DOI: 10.17122/ntj-oil-2020-4-19-28

УДК 550.8.05

Р.К. Яруллин, А.Р. Яруллин (Башкирский государственный университет, г. Уфа, Российская Федерация), **А.С. Валиуллин, М.С. Валиуллин, И.Н. Тихонов** (ООО «ПКФ «ГИС Нефтесервис», г. Уфа, Российская Федерация)

ОПТИМИЗАЦИЯ АППАРАТНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ДЕЙСТВУЮЩИХ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

Rashid K. Yarullin, Airat R. Yarullin (Bashkir State University, Ufa, Russian Federation), **Askar S. Valiullin, Marat S. Valiullin, Ivan N. Tikhonov** (PKF GIS Nefteservis LLC, Ufa, Russian Federation)

OPTIMIZATION OF COMPLEX FOR HORIZONTAL WELLS PRODUCTION LOGGING

Введение

Повсеместное применение скважин с горизонтальным окончанием при эксплуатации месторождений углеводородного сырья сформировало специфичные требования к технологии проведения промыслово-геофизических работ в действующих скважинах на этапе освоения и контроля разработки. Как показала практика, технология доставки и набор методов в составе аппаратного комплекса, необходимого для получения качественных результатов, сугубо индивидуальны в зависимости от решаемых задач, геолого-промысловых условий месторождения и конструкции горизонтального ствола скважины.

Цели и задачи

Анализ основных принципов выбора технологии проведения работ на скважинах и набора методов, необходимых для решения практических задач скважинной геофизики.

Background

The widespread use of wells with horizontal completion in the operation of hydrocarbon deposits has formed specific requirements for the technology of field geophysical operations in operating wells at the stage of development and development control. As practice has shown, the delivery technology and the set of methods in the hardware complex required to obtain high-quality results are highly individual depending on the tasks being solved, the geological and production conditions of the field and the design of the horizontal wellbore.

Aims and Objectives

Analysis of the basic principles of choosing a technology for working on wells and a set of methods necessary for solving practical problems of downhole geophysics.

Результаты

Описаны принципы выбора технологических схем транспортировки скважинных приборов при проведении исследований действующих горизонтальных скважин с учетом геолого-промысловых условий месторождения, решаемых задач и конструкции скважины. Описаны алгоритмы комплексования методов промыслово-геофизических исследований в составе аппаратного комплекса, обеспечивающего информативность исследований.

Results

The principles of the selection of technological schemes for transportation of downhole tools during research of existing horizontal wells are described taking into account the geological conditions of the field, tasks to be solved and well designs. Algorithms for combining production logging methods as part of a hardware complex that provides informative research are described.

Ключевые слова: горизонтальная скважина; технология исследования; скважинная аппаратура; многофазный поток; работающие интервалы; состав притока

Key words: horizontal well; well surveying; logging tools; multiphase flow; production zone; fluid composition

Введение

Повсеместное применение скважин с горизонтальным окончанием при эксплуатации месторождений углеводородного сырья сформировало специфичные требования к технологии проведения промыслово-геофизических работ в действующих скважинах на этапе освоения и контроля разработки. Как показала практика, технология доставки и набор методов в составе аппаратный комплекса, необходимого для получения качественных результатов, сугубо индивидуальны в зависимости от решаемых задач, геолого-промысловых условий месторождения и конструкции горизонтального ствола скважины.

Результаты обобщения большого объема полевых данных по горизонтальным скважинам, полученных на месторождениях с различными геолого-промысловыми условиями и различными компаниями, позволили сформировать общее представление о путях повышения эффективности и однозначности результатов проведенных исследований. В данной статье анализируются основные

принципы выбора технологии проведения работ на скважинах и набора методов, необходимых для решения практических задач скважинной геофизики.

Авторы выражают благодарность всем компаниям и отдельным специалистам, которые проявили интерес к данному вопросу, предоставили материалы промыслово-геофизических исследований (ПГИ), высказали свои мнения и предложения в ходе развития отечественной технологии промыслово-геофизических исследований действующих горизонтальных скважин.

Выбор средства доставки скважинной аппаратуры на забой горизонтальной скважины

Ключевой вопрос при разработке технологии ПГИ в действующей горизонтальной скважине - выбор средства доставки аппаратного комплекса в интервал исследований. Определяющими факторами являются протяженность, траектория и конструкция «горизонтального» участка ствола, состав продук-

ции и дебит скважины, наличие подъездных путей и экономическая составляющая.

В частности, технологический комплекс «Забойный трактор» (ЗТ) несмотря на кажущуюся универсальность имеет существенное ограничение, связанное с проходным сечением элементов поземного оборудования при работе в скважинах, оборудованных установками электроприводного центробежного насоса (УЭЦН) с Y-tool или в горизонтальном стволе с портами многостадийного гидравлического разрыва пласта (МГРП).

При планировании работ с ЗТ необходимо убедиться, что линия байпасирования УЭЦН обеспечит безаварийный проход сборки ЗТ + скважинный прибор как на спуске, так и на подъеме. Причем наиболее критическая ситуация возникает на подъеме при попадании механических частиц в подвижные элементы скважинной аппаратуры, что приводит к их неполному закрытию и возникновению аварийной ситуации с прихватом на месте сужения. К ним относятся посадочное седло клапана Y-tool и порты МГРП, проработанные фрезой малого диаметра. В последнем случае результат работы фрезы в виде разрушенных элементов шара и седла клапана, как правило, остается в горизонтальной скважине (ГС) и может вызвать заклинивание центраторов скважинного прибора или кронштейнов тяговых колес ЗТ в полузакрытом положении. Единственный надежный способ избежать такого развития событий - тщательная очистка ГС с применением магнитных ловителей для извлечения металлических элементов и промывка с применением газо-жидкостной установки на гибких насосно-компрессорных трубах (ГНКТ) для удаления пропанта и немагнитных загрязнений. Традиционная промывка с применением технической воды не дает требуемого эффекта и неприменима для скважин с низким пластовым давлением. К сожалению, процесс подготовки ГС к ПГИ весьма затратный по техническому обеспечению и финансовым показателям, и заказчики геофизических услуг им пренебрегают.

Второй из распространенных способов транспортировки - технологический комплекс гибких насосно-компрессорных труб с кабелем для работы с дистанционной скважинной

аппаратурой, или бескабельный вариант для работы с автономной аппаратурой.

Несмотря на широкое применение ГНКТ в нефтяной отрасли для проведения различных работ в горизонтальных стволах, а также при бурении комплекс имеет ряд ограничений при ПГИ.

Одно из главных ограничений - непрохождение прибора до проектной глубины. Главная причина - низкое качество подготовки горизонтального ствола и наличие перегибов в траектории ГС [1].

Анализ результатов практического применения технологии ГНКТ диаметром 38 мм в комплексе с линией байпасирования УЭЦН [2], выполненного компанией «ПКФ «ГИС Нефтесервис»» по 33 скважинам с портами МГРП в условиях Западной Сибири, показал, что результат моделирования проходки с применением специального программного обеспечения (ПО) дает безусловное достижение забоя. Однако фактический интервал исследования для различных траекторий ГС ограничен следующими значениями:

- восходящий, 7 ГИС, проходка 67 %;
- нисходящий, 20 ГИС, проходка 70 %;
- волнистый, 6 ГИС, проходка 67 %.

Практически установлено, что загрязнение ГС смолистыми отложениями в сочетании с непромытым пропантом существенно снижает вероятность достижения забоя и является, на наш взгляд, основным фактором, определяющим результативность ПГИ в ГС.

Практика применения двух типов ГНКТ (38 и 44 мм) показала, что прохождение труб с диаметром 44 мм существенно лучше (проходка до 96 %), однако увеличение диаметра ГНКТ приводит к существенному снижению дебита скважины за счет повышения гидродинамического сопротивления потоку в колонне насосно-компрессорных труб (НКТ). В отдельных случаях - до полного прекращения притока жидкости в высокодебитных фонтанных скважинах с высоким газовым фактором.

Установлено, что скважины, эксплуатируемые в режиме фонтанирования с высоким газовым фактором и высоким дебитом, при выполнении ПГИ со спуском ГНКТ существенно теряют в продукции [3]. Как итог, при исходном дебите 500 м³/сут и газовом факто-

ре 200 м³/т и выше спуск ГНКТ (независимо от диаметра) сопровождается существенным снижением дебита по жидкости вплоть до полного прекращения притока. Это связано со снижением проходного сечения для потока флюида по лифтовым трубам за счет перекрытия колонной ГНКТ и сопровождается повышением забойного давления. Результаты ПГИ в такой ситуации не имеют практической ценности.

Практика применения ГНКТ в действующих горизонтальных скважинах, когда замеры выполняются на спуске, выявила эффект неувязки диаграмм ПГИ к разрезу и конструкции ГС. Сопоставление данных лоатора муфт (ЛМ), наблюдаемых на планшете, с фактической длиной труб дает значительное их расхождение, что, безусловно, говорит о неравномерной скорости движения прибора. В отдельных случаях при глубинах более 3000 м и сложной траектории ГС расхождение может достигать 2 м и более. Единственное объяснение такому эффекту - неравномерность продвижения прибора по ГС за счет пружинных свойств ГНКТ (рисунок 1).

Если вопрос привязки диаграмм к конструкции может быть решен за счет кропотливой поинтервальной привязки данных ЛМ и гамма-каротажа (ГК) к разрезу, то качество данных механической расходомерии (РГД) и термоанометра (СТИ) в этих условиях безнадежно испорчено. Известно, что эти методы реагируют на скорость потока по отношению к скорости движения прибора и должны выполняться при неизменной скорости движения последнего. В условиях ГС постоянная скорость спуска ГНКТ по результатам устьевых замеров не соответствует истинной скорости движения прибора в ГС, что сопровождается хаотичными флуктуациями показаний методов расходомерии при неизменных характеристиках потока. Причем снижение скорости замера на спуске с 400 до 200 м/ч, как правило, сопровождается существенным увеличением амплитуды разбега данных ЛМ. Это обстоятельство наряду с ограничением времени на замер в скважинах с длиной горизонтального участка от 400 м и выше учтено в рекомендуемой скорости регистрации в ГС в диапазоне 400-450 м/ч.

Независимо от скорости основное направление замера в действующих скважинах всегда выбирается против потока - на спуске. При замере на подъеме происходит значительное искажение структуры потока колонной ГНКТ, идущей впереди прибора. Однако полный отказ от замера на подъеме недопустим, так как сопоставления диаграмм РГД и СТИ на спуске и на подъеме дают возможность выполнить более точную привязку данных к разрезу по замерам на малых скоростях и детализировать работающие и неработающие интервалы ГС по методу СТИ, что затруднительно по единственному замеру на спуске, когда датчики реагируют на изменение состава флюида в условиях знакопеременной траектории ГС.

Технологические комплексы «Жесткий кабель» и «Латераль», с точки зрения функциональности, не имеют существенных отличий и применяются для исследования скважин с длиной горизонтального участка до 300 м, в исключительных случаях «Латераль» может использоваться до 800 м. Основное ограничение для этих комплексов - наличие буферного давления на устье. В связи с этим, основная область их применения - скважины старого фонда с низким статическим уровнем жидкости, добывающие и нагнетательные. Основное преимущество - относительно низкая цена в сравнении с ГНКТ и ЗТ. Как правило, исследования в добывающих скважинах с применением «Латераль» выполняются при вызове притока с помощью компрессора или струйного насоса [4].

Относительно новые средства доставки, такие как «шлангокабель», «самовыпрямляющийся оптоволоконный кабель» и серия автономных приборов, устанавливаемые на фиксированных глубинах в контейнерах, не нашли широкого применения и в данной статье не анализируются. По результатам обобщения полевых данных в рамках сотрудничества с РН «Уфа-НИПИнефть» была разработана сводная таблица вероятности прохождения приборного комплекса в ГС для различных ситуаций. Элемент таблицы приведен в тексте и используется при проектировании работ на действующих горизонтальных скважинах (таблица 1).

Рисунок 1. Проявление эффекта «пружины» при проведении спуско-подъемных операций в ГС с технологическим комплексом ГНКТ

Таблица 1. Вероятность доставки скважинного прибора на забой в зависимости от траектории и протяженности горизонтального участка равнопроходного ствола

№	Траектория ствола скважины		Длина ГС (м)	Средства доставки			
				ГНКТ	ЖК	ЛАТЕРАЛЬ	Трактор
1	Наклонный ствол наклон до 65 град		0	1	1	1	1
2	Ниспадающая, угол более 65 град		< 200	1	1	1	1
3			200 - 800	1	0,5	0,5	1
4			>800	1	0	0	1
5	Горизонтальная		< 200	1	1	1	1
6			200 - 800	1	0,25	0,25	1
7			>800	1	0	0	1
8	Восходящая		< 200	1	0,5	0,5	1
9			200 - 800	0,5	0	0	1
10			>800	0,5	0	0	1
11	Волнообразная		< 200	0,5	0,5	0,5	1
12			200 - 800	0,5	0	0	1
13			>800	0	0	0	1

Примечания: 1 - высокая вероятность; 0,5 - могут быть осложнения; 0,25 - только при благоприятном стечении обстоятельств; 0 - практически исключается.

Выбор методов в составе аппаратного комплекса с учетом решаемой задачи и конструкции скважины

Набор методов, включаемых в аппаратный комплекс, определяется в основном решаемой задачей. Для наглядности на рисунке 2 приведен пример информативности различных методов ПГИ, полученный по результатам экспериментальных работ на термогидродинамическом стенде [5, 6], и обобщения полевых данных по скважинам с двухфазной продукцией.

Рассматривается пример ПГИ с целью определения поинтервального дебита и состава притока. Эта «глобальная» задача решается путем решения поинтервальных локальных задач, отраженных на схеме, таких как факт наличия притока на локальном участке и расходные параметры между интервалами притока. Осложняющим фактором в условиях двухфазной продукции и наклонного ствола скважины является эффект формирования обратных потоков в водной фазе по нижней образующей. Это обусловлено высокой скоростью течения легких углеводородов по верхней образующей с увлечением доли воды в сечении потока [7].

Приведенный пример относится к скважинам с расслоенным режимом течения при дебитах до 200-400 м³/сут независимо от количества воды в продукции.

Результаты анализа фактического скважинного материала подтверждают скопление воды в стволе начиная от 0,1 % по результатам устьевых измерений.

Необходимо отметить, что в отечественной практике отсутствует скважинная аппаратура, полностью удовлетворяющая указанным параметрам, в связи с чем эффективность и достоверность решения задачи снижаются. Не исключается ситуация, когда количественные параметры потока по результатам прямых измерений не могут быть решены в принципе, а оценка поинтервального дебита выполняется только путем решения обратной задачи с применением термогидродинамического симулятора [8].

В качестве альтернативного решения в низкодебитных скважинах была опробована

пакерная аппаратура для измерения суммарного расхода, однако низкое качество подготовки скважин привело к разрушению прибора в связи с неполным закрытием на подъеме. Результаты тестовых испытаний пакерного расходомера на горизонтальном стенде показали высокую точность воспроизведения расхода (не менее 5 %) независимо от состава потока, что позволяет рассматривать данный метод как альтернативу в критических ситуациях при ПГИ в малодебитных скважинах.

Необходимость и информативность применения распределенных датчиков температуры подтверждена результатами стендовых исследований при локализации интервала притока малой интенсивности со значимой разницей температур флюида из интервала перфорации и потока в стволе скважины (рисунок 3, на котором наблюдается растекание «горячей» жидкости против «холодного» потока, поступающего с забоя).

Применение одиночного датчика температуры не обеспечивает возможность локализации границ притока за счет растекания «горячего» флюида по верхней образующей трубы.

Оптимальная конструкция прибора должна иметь не менее 5 вертикально распределенных датчиков температуры. В качестве альтернативного варианта возможно разнесение датчиков температуры по периметру на складных кронштейнах центратора по аналогии с датчиками состава [5].

В настоящее время идет активное внедрение метода спектральной акустической шумометрии (АШ) в дополнение к традиционным методам при ПГИ в действующих горизонтальных скважинах.

Как показали результаты полевых работ, метод имеет перспективу применения, особенно в скважинах с высоким газовым фактором, для локализации интервалов притока и выявления заколонных перетоков, включая нарушение герметичности пакеров [9].

К сожалению, все исследования выполняются по точкам, что обуславливает высокую стоимость работ и длительное время задерживания скважины на проведение ПГИ.

V_n, V_v - скорости потока нефти и воды;

S_n, S_v - площади сечений двухфазного потока, занимаемые нефтью и водой соответственно

Т, Т↑ - локальный и вертикально распределенные датчики температуры, обеспечивают сканирование поля температуры по сечению потока;

РГД↑ - вертикально распределенные датчики скорости потока, обеспечивают измерение локальной скорости потока в вертикальном сечении;

РГД↔ - радиальный датчик локального притока, обеспечивает возможность локализации радиальных потоков, например из порта МГРП;

а↔ - датчик линейного ускорения для корректировки данных расходомерии в связи с неравномерностью движения скважинного прибора;

ВЛ↑ - вертикально распределенные датчики влагомера, обеспечивают возможность измерения доли нефти и воды в сечении потока;

СТИ, СТИ↑ - локальный и вертикально распределенные датчики термоанемометра, обеспечивают возможность локализации интервалов слабых притоков в комплексе с методами состава и температуры;

МН - датчик давления, необходим для контроля режима работы скважины и траектории горизонтального ствола;

ЛМ, ГК - методы привязки к разрезу и конструкции скважины;

АШ - акустическая шумомерия, дополнительный метод для локализации интервалов

притока из пласта и локализации заколонных перетоков

Рисунок 2. Информативность методов при решении практической задачи в ГС с двухфазной продукцией

Рисунок 3. Локализация зоны притока с применением 7 вертикально распределенных датчиков температуры

В связи с этим метод АШ следует рассматривать как вспомогательный при низкой информативности потокометрических методов, не обеспечивающих надежность выдаваемого заключения. Интерпретацию метода АШ нельзя отрывать от результатов традиционных методов для исключения ложных заключений, противоречащих результатам потокометрических исследований.

Выводы

Опыт проведения промыслово-геофизических исследований в действующих горизонтальных скважинах показал необходимость научно обоснованного подхода к разработке программы работ на скважине. Установлена необходимость индивидуаль-

ного выбора средства доставки аппаратного комплекса на забой ГС с учетом конструкции скважины, геолого-промысловых условий и режимов эксплуатации.

При выборе режима работы скважины в процессе исследований и набора геофизических методов необходимо учитывать информативность того или иного метода, которая может быть заранее просчитана с учетом результатов тестирования скважинных приборов на термогидродинамическом стенде.

В работе приведены основные положения, обеспечивающие успешность исследований в реальных ситуациях, и определены подходы к оптимизации аппаратно-технологического комплекса с учетом геолого-промысловых условий и решаемых задач.

Список литературы

1. Валиуллин Р.А., Яруллин Р.К., Лукьянов Ю.В., Минахметов А.Г., Адиев Я.Р., Шилов А.А. Опыт исследования низкодебитных горизонтальных скважин на месторождениях ОАО «АНК «Башнефть» // Нефтяное хозяйство. 2007. № 4. С. 62-65.
2. Яруллин Р.К., Валиуллин Р.С., Валиуллин М.С., Тихонов И.Н., Асмандияров Р.Н., Назагаллин Э.Р. Первый опыт геофизических исследований протяженных горизонтальных скважин при байпасировании электроцентробежных насосов // Нефтяное хозяйство. 2015. № 1. С. 62-65.
3. Валиуллин Р.А., Яруллин Р.К., Гордеев Я.И., Маслов С.О. Особенности проведения промыслово-геофизических исследований действующих горизонтальных скважин на Верхнечонском нефтегазоконденсатном месторождении // Каротажник. 2012. № 10 (220). С. 12-29.
4. Крючатов Д.Н., Халилов Д.Г., Савич А.Д., Будник Д.А. Совершенствование технологий геофизических исследований горизонтальных скважин // Каротажник. 2016. № 10 (268). С. 16-29.
5. Яруллин А.Р. Результаты экспериментальных исследований двухфазного расслоенного потока в горизонтальном стволе скважины со знакопеременной траекторией // Каротажник. 2014. № 9 (243). С. 63-71.
6. Валиуллин Р., Яруллин Р., Яруллин А., Шако В., Паршин А. Разработка критериев выделения работающих интервалов в низкодебитных горизонтальных скважинах на основе физического эксперимента и скважинных исследований // Материалы SPE Российской нефтегазовой конференции и выставки. М., 2010. SPE-136272-RU. DOI: 10.2118/136272-RU.
7. Хабиров Т.Р., Шарафутдинов Р.Ф. Особенности расслоенного двухфазного потока в горизонтальной скважине // Каротажник. 2014. № 9 (243). С. 55-63.
8. Валиуллин Р.А., Рамазанов А.Ш., Хабиров Т.Р., Садретдинов А.А., Шако В.В., Сидорова М., Котляр Л., Федоров В.Н., Салимгареева Э.М. Интерпретация термодинамических исследований при испытании скважины на основе численного симулятора // Материалы SPE Российской нефтяной технологической конференции. М., 2015. SPE-176589-RU. DOI: 10.2118/176589-RU.
9. Валиуллин Р.А., Яруллин Р.К., Шарафутдинов Р.Ф., Садретдинов А.А. Современные технологии геофизических исследований действующих горизонтальных скважин, применяемые на месторождениях РФ // Нефть. Газ. Новации. 2014. № 2 (181). С. 21-25.

References

1. Valiullin R.A., Yarullin R.K., Lukyanov Yu.V., Miniakhmetov A.G., Adiev Ya.R., Shilov A.A. Opyt issledovaniya nizkodebitnykh gorizontaľnykh skvazhin na mestorozhdeniyakh OAO «ANK «Bashneft» [Experience of Study of Low Yield Horizontal Wells at Bashneft ANK OAO Deposits]. *Neftyanoe khozyaistvo - Oil Industry*, 2007, No. 4, pp. 62-65. [in Russian].
2. Yarullin R.K., Valiullin R.S., Valiullin M.S., Tikhonov I.N., Asmandiyarov R.N., Nazagalin E.R. Pervyi opyt geofizicheskikh issledovaniy protyazhennykh gorizontaľnykh skvazhin pri baipasirovaniy el-ektrotsentrobeznykh nasosov [The First Experience of Geophysical Studies in Long Horizontal Wells with Using ESP Bypass System]. *Neftyanoe khozyaistvo - Oil Industry*, 2015, No. 1, pp. 62-65. [in Russian].
3. Valiullin R.A., Yarullin R.K., Gordeev Ya.I., Maslov S.O. Osobennosti provedeniya promyslovo-geofizicheskikh issledovaniy deistvuyushchikh gorizontaľnykh skvazhin na Verkhnechonskom neftegazokondensatnom mestorozhdenii [Peculiarities of Field Geophysical Tests in Running Horizontal Wells of the Upper Chonskoe Oil and Gas Condensate Field]. *Karotazhnik - Karotazhnik*, 2012, No. 10 (220), pp. 12-29. [in Russian].
4. Kryuchatov D.N., Khalilov D.G., Savich A.D., Budnik D.A. Sovershenstvovanie tekhnologii geofizicheskikh issledovaniy gorizontaľnykh skvazhin [Improving Horizontal Well Logging Technologies]. *Karotazhnik - Karotazhnik*, 2016, No. 10 (268), pp. 16-29. [in Russian].
5. Yarullin A.R. Rezul'taty eksperimental'nykh issledovaniy dvukhfaznogo rassloennogo potoka v gorizontaľnom stvole skvazhiny so znakovremennoi traektoriei [The Results of Experimental Studies on a Two-Phase Flow Bundle in Horizontal Wells with a Variable-Sign Trajectory]. *Karotazhnik - Karotazhnik*, 2014, No. 9 (243), pp. 63-71. [in Russian].
6. Valiullin R., Yarullin R., Yarullin A., Shako V., Parshin A. Razrabotka kriteriev vydeleniya rabotayushchikh intervalov v nizkodebitnykh gorizontaľnykh skvazhinakh na osnove fizicheskogo eksperimenta i skvazhinnykh issledovaniy [Development of Inflow Profiling Criteria for Low-Rate Horizontal Wells on the Basis of Physical Laboratory Experiments and Field Studies]. *Materialy SPE Rossiiskoi neftegazovoi konferentsii i vystavki* [Materials of SPE Russian Oil and Gas Conference and Exhibition]. Moscow, Russia, 2010, SPE-136272-RU. DOI: 10.2118/136272-RU. [in Russian].
7. Khabirov T.R., Sharafutdinov R.F. Osobennosti rassloennogo dvukhfaznogo potoka v gorizontaľnoi skvazhine [Peculiarities of a Stratified Two-Fluid Flow in a Horizontal Well]. *Karotazhnik - Karotazhnik*, 2014, No. 9 (243), pp. 55-63. [in Russian].
8. Valiullin R.A., Ramazanov A.Sh., Khabirov T.R., Sadretidinov A.A., Shako V.V., Sidorova M., Kotlyar L., Fedorov V.N., Salimgareeva E.M. Interpretatsiya termogidrodinamicheskikh issledovaniy pri ispytanii skvazhiny na osnove chislennoy simuliyatora [Interpretation of Non-Isothermal Testing Data based on the Numerical Simulation]. *Materialy SPE Rossiiskoi neftyanoi tekhnologicheskoi konferentsii*

[Materials of SPE Russian Petroleum Technology Conference]. Moscow, Russia, 2015, SPE-176589-RU. DOI: 10.2118/176589-RU. [in Russian].

9. Valiullin R.A., Yarullin R.K., Sharafutdinov R.F., Sadretdinov A.A. Sovremennye tekhnologii geofizicheskikh issledovaniy deistvuyushchikh gorizontalnykh skvazhin, primenyaemye na mestorozhdeniyakh RF [Present-Day Procedures of Geophysical Studies Applied at the Russian Fields]. *Neft' Gaz. Novatsii - Oil. Gaz. Novation*, 2014, No. 2 (181), pp. 21-25. [in Russian].

Авторы

- Яруллин Рашид Камилевич, канд. физ.-мат. наук
Башкирский государственный университет
Директор Инновационного центра «Технопарк»
Российская Федерация, 450076, г. Уфа,
ул. Заки Валиди, 32
e-mail: rk@geotec.ru
- Яруллин Айрат Рашидович, канд. физ.-мат. наук
Башкирский государственный университет
Доцент кафедры геофизики
Российская Федерация, 450076, г. Уфа,
ул. Заки Валиди, 32
e-mail: Y_A_R@mail.ru
- Валиуллин Аскар Салаватович
ООО «ПКФ «ГИС Нефтесервис»
Директор
Российская Федерация, 450078, г. Уфа,
ул. Кирова, 52
e-mail: a.valiullin@gisns.ru
- Валиуллин Марат Салаватович
ООО «ПКФ «ГИС Нефтесервис»
Главный инженер
Российская Федерация, 450078, г. Уфа,
ул. Кирова, 52
e-mail: m.valiullin@gisns.ru
- Тихонов Иван Николаевич
ООО «ПКФ «ГИС Нефтесервис»
Главный геолог
Российская Федерация, 450078, г. Уфа,
ул. Кирова, 52
e-mail: i.tikhonov@gisns.ru

The Authors

- Yarullin Rashid K., Candidate of Physical and Mathematical Sciences
Bashkir State University
Director of Tekhnopark Innovation Center
32, Zaki Validi str., Ufa, 450076,
Russian Federation
e-mail: rk@geotec.ru
- Yarullin Airat R., Candidate of Physical and Mathematical Sciences
Bashkir State University
Assistant Professor of Geophysics Department
32, Zaki Validi str., Ufa, 450076,
Russian Federation
e-mail: Y_A_R@mail.ru
- Valiullin Askar S.
PKF GIS Nefteservis LLC
Director
52, Kirov str., Ufa, 450078, Russian Federation
e-mail: a.valiullin@gisns.ru
- Valiullin Marat S.
PKF GIS Nefteservis LLC
Chief Engineer
52, Kirov str., Ufa, 450078, Russian Federation
e-mail: m.valiullin@gisns.ru
- Tikhonov Ivan N.
PKF GIS Nefteservis LLC
Chief Geologist
52, Kirov str., Ufa, 450078, Russian Federation
e-mail: i.tikhonov@gisns.ru