184.

129. Hu P. Genome-Resolved Metagenomic Analysis Reveals Roles for Candidate Phyla and Other Microbial Community Members in Biogeochemical Transformations in Oil Reservoirs / P. Hu, L. Tom, A. Singh // *mBio*. – 2016. – Vol. 7, No. 1. – P. e01669-15. – DOI: 10.1128/mBio.01669-15.

130. Kotlar H.K. High coverage sequencing of DNA from microorganisms living in an oil reservoir 2.5 kilometres subsurface / H.K. Kotlar, A. Lewin, J. Johansen // *Environmental Microbiology Reports*. – 2011. – Vol. 3. – P. 674–681.

131. Hug L.A. A new view of the tree of life / L.A. Hug, B.J. Baker, K. Anantharaman // *Nature Microbiology*. – 2016. – Vol. 1. – P. 1–6.

132. Hidalgo K.J. Microbiome assessment of global oil reservoirs reveals site-specific hydrocarbon degradation functional profiles / K.J. Hidalgo, I.N. Sierra-Garcia, G. Zafra // *Microorganisms*. – 2021. – Vol. 9.

133. Vigneron A. Succession in the petroleum reservoir microbiome through an oil field production lifecycle / A. Vigneron, E.B. Alsop, B.P. Lomans // *The ISME Journal*. – 2017. – Vol. 11. – P. 2141–2154. – DOI: 10.1038/ismej.2017.78.

134. Lahme S. Comparison of sulfide-oxidizing *Sulfurimonas* strains reveals a new mode of thiosulfate formation in subsurface environments / S. Lahme, C.M. Callbeck, L.E. Eland // *Environmental Microbiology*. – 2020. – Vol. 22. – P. 1784–1800. – DOI: 10.1111/1462-2920.14894.

135. Hensen D. Thiosulphate oxidation in the phototrophic sulphur bacterium *Allochromatium vinosum* / D. Hensen, D. Sperling, H.G. Trüper // *Molecular Microbiology*. – 2006. – Vol. 62. – P. 794–810.

136. Zumft W. *Advances in Microbial Physiology* / W. Zumft, P. Kroneck, K. Robert // Vol. 52 ed. by R.K. Poole. – Elsevier Ltd, 2007. – P. 107–227.

137. Соколова Д.Ш. Микробиомное разнообразие и потенциальные продуценты сероводорода в нефтяном месторождении Каражанбас (Казахстан) / Д.Ш. Соколова // *Микробиология*. – 2020. – Т. 89, № 4. – С. 462–473. – DOI: 10.31857/S002636562004014.

138. Youssef N. Microbial processes in oil fields: culprits, problems, and opportunities / N.Youssef, M.S. Elshahed, M.J. McInerney // *Advances in Applied Microbiology*. – 2009. – Vol. 66. – P. 141–251. – DOI: 10.1016/S0065-2164(08)00806-X.

139. Ren H.Y. Bacteria in the injection water differently impacts the bacterial communities of production wells in high-temperature petroleum reservoirs / H.Y. Ren, S.Z. Xiong, G.J. Gao // *Frontiers in Microbiology*. – 2015. – Vol. 6. – P. 505. – DOI: 10.3389/fmicb.2015.00505.

140. Li Y. Chromosomal integration of red fluorescent protein gene in rhamnolipids-producer *Pseudomonas aeruginosa* SG and its application in petroleum reservoir / Y. Li, T. Ma, P.K. Gao // *Microbiology China*. – 2020. – Vol. 47. – P. 3141–3150. – DOI: 10.13344/j.microbiol.china.200556.

141. Venter J.C. Environmental genome shotgun sequencing of the Sargasso sea / J.C. Venter, K. Remington, J.F. Heidelberg // *Science*. – 2004. – Vol. 304. – P. 66–74.

142. **Ильязов Р.Р.** Комплексирование методов геолого-технологических исследований и технологии секвенирования ДНК микробиоты при бурении и эксплуатации нефтегазовых скважин / Р.Р. Ильязов // *Нефтяное хозяйство*. – 2023. – № 11. – С. 118–122. – DOI: 10.24887/0028-2448-2023-11-118-122.

143. **Ильязов Р.Р.** Комплексирование методов ГТИ и технологии секвенирования ДНК при бурении скважин на нефть и газ / Р.Р. Ильязов // *Гейдар Алиев и нефтяная стратегия Азербайджана: Достижения нефтегазовой геологии и геотехнологий : сб. тр. по материалам науч.-практ. конф., посвящ. 100-летию юбилею... – Баку, 2023. – С. 988–995.*

144. **Ильязов Р.Р.** Инновационные методы в геолого-геохимических методах ГТИ / Р.Р. Ильязов, М.В. Никифоров // *Актуальные проблемы нефтегазовой отрасли : сб. тр. по материалам XV, XXII и 51-й науч.-практ. конф. – М., 2024. – С. 32–42.*

145. Ухов И.С. Детальные аналитические исследования шламового материала нефтегазовых скважин как средство повышения качества геологоразведочных и буровых работ / И.С. Ухов // Нефтегазовое дело. – 2023. – Т. 21, № 1. – С. 32–38. – DOI: 10.17122/ngdelo-2023-1-32-38.

146. Мезин А.А. Фильтрационно-емкостные свойства бурового шлама по данным ядерно-магнитной резонансной релаксометрии и диэлектрической спектроскопии / А.А. Мезин, М.Й. Шумскайте, В.Н. Глинских // Науки о Земле и недропользование. – 2020. – Т. 43, № 3. – С. 364–374. – DOI: 10.21285/2686-9993-2020-43-3-364-374.

147. Пат. 2702491 Российская Федерация, МПК Е 21 В 47/00. Способ геонавигации горизонтального ствола скважины в черносланцевых нефтеносных формациях / И.В. Панченко, П.Ю. Куликов, И.М. Гусев, С.С. Гаврилов. – № 2018145559 ; заявл. 21.12.2018 ; опубл. 08.10.2019, Бюл. № 28.

148. Геолого-технологические исследования в процессе бурения : РД-39-0147716-102-87. – Уфа : ВНИИнефтепромгеофизика, 1987. – 275 с.

149. Староверов В.Н. Фациальный анализ шлама и керна в процессе геолого-технологических исследований скважин / В.Н. Староверов, В.П. Белобородов, С.В. Кожевников // Недра Поволжья и Прикаспия. – 2011. – № 67(4). – С. 27–33.

150. Core Versus Cuttings Samples for Geochemical and Petrophysical Analysis of Unconventional Reservoir Rocks / H. Sanei, O.H. Ardakani, T. Akai [et al.] // Scientific Reports. – 2020. – Vol. 10. – Article 7920. – DOI: 10.1038/s41598-020-64936-y.

151. Pat. 10775360 US. Nano-Indentation Test to Determine Mechanical Properties of Reservoir Rock / Y. Han, Y.N. Abousleiman, K.L. Hull, G. Muntasheri.

152. Sh.F. Integrated Geochemical Study of Chichali Formation from Kohat sub-basin, Khyber Pakhtunkhwa, Pakistan / F.Sh, M. Zeb, Zafar, S. Jehandad // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2020. – Vol. 10. – P. 2737–2752. – DOI: 10.1007/s13202-020-00939-9.

153. ГОСТ Р 53375-2016. Скважины нефтяные и газовые. Геолого-технологические исследования. Общие требования. – М. : Стандартинформ, 2016. – 28 с.

154. Strasser M. Proceedings of the Integrated Ocean Drilling Program / M. Strasser, B. Dugan, K. Kanagawa // – 2014. – Vol. 338. – 92 p. – DOI: 10.2204/iodp.proc.338.102.2014.

155. Tiainen S. Drill Cuttings Analysis – a New Approach to Reservoir Description and Characterization; Examples from the Cooper Basin, Australia / S. Tiainen, H. King, C. Cubitt // The APPEA Journal. – 2002. – Vol. 42, No. 1. – P. 495–509. – DOI: 10.1071/AJ01027.

156. Carugo C. Advanced Cuttings Analysis Improves Reservoir Characterisation and Reduces Operating Times in Shale Gas Drilling Project / C. Carugo, A. Malossi, P. Balossino // International Petroleum Technology Conference (Beijing, China, March 2013). – 2013. – Paper IPTC-17186-MS. – DOI: 10.2523/IPTC-17186-MS.

157. C. Ortega. Use of Drill Cuttings for Improved Design of Hydraulic Fracturing Jobs in Horizontal Wells / C. Ortega, R. Aguilera // SPE Americas Unconventional Resources Conference (Pittsburgh, Pennsylvania, June 2012). – 2012. – Paper SPE-155746-MS. – DOI: 10.2118/155746-MS.

158. Ortega C. Quantitative Properties From Drill Cuttings To Improve the Design of Hydraulic-Fracturing Jobs in Horizontal Wells / C. Ortega, R. Aguilera // Journal of Canadian Petroleum Technology. – Vol. 53, No. 1. – P. 55–68. – DOI: 10.2118/155746-PA.

159. Karimi M. Drill-Cuttings Analysis for Real-Time Problem Diagnosis and Drilling Performance Optimization / M. Karimi // SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition (Jakarta, Indonesia, Oct. 2013). – 2013. – Paper SPE-165919-MS. – DOI: 10.2118/165919-MS.

160. Williams C. Carrying Capacity of Drilling Muds / C. Williams, G. Bruce // Journal of Petroleum Technology. – 1951. – Vol. 3, No. 4. – P. 111–120. – DOI: 10.2118/951111-G.

161. Georgi D. Advances In Cuttings Collection And Analysis / D. Georgi, D. Harville, H. Robertson // SPWLA 34th Annual Logging Symposium (Calgary, Alberta, June 1993). – 1993. – Paper SPWLA-1993-B.
162. Marsala A.F. Advanced Cuttings Analysis Provides Enhanced Support for Geosteering in Underbalanced Coiled Tubing Drilling / A.F. Marsala, G. Oliver // 80th EAGE Conference and Exhibition. – 2018. – Vol. 2018. – P. 1–5.
163. Malik M. Maximizing Value from Mudlogs: Integrated Approach to Determine Net Pay / M. Malik, S.A.Hanson, S. Clinch // SPWLA 61st Annual Logging Symposium. – 2020. – Paper SPWLA-5028.
164. Garcia-Hernandez A. Determination of Cuttings Lag in Horizontal and Deviated Wells / A. Garcia-Hernandez, S. M. Yu Miska // SPE Annual Technical Conference and Exhibition (Anaheim, California, Nov. 2007). – 2007. – Paper SPE-109630-MS. – DOI: 10.2118/109630-MS.
165. Naganawa S. Modeling of Cuttings Lag Distribution in Directional Drilling to Evaluate Depth Resolution of Mud Logging / S. Naganawa, M. Suzuki, N. Inada [et al.] // IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition (Fort Worth, Texas, March 2018). – 2018. – Paper SPE-189615-MS. – DOI: 10.2118/189615-MS.
166. Фроловская В.Н. Люминесцентно-битуминологический метод в нефтяной геологии / В.Н. Фроловская // М. : Изд-во МГУ, 1957. – 290 с.
167. Жданов М.А. Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа / М.А. Жданов // М. : Недра, 1970. – 488 с.
168. Микерина Т.Б. Совершенствование поисков и разведки нефтяных и газовых месторождений на основе применения модифицированных геохимических методов / Т.Б. Микерина, М.Ю.Коноплев // Сборник научных трудов по результатам научно-технических работ за 2004 г. ОАО «Роснефть». – М. : НИИТЭнефтехим, 2005. – С. 147–154.
169. Al-Azmi M. Overcoming Formation Evaluation Challenges in Highly Deviated Jurassic Wells with LWD and Advanced Mud Logging Services / M. Al-Azmi, F. Al-Otaibi, J. Kumar // SPE Reservoir Characterisation and Simulation

Conference and Exhibition (Abu Dhabi, UAE, Sept. 2019). – 2019. – Paper SPE-196714-MS. – DOI: 10.2118/196714-MS.

170. Korenblum E. Molecular Analysis of the Bacterial Communities in Crude Oil Samples from Two Brazilian Offshore Petroleum Platforms / E. Korenblum, D.B. Souza, M. Penna, L. Seldin // International Journal of Microbiology. – 2012. – Vol. 2012. – P. 1–8.

171. support.illumina [Электронный ресурс]. - Режим доступа: URL: https://support.illumina.com/documents/documentation/chemistry_documentation/16s/16s-metagenomic-library-prep-guide-15044223-b.pdf (дата обращения: 12.04.2023).

172. Bolyen E. Reproducible, interactive, scalable and extensible microbiome data science using QIIME 2. / E. Bolyen // Nature Biotechnology 37. – P. 852 – 857. DOI:10.1038/s41587-019-0209-9. 2019

173. docs.conda.io [Электронный ресурс]. - Режим доступа: URL: <https://docs.conda.io/projects/conda/en/stable> (дата обращения: 08.11.2023).

174. arb-silva.de [Электронный ресурс]. - Режим доступа: URL: <https://www.arb-silva.de> (дата обращения: 08.11.2023).

175. **Ильязов Р.Р.** Верификация данных газового каротажа на данных ГИС в процессе бурения / Р.Р. Ильязов, М.В. Никифоров // Актуальные проблемы нефти и газа : сб. тр. по материалам VII Всерос. молодеж. науч. конф. – М., 2024. – С. 253–256.

176. **Ильязов Р.Р.** Информативность газового каротажа в современных условиях бурения / Р.Р. Ильязов // Бурение и нефть. – 2025. – № 5. – С. 47–51. – DOI: 10.62994/2072-4799.2025.81.54.009.

177. Wenger L. Multiple Controls on Petroleum Biodegradation and Impact on Oil Quality / L. Wenger, C.L. Davis, G.H. Isaksen // SPE Annual Technical Conference and Exhibition (New Orleans, Louisiana, Sept. 2002). – 2002. – Paper SPE-80168-MS. – DOI: 10.2118/71450-MS.

178. Майоров А.О. ТВД как инструмент повышения эффективности проводки скважин / Майоров А.О., Никифоров С.А. // IX Практический

семинар ПАО «НК Роснефть» по геологическому сопровождению бурения скважин. – М., 2021.

179. **Ильязов Р.Р.** Прогноз профиля притока в горизонтальной скважине по данным газового каротажа / Р.Р. Ильязов, А.Х. Шахвердиев // Нефтепромысловое дело. – 2026. – № 6(690). – С. 30–38.

180. **Ильязов Р.Р.** От экспертной оценки к интеллектуальным системам: автоматизация верификации и интерпретации данных ГТИ / Р.Р. Ильязов // Вестник РАЕН. – 2026. – Т. 26, № 1. – С. 85–91. – DOI: 10.52531/1682-1696-2026-26-1-85-91.

181. **Ilyazov R.R.** Real-time determination of fluid contacts during horizontal well drilling using mud gas logging / R.R. Ilyazov, A.Kh.Shakhverdiev // SOCAR Proceedings. – 2026. – № 2. – P. 46-53. <http://dx.doi.org/10.5510/OGP20260201194>.

182. ГОСТ Р 58048-2017. Трансфер технологий. Методические указания по оценке уровня зрелости технологий. – Введ. 01.06.2018

СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 1.1 – Пример выхода из продуктивного слоя при вскрытии пласта.....	7
Рисунок 1.2 – Пример корректировки траектории ствола скважины.....	8
Рисунок 1.3 – Пример корректировки траектории ствола скважины на реальной скважине.....	8
Рисунок 1.4 – Статистика научных публикаций по теме «mud logging», согласно открытой базе научной литературы «OpenAlex».....	12
Рисунок 1.5 – Статистика выдачи патентов по теме «mud logging», согласно онлайн базе патентов «Lens.org».....	12
Рисунок 1.6 – Образование шламовой подушки в наклонно-направленной скважине.....	29
Рисунок 1.7 – Диапазоны изменения соотношений Пикслера.....	34
Рисунок 1.8 – Пассивный дегазатор.....	36
Рисунок 1.9 – Визуальное отображение принципов работы методик автоматической интерпретации газового каротажа.....	38
Рисунок 1.10 – Активный дегазатор.....	37
Рисунок 1.11 – Дегазатор постоянного объема.....	37
Рисунок 1.12 – Пример влияния газа рециркуляции на газопоказания.....	39
Рисунок 1.13 – Корреляция анализов состава газа (ГТИ) и отобранных из образцов флюида.....	40
Рисунок 1.14 – Пример вскрытия продуктивного пласта по данным газового каротажа.....	42

Рисунок 1.15 – Пример геонавигации без каротажа УЭС.....	44
Рисунок 1.16 – Пример определения положения ГНК по данным газового каротажа.....	46
Рисунок 1.17 – Пример определения гелия на хроматограмме.....	47
Рисунок 1.18 – Миграция гелия через трещины/разломы от места его происхождения.....	47
Рисунок 1.19 – Общий процесс определения объема газа, полученного при бурении.....	49
Рисунок 1.20 – Факторы, учитываемые при расчете эталонного объема газа на поверхности.....	50
Рисунок 2.1 – Географическое распределение анализируемых метагеномов..	62
Рисунок 2.2 – Филогенетическое древо 148 проб, извлеченных из нефтяных пластов.....	64
Рисунок 2.3 – Относительное содержание микроорганизмов по таксономическому назначению амплифицированных генов в каждом образце скважинной жидкости месторождения Халфдан.....	69
Рисунок 3.1 – Принципиальная схема циркуляционной установки для моделирования отставания шлама.....	79
Рисунок 3.2 – Внешняя труба циркуляционной установки для моделирования отставания шлама.....	78
Рисунок 3.3 – Распределение выхода маркерного шлама, полученное в ходе экспериментов.....	80

Рисунок 3.4 – Количественная оценка содержания битумоидов по Фроловской В.Н.....	82
Рисунок 3.5 – Классификация битумоидов по люминисцентной характеристике капиллярных вытяжек по Фроловской В.Н.....	82
Рисунок 3.6 – Набор оборудования для отбора проб шлама для последующего секвенирования ДНК микробиоты.....	84
Рисунок 3.7 – Таксономическое разнообразие образцов выбуренной породы и нефтенасыщенного флюида.....	91
Рисунок 4.1 – Пример корреляции данных газового каротажа в процессе бурения и данных ГИС после бурения в 98 %.....	95
Рисунок 4.2 – Пример корреляции данных газового каротажа в процессе бурения и данных ГИС после бурения в 75 %.....	96
Рисунок 4.3 – Планшет оперативной интерпретации данных газового каротажа и LWD при бурении скважины № 324.....	98
Рисунок 4.4 – Планшет оперативной интерпретации данных газового каротажа и LWD при бурении скважины № 1 274.....	101
Рисунок 4.5 – Планшет оперативной интерпретации данных газового каротажа и LWD при бурении скважины № 573.....	104
Рисунок 4.6 – Планшет оперативной интерпретации данных газового каротажа и LWD при бурении скважины № 4 817.....	105
Рисунок 4.7 – Планшет траектории скважины, данных газового каротажа и LWD при бурении № 4 817.....	107

Рисунок 4.8 – Планшет оперативной интерпретации данных газового каротажа и LWD при бурении скважины № 3 515.....	108
Рисунок 4.9 – Планшет траектории скважины, данных газового каротажа и LWD при бурении № 3 515.....	110
Рисунок 4.10 – Планшет траектории скважины, данных газового каротажа и LWD при бурении № 1 205.....	112
Рисунок 4.11 – Диаграмма «boxplot», показывающая распределение данных для показателя «Сходимость ГТИ и LWD».....	115
Рисунок 4.12 – Анализ доверительного интервала для показателя «Сходимость ГТИ и LWD» при группировке по месторождениям.....	116
Рисунок 4.13 – Анализ доверительного интервала для показателя «Сходимость ГТИ и LWD» при группировке по пластам.....	117
Рисунок 4.14 – Q-Q плот по результату проверки на нормальное распределение.....	117
Рисунок 4.15 – Гистограмма распределения данных.....	118
Рисунок 4.16 – Корреляция данных ГИС и газового каротажа.....	121
Рисунок 4.17 – Геологический разрез пласта Vt по линии В-А.....	124
Рисунок 4.18 – Примеры заложения скважин, в зависимости структуры залежи.....	125
Рисунок 4.19 – Интерпретация и сравнение данных ТВД и ЯМК.....	125
Рисунок 4.20 – Планшет интерпретации данных газового каротажа и определения профиля притока скважины № 847.....	131
Рисунок 4.21 – Планшет интерпретации данных газового каротажа и определения профиля притока скважины № 849.....	132

Рисунок 4.22 – Планшет интерпретации данных газового каротажа и определения профиля притока скважины № 852.....	135
Рисунок 4.23 – Образцы шлама, отобранные в процессе бурения.....	136
Рисунок 4.24 – Таксономический состав микробиомов выбуренной породы в горизонтальной скважине № 5 043.....	140
Рисунок 4.25 – Планшет интерпретации данных газового каротажа и определения профиля притока скважины № 5 043.....	141
Рисунок 4.26 – Траектория скважины № 5 043.....	142

**ПРИЛОЖЕНИЕ А. Свидетельство о государственной регистрации
программы для ЭВМ № 2024685243 от 25 октября 2024 г.**

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО
о государственной регистрации программы для ЭВМ
№ 2024685243

**Программное обеспечение для проверки
метрологических характеристик газоаналитического
комплекса станции геолого-технологических
исследований**

Правообладатель: **Ильязов Ринат Расимович (RU)**

Автор(ы): **Ильязов Ринат Расимович (RU)**



Заявка № **2024684236**
Дата поступления **17 октября 2024 г.**
Дата государственной регистрации
в Реестре программ для ЭВМ **25 октября 2024 г.**

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Ю.С. Зубов

документ подписан электронной подписью
Сертификат: 0692e705b633056424019705ca2026
Подписано: **Зубов Ю.С.** Сергеевич
Действительно с 19.07.2004 по 03.10.2025

**ПРИЛОЖЕНИЕ Б. Свидетельство о государственной регистрации
программы для ЭВМ № 2024688163 от 25 ноября 2024 г.**

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2024688163

**Программное обеспечение для автоматической
интерпретации газового каротажа по флюидным
коэффициентам**

Правообладатель: **Ильзов Ринат Расимович (RU)**

Автор(ы): **Ильзов Ринат Расимович (RU)**

Заявка № **2024687949**

Дата поступления **25 ноября 2024 г.**

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ **25 ноября 2024 г.**



**Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности**

документ подписан электронной подписью
Сертификат: [OxFe2e705a3005E5B4F4C16700ca20C26](#)
Экземпляр: **Зубов Юрий Сергеевич**
Действителен с 10.10.2024 по 03.10.2025

Ю.С. Зубов

**ПРИЛОЖЕНИЕ В. Акт о внедрении (использовании) результатов
кандидатской диссертационной работы в компании ООО «УДМ Ойл
Сервис».**

	ООО «УДМ Ойл Сервис» 427437, Удмуртская республика, город Воткинск, ул. Тихая, д. 20 литера Б, помещение 2	Нефтегазовый филиал Банка «ВНБ» Р / С: 40702830100090003039 К / С: 301018104000000000611 БИК: 047173611
	ИНН: 1828030574 КПП: 182801002 ОГРН: 1181832016432	+7 (3412) 27-76-43 office@udmoll.ru www.udmoll.ru

УТВЕРЖДАЮ
 Генеральный директор
 ООО «УДМ Ойл Сервис»

 Перевозчиков И.М.
 «19» декабря 2024г.

АКТ

о внедрении (использовании) результатов
кандидатской диссертационной работы
Ильязова Рината Расимовича

Комиссия в составе:

председатель Генеральный директор – Перевозчиков Илья Михайлович,

члены комиссии: Главный инженер – Нечаев Сергей Владимирович,

Главный геолог – Пактовский Дмитрий Андреевич

составили настоящий акт о том, что результаты диссертационной работы Ильязова Рината Расимовича «Оперативный прогноз профиля притока в горизонтальной скважине на этапе бурения, путем комплексирования данных газового каротажа и данных секвенирования ДНК микробиоты шлама», представленной на соискание ученой степени кандидата технических наук, использованы в производственной деятельности по основному профилю (проведение газового каротажа и геолого-технологических исследований при бурении скважин на нефть и газ) компании ООО «УДМ Ойл Сервис».

Результаты диссертационной работы Ильязова Рината Расимовича, внедренные в производство:

1. Практически обоснована информативность газового каротажа для заказчика.
2. Разработано и внедрено ПО позволяющее цифровизовать процессы проверки метрологических характеристик газоаналитического оборудования.
3. Разработано и внедрено ПО позволяющее автоматизировать процессы интерпретации газоаналитического оборудования.

4. Разработан и внедрен регламент проведения аудита станций ГТИ.
5. Получены экспериментальные данные, подтверждающие высокую корреляцию данных ГИС и газового каротажа.
6. Разработаны рекомендации по повышению качества газового каротажа.

Заключение: Использование указанных результатов позволило удаленно производить автоматическую проверку метрологических характеристик газоаналитического оборудования и автоматическую интерпретацию данных газового каротажа, что помогло снизить влияние человеческого фактора, повысить оперативность выдачи итоговых данных до 40%, т.е. повысить производительность труда.

Председатель комиссии:

Генеральный директор

Члены комиссии:

Главный инженер

Главный геолог



 /Перевозчиков И.М./

 /Нечаев С.В./

 /Пактовский Д.А./

**ПРИЛОЖЕНИЕ Г. Акт о внедрении (использовании) результатов
кандидатской диссертационной работы в компании ООО
«БУРКОНТРОЛЬ-СЕРВИС».**

	РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ ЯМАЛО-НЕНЕЦКИЙ АВТОНОМНЫЙ ОКРУГ ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «БУРКОНТРОЛЬ-СЕРВИС»	
	БУРКОНТРОЛЬ-СЕРВИС	
КОНТАКТНАЯ ИНФОРМАЦИЯ: Тел. +7(922)649-59-14 +7(922)097-65-45 E-MAIL: BURCONTROL.SERVICE@BK.RU	ЮРИДИЧЕСКИЙ И ПОЧТОВЫЙ АДРЕС: 629801 ЯНАО, г. Ноябрьск ул. МАГИСТРАЛЬНАЯ д.121 кв.93	Р/с. 40702810402500025137 Точка ПАО Банка "ФК ОТКРЫТИЕ" г. Москва БИК 044525999, КПП 890501001 ИНН 8905065344

УТВЕРЖДАЮ

Генеральный директор

ООО «БУРКОНТРОЛЬ-СЕРВИС»

Гилизитдинов Р.Р.

« 20 » « Января » 2025 г.

АКТ

о внедрении результатов кандидатской диссертационной работы

Ильязова Рината Расимовича

Комиссия в составе:

председатель Генеральный директор – Гилизитдинов Руслан Раисович,

члены комиссии: Главный инженер – Подлесный Андрей Викторович,

Главный геолог – Гончарова Анна Викторовна

составили настоящий акт о том, что в период с 2022г по настоящее время, в рамках реализации мероприятий по повышению эффективности труда, повышения качества и расширения перечня предоставляемых услуг использовались результаты диссертационной работы Ильязова Рината Расимовича «Оперативный прогноз профиля притока в горизонтальной скважине на этапе бурения, путем комплексирования данных газового каротажа и данных секвенирования ДНК микробиоты шлама», представленной на соискание ученой степени кандидата технических наук.

Результаты диссертационной работы, внедренные в производство: программное обеспечение для проверки метрологических характеристик газоаналитического оборудования, программное обеспечение для





РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ
ЯМАЛО-НЕНЕЦКИЙ АВТОНОМНЫЙ ОКРУГ
ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«БУРКОНТРОЛЬ-СЕРВИС»

БУРКОНТРОЛЬ-СЕРВИС

Контактная информация:
Тел. +7(922)649-59-14
+7(922)097-65-45
E-MAIL: BURCONTROL.SERVICE@BK.RU

Юридический и почтовый адрес:
629801
ЯНАО, г. Ноябрьск
ул. Магистральная д.121 кв.93

Р/с. 40702810402500025137
Точка ПАО Банка
"ФК ОТКРЫТИЕ" г. Москва
БИК 044525999, КПП 890501001
ИНН 8905065344

интерпретации данных газового каротажа, регламенты проведения аудита станций ГТИ и подготовки газоаналитического комплекса.

Комиссия отмечает, что результаты диссертационной работы Ильязова Р.Р. широко используются в производственных процессах предприятия. Реализация мероприятий и системно – технических решений, представленных в диссертационной работе, позволили повысить качество и эффективность оказываемых услуг по проведению газового каротажа в процессе бурения горизонтальных скважин.

Председатель комиссии:

Генеральный директор



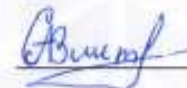
/Гилизитдинов Р.Р./

Члены комиссии:

Главный инженер

 /Подлесный А.В./

Главный геолог

 /Гончарова А.В./



**ПРИЛОЖЕНИЕ Д. Диплом за I место во всероссийском конкурсе
«Новая идея» на лучшую научно-техническую разработку среди
молодежи предприятий и организаций топливно-энергетического
конкурса. Москва 2020 г.**

