

УДК 550.8.056

**АНАЛИЗ ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ
В РАБОТАЮЩЕЙ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ ГАЗОВОЙ СКВАЖИНЕ
УЧАСТКА 1А АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ
УРЕНГОЙСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**



**ANALYSIS OF FIELD AND GEOPHYSICAL RESEARCH
IN A PRODUCTION GAS WELL OF SECTION 1A
OF THE ACHIMOV DEPOSITS
OF THE URENGOY OIL AND GAS CONDENSATE FIELD**

Горпинченко Алексей Николаевич
заместитель генерального директора
по общим вопросам,
ООО «Газпром персонал»
проект «Ачим Девелопмент»
swengorr@yandex.ru

Gorpinchenko Alexey Nikolaevich
Deputy Chief Executive Officer
for General Affairs,
LLC «Gazprom personnel»,
Project «Achim Development»
swengorr@yandex.ru

Аннотация. Промыслово-геофизические работы занимают ведущую позицию среди методов комплексного наблюдения и контроля за процессом эксплуатации нефтегазоконденсатной залежи. С помощью геофизических методов можно произвести оценку энергетического состояния залежи, осуществить непосредственный контроль за изменением газодинамических связей пластов, а также разработать ряд мероприятий для достижения сбалансированности между максимальной конечной газоотдачей и минимальными экономическими затратами. Проводя регулярно такие работы на Уренгойском месторождении, можно осуществлять мониторинг внутреннего состояния залежи, решать технические и технологические проблемы скважин и, самое главное, на основе результатов геофизических исследований можно планировать дальнейшие оптимальные режимы выработки залежи.

Annotation. Field geophysical works occupy a leading position among the methods of integrated monitoring and control over the process of exploitation of oil and gas condensate deposits. With the help of geophysical methods, it is possible to assess the energy state of the deposit, to directly monitor the change in the gas-dynamic relations of the reservoirs, and also to develop a number of measures to achieve a balance between the maximum final gas recovery and minimum economic costs. Carrying out such work regularly on the Urengoy'skoye field, it is possible to monitor the internal state of the deposit, solve the technical and technological problems of wells, and, most importantly, based on the results of geophysical surveys, it is possible to plan further optimal reservoir development modes.

Ключевые слова: анализ результатов геофизических исследований; задачи геофизических исследований; физико-геологическая модель объекта исследования; выбор методов и обоснование геофизического комплекса; определение профиля притока работающих интервалов; определение дебита скважины и пластового давления; определение межпластовых перетоков; определение интервалов законных перетоков газа.

Keywords: analysis of the results of geophysical surveys; tasks of geophysical research; physical and geological model of the object of study; choice of methods and substantiation of the geophysical complex; determination of the inflow profile of operating intervals; determination of well flow rate and formation pressure; determination of interlayer flows; determination of behind-the-casing gas flow intervals.

Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение открыто в 1966 году и является самым крупным месторождением газа в России.

На этом месторождении в основном разрабатываются газовые залежи сеноманских, неокомских и ачимовских отложений. Последние играют очень важную роль, так как вышележащие пласты в настоящее время обводнены более чем на 60 % и имеют малую остаточную энергию пластов.

Ачимовские отложения представляют собой очень перспективные участки для разработки, но они имеют ряд недостатков:

- глубокое залегание (порядка 4000 м);
- большая плотность пород, соответственно малые коэффициенты пористости и проницаемости;
- аномально высокое пластовое давление.

В этой связи в данных интервалах проводится ГРП сразу же после ввода в эксплуатацию.

Правильный подход к эксплуатации месторождения, в особенности трудноизвлекаемых газоконденсатов и нефтей, даст возможность полноценной выработки уникальной залежи и позволит избежать ошибок, допущенных при разработке других крупных месторождений.

Важнейшую роль в определении оптимальных эксплуатационных режимов при выработке играет ГИС-контроль, который позволит оценить энергетическое состояние залежи, предотвратит её обводнение и решит множество проблем, возникающих в ходе эксплуатации.

Задачи геофизических исследований

Проведя анализ эффективности промыслово-геофизических исследований прошлых лет и принимая во внимание проблемы, связанные с разработкой ачимовских залежей Уренгойского месторождения, ставятся следующие задачи проектируемых работ:

- 1) определение профиля притока работающих интервалов;
- 2) определение дебита скважины и пластового давления;
- 3) определение межпластовых перетоков, который включает в себя уточнение конструкции скважины, определение интервалов заколонных перетоков газа и источников его попадания в заколонное пространство.

Первая и вторая задачи будут решаться с помощью измерений барометрии (манометрии), термометрии, термоанемометрии, механической расходомерии и влагометрии при регистрации параметров на разных эксплуатационных режимах и кратковременных остановках (до 12 часов).

Третья задача будет решаться благодаря следующим методам: локатору муфт, термометрии, шумометрии.

Обоснование выбора скважины № А4-2 участка 1А ачимовских отложений УНГКМ

Основанием выбора данной скважины для проектирования может служить периодичность исследований через каждые два года, а также особенности разработки ачимовских отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения, связанные с глубиной залегания данных отложений (порядка 4000 м) и соответственно с низкими показателями фильтрационно-емкостных свойств и сложными термобарическими условиями, что усложняет разработку самого месторождения и содержания скважин в рабочем состоянии.

Основная по запасам залежь данного месторождения расположена в сеноманских отложениях на глубине 1000-1200 м и на сегодняшний день она стремится к истощению.

На сегодняшний день более половины остаточных запасов Уренгойского месторождения – это газ, газоконденсат и нефть ачимовских залежей.

Правильный подход к эксплуатации месторождения, в особенности трудноизвлекаемых газоконденсатов и нефтей, даст возможность полноценной выработки уникальной залежи и позволит избежать ошибок, допущенных при разработке других крупных месторождений.

Выбор методов и обоснование геофизического комплекса

Выбор рационального объема методов для определения профиля притока, дебита работающих интервалов, пластового давления и межпластовых перетоков неоднороден и различен для разных скважин и месторождений.

На основании анализа результатов предыдущих исследований на данном участке и в данной скважине, применения отдельных промыслово-геофизических методов и их возможностей можно сделать решение в выборе комплекса методов, а именно:

- гамма-каротаж;
- магнитный локатор муфт;
- термометрия;

- барометрия;
- термоанемометрия;
- влагометрия;
- расходометрия;
- шумометрия.

Перед началом исследований в скважине проводится уточнение конструкции скважины (глубина воронки НКТ, пакерные устройства и др.) и отбивка забоя для определения текущей глубины скважины, т.к. со временем она может загрязняться. Данные процедуры проводят с помощью гамма-каротажа, термометрии, расходометрии и магнитного локатора муфт. При помощи ГК и локатора муфт отбивают забой, а при помощи термометра и расходомера определяют воронку НКТ, где скорость потока жидкости увеличивается, т.к. диаметр НКТ меньше, чем в эксплуатационной колонне.

Профиль притока и состав флюидов можно определить при помощи термометрии, термоанемометрии, расходометрии и влагомера. В зависимости от состава флюидов будет либо положительный (в случае с нефтью и водой), либо отрицательный термоградиент на диаграммах напротив работающих интервалов. Расходомер покажет, сколько условных единиц объёма жидкости поступает в скважину в каждом работающем интервале, а влагомер поможет определить состав поступающего флюида.

Дебит и пластовое давление интервалов определяется с помощью механического расходомера, термоанемометрии и манометрии (запись кривой КВД). Точный дебит невозможно определить только по механическому расходомеру, необходимо дополнительно проводить исследования с помощью термокондуктивного расходомера. Запись КВД покажет текущее давление пласта в данной скважине, что позволит построить карты изобар для данного пласта по всему месторождению и определить дальнейший план разработки.

Межпластовые перетоки относятся к техническому состоянию скважины, а именно цементному кольцу, либо самой колонны и определяются при помощи термометрии, шумометрии. Благодаря низкочастотному шумомеру можно определить движение флюидов в заколонном пространстве, а по термометрии наблюдать небольшие искажения термоградиента в остановленной скважине.

Данный комплекс методов необходим и достаточен для решения поставленных в проекте задач, а именно определение текущих профилей притока, дебита работающих интервалов и межпластовых перетоков.

В качестве физико-геологической модели исследования можно принять геофизические данные и диаграммы с предыдущих исследований в скважине № А4-2 участка 1А ачимовских отложений Уренгойского месторождения, т.к. данные материалы представляют собой наглядные примеры поведения различных кривых при определённых условиях.

Анализ проводился по геофизическим данным, полученным при исследованиях в уже работающей скважине. Информация по открытому стволу отсутствует.

В геологическом плане скважина, в которой проектируется комплекс ПГИ, типичная для Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения и соответствует стратиграфической колонке, которая приведена ниже.

Для эффективного проектирования исследований в эксплуатационной газовой скважине следует провести анализ результатов работ прошлых исследований и интерпретаций за 2018 и 2020 гг.

Проектируемые работы будут проводиться в скважине № А4-2 Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения. Необходимо определить профиль притока, дебит работающих интервалов, пластовое давление и межпластовые перетоки.

Исследования в 2018 году

Диаграммы исследований в скважине № А4-2 в 2018 году представлены на рисунках 1 и 2. Исследования выполнены стандартной аппаратурой СКАТ-К8-42 150/100 и регистрирующим комплексом «Геомак».

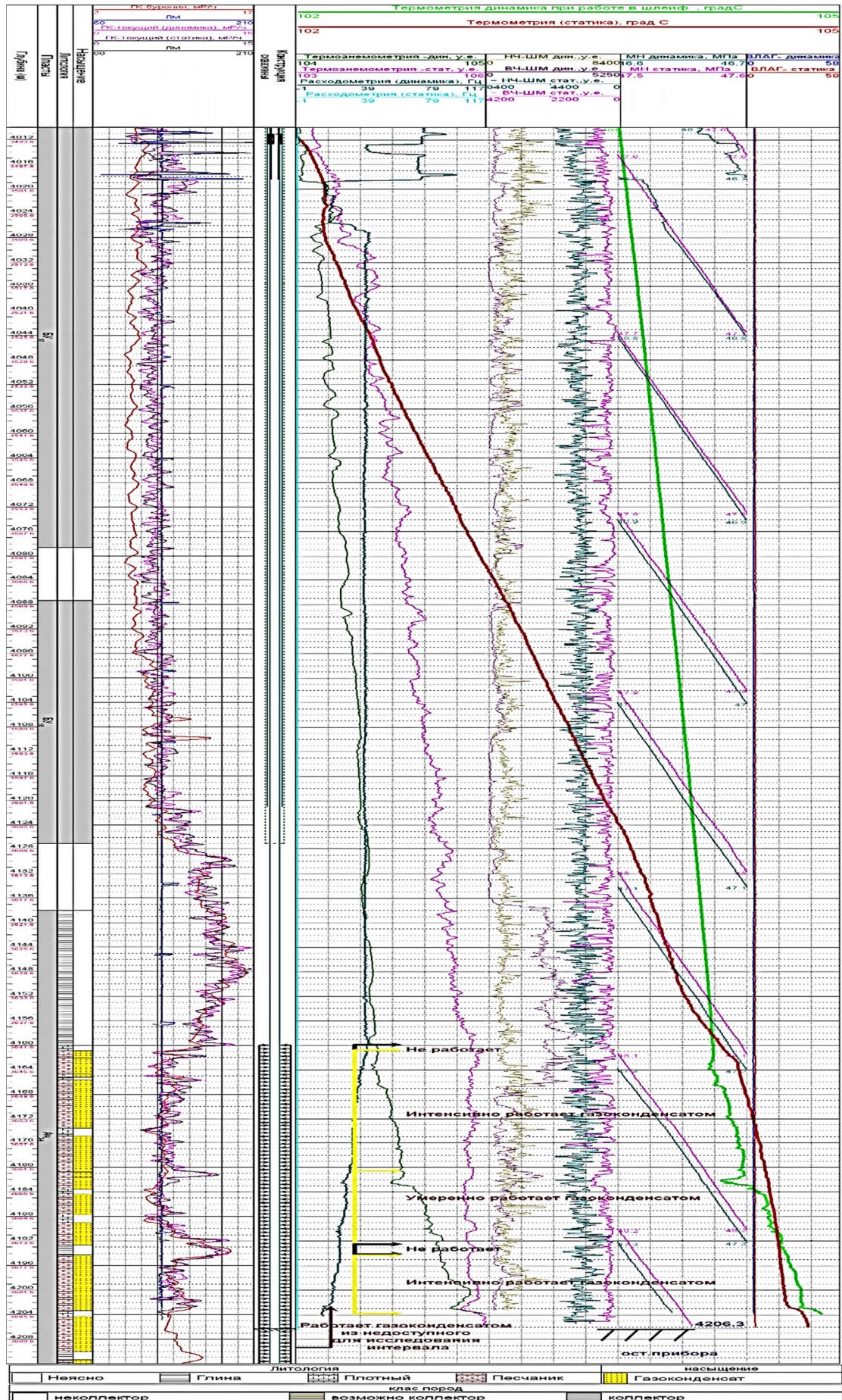


Рисунок 1 – Диаграмма ПГИ в скважине А4-2 в 2018 году

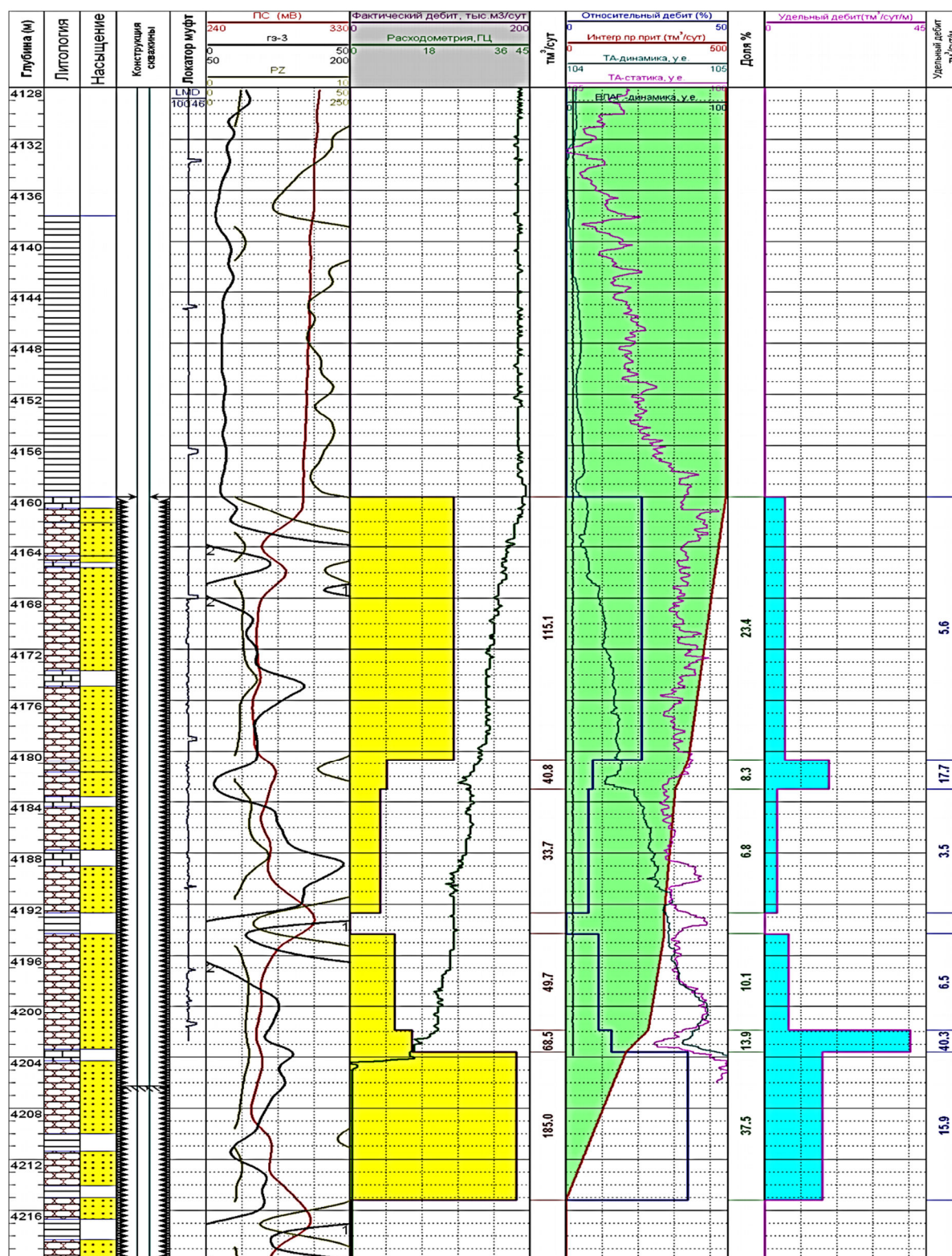


Рисунок 2 – Диаграмма расходомерии в скважине А4-2 в 2018 году

Вид исследований:

- ГК;
- локатор муфт;
- термометрия;
- манометрия;
- влагометрия;
- термоанемометрия;

- НЧ-ВЧ-Шумометрия;
- расходомерия.

Результаты исследования:

Максимальное прохождение приборов в динамике – 4204,0 м, в статике отмечается до глубины 4206,3 м, это видно по всем диаграммам ПГИ. Скорее всего, недоход прибора до забоя и до высокодебитного интервала связан с сильной загрязнённостью.

Башмак НКТ можно определить по данным ЛМ (локатор муфт) и диаграмме расходомера, в котором увеличатся показания, потому что скорость потока увеличивается при уменьшении диаметра трубы, он отмечается на глубине 4018,5 м.

Ствол скважины на всех режимах заполнен газоконденсатной смесью, потому что данные по притоку показывают уменьшение температуры (при притоке нефти или воды термоградиент увеличивается, а не уменьшается), а данные влагомера указывают на отсутствие воды.

По данным методов термометрии, термоанемометрии и механической расходомерии выделяются работающие интервалы, показанные в таблице 1.

Таблица 1 – Работающие интервалы

Интервал перфорации	Работающий интервал	Характеристика работающих интервалов	Дебит газа тыс. м ³ /сут. (%)
4160–4227	4160,0–4161,0	Не работает, сложен непроницаемыми породами (плотные)	
	4161,0–4180,7	Интенсивно работает газоконденсатом. Представлен в основном песчаником ($K_r = 15,9 - 18,1 \%$) с маломощными пропластками плотных пород в интервалах 4165,2–4165,6 м, 4173,7–4174,9 м	115,1 (23,4 %)
	4180,7–4192,7	Умеренно работает газоконденсатом. Представлен в основном песчаником ($K_r = 17,3 - 20,2 \%$) с пропластками плотных пород	74,5 (15,1 %)
	4192,7–4194,3	Не работает, сложен непроницаемыми породами (глины)	
	4194,3–4204,0	Интенсивно работает газоконденсатом, сложен песчаником ($K_r = 16,5 - 17,2 \%$) с пропластками глин и плотных пород	118,2 (25 %)
	По расхождению временных замеров термометрии отмечается работа перфорированных интервалов, недоступных для исследования (остановка прибора)		185,0 (37,5 %)

Суммарный дебит газа, рассчитанный по механической расходомерии выше башмака НКТ, составляет 492,8 тыс. м³/сут. при депрессии 30,79 атм.

По данным термометрии и термодобитометрии в остановленной скважине в интервале исследования межпластовых перетоков не отмечается, потому что показания в динамике и в статике не указывают на данный факт.

Пластовое давление, рассчитанное по стабильному участку восстановления КВД для глубины 4202,8 м, составило 50,42 МПа.

Исследования в 2020 году

Определение профиля притока, дебита работающих интервалов, пластового давления и межпластовых перетоков на скважине № А4-2 в 2020 году показаны на рисунках 3 и 4. Исследования выполнены тем же комплексом и той же аппаратурой.

Результаты исследования:

Как видно по всей диаграмме, остановка приборов отмечается на глубине 4281,4 м, это указывает на то, что разработчик провёл ряд мероприятий по очистке забоя скважины и улучшению отдачи нижних интервалов перфорации.

Ствол скважины заполнен газоконденсатной смесью и водой, потому что данные влагомера указывают на обводнённость в нижнем интервале перфорации, а также крутой угол градиента термометрии и его положительный знак в динамике показывает, что интервал работает газоконденсатом с водой.

При замере КВД забойное давление полностью не восстановлено. На последний час регистрации забойное давление составило 47,39 МПа (рис. 5).

Суммарный дебит газа, рассчитанный по механической расходомерии выше башмака НКТ, составляет 220 тыс. м³/сут. при депрессии 1,174 МПа. Межпластовых перетоков не отмечается.

Сравнительная схема исследований 2018 и 2020 годов представлена на рисунке 6.

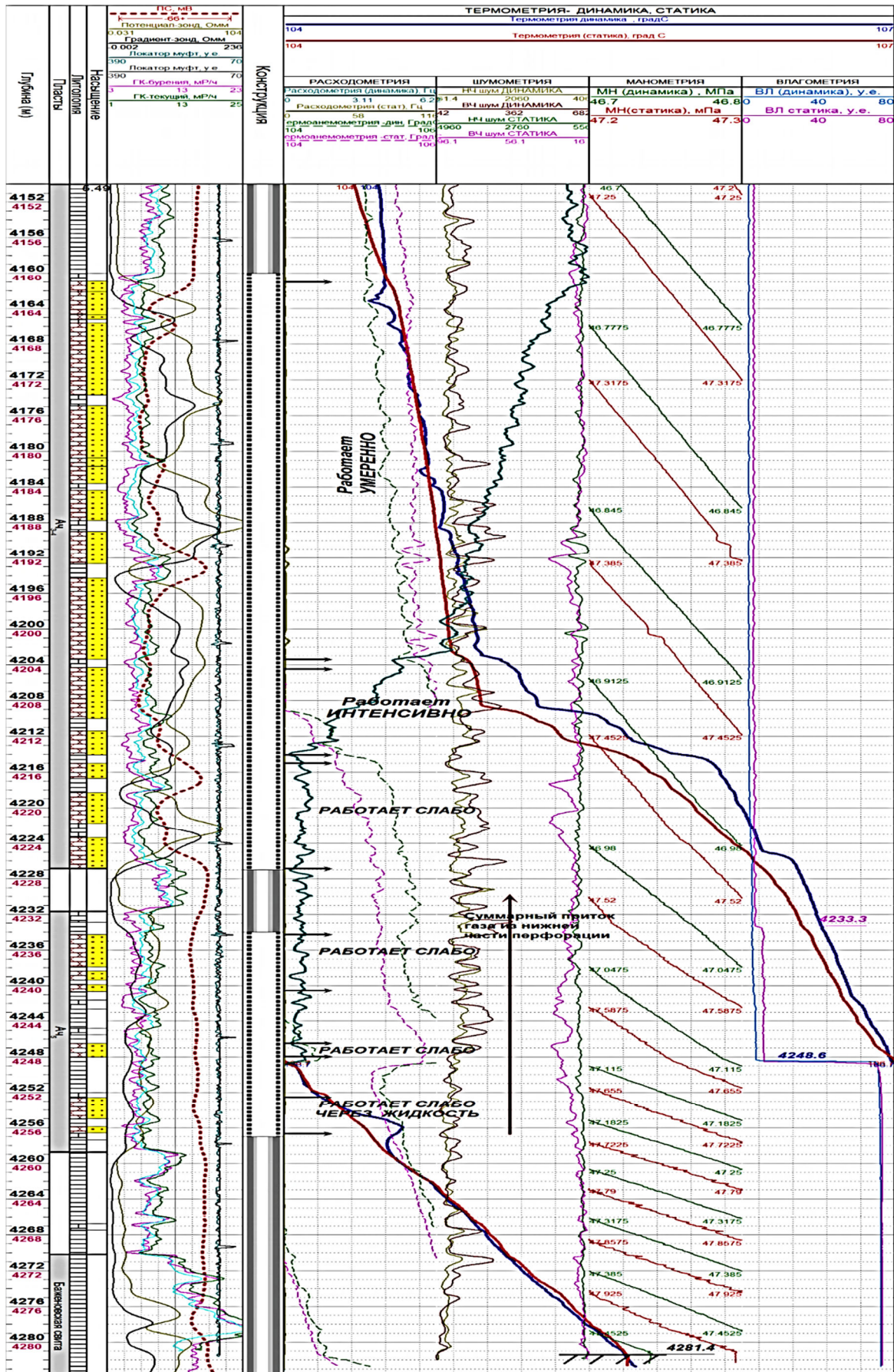
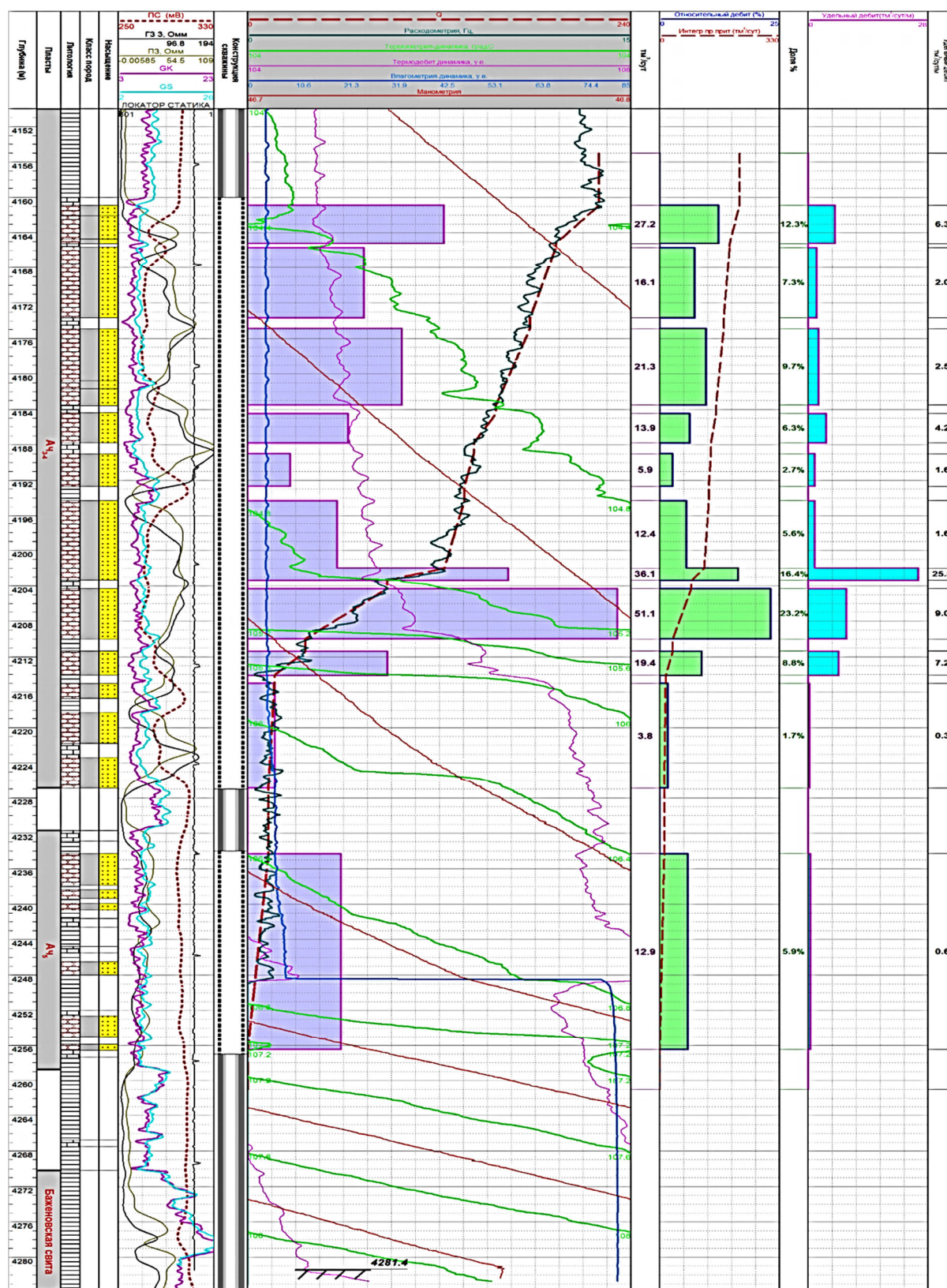


Рисунок 3 – Диаграмма ПГИ в скважине № А4-2 в 2020 году



Рисунки 4 – Диаграммы расходомерии в скважине № А4-2 в 2020 году

Сравнительный анализ:

По данным термометрии и расходомерии существенного изменения профиля притока (относительно предыдущих исследований) не отмечается, потому как прибавление нижнего интервала перфорации после очистки забоя не привело к существенному приросту самого профиля. Ввиду остановки приборов в предыдущих исследованиях на глубине 4206,3 м, сравнительный анализ строился только в доступном интер-

вале. Изменения устьевых и пластовых параметров (по давлению и температуре) показаны в таблице 2 и связаны с изменением пластового давления и создаваемой депрессией на пласт в режиме отбора.

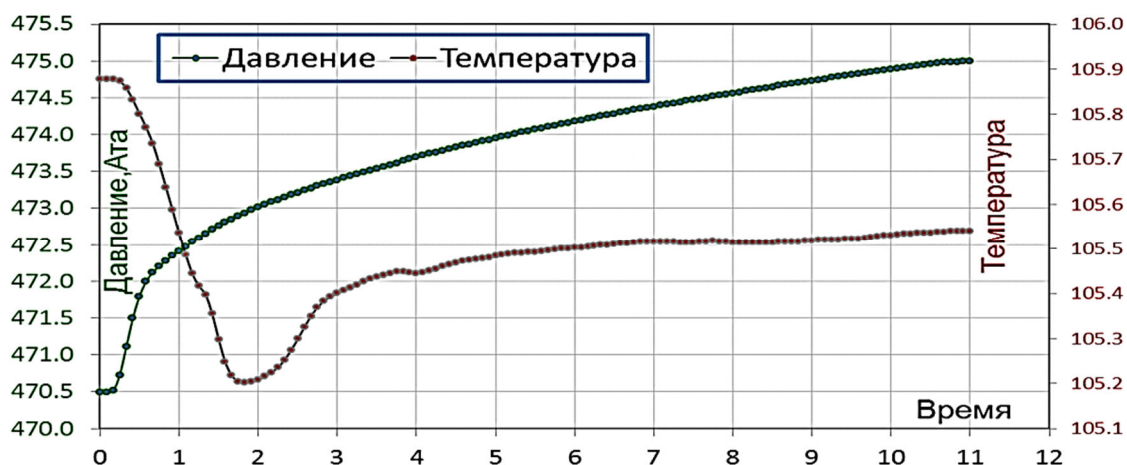


Рисунок 5 – Замер давления и температуры на глубине 4208,5 м

Таблица 2 – Сравнительная таблица газодинамических параметров

Показатели	Дата исследования	
	сентябрь 2018	август 2020
Динамика (работа в шлейф):		
буферное давление $P_{буф}$, МПа	32,72	34,02
забойное давление $P_{заб}$, МПа	47,34	46,92
забойная температура $T_{заб}$, °K / °C	377,77 / 104,77	378,12 / 105,12
ΔP , МПа	3,079	1,174
Q , тыс. м ³ /сут.	492,8	220,0
Статика:		
буферное давление $P_{буф}$, МПа	41,71	35,36
забойное давление $P_{заб}$, МПа	48,25	47,44
забойная температура $T_{заб}$, °K / °C	377,71 / 104,71	377,87 / 104,87
пластовое давление $P_{пл}$, МПа	50,417	48,094

Исходя из данных таблицы, можно сделать вывод, что суммарный дебит изменился из-за разницы депрессии в 3 раза, в 2018 году она была больше, а также стоит отметить тот факт, что пластовое давление за два года изменилось незначительно.

Проводя регулярно такие работы на Уренгойском месторождении, можно осуществлять мониторинг внутреннего состояния залежи, решать технические и технологические проблемы скважин и на основе результатов геофизических исследований можно планировать дальнейшие оптимальные режимы выработки залежи.

Методика проведения ГИС

Запись по проекту будет производиться при помощи станции «Кедр» и комплексного прибора СКАТ-К8-42.

Термометрия

Термометрия – метод, позволяющий получать результаты в интервалах, перекрытых насосно-компрессорными трубами (НКТ). Она необходима для определения как профиля притока, так и межпластовых перетоков эксплуатационной скважины. Масштаб записи 1:200, скорость записи 400 м/час.

В стационарном состоянии тепловое поле в стволе скважины характеризуется повышением температуры с увеличением глубины (в среднем 3 °C на 100 метров). Измерения температуры в добывающих скважинах в процессе их эксплуатации производятся в условиях нарушенного разработкой естественного состояния теплового поля и основаны на изменении температуры пластовой жидкости или газа при их поступлении в скважину за счёт появления дроссельного эффекта.

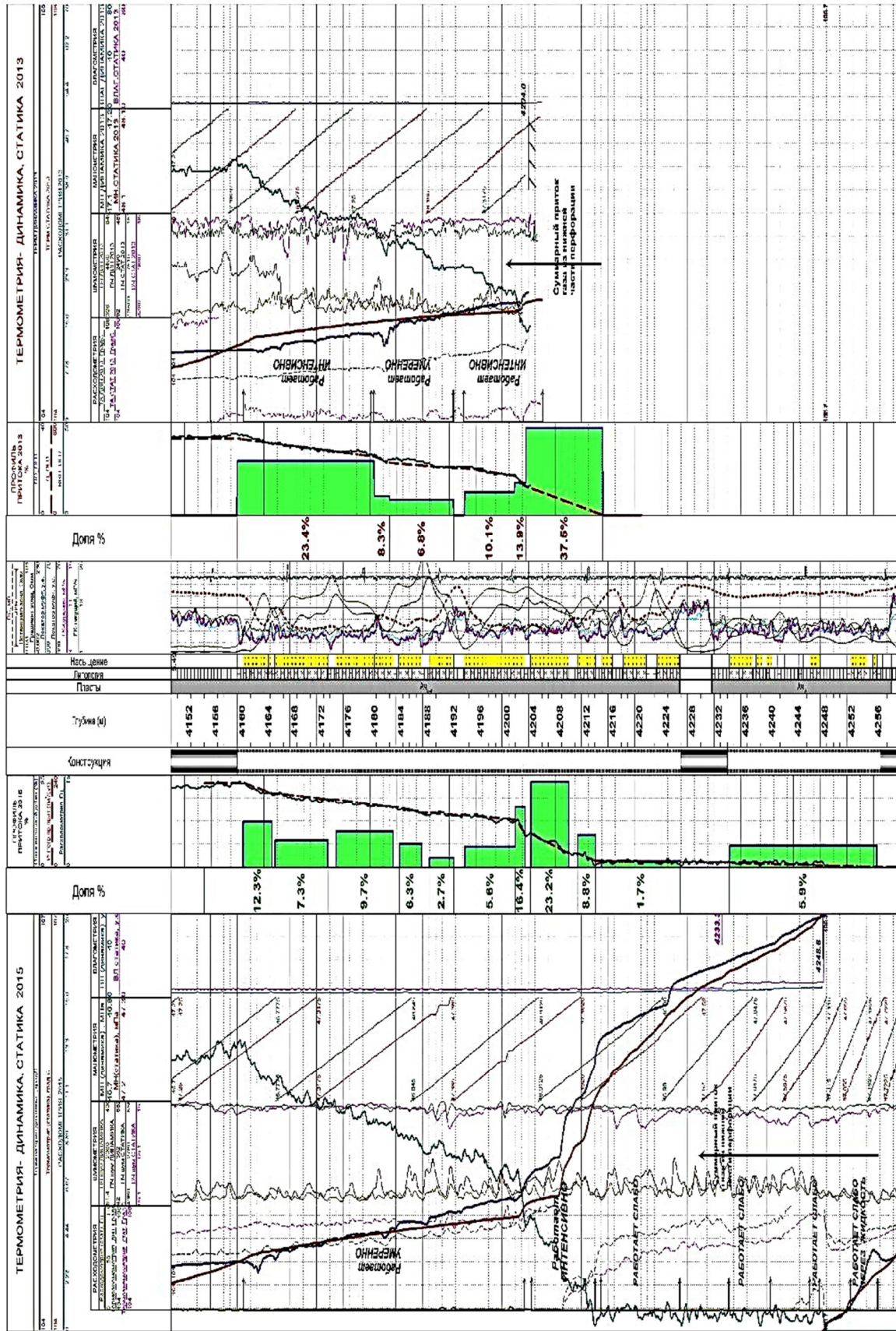


Рисунок 6 – Сравнительная схема диаграмм ПГИ в скважине А4-2 2018 и 2020 гг.

Термоанемометрия

Применяется для определения отдающих интервалов перфорированного интервала пласта. Масштаб записи по глубине 1:200, скорость записи 400 м/час.

В термокондуктивном индикаторе расхода чувствительным элементом служит резистор, нагреваемый электрическим током, степень охлаждения которого движущимся потоком зависит от скорости движения жидкости. Эти индикаторы расхода наиболее чувствительны к изменению состава потока (присутствию в потоке, помимо нефти, воды или газа). Для учёта характеристик потока, искажающих показания расходомеров, исследование скважин ими обычно производят в комплексе с измерениями приборами, фиксирующими состав и структуру жидкости в стволе скважины.

Манометрия

Применяется для изучения градиентов давления, которыми определяется скорость движения жидкости в пласте, а, следовательно, и темпы выработки запасов газа. Чем больше эти градиенты, тем выше энергетические показатели залежи. Масштаб записи 1:200, скорость записи 400 м/час.

Информация о давлении в залежи получается по результатам систематических измерений давления в скважинах. Анализ изменения давления по площади на определенную дату эксплуатации скважин позволяет судить об энергетическом состоянии залежи.

В эксплуатационных скважинах давление на глубине против середины работающей толщины пласта называется забойным давлением. При отсутствии отбора или нагнетания жидкости в пласт забойное давление называется пластовым давлением.

КВД

При переходе с динамического режима в статический прибор СКАТ-К8-42 устанавливают в середину зоны перфорации и производят временную регистрацию изменения давления и температуры после остановки скважины. Регистрация длится не менее 12 часов. Если после 12 часов остановки скважины давление и температура не установились, регистрацию продолжают до полного восстановления скважины или останавливают по согласованию с заказчиком.

Расходомерия

Используются расходомеры типа «Метан», с помощью которых проводят замеры в пределах интервала перфорации и в действующих скважинах, что позволяет выделить газоотдающие интервалы, распределение суммарного дебита по отдельным интервалам, выявить перетоки между перфорированными пластами по стволу скважины после её остановки. Масштаб записи по глубине 1:200, скорость регистрации 400 м/час.

Шумометрия

Движение газа в стволе скважины, а также его заколонное проявление на качественном уровне оцениваются исследованиями методом шумометрии. Применяется низкочастотная и высокочастотная шумометрия. Масштаб записи 1:200, скорость записи 400 м/час.

Влагометрия

Метод используется для исследования состава флюидов в стволе скважины по величине их диэлектрической проницаемости. Масштаб записи 1:200, скорость записи 400 м/час.

Принцип измерения основан на различии величин диэлектрической проницаемости воды и газа. Известно, что диэлектрическая проницаемость воды изменяется от 50 до 80, газа равна 1, что позволяет разделять эти среды и оценивать их содержание в смеси.

Конструкция прибора представляет собой измерительный RC-генератор, в колебательный контур которого включен измерительный проточный конденсатор. Между обкладками конденсатора проходит газ или вода, водонефтяная смесь.

Магнитный локатор муфт

Применяется для привязки диаграмм ПГИ по глубинам. Масштаб записи 1:200, скорость записи 400 м/час.

Гамма-каротаж

Используется также для привязки диаграмм и определения забоя. Забой определяется при сопоставлении кривой ГК в открытом стволе, которая была записана во время бурения и текущей кривой. Масштаб записи 1:400, скорость записи 600 м/час.

Интерпретация геофизических данных

Перед началом интерпретации следует привязать кривую по глубинам, используя локатор муфт и ГК.

Определение профиля притока и дебита скважины осуществляется следующими методами: термометрия, механический и термокондуктивный расходомеры, влагометрия.

Сначала определяется сам профиль притока, оценивается дебит каждого интервала перфорации, насыщение флюида, поступающего в скважину. Для этих целей применяется все вышеперечисленные методы. Затем определяется суммарный дебит скважины, он измеряется выше воронки НКТ, чтобы увеличить мощность потока, проходящего через турбинку механического расходомера, т.к. диаметр НКТ намного меньше диаметра эксплуатационной колонны.

Определение межпластовых перетоков осуществляется шумометрией, термометрией.

Межпластовые перетоки выявляются при сравнении кривых термометрии в работающей и остановленной скважине. Во время работы скважины перетоки сложно заметить, потому что температурный градиент уравнивается при движении флюидов. Когда останавливают скважину, можно проследить интервальные перетоки жидкости за колонной, т.к. во время остановки идеальной, с технической точки зрения, скважины мы будем наблюдать только геотермический градиент, увеличивающийся с глубиной на одинаковую величину, и аномалии связанные с перфорированными участками колонны. При наличии межпластовых перетоков в этот момент, будут появляться аномальные отклонения от геотермического градиента в зависимости от типа флюида и его направления течения.

Газовые и газоконденсатные притоки дают отрицательные аномалии на кривой термометрии, соответственно и при перетоках они будут давать отрицательные отклонения.

Для определения пластового давления используется кривая восстановления давления.

Специальное исследование

Промыслово-геофизические исследования включают в себя не только определение эксплуатационных характеристик, но также и её техническое состояние.

Для того чтобы прогнозировать на раннем этапе нарушения технического состояния НКТ и эксплуатационной колонны применяются магнитоимпульсная дефектоскопия, электромагнитная дефектоскопия и скважинный акустический телевизор. В данной главе подробнее будет рассказано о магнитоимпульсной дефектоскопии (МИД).

Данный метод основан на изучении вихревого электромагнитного поля, возбуждённого генераторной катушкой. Характеристики этого поля зависят от электромагнитных свойств (удельная электрическая проводимость и магнитная проницаемость) колонн, толщины их стенок, диаметра колонн, а также от устройства применяемого зонда.

Проведение магнитоимпульсной дефектоскопии не требует специальных подготовительных мероприятий на скважине, так как возможности метода позволяют исследовать до трех колонн одновременно, что является экономически выгодным. Для регистрации сигнала достаточно провести один спуск-подъём аппаратуры.

Прибор МИД-К предназначен для обследования одновременно двух, в ряде случаев трёх колонн, а именно: НКТ, эксплуатационные и технические колонны. Данный дефектоскоп работает на одножильном кабеле с быстродействующей телеметрии для передачи сигналов из скважины к наземному регистратору. Выходными параметрами являются данные диаметра колонн, с указанием зон дефектов и зон коррозии, а также толщины стенок колонн. МИД-К – комплексный прибор, состоящий из датчиков

дефектоскопа, толщины, температуры и канала ГК. Данный прибор в большинстве случаев достоверно определяет дефекты в НКТ, подземном оборудовании и эксплуатационной колонне, вызванные механическими и коррозионными повреждениями.

Интерпретация результатов магнитоимпульсной дефектоскопии включает четыре основных этапа:

- 1) качественная интерпретация первичных записей;
- 2) количественное определение толщины стенок первой и второй колонн с помощью комплексов программ обработки;
- 3) комплексная интерпретация данных магнитоимпульсной дефектоскопии и других каротажных методов изучения колонн;
- 4) описание выявленных дефектов колонн, составление заключения о техническом состоянии НКТ и эксплуатационной колонны (или эксплуатационной колонны и технической колонны при отсутствии НКТ).

Для проведения качественной предварительной интерпретации первичные записи выводятся на экран монитора посредством просмотревых программ.

Просмотр дефектограмм выполняется с целью оценки качества первичного материала, выявления аномальных зон, связанных с сильной намагниченностью колонн, составляющих колонну, выявления конструктивных особенностей строения скважины (наличие башмаков колонн, отбивка муфт первой и второй колонн), проявления зон перфорации, если они имеются, или крупных дефектов в виде снижения регистрируемого сигнала. При хорошем качестве колонн исходные дефектограммы имеют ровный ход во всем интервале исследования, муфты отбиваются равномерно и отмечаются резким увеличением сигнала. Муфты первой (внутренней) колонны наиболее ярко проявляются на дефектограммах, зарегистрированных на ранних временах, муфты второй (внешней) колонны – на поздних временах.

Обсадные колонны иногда имеют сильную остаточную намагниченность, которая отражается на результатах дефектоскопии. Сильная остаточная намагниченность колонн проявляется в виде резких колебательных аномалий разных знаков внутри секции, причём чаще положительные аномалии по амплитуде больше, чем отрицательные. Аномалии при сильной намагниченности проявляются на всех временах, причём амплитуда сигнала на поздних временах выше, чем на ранних. Возможен эффект как по всей колонне, так и в ряде отдельных секций. При сильной намагниченности погрешность измерения толщин стенок колонн достигает в первой колонне до 0,5 мм, в двухколонной конструкции до 1,5 мм для второй колонны.

Дефекты отмечаются уменьшением сигнала, сокращением переходного процесса. Например, растрескивание колонн в интервале перфорации может вызвать сильную аномалию, аналогичную уменьшению толщины на несколько миллиметров.

Крупные продольные трещины обычно проявляются сильным дефектом, несимметричным по окружности, относящейся к какой-то определённой стороне стенки колонны. Несимметричность дефекта по окружности может быть подтверждена контрольной регистрацией этого же интервала исследования.

Иногда наблюдается периодичность в изменении толщин секций на каком-то участке. Такая периодичность неоднократно упоминается в литературе и обычно связана с износом колонн бурильными колоннами.

При просмотре дефектограмм предварительно отмечают:

- зоны муфтовых соединений первой колонны (лучше видны на ранних и средних временах);
- зоны муфтовых соединений второй колонны (видны на поздних временах);
- глубины расположения основных конструктивных элементов скважины («башмак» третьей колонны, телескопические соединения, клапаны различного назначения, пакеры, центраторы колонн, например, фонарного типа);
- интервалы с возможными дефектами колонн.

На данном этапе также оценивается, к какой именно колонне относится тот или иной дефект, для чего сопоставляются амплитуды сигналов, полученные на ранних и поздних временах задержек. В том случае, если аномальная зона достигает наибольшей амплитуды на ранних временах, и с увеличением времени задержки её амплитуда

практически не изменяется, можно сделать предварительное заключение о принадлежности дефекта к ближней исследуемой колонне.

В ином случае, когда аномалия не проявляется на ранних, а на поздних временах достигает значительной амплитуды сигнала, дефект должен быть предварительно отнесён ко второй колонне.

Полученная таким образом только на основании первичных материалов информация детально сопоставляется с данными технологических и геологических служб заказчика с учётом возможных невязок каротажных диаграмм по глубине.

Вход в каждую колонну отмечается резким повышением общего уровня записи каротажных диаграмм на поздних временах от отмеченной глубины до устья скважины. Причём аналогично отмечаются «башмаки» как второй, так и третьей колонн.

Подземное оборудование из немагнитных материалов (клапаны, ниппели, пакеры и т.п.) отмечаются контрастным снижением уровня записи в пределах выделенного интервала, а также резко изменяющейся амплитудой сигнала. На диаграммах такое оборудование от истинных дефектов отличается наличием муфтовых соединений, ограничивающих аномалию, а также несколько угловатой формой кривых.

После выделения ряда аномальных зон, вызванных конструктивными элементами скважины, внимание должно быть нацелено на аномалии, предположительно связанные с дефектами в колоннах.

Большие ложные аномалии могут создавать зоны локального намагничивания колонн, обусловленные различными факторами технического характера. Такого рода зоны, как правило, отмечаются операторами ещё при просмотре первичного материала. Обычно намагниченность выражается повышением сигнала на протяжении секции в виде сглаженных пиков, (например, двух симметричных, если при монтаже применялись электромагнитные захваты), рекомендуется для отбраковки и устранения этих помех проводить контрольные записи на скорости, вдвое уменьшенной по отношению к основной. При этом аномалии, вызванные зонами локального намагничивания, резко изменятся по амплитуде (при уменьшении скорости – уменьшается амплитуда) в отличие от аномалий, обусловленных дефектами, амплитуда которых не изменится. Подобные интервалы колонн могут создать большие сложности, когда необходимо детально определить толщину стенок первой или второй колонн. В таких случаях можно рекомендовать снижение скорости записи при каротаже до минимально возможной в пределах данного интервала.

Основные возможные нарушения, диагностируемые аппаратурой магнитоимпульсной дефектоскопии МИД-К в первой (внутренней) колонне:

- участки активной коррозии;
- сквозные трещины от 7,5 см и более по вертикали.

Во второй (внешней) колонне, через НКТ:

- участки активной коррозии;
- сквозные трещины от 15–20 см и более по вертикали.

Участки коррозии отмечаются на кривых как зоны локального понижения сигнала, приуроченные к той или иной колонне. Дефектограммы в интервалах с наличием коррозии становятся более изрезанными, чем на незатронутых коррозией. Стоит учесть, что при сопоставлении данных магнитоимпульсного дефектоскопа и материалов других методов ГИС зоны коррозии, как правило, возникают в местах какого-либо раннего механического воздействия на колонны либо в местах, близких к негерметичным муфтовым соединениям. Снижение интегральной толщины первой колонны часто выявляется в зоне перфорации второй колонны (очевидно, за счёт более активной динамики флюидов). От коррозии следует дифференцировать секции с толщинами стенок, не соответствующими номинальным. Эти секции обычно резко отличаются от смежных с ними, но на графике выглядят достаточно гладко, а снижение толщины строго ограничено муфтами.

Сквозные трещины, нарушения сплошности колонны на диаграммах выделяются как интервалы резкого понижения уровня сигнала, отмечающиеся на всех временных задержках. Подобные аномалии могут определять зоны кумулятивной перфорации, при которой нередко происходит растрескивание колонны в месте удара, но это

происходит далеко не всегда, и метод не может быть рекомендован в качестве средства контроля интервала кумулятивной перфорации и, тем более, сверлящей перфорации.

Количественное определение толщины стенок первой и второй колонн производится с помощью комплекса программ обработки данных «МИД-колор», «Геопоиск», «Devize», «Соната» по разработанным алгоритмам.

В отличие от программ предыдущего поколения, где оператор вручную корректировал результаты расчёта, в данных программах оператор работает с математической моделью скважины. Тем самым снижается сложность работы оператора и одновременно повышается скорость и качество его работы. Оператор может корректировать модель, одновременно просматривая интересующие его участки скважины.

Этим достигаются два очень важных результата:

1. Воспроизводимость. Интерпретация материала воспроизводима, так как другой оператор сможет, используя те же параметры, получить в точности тот же результат.

2. Достоверность. Так как оператор не может напрямую изменять результирующий файл, дефект колонны не может быть пропущен либо случайно «заглажен» во время ручной корректировки.

Количественный расчёт производится по формулам, в которых учтены переходные процессы в коаксиально-цилиндрических средах в зависимости от диаметров, номинальных толщин и магнитной проницаемости стенок колонн.

Для количественного определения толщины первой колонны используются ранние и средние времена, второй – ранние и поздние. Установки записи для приборов подобраны на основе испытаний на различных моделях.

Комплексная интерпретация данных магнитоимпульсной дефектоскопии производится с обязательным учётом всей имеющейся информации по техническому состоянию скважины, в том числе, полученных при проведении обследований в прошлые годы. Информация подлежит анализу независимо от качества как первичного, так и обработанного материала. Особенно следует принять во внимание данные методов, входящих в обязательный комплекс ГИС-контроль (определение профиля притока, дебита, АКЦ, термометрия, НК), а также материалы по истории эксплуатации скважины.

Заключение по техническому состоянию скважины по материалам электромагнитной дефектоскопии выдается интерпретатором на основании комплексного анализа кривых толщины по первой и второй колоннам (в мм) и данных других методов ГИС. При этом отдельно даётся информация по наличию дефектов в обеих колоннах, местоположению тех или иных конструктивных элементов скважины.

В настоящее время стали всё чаще применяться модификации магнитоимпульсных дефектоскопов со встроенными каналами гамма-каротажа и термометра. Гамма-каротаж служит для более точной привязки диаграмм МИДа, а термометр помогает быстрее отбраковать данные с действительным дефектом от зон локальной аномальной намагниченности, которая могла возникнуть в процессе строительства скважины, также у прибора МИД есть свойство завышать или занижать реальные значения при увеличении температуры, такая погрешность может достигать до 2 мм. Таким образом, можно проследить связано ли изменение показаний намагниченности с изменением свойств колонны или же с влиянием на него температуры.

Литература

1. Исследование влияния геолого-технических факторов на производительность горизонтальных газовых и газоконденсатных скважин / К.С. Басниев, З.С. Алиев, С.Л. Критская, К.Л. Грдзелова, М.Г. Жариков, Н.Х. Яхудина. – М. : ИРЦ «Газпром», 1998. – 44 с.
2. Вяхирев Р.И. Разработка и эксплуатация газовых месторождений / Р.И. Вяхирев, А.И. Гриценко, Р.М. Тер-Саркисов. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – 880 с.
3. Климов В.В. Основы геофизических исследований при строительстве и эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях : учеб. пособие / В.В. Климов, О.В. Савенок, Н.М. Лешкович. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2016. – 274 с.

4. Косков В.Н. Комплексная оценка состояния и работы нефтяных скважин промыслово-геофизическими методами : учеб. пособие / В.Н. Косков, Б.В. Косков, И.Р. Юшков. – Пермь : Издательство Пермского государственного технического университета, 2010. – 226 с.
5. Кременецкий М.И. Гидродинамические и промыслово-технологические исследования скважин : учеб. пособие / М.И. Кременецкий, А.И. Ипатов. – М. : МАКС Пресс, 2008. – 476 с.
6. Ладенко А.А. Геофизические исследования скважин на нефтегазовых месторождениях : учеб. пособие / А.А. Ладенко, О.В. Савенок. – М. : Издательство «Инфра-Инженерия», 2021. – 260 с.
7. Геофизические исследования и работы в скважинах : учеб. пособие / В.В. Попов, А.Я. Третьяк, О.В. Савенок, Г.В. Кусов, В.В. Швец. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2017. – 326 с.
8. Савенок О.В. Интерпретация результатов гидродинамических исследований : учеб. пособие / О.В. Савенок, А.С. Арутюнян, С.В. Шальская. – Краснодар : Издательство ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2017. – 203 с.
9. Руководство по эксплуатации аппаратуры комплексного технического контроля скважин и скважинного оборудования СКАТ-К8-38-150/100.
10. Андреева Е.Е. О возможных причинах несовпадения данных бурения и сейсмостроений / Е.Е. Андреева, А.Г. Баранова, С.Е. Валеева // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 1. – С. 30–33.
11. Гаделева Д.Д. Обоснование коэффициента нефтегазонасыщенности пластов-коллекторов / Д.Д. Гаделева, Г.Р. Вахитова // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 1. – С. 47–50.
12. Анализ геологических зональных закономерностей строения ачимовских комплексов / А.Н. Горпинченко, Н.Х. Жарикова, О.В. Савенок // Новейшие технологии освоения месторождений углеводородного сырья и обеспечение безопасности экосистем Каспийского шельфа: материалы XIII Международной научно-практической конференции (12–13 октября 2022 года, г. Астрахань). – Астрахань : Астраханский государственный технический университет, 2022. – С. 312–317.
13. Горпинченко А.Н. Перспективы нефтегазонасыщенности ачимовских отложений Западной Сибири и основные направления поисковых работ / А.Н. Горпинченко, Н.Х. Жарикова, О.В. Савенок // Новейшие технологии освоения месторождений углеводородного сырья и обеспечение безопасности экосистем Каспийского шельфа: материалы XIII Международной научно-практической конференции (12–13 октября 2022 года, г. Астрахань). – Астрахань : Астраханский государственный технический университет, 2022. – С. 317–321.
14. Григулецкий В.Г. Повышение эффективности цементирования обсадных колонн газовых скважин (на примере Песцовой площади Уренгойского месторождения) / В.Г. Григулецкий, В.И. Петреску // Нефть, газ и бизнес. – 2008. – № 1. – С. 8–23.
15. Григулецкий В.Г. Повышение эффективности цементирования обсадных колонн газовых скважин Песцовой площади Уренгойского месторождения (часть I) / В.Г. Григулецкий, В.И. Петреску // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2008. – № 1. – С. 40–50.
16. Григулецкий В.Г. Повышение эффективности цементирования обсадных колонн газовых скважин песцовой площади Уренгойского месторождения (часть II) / В.Г. Григулецкий, В.И. Петреску // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2008. – № 2. – С. 43–49.
17. Дюдьбина А.А. Поиск пропущенных продуктивных коллекторов на основе уточнения петрофизической модели / А.А. Дюдьбина, Г.Р. Вахитова // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 1. – С. 67–70.
18. Екименко А.В. Прогнозирование коллекторских свойств с использованием куба акустического импеданса / А.В. Екименко // Записки Горного института. – 2009. – Т. 183. – С. 235–237.
19. Жарикова Н.Х. Анализ природы и механизма возникновения anomalно высоких пластовых давлений и закономерности распространения толщ с АВПД на примере Западно-Сибирской нефтегазонасыщенной провинции / Н.Х. Жарикова, А.Н. Горпинченко // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). 2022. – № 2. – С. 87–103.
20. Жарикова Н.Х. Особенности геологического строения ачимовских отложений на примере Приобского нефтяного месторождения / Н.Х. Жарикова, А.Н. Горпинченко // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2022. – № 2. – С. 104–121.
21. Жданеев О.В. Метрологическое обеспечение аппаратуры для геофизических исследований / О.В. Жданеев, А.В. Зайцев, В.М. Лобанков // Записки Горного института. – 2020. – Т. 246. – № 6. – С. 667-677.
22. Загребин Е.Л. Геофизические методы контроля разработки на участке Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (ЯМАО) / Е.Л. Загребин; Науч. рук. А.А. Лукин // Нацио-

- нальный исследовательский Томский политехнический университет; Институт природных ресурсов; Кафедра геофизики. – Томск, 2017.
23. Искендеров М.М. Оценка петрофизических параметров коллекторов с учётом их литологической типизации / М.М. Искендеров // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 1. – С. 107–110.
 24. Климов В.В. Повышение достоверности геофизических методов в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах / В.В. Климов, О.В. Савенок, Н.М. Лешкович // Инженер-нефтяник. – 2017. – № 3. – С. 33–38.
 25. Техника и технология геофизических методов исследования горизонтальных скважин на Фёдоровском нефтегазовом месторождении / Д.С. Панцарников, А.С. Арутюнян, Е.О. Петрушин, О.В. Савенок // Нефть. Газ. Новации. – 2016. – № 2. – С. 42–45.
 26. Петрушин Е.О. Проведение комплекса геофизических работ в скважинах Ямбургского газоконденсатного месторождения / Е.О. Петрушин, А.С. Арутюнян // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 1. – С. 173–180.

References

1. Study of the influence of geological and technical factors on the productivity of horizontal gas and gas condensate wells / K.S. Basniev, Z.S. Aliev, S.L. Kritskaya, K.L. Grdzelova, M.G. Zharikov, N.Kh. Yahudin. – M. : IRTs «Gazprom», 1998. – 44 p.
2. Vyakhirev R.I. Development and operation of gas fields / R.I. Vyakhirev, A.I. Gritsenko, R.M. Ter-Sarkisov. – M. : ООО «Nedra-Business Center», 2002. – 880 p.
3. Klimov V.V. Fundamentals of geophysical research in the construction and operation of wells in oil and gas fields : tutorial / V.V. Klimov, O.V. Savenok, N.M. Leshkovich. – Krasnodar : LLC «Publishing House – South», 2016. – 274 p.
4. Koskov V.N. Comprehensive assessment of the condition and operation of oil wells by field-geophysical methods : tutorial / V.N. Koskov, B.V. Koskov, I.R. Yushkov. – Perm : Publishing House of Perm State Technical University, 2010. – 226 p.
5. Kremenetsky M.I. Hydrodynamic and field-technological studies of wells : textbook / M.I. Kremenetsky, A.I. Ipatov. – M. : MAKS Press, 2008. – 476 p.
6. Ladenko A.A. Geophysical studies of wells in oil and gas fields : textbook / A.A. Ladenko, O.V. Savenok. – M. : Publishing House «Infra-Engineering», 2021. – 260 p.
7. Geophysical research and work in wells : textbook / V.V. Popov, A.Ya. Tretyak, O.V. Savenok, G.V. Kusov, V.V. Shvets. – Novocherkassk : Lik Publishing House, 2017. – 326 p.
8. Savenok O.V. Interpretation of the results of hydrodynamic studies : textbook / O.V. Savenok, A.S. Harutyunyan, S.V. Shalskaya. – Krasnodar: Publishing house of FGBOU VO «KubGTU», 2017. – 203 p.
9. Manual for the operation of equipment for complex technical control of wells and downhole equipment SKAT-K8-38-150/100.
10. Andreeva E.E. On the possible reasons for the discrepancy between drilling and seismic data / E.E. Andreeva, A.G. Baranova, S.E. Valeeva // Bulatov Readings. – 2017. – Vol. 1. – P. 30–33.
11. Gadeleva D.D. Substantiation of the coefficient of oil and gas saturation of reservoirs / D.D. Gadeleva, G.R. Vakhitova // Bulatov readings. – 2017. – Vol. 1. – P. 47–50.
12. Analysis of the geological zonal patterns of the structure of the Achimov complexes / A.N. Gorpichenko, N.Kh. Zharikova, O.V. Savenok // The latest technologies for the development of hydrocarbon deposits and ensuring the safety of the ecosystems of the Caspian shelf: materials of the XIII International Scientific and Practical Conference (October 12–13, 2022, Astrakhan). - Astrakhan: Astrakhan State Technical University, 2022. – P. 312–317.
13. Gorpichenko A.N. Prospects for the oil and gas potential of the Achimov deposits of Western Siberia and the main directions of prospecting / A.N. Gorpichenko, N.Kh. Zharikova, O.V. Savenok // The latest technologies for the development of hydrocarbon deposits and ensuring the safety of the ecosystems of the Caspian shelf: materials of the XIII International Scientific and Practical Conference (October 12–13, 2022, Astrakhan). – Astrakhan : Astrakhan State Technical University, 2022. – P. 317–321.
14. Griguletsky V.G. Improving the efficiency of cementing casing strings of gas wells (on the example of the Pestsovaya area of the Urengoy field) / V.G. Griguletsky, V.I. Petrescu // Oil, gas and business. – 2008. – № 1. – P. 8–23.
15. Griguletsky V.G. Improving the efficiency of cementing casing strings of gas wells in the Pestsovaya area of the Urengoy field (part I) / V.G. Griguletsky, V.I. Petrescu // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2008. – № 1. – P. 40–50.
16. Griguletsky V.G. Improving the efficiency of cementing casing strings of gas wells in the polar fox area of the Urengoy field (part II) / V.G. Griguletsky, V.I. Petrescu // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2008. – № 2. – P. 43–49.

17. Dyudbina A.A. Search for missing productive reservoirs based on refinement of the petrophysical model / A.A. Dyudbin, G.R. Vakhitova // *Bulatov readings*. – 2019. – Vol. 1. – P. 67–70
18. Ekimenko A.V. Prediction of reservoir properties using the cube of acoustic impedance / A.V. Ekimenko // *Notes of the Mining Institute*. – 2009. – Vol. 1. – P. 235–237.
19. Zharikova N.Kh. Analysis of the nature and mechanism of the occurrence of abnormally high reservoir pressures and patterns of distribution of strata with AHFP on the example of the West Siberian oil and gas province / N.Kh. Zharikova, A.N. Gorpichenko // *Science. Technique. Technologies (polytechnic bulletin)*. 2022. – № 2. – P. 87–103.
20. Zharikova N.Kh. Features of the geological structure of the Achimov deposits on the example of the Priobskoye oil field / N.Kh. Zharikova, A.N. Gorpichenko // *Science. Technique. Technologies (polytechnic bulletin)*. – 2022. – № 2. – P. 104–121.
21. Zhdaneev O.V. Metrological support of equipment for geophysical research / O.V. Zhdaneev, A.V. Zaitsev, V.M. Lobankov // *Notes of the Mining Institute*. – 2020. – Vol. 246. – № 6. – P. 667–677.
22. Zagrebin E.L. Geophysical methods of development control at the site of the Urengoy oil and gas condensate field (YMAO) / E.L. Zagrebin; Scientific adviser A.A. Lukin // National Research Tomsk Polytechnic University; Institute of Natural Resources; Department of Geophysics. – Tomsk, 2017.
23. Iskenderov M.M. Estimation of petrophysical parameters of reservoirs taking into account their lithological typification / M.M. Iskenderov // *Bulatov Readings*. – 2018. – Vol. 1. – P. 107–110.
24. Klimov V.V. Increasing the reliability of geophysical methods in directional and horizontal wells / V.V. Klimov, O.V. Savenok, N.M. Leshkovich // *Oil engineer*. – 2017. – № 3. – P. 33–38.
25. Technique and technology of geophysical methods for the study of horizontal wells at the Fedorovsky oil and gas field / D.S. Pantsarnikov, A.S. Harutyunyan, E.O. Petrushin, O.V. Savenok // *Oil. Gas. Innovations*. – 2016. – № 2. – P. 42–45.
26. Petrushin E.O. Carrying out a complex of geophysical works in the wells of the Yamburgskoye gas condensate field / E.O. Petrushin, A.S. Harutyunyan // *Bulatovskie readings*. – 2018. – Vol. 1. – P. 173–180.