

УДК 622.276.031:550.822.3
 DOI: 10.52531/1682-1696-2025-25-1-12-23

EDN: CSXLJB

Научная статья

ПОВЫШЕНИЕ ИНФОРМАТИВНОСТИ КОМПЛЕКСА ГИС С ПОМОЩЬЮ ДАННЫХ ГАЗОВОГО КАРОТАЖА ДЛЯ ОПЕРАТИВНОЙ ГЕОНАВИГАЦИИ ПРИ БУРЕНИИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА НЕФТЬ И ГАЗ

Р.Р. Илъязов

ФГБОУ ВО «Российский
 государственный геологоразведочный
 университет»
 имени Серго Орджоникидзе,
 АО «Институт геологии и разработки
 горючих ископаемых», Москва,
 Российская Федерация

В статье рассматривается актуальная проблема при бурении горизонтальных скважин – наличие зоны непромера у скважинных каротажных приборов. В связи с этим высока вероятность выхода из целевого интервала при проводке горизонтальных скважин и, как следствие, уменьшение дебита. В подобных случаях возрастает важность и необходимость интерпретации газового каротажа, проводимого станцией геолого-технологических исследований. Данный метод позволяет решать целый комплекс задач, а именно: оперативное выделение в разрезе скважины перспективных на нефть и газ пластов-коллекторов, изучение их фильтрационно-емкостных свойств и характера насыщения.

В статье описаны примеры применения газового каротажа для оперативного определения интервалов высоковязкой нефти, разломов в интервале бурения, а также получения дополнительной информации по пластовому давлению для заканчивания горизонтальных скважин. Также приведены результаты оценки сходимости данных геоинформационных систем и газового каротажа.

Ключевые слова: газовый картаж, геолого-технологические исследования, газовая хроматография, бурение скважин

Original article

INCREASING THE INFORMATIVENESS OF LWD COMPLEX USING GAS LOGGING DATA FOR OPERATIONAL GEO-NAVIGATION WHEN DRILLING HORIZONTAL WELLS FOR OIL AND GAS

R.R. ILYAZOV

FEDERAL STATE BUDGETARY EDUCATIONAL
 INSTITUTION OF HIGHER EDUCATION
 "RUSSIAN STATE GEOLOGICAL PROSPECTING
 UNIVERSITY" NAMED AFTER SERGO
 ORDZHONIKIDZE, JSC "INSTITUTE OF
 GEOLOGY AND DEVELOPMENT OF FOSSIL
 FUELS", MOSCOW, RUSSIAN FEDERATION

The article considers the urgent problem when drilling horizontal wells is the presence of a non-dimensional zone in well-bore-hires. In this connection, there is a high probability of leaving the target interval when wiring horizontal wells and, as a result, a decrease in the flow rate. In such cases, the importance and need for interpretation of gas carotage, conducted by a station of geological and technological research, increases. This method allows you to solve a whole range of problems, namely: operational release in the context of wells of promising oil and gas-layers, the study of their filtration and capacitive properties and the nature of saturation.

The article describes examples of the use of gas carotage for the operational determination of high-speed oil, faults in the drilling range, as well as the receipt of additional information on reservoir pressure for the end of horizontal wells. The results of assessment of converters of these logging and gas carotage are also given.

KEY WORDS: gas logging, mud logging, gas chromatography, drilling of the wells

ВВЕДЕНИЕ

Западная Сибирь остается и будет основной нефтегазоносной провинцией России еще в течение многих десятков лет. При этом 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 и тонкослоистыми коллекторами, водоплавающими залежами с газовыми шапками [2]. Эффективная разработка таких месторождений все больше опирается на оптимизацию сетки добывающих скважин [18, 20], бурение скважин с горизонтальным окончанием и вовлечение в разработку нетрадиционных коллекторов и ТРИЗ [14–17, 19]. Проводка подобных скважин требует оперативной геонавигации в процессе бурения, для этого необходимы точные и оперативные данные о геологическом строении вскрываемого разреза и насыщении коллектора. Поэтому наиболее востребованными и актуальными являются оперативные методы исследования скважин в процессе бурения (далее по тексту LWD – Logging While Drilling) [22].

В последние годы развитие подобных методов позволило с большой точностью получать информацию по траектории ствола скважины и вскрываемом разрезе залежи. Несмотря на все усовершенствования каротажных приборов, каротажные диаграммы и методы оценки не являются совершенными. На качество данных 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. Кроме того, бурение горизонтального участка скважины производится в относительно небольшом целевом интервале глубин, что затрудняет проведение стандартизации и нормировки данных (отсутствуют опорные пласты, каротажные диаграммы зарегистрированы только в целевом интервале) [21].

Таким образом, данные ГИС и полученная на их основе информация не обеспечивают требуемой определенности для принятия решения. Также остается нерешенной проблема наличия зоны непромера – расстояние от долота до точки записи данных регистрирующего прибора (рис. 1). В результате чего информация о типе породы и ее свойствах поступает с задержкой 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. 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, уменьшение продуктивности скважины (рис. 1).

Решение возникшей проблемы требует создания и привлечения инновационных технологий и методик. Следовательно, возрастает важность и необходи-

мость интерпретации газового каротажа, проводимого 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 геофизических методов (ГИС), проводится непосредственно в процессе бурения без перерыва в работе буровой бригады и оборудования. Метод позволяет решать целый комплекс задач, а именно: оперативное выделение в разрезе скважины перспективных на нефть и газ пластов-коллекторов, изучение их фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и характера насыщения, оценка петрофизических свойств нетрадиционных и истощенных коллекторов, а также прогнозирование и моделирование порового давления. Поэтому газовый каротаж занимает важное место среди других видов каротажа как дополнительный источник информации для геонавигации и определения границ флюидных контактов при бурении скважин [1, 4, 5, 7, 13, 30].

Также положительный опыт получен при определении интервалов высоковязкой нефти (ВВН) с помощью газового каротажа. Стандартно интервалы ВВН определяются методами ГИС, а конкретно ядерно-магнитным каротажом (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 ВВН с целью дополнения или замены методов ЯМК, в результате чего доказана высокая сходимость данных газового каротажа и ЯМК.

Актуальность использования газового каротажа подтверждается статистикой открытой базы научной литературы «OpenAlex», согласно которой начиная с 2003 года происходит постоянный рост числа научных публикаций по теме «mud logging», рост прерван «ковидными» 2019 и 2020 годами, после чего опять возобновился (рис. 2).

Вслед за ростом публикаций с 2005 г. происходит рост числа выданных патентов по теме «mud logging». На рисунке 3 представлена статистика выдачи по данным поисковой онлайн базы патентов «Lens.org».

В настоящей статье описаны примеры применения газового каротажа для оперативной геонавигации, а также решения нестандартных задач: определение интервалов залегания ВВН и получение дополнительной информации по пластовому давлению для заканчивания горизонтальных скважин. Также приведены результаты оценки сходимости данных ГИС и газового каротажа.

ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ МЕТОДА

Изучаемые при газовом каротаже природный и попутный газы нефтяных и газовых месторождений

представляют собой в основном смесь углеводородов (УВ) с неуглеводородными газами. Включают предельные УВ типа C_nH_{2n+2} , непредельные УВ типа C_nH_{2n} и их изо соединения типа iC_nH_{2n+2} и iC_nH_{2n} . Основным компонентом природного газа является метан (C_1). Кроме того, в природных газах в незначительных, а в попутном газе в значительных количествах содержатся другие предельные компоненты УВ: этан (C_2), пропан (C_3), бутан (C_4), пентан (C_5) и гексан (C_6). Более тяжелые УВ, как правило, находятся в жидкой фазе и не анализируются при оперативной хроматографии. В состав природного и попутного газов могут входить также двуокись углерода (CO_2), азот (N_2) и некоторые другие неуглеводородные газы [6, 11, 20].

При вскрытии скважиной нефтегазоносного пласта газ, содержащийся в его поровом пространстве, поступает в циркулирующую через забой скважины промывочную жидкость и выносится с ней на устье скважины. Здесь часть промывочной жидкости дегазируется в дегазаторе, и извлеченная из нее газовая

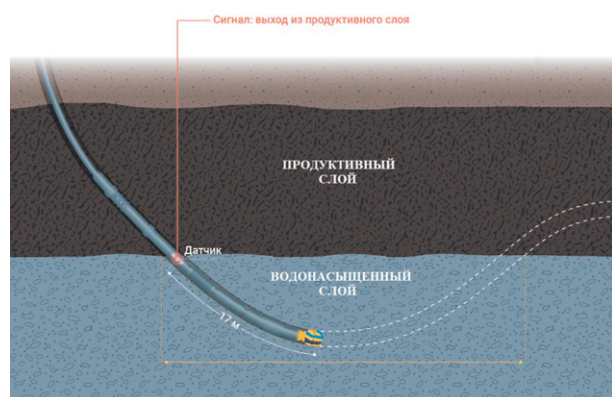


Рис. 1.

Пример выхода из продуктивного пласта и корректировки траектории ствола скважины [5]



Рис. 2.

Статистика научных публикаций по теме «mud logging» согласно открытой базе научной литературы «OpenAlex» [28]

Р.Р. ИЛЬЯЗОВ
ПОВЫШЕНИЕ ИНФОРМАТИВНОСТИ КОМПЛЕКСА
ГИС С ПОМОЩЬЮ ДАННЫХ ГАЗОВОГО КАРТАЖА
ДЛЯ ОПЕРАТИВНОЙ ГЕОНАВИГАЦИИ ПРИ БУРЕНИИ
ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА НЕФТЬ И ГАЗ

смесь поступает в газовый хроматограф на суммарный и компонентный анализы с помощью общепринятых методик.

На сегодняшний день существует несколько основных методик анализа состава газовой смеси. Наиболее широкое применение получили следующие методики: ОПУСЗ – обобщенный показатель углеводородного состава (методика Э.Е. Лукьянова) [8]; Wetness ratio (Wh), Balance ratio (Bh), Character ratio (Ch) [25]; Соотношения Пикслера [29]; Соотношения В.И. Старосельского [12]. 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 выявлять межфлюидальные контакты (газонефтяной и водонефтяной контакты). 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 [3–5].

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГАЗОВОГО КАРТАЖА ДЛЯ ОПЕРАТИВНОЙ НАВИГАЦИИ

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.

На рис. 2 представлены планшеты оперативной интерпретации данных ГТИ, коррелируемые с ре-

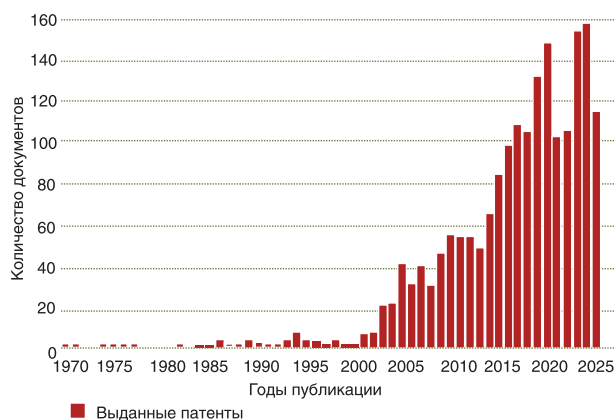


Рис. 3.

Статистика выдачи патентов по теме «mud logging» согласно онлайн базе патентов «Lens.org» [27]

зультатами 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 – C1, этан – C2, пропан – C3, бутан – C4, пентан – C5), данные процентного содержания пород в шлеме (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 (далее по тексту УЭС), данные гамма каротажа.

При забое 2806 м (рис. 2, интерпретация № 1) однозначно фиксируется вскрытие нефтяного пласта по резкому возрастанию газопоказаний и увеличению относительного состава тяжелых компонентов. Позже вскрытие пласта подтверждено данными LWD.

При забое 2825 м (рис. 2, 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 2877 м (рис. 2, 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 рис. 2 (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.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГАЗОВОГО КАРОТАЖА ДЛЯ ОПЕРАТИВНОГО ОПРЕДЕЛЕНИЯ ГНК

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 газонефтяного контакта (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 рис. 5 представлен один из реальных примеров оперативного определения ГНК, при бурении горизонтальной скважины в Восточной Сибири. При-

меняемый 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 спуско-подъемных операций.

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

В указанном случае, при забое 2205 м (рис. 6, интерпретация № 1). По повышению количества метана четко определяется вскрытие газовой шапки. Далее, при забое 2213 м (рис. 6, интерпретация № 2) фиксируется общее повышение фона газопоказаний с изменением состава газа (увеличение количества тяжелых углеводородов от бутана до пентана). Позже глубина положения ГНК была подтверждена методами ГИС в обсаженном стволе. Задача по перекрытию газовой шапки транспортной колонной выполнена успешно.

ОПЕРАТИВНОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ ИНТЕРВАЛОВ ВВН

Известно, что месторождения, содержащие биоразложившиеся нефти, имеют сложный состав и значительные колебания качества флюидов по вязкости и, следовательно, по дебиту. Таким образом, возникает необходимость определения интервалов ВВН в процессе бурения для оптимизации дизайна хвостовика. Интервалы ВВН определяются методами ГИС, а конкретно ядерно-магнитным каротажом (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 ВВН. При бурении скважин на месторождении Брейдаблик, расположенном на норвежском континентальном шельфе, производились попытки определения интервалов ВВН. Данное месторождение находится на начальной стадии эксплуатации (пробурено 23 скважины на двух структурах) [23, 24].

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 (термовакuumная дегазация), позволил классифицировать качество нефти в коллекторе и выделить ин-

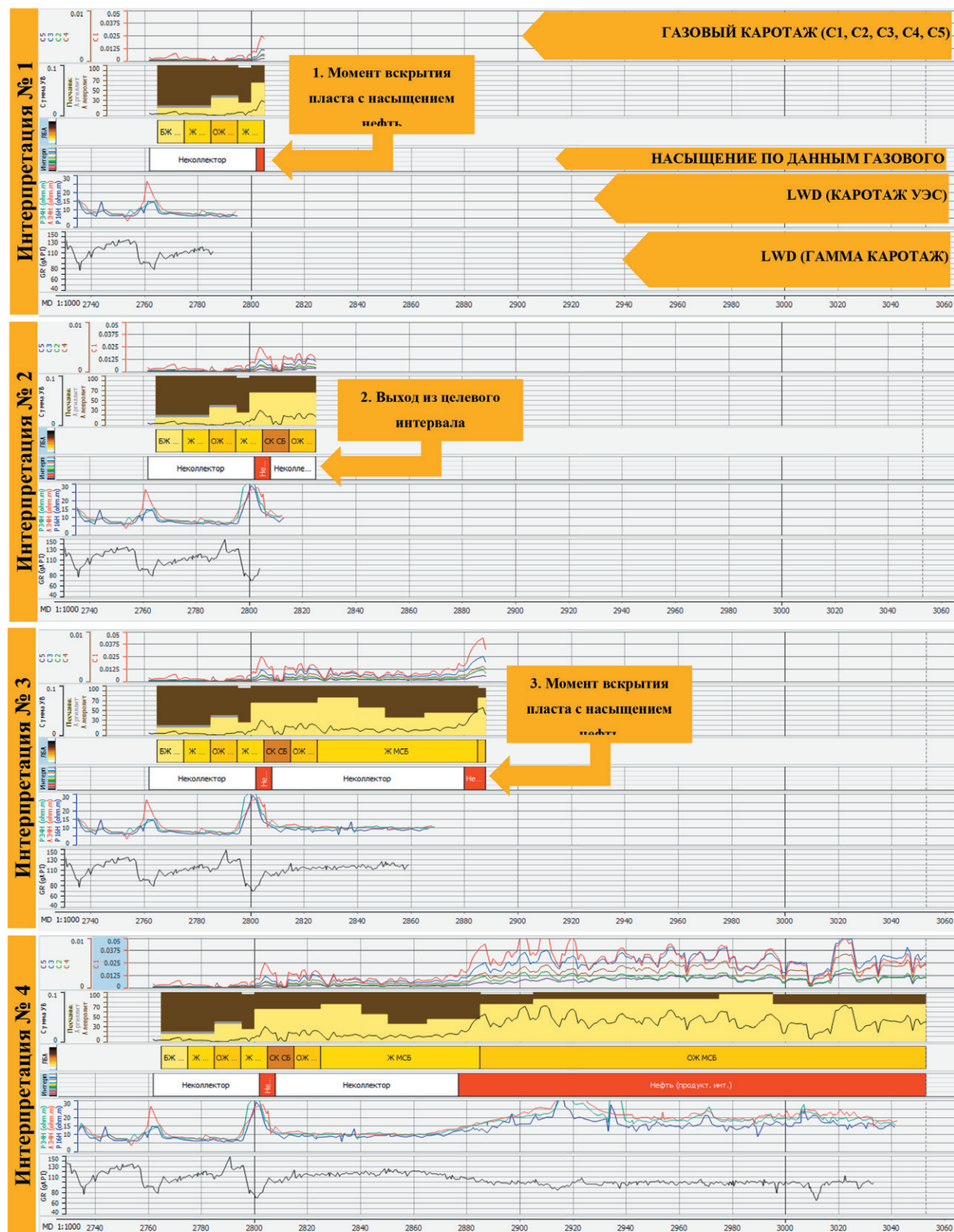


РИС. 4.
Пример вскрытия продуктивного пласта по данным газового каротажа

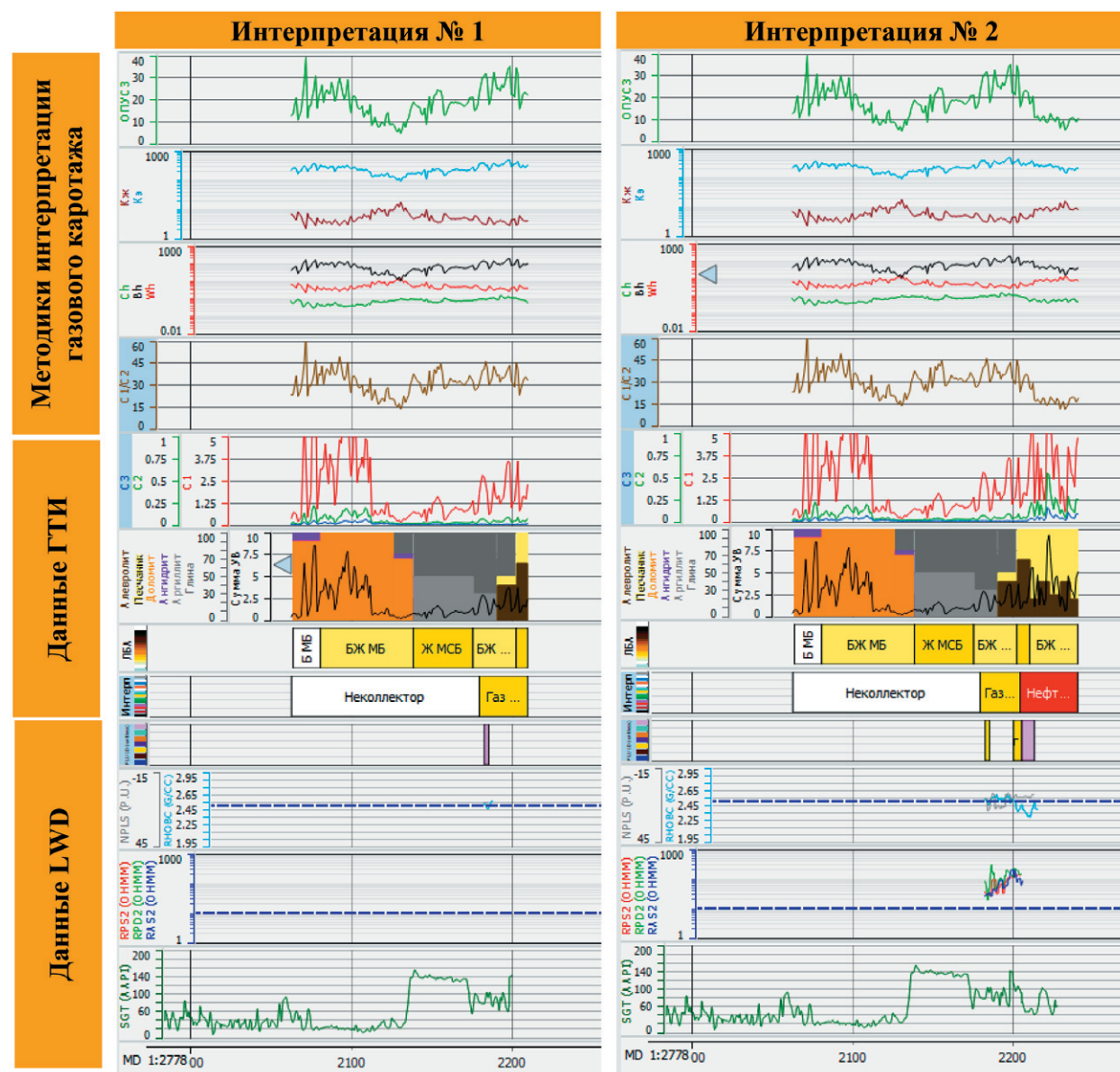


РИС. 5.
Пример определения положения ГНК по данным газового каротажа

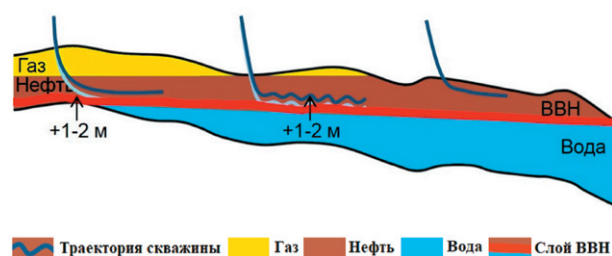


РИС. 6.
Примеры заложения скважин в зависимости структуры залежи [9]

тервалы с высоковязкой и низковязкой нефтью. Для этого использовалось соотношение этан/изопентан, являющееся наилучшим применительно к данному месторождению [23].

В нашей стране определение интервалов ВВН предпринималось на Среднеботубинском нефтегазоконденсатном месторождении (НГКМ) в Восточной Сибири, месторождение осложнено наличием слоя ВВН (25 сП, при нормальной вязкости для месторождения в 6,49 сП). Разрабатываемый пласт Вт имеет газовую шапку, нефтяную залежь и подошвенные воды с не горизонтальным ВНК. 97% планового эксплуатационного фонда находится в подгазовой зоне (рис. 4). Зоны распространения 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 м от уровня ВВН (рис. 6). 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, ЯМК во время бурения 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, 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. 7). 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 [9].

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ ПО ГАЗОВОМУ КАРОТАЖУ ДЛЯ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН

В случае, когда традиционный комплекс ГИС оказался технически или экономически неэффективным, альтернативой может выступить технология для определения пластового давления по газовому каротажу. Подобный метод использовался на месторождении Ада в Северной Луизиане [26], содержащим множество слоистых, слабо связанных между собой 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 учете при проектировании дизайна хвостовика, приводит к их совместной эксплуатации и ограничению производительности скважин. Испытание пластового давления в процессе строительства скважин также оказалось нерентабельным [26].

По результатам анализа опыта бурения на данном месторождении было доказано, что относительное давление между пластовым давлением и давлением столба жидкости в скважине оказывает заметное влияние на величину газовых аномалий, регистрируемых

Р.Р. ИЛЬЯЗОВ
ПОВЫШЕНИЕ ИНФОРМАТИВНОСТИ КОМПЛЕКСА
ГИС С ПОМОЩЬЮ ДАННЫХ ГАЗОВОГО КАРОТАЖА
ДЛЯ ОПЕРАТИВНОЙ ГЕОНАВИГАЦИИ ПРИ БУРЕНИИ
ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА НЕФТЬ И ГАЗ

во время бурения. Очевидный и устойчивый характер этого явления привел исследователей к идее попытаться использовать его как дополнительный источник информации по скважине. Применив комбинированные газовые законы (связывающие объемы газа, давление и температуру) к основным элементам бурения, разработки пластов, газового каротажа и петрофизики, исследователи смогли преобразовать газовый каротаж в количественный инструмент оперативного определения пластового давления.

Суть метода заключалась в сравнении объема извлеченного при бурении газа с эталонными объемами (максимальный теоретический объем газа, содержащийся в выбуренном объеме горной породы), 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. 8).

Пористость разбуриваемой породы, определенная по данным каротажа во время бурения, комбинировалась с диаметром долота и давлением промывочной жидкости на забое 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. 9). 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 дебит на трех опытных скважинах на 108% при минимальных дополнительных затратах [26].

ВЕРИФИКАЦИЯ ДАННЫХ ГАЗОВОГО КАРОТАЖА И ДАННЫХ ГИС ВО ВРЕМЯ БУРЕНИЯ

Для проверки информативности метода производился анализ сходимости данных ГИС во время бурения (LWD) и данных газового каротажа, проводимых при строительстве горизонтальных скважин (т.е. скважин со значительным отходом от вертикали). Для анализа выбирались скважины, расположенные на группе месторождений, административно относящихся к Нефтеюганскому району в Западной Сибири. 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

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	ЯМК
2750	-1567,3	0,1245	0,1137	0,2381	0,1548	0,1372	0,292	3	51,57	14,26	Нефть	Тяжелая 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	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	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	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	Тяжелая нефть
3000	-1568,4	0,135	0,0892	0,2243	0,2751	0,3705	0,6457	7	-	-	Нефть	Тяжелая нефть	Тяжелая нефть

! Вязкость выше 7,5 сП

! Газовый каротаж ГТИ обладает меньшим % дегазации БР

! Результаты ТВД и ЯМК не противоречат друг другу

РИС. 7.

Интерпретация и сравнение данных ТВД и ЯМК [9]

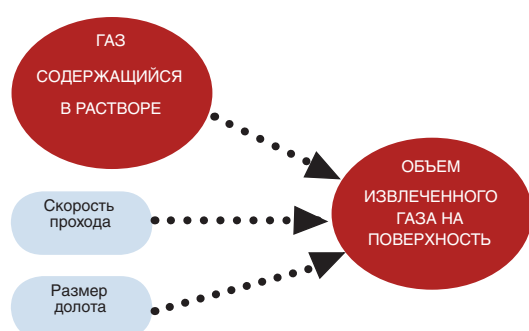


РИС. 8.

Общий процесс определения объема газа, полученного при бурении [26]



РИС. 9.

Факторы, учитываемые при расчете эталонного объема газа на поверхности [26]

ГИС на данных скважинах. Геологический разрез месторождений представлен следующими литологическими разностями: пласты-коллекторы сложены песчаниками и в различной степени заглинизированными и карбонатизированными алевролитами, не-коллекторы представлены аргиллитами и глинами с редкими прослоями углей.

Для выявления зависимостей между данными LWD и газовым каротажем для анализа было принято, в общей сложности, 6240 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, возникающих из-за неправильной обработки данных и при их передаче – по причине не подтвержденных метрологических характеристик оборудования (регламентное обслуживание и поверки);

- отсутствие искажений газового каротажа, связанных с физическими проблемами газового хроматографа – отказ оборудования (периодический или полный);

- отсутствие искажения 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 2021–2024 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. 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. 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 следующие:

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

На рис. 10 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.

Были также проанализированы средние значения по месторождениям и оценена схожесть с нормальным распределением. На рис. 11 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 распределению данных.

Р.Р. ИЛЬЯЗОВ
ПОВЫШЕНИЕ ИНФОРМАТИВНОСТИ КОМПЛЕКСА ГИС С ПОМОЩЬЮ ДАННЫХ ГАЗОВОГО КАРОТАЖА ДЛЯ ОПЕРАТИВНОЙ ГЕОНАВИГАЦИИ ПРИ БУРЕНИИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА НЕФТЬ И ГАЗ

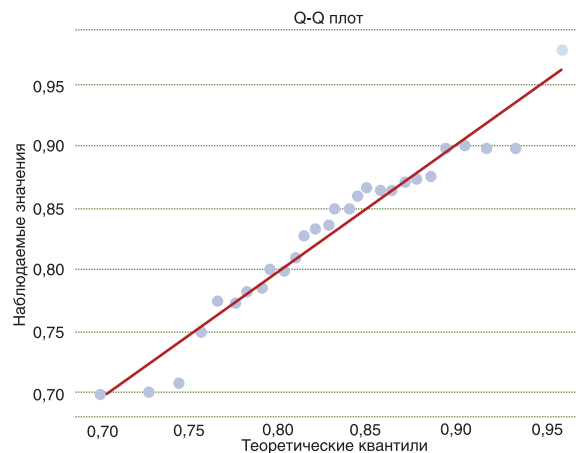


Рис. 10.

Q-Q плот по результату проверки на нормальное распределение

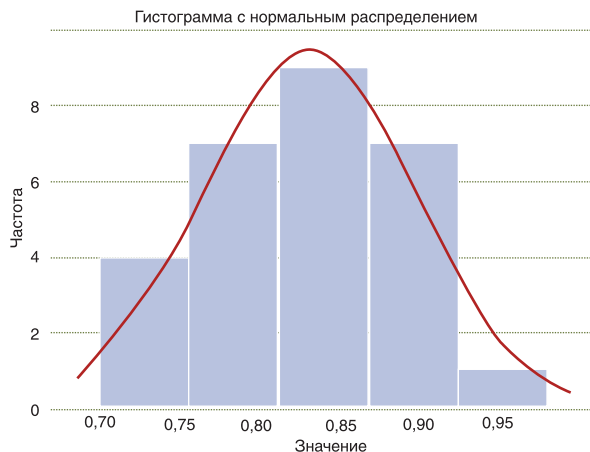


Рис. 11.

Гистограмма распределения 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.

На рис. 12 представлены итоговые результаты сравнения данных ГИС и газового каротажа, выраженные в отношении интервалов коллектора/неколлектора по данным ГИС и интервалов коллектора/неколлектора по данным газового каротажа, который составил 83%.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В статье описаны результаты работ по комплексированию данных газового каротажа и данных ГИС при бурении горизонтальных скважин, в том числе:

1. Доказана высокая корреляция данных газового каротажа и данных ГИС на большом объеме скважин

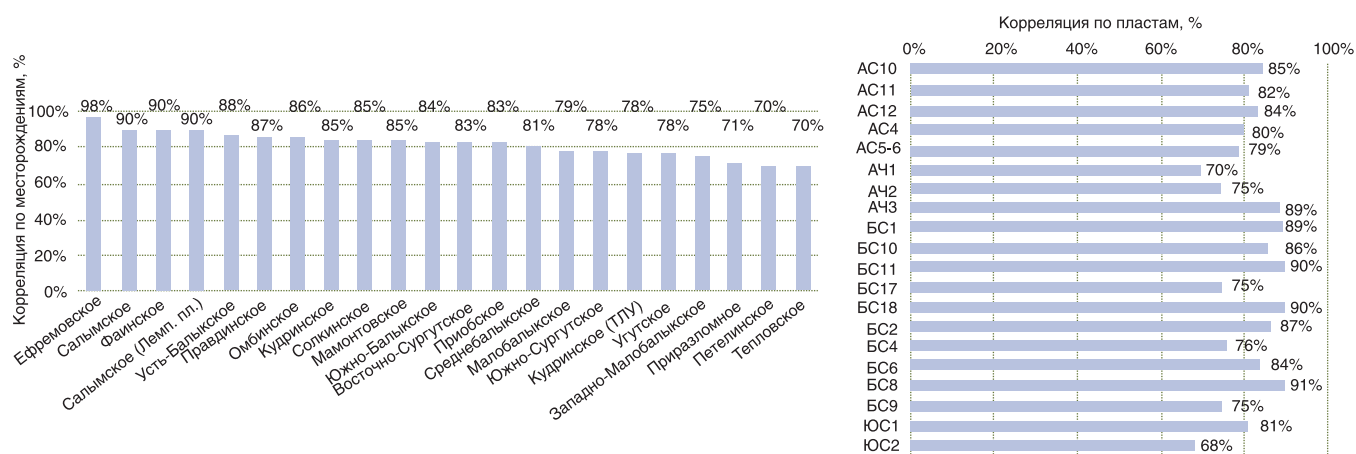


РИС. 12.

Корреляция данных ГИС и газового каротажа

(466 скважин на различных месторождениях), что даст возможность использования данных газового каротажа как дополнительного источника информации при геонавигации во время бурения скважины.

2. Подтверждена высокая корреляция данных газового каротажа и данных ядерно-магнитного каротажа (ЯМК). Это дает возможность использовать данные газового каротажа как дополнительный источник информации для оперативного определения интервалов нахождения ВВН в горизонтальной скважине.

3. Показана возможность использования газового каротажа для целей геонавигации, в том числе при сложных условиях бурения.

4. Показано, что газовый каротаж является эффективным инструментом для оперативного определения ГНК.

5. В настоящее время газовый каротаж в отечественной нефтяной отрасли используется для решения узких задач в процессе бурения, и никаким образом не учитываются при заканчивании и последующей эксплуатации скважины несмотря на то, что применение данного метода может привести к существенному увеличению дебита скважин.

Вышеизложенное обуславливает необходимость дальнейшего развития, апробации и популяризации метода для расширения его возможностей.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гагарин А.В., Газизов Р.К., Новиков Н.О., Кудашов К.В., Филимонов В.П. Перспективы использования информации, полученной при исследовании горизонтальных скважин, в корпоративных инструментах геологического моделирования // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». 2016. № 43. С. 15–19.
2. Гумерский Х.Х., Мамедов Ю.Г., Шахвердиев А.Х. Российская нефтяная промышленность

на пороге нового века: оценки прошлого, настоящего, будущего // Нефтяное хозяйство. 2000. № 7. С. 22–26.

3. Ильязов Р.Р. Использование данных газового каротажа ГТИ для решения нестандартных задач при строительстве скважин на нефть и газ // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2024. № 9(381). С. 39–44.
4. Ильязов Р.Р. Современные возможности газового каротажа при бурении скважин и необходимость его комплексного метрологического обеспечения // 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
5. Ильязов Р.Р., Никифоров С.А., Черников Е.Ю., Рахимов Т.Р. Применение газового каротажа для геонавигации и оперативного определения межфлюидных контактов при проводке горизонтальных скважин // Нефтяное Хозяйство. 2023. № 4. С. 72–77. DOI: 10.24887/0028-2448-2023-4-72-77
6. Левицкий А.З. Использование геолого-технологической информации в бурении. М.: Недра. 1992. 69 с.
7. Лоерманс Т. Расширенные геолого-технические исследования скважин: первые среди равных // Георесурсы. 2017. Т. 19. № 3. Ч. 1. С. 216–221. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.19.3.11>
8. Лукьянов Э.Е. Интерпретация данных ГТИ. Новосибирск: Издательский дом «Историческое наследие Сибири». 2011. 944 с.
9. Майоров А.О., Никифоров С.А. ТВД как инструмент повышения эффективности проводки скважин // IX Практический семинар ПАО «НК Роснефть» по геологическому сопровождению бурения скважин. Москва 2021 г.
10. Мартынов В.Г. и др. Геофизические исследования скважин. М.: Инфра-инженерия. 2009. 960 с.

11. ПОМЕРАНЦ Л.И., ЭПШТЕЙН Г.И., ЛЕВШУНОВ П.А. Автоматические газокаротажные станции. М.: Недра. 1969. 80 с.
12. СТАРОСЕЛЬСКИЙ В.И. Этан, пропан, бутан в природных газах нефтегазоносных бассейнов. М.: Недра. 1990. 186 с.
13. ТАРАСОВА Е.В. Оперативная оценка насыщенности пород по газовому каротажу // Каротажник. 2011. № 10(208). С. 10–22.
14. ШАХВЕРДИЕВ А.Х. Унифицированная методика расчета эффективности геолого-технических мероприятий // Нефтяное хозяйство. 2001. № 5. С. 44–47.
15. ШАХВЕРДИЕВ А.Х., АРЕФЬЕВ С.В., ДАВЫДОВА А.В. Трудноизвлекаемые запасы недонасыщенных нефтью коллекторов // Геология и недропользование. 2022. № 5 (9). С. 78–87.
16. ШАХВЕРДИЕВ А.Х., ИЛЪЗОВ Р.Р., АРЕФЬЕВ С.В., ПОЗДЫШЕВ А.С. О включении высокообводненных запасов недонасыщенных нефтью коллекторов в категорию трудноизвлекаемых // Нефтяное хозяйство. 2023. № 4. С. 34–39. DOI: 10.24887/0028-2448-2023-4-34-39
17. ШАХВЕРДИЕВ А.Х., МАКСИМОВ М.М., РЫБИЦКАЯ Л.П., ГАЛУШКО В.В. Способ определения местоположения застойных и слабодренируемых зон нефтяной залежи. Патент RU 2105136 С1, 20.02.1998. Заявка № 97114425/03 от 03.09.1997.
18. ШАХВЕРДИЕВ А.Х., МАНДРИК И.Э. Оптимизация плотности сетки скважин и ее влияние на коэффициент извлечения нефти // Нефтяное хозяйство. 2007. № 12. С. 54–58.
19. ШАХВЕРДИЕВ А.Х., ПАНАХОВ Г.М., АББАСОВ Э.М., ZENG H., LIU Y., LUO SH. Инновационная технология извлечения остаточных запасов углеводородов внутрипластовой генерацией диоксида углерода // Нефтяное хозяйство. 2010. № 6. С. 44–47.
20. ШАХВЕРДИЕВ А.Х., РЫБИЦКАЯ Л.П. Оценка технологической эффективности при воздействии на залежи углеводородов // Нефтяное хозяйство. 2003. № 4. С. 65–68.
21. ЩЕТИНИНА Н.В., БАСЫРОВ М.А., ЗЫРЯНОВА И.А., ЯЦЕНКО В.М., ГАНИЧЕВ Д.И., БОВЫКИН А.А. Технологии интерпретации данных геофизических исследований горизонтальных скважин: настоящее и будущее // Нефтяное хозяйство. 2017. № 11. С. 26–31.
22. ЩЕТИНИНА Н.В., МАЛЬШАКОВ А.В., БАСЫРОВ М.А., ГАНИЧЕВ Д.И., ЯЦЕНКО В.М. Инновационные технологии и подходы интерпретации данных ГИС в горизонтальных скважинах // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE, 16–18 октября, Москва. 2017. <https://doi.org/10.2118/187903-MS>
23. CELY A., SKAAR I., YANG T. Holistic Evaluation of Reservoir Oil Viscosity in Breidablikk Field – Including Mud Gas Logging Approach // SPWLA 64th Annual Logging Symposium, Lake Conroe, Texas, USA, June, 2023. 2023. <https://doi.org/10.30632/SPWLA-2023-0039>
24. CUTLER I., CELY A., MOORE J., YANG T. Viscosity from geochemical techniques: A case study for a heavy oil field on the UKCS // SPE Europe featured at the 83rd EAGE Annual Conference & Exhibition, Madrid, Spain, 6–9 June. 2022. SPE-209690-MS. DOI <http://dx.doi.org/10.2118/209690-MS>
25. HAWORTH J.H., SELLENS M., WHITTAKER A.V. Interpretation of Hydrocarbon Shows Using Light (C1–C5) Hydrocarbon Gases from Mud-Log Data // The American Association of Petroleum Geologists Bulletin. 69, N 8 (August 1985). P. 1305–1310. DOI:10.1306/AD462BDC-16F7-11D7-8645000102C1865D
26. LAPIERRE S.G., PRINE B.H., PICKREL H.M. Technology for Determining Reservoir Pressure from Mud Log Gas Improves Mature, Tight Gas Asset Performance: A Case Study of Ada Field, North Louisiana // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, October 2009. DOI: 10.2118/124315-MS
27. Lens.Org <https://www.lens.org>
28. OpenAlex <https://openalex.org>
29. PIXLER B.O. Formation Evolution by Analysis of Hydrocarbon Ratios, SPE-AIME, Baroid Div. National Lead Co. Journal of petroleum technology. JUNE 1969, 665–670.
30. SHAKHVERDIEV A.KH., ILYAZOV R.R. Combining gas logging, well logging and cuttings microbiota data to improve geosteering and flow profile prediction in a horizontal well / SOCAR Proceedings. 2024. N S1. P. 7–14. DOI: 10.5510/OGP2024SI101034

REFERENCES

1. GAGARIN A.V., GAZIZOV R.K., NOVIKOV N.O., KUDASHOV K.V., FILIMONOV V.P. Prospects for the use of information obtained during the study of horizontal wells in corporate tools of geological modelling. *Nauchno-tekhnicheskiiy vestnik OAO «NK «Rosneft'»*. 2016;43:15–19. (In Russian).
2. GUMERSKY KH.KH., MAMEDOV YU.G., SHAVERDIEV A.KH. The Russian oil industry is on the verge of the new century: assessments of the past, present, future. *Neftyanoye khozyaistvo*. 2000;7:22–26. (In Russian).
3. ILYAZOV R.R. Use of gas logging data obtained during geological-technological studies to solve non-standard problems when constructing oil and gas wells. *Stroitel'stvo neftnyanykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more*. 2024;9(381): 39–44. (In Russian).
4. ILYAZOV R.R. Nowadays possibilities of gas logging during well drilling and the necessity of its integrated metrological support. *Stroitel'stvo neftnyanykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more*. 2023;8(368):11–18. DOI: 10.33285/0130-3872-2023-8(368)-11-18 (In Russian).
5. ILYAZOV R.R., NIKIFOROV S.A., CHERNIKOV E.YU., RAKHIMOV T.R. Gas logging for geosteering and rapid

- determination of interfluid contacts while horizontal drilling. *Neftyanoye khozyaistvo*. 2023;4:72–77. DOI: 10.24887/0028-2448-2023-4-72-77 (In Russian).
6. LEVITSKY A.Z. The use of geological and technological information in drilling. Drilling. Moscow: Nedra. 1992: 69. (In Russian).
 7. LOERMANS T. AML (Advanced Mud Logging): First Among Equals. *Georesursy*. 2017;19;3:1:216–221. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.19.3.11> (In Russian).
 8. LUKYANOV E.E. Interpretation of GTI data. Novosibirsk: Izdatel'skiy dom «Istoricheskoye naslediy Sibiri». 2011:944. (In Russian).
 9. MAYOROV A.O., NIKIFOROV S.A. TVD as a tool to improve the efficiency of well wiring. IX Practical seminar of PJSC 'NK Rosneft', on geological support of well drilling. Moscow. 2021. (In Russian).
 10. MARTYNOV V.G. ET AL. Geophysical research of wells. Moscow: Infra-inzheneriya. 2009:960. (In Russian).
 11. POMERANTS L.I., EPSTEIN G.I., LEVSHUNOV P.A. Automatic gas logging stations. Moscow: Nedra. 1969: 80. (In Russian).
 12. STAROSELSKIY V.I. Ethane, propane, butane in natural gases of oil and gas bearing basins. Moscow: Nedra. 1990:186. (In Russian).
 13. TARASOVA E.V. Operative estimation of rock saturation by gas logging. *Karotazhnik*. 2011;10(208):10–22. (In Russian).
 14. SHAKHVERDIEV A.KH. Unified methodology of calculation of efficiency of geological and technical measures. *Neftyanoye khozyaistvo*. 2001;5: 44–47. (In Russian).
 15. SHAHVERDIEV A.KH., AREFIEV S.V., DAVYDOV A.V. Hard-to-recover Reserves of Undersaturated Reservoirs. *Geologiya i nedropol'zovanie*. 2022;5 (9):78–87. (In Russian).
 16. SHAKHVERDIEV A.KH., ILYAZOV R.R., AREFIEV S.V., POZDYSHEV A.S. On inclusion of high-watered reserves of oil-poor reservoirs in the category of hard-to-recover reserves. *Neftyanoye khozyaistvo*. 2023; 4: 34-39. DOI: 10.24887/0028-2448-2023-4-34-39 (In Russian).
 17. SHAHVERDIEV A.KH., MAKSIMOV M.M., RYBITSKAYA L.P., GALUSHKO V.V. A way to determine the location of the hollow and underdeveloped oil zones. Patent RU 2105136 C1, 02/20/1998. Application No. 97114425/03 dated 03/03/1997. (In Russian).
 18. SHAKHVERDIEV A.KH.; MANDRIK I.E. Well grid density optimisation and its impact on recovery ratio. *Neftyanoye khozyaistvo*. 2007;12:54–58. (In Russian).
 19. SHAHVERDIEV A.KH., PANAKHOV G.M., AVBASOV E.M., ZENG H., LIU Y., LUO SH. The innovative technology of residual hydrocarbons reserves recovery by in-situ generation of carbon dioxide. *Neftyanoye khozyaistvo*. 2010;6:44–47. (In Russian).
 20. SHAHVERDIEV A.KH., RYBITSKAYA L.P. Technological effectiveness assessment for impacts on hydrocarbons deposits. *Neftyanoye khozyaistvo*. 2003; 4:65–68. (In Russian).
 21. SHCHETININA N.V., BASYROV M.A., ZYRYANOVA I.A., YATSENKO V.M., GANICHEV D.I., BOVYKIN A.A. Interpretation of logging data in horizontal wells: current status and future challenges. *Neftyanoye khozyaistvo*. 2017;11:26–31. (In Russian).
 22. SHCHETININA N.V., MALSHAKOV A.V., BASYROV M.A., GANICHEV D.I., YATSENKO V.M. Innovative technologies and approaches to interpretation of logging data in horizontal wells. Russian SPE Oil and Gas Technical Conference, 16–18 October Moscow. 2017. (In Russian).
 23. CELY A., SKAAR I., YANG T. Holistic Evaluation of Reservoir Oil Viscosity in Breidablikk Field – Including Mud Gas Logging Approach. SPWLA 64th Annual Logging Symposium, Lake Conroe, Texas, USA, June, 2023. 2023. <https://doi.org/10.30632/SPWLA-2023-0039>
 24. CUTLER I., CELY A., MOORE J., YANG T. Viscosity from geochemical techniques: A case study for a heavy oil field on the UKCS. SPE EuropeC featured at the 83rd EAGE Annual Conference & Exhibition, Madrid, Spain, 6-9 June. Paper SPE-209690-MS. 2022 Doi <http://dx.doi.org/10.2118/209690-MS>
 25. HAWORTH J.H., SELLENS M., WHITTAKER A.V. Interpretation of Hydrocarbon Shows Using Light (C1-C5) Hydrocarbon Gases from Mud-Log Data. The American Association of Petroleum Geologists Bulletin. 1985; 69; 8: 1305-1310.
 26. LAPIERRE S.G., PRINE B.H., PICKREL H.M. Technology for Determining Reservoir Pressure from Mud Log Gas Improves Mature, Tight Gas Asset Performance: A Case Study of Ada Field, North Louisiana. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, October 2009. DOI: 10.2118/124315-MS
 27. Lens.Org <https://www.lens.org>
 28. OpenAlex <https://openalex.org>
 29. PIXLER B.O. Formation Evolution by Analysis of Hydrocarbon Ratios. SPE-AIME, Baroid Div. National Lead Co. Journal of petroleum technology. JUNE 1969: 665-670.
 30. SHAKHVERDIEV A.KH., ILYAZOV R.R. Combining gas logging, well logging and cuttings microbiota data to improve geosteering and flow profile prediction in a horizontal well. SOCAR Proceedings. 2024; S1: 7-14. DOI: 10.5510/OGP2024SI101034
- Ильязов Ринат Расимович**,
соискатель кафедры разработки и эксплуатации нефтяных
и газовых месторождений ФГБОУ ВО «Российский государственный
геологоразведочный университет» имени Серго
Орджоникидзе, главный специалист отдела по геологическому
сопровождению бурения горизонтальных скважин АО
«Институт геологии и разработки горючих ископаемых»
✉ 117312, г. Москва, ул. Вавилова, д. 25/1,
117312, Moscow, Vavilova st., 25/1,
e-mail: rilyazov@mail.ru