

Комплексный мониторинг скважин с устройствами контроля притока на нефтегазоконденсатном месторождении

Зернин А.А.¹, Молоков Р.А.¹, Плиткина Ю.А.¹, Титенкова К.В.¹, Шарипов И.Ф.², Дерюгин И.И.³

¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Тюмень, Россия; ²ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия;

³ООО «РН-Ванкор», Красноярск, Россия

aazernin@tnnc.rosneft.ru

Аннотация

Настоящая статья посвящена теме по проектированию, применению и анализу работы автономных устройств контроля притока (АУКП) в контактных запасах нефтегазоконденсатного месторождения [1].

На сегодняшний день накоплен практический опыт мониторинга скважин с устройствами контроля притока и анализа полученных скважинных данных.

На большей части пластов рассматриваемого месторождения наблюдаются разные флюидальные контакты, и соответственно, наличие газовых шапок и/или подстилающей воды. В связи с этим возникают трудности при разработке, связанные с прорывами газа и воды, в условиях снижения пластового давления из-за сдвига ввода системы ППД на поздний период, а также по ряду технологических причин.

Для решения данных проблем на части объектов разработки месторождения внедрены автономные устройства контроля притока, позволяющие бороться с преждевременными прорывами газа и воды. В рамках статьи приведен анализ эксплуатации скважин с устройствами контроля притока, включающий в себя следующие этапы: мониторинг показателей добычи по скважинам, оценка распределения притока по устройствам в стволе скважины с использованием гидродинамического симулятора, анализ данных маркерных систем и промыслово-геофизических исследований.

По результатам эксплуатации принято решение о применении устройств с диаметрами 2,5 и 5,0 мм и составлена матрица применимости для условий исследуемого месторождения.

Материалы и методы

Представлен опыт применения устройств контроля притока, приведен анализ эксплуатации скважин с АУКП, включающий в себя: мониторинг показателей добычи по скважинам, оценку распределения притока по устройствам в стволе скважины с использованием гидродинамического симулятора, анализ данных маркерных систем и промыслово-геофизических исследований.

Ключевые слова

контактные запасы, газовые шапки, водонефтяная зона, высоковязкая нефть, прорывы газа и воды, трудноизвлекаемые запасы нефти, горизонтальные скважины, многозабойные скважины, Fishbone, автономное устройство контроля притока, маркерные системы, выравнивание профиля притока

Для цитирования

Зернин А.А., Молоков Р.А., Плиткина Ю.А., Титенкова К.В., Шарипов И.Ф., Дерюгин И.И. Комплексный мониторинг скважин с устройствами контроля притока на нефтегазоконденсатном месторождении // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 9. С. 86–91.
DOI: 10.24412/2076-6785-2024-9-86-91

Поступила в редакцию: 11.12.2024

OIL PRODUCTION

UDC 608 I Original Paper

Comprehensive monitoring of wells with inflow control devices at an oil and gas condensate field

Zernin A.A.¹, Molokov R.A.¹, Plitkina Yu.A.¹, Titenkova K.V.¹, Sharipov I.F.², Deryugin I.I.³

¹"Tyumen petroleum research center" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Tyumen, Russia; ²"NK "Rosneft" PJSC, Moscow, Russia;

³"RN-Vankor" LCC, Krasnoyarsk, Russia

aazernin@tnnc.rosneft.ru

Abstract

This article is a continuation of the topic on the design and application of inflow control devices (AICD) on contact reserves of an oil and gas condensate field [1].

To date, practical experience has been accumulated in monitoring wells with inflow control devices and analyzing the received well data.

In most of the formations of this field, various fluid contacts are observed, and, accordingly, the presence of gas caps and/or underlying water. In this regard, difficulties arise during development associated with gas and water breakthroughs in conditions of decreased reservoir pressure due to a shift in the input of infrastructure facilities of the waterflooding system, as well as for a number of technological reasons.

To solve these problems, autonomous inflow control devices have been introduced at some of the field development sites to combat premature gas and water breakthroughs. The article examines the monitoring of wells with inflow control devices, which includes the following stages: monitoring production indicators for wells, assessing the distribution of inflow among devices in the wellbore using a hydrodynamic simulator, analyzing data from marker systems and field geophysical data.

Based on the results of operation, a decision was made to use devices with diameters of 2,5 and 5,0 mm and an applicability matrix was compiled for the conditions of the investigated field.

Materials and methods

The experience of using inflow control devices is presented, an analysis of the operation of wells with AICD is presented, including: monitoring of production indicators by wells, assessment of the distribution of inflow by devices in the wellbore using a hydrodynamic simulator, analysis of data from marker systems and field-geophysical studies.

For citation

Zernin A.A., Molokov R.A., Plitkina Yu.A., Titenkova K.V., Sharipov I.F., Deryugin I.I. Comprehensive monitoring of wells with inflow control devices at an oil and gas condensate field// Exposition Oil Gas, 2024, issue 9, P. 86–91. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-9-86-91

Received: 11.12.2024

Введение

Исследуемое месторождение является многопластовым, запасы углеводородного сырья неравномерно распределены в пределах нескольких продуктивных пластов, при этом 80 % из них осложнены наличием газовых шапок и подстилающей воды, что затрудняет объединение групп одновозрастных отложений в состав единых объектов разработки.

На текущий момент выявлены следующие особенности геологического строения:

- высокая доля контактных запасов (риск конусообразования газа и воды);
- наличие различных водонефтяных и газонефтяных контактов в пределах одной залежи (рис. 1);
- линзовидное строение и высокая расчлененность коллектора;
- наличие непрогнозируемых зон замещения.

Кроме того, на месторождении имеются залежи с высоковязкой нефтью (до 300 мПа·с), их доля в структуре запасов месторождения составляет 35 %. Ввод этих пластов в разработку планируется после 2030 года.

Основные трудности, возникающие при разработке объектов исследуемого месторождения:

- прорывы газа газовых шапок и подошвенной воды;

- снижение пластового давления из-за сдвига ввода объектов инфраструктуры;
- технологические проблемы.

Прорывы газа и резкое обводнение скважин происходят по причине того, что пласты в основном представлены маломощными нефтяными оторочками (от 2 до 20 м, в среднем 7 м), с газовыми шапками или подстилаемыми водой. Это приводит к преждевременному выбиту скважин по высокому ГФ или высокой обводненности и снижению темпов выработки запасов пласта [3].

Снижение пластового давления в нефтяной оторочке влияет на дебиты и газовый фактор скважин. Возникающий градиент давления между газовой шапкой и нефтяной оторочкой приводит к прорыву газа к стволу скважины. При значительных отборах газа скважиной в газовой шапке постепенно снижается пластовое давление, что в последствии приводит к миграции нефти в газовую шапку и к частичной потере извлекаемых запасов нефти.

Основные технологические проблемы для скважин в контактных запасах:

- негерметичность пакера гидравлического для манжетного цементирования (ПГМЦ), которая приводит к прорыву газа или воды к интервалу перфорации скважины по заколонному пространству;
- низкое качество селективной изоляции

обводненных или газующих интервалов вследствие слабых прочностных свойств слагающих горных пород.

Мониторинг показателей эксплуатации скважин, оборудованных АУКП

По состоянию на 01.2024 г. на рассматриваемом месторождении оборудованы АУКП 11 скважин, восемь из которых характеризуются продолжительным временем эксплуатации — более 6 месяцев (табл. 1). Все скважины имеют горизонтальное окончание (одноствольные, многозабойные с двумя или пятью стволами). При этом стоит отметить, что скважины пробурены на объекты разработки, представленные нефтяными оторочками с различными нефтенасыщенными толщинами (от 3 до 11 м) и вязкостью нефти (от 5 до 50 сПз).

В рамках оценки эффективности скважин, оборудованных АУКП, сформирована система мониторинга, включающая в себя три этапа:

1. Сопоставление эксплуатационных показателей скважин с АУКП и ближайших скважин без АУКП.
2. Оценка распределения притока по устройствам с помощью гидродинамического симулятора.
3. Анализ сопоставления данных маркерных систем и ПГИС.

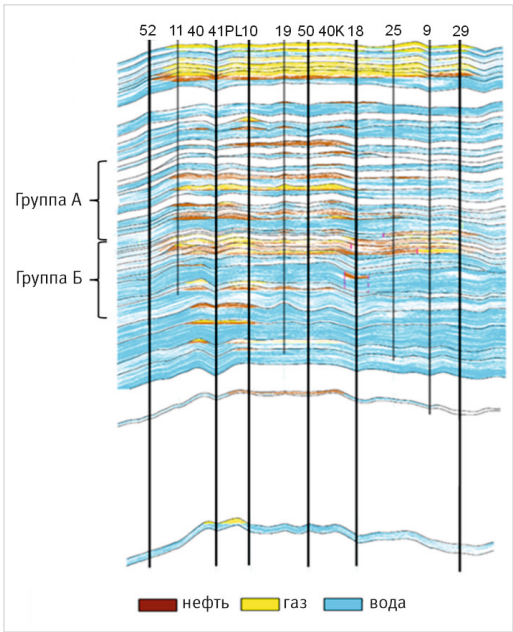


Рис. 1. Геологический разрез
Fig. 1. Geological section

Табл. 1. Краткая информация по скважинам, оборудованным АУКП
Tab. 1. Brief information on wells equipped with AICD

Скв.	Пласт	Количество УКП	Тип УКП	Зона насыщения	Расстояние до ВНК, м	Расстояние до ГНК, м	Вязкость нефти, сПз
1	X1	15	AICD, автономные «левитирующий диск» с маркерной системой	ГНЗ	–	10	7
2	X2	15		ВНЗ	5	–	31
3	X3	15		ГНЗ	–	10	7
4	X4	13		ГНВЗ	7	4	
5	X5	14	AICD, автономные «левитирующий диск»	ГНЗ	–	8	
6	X6	20		ВНЗ	5	–	31
7	X7	16		ВНЗ	3	–	
8	X8	8		ГНВЗ	7	4	5
9	X9	13		ГНВЗ	2	3	31
10	X10	6		ГНВЗ	1	2	50
11	X11	13		ГНВЗ	3	3	7

Этап 1. Сопоставление эксплуатационных показателей скважин с АУКП и ближайших скважин без АУКП

Для выявления эффекта от применения АУКП выполнено сравнение технологических показателей, приведенных к единой дате, между скважиной с АУКП и ближайшими скважинами без АУКП. Для оценки эффективности сопоставлены следующие показатели по скважинам: дебит нефти и жидкости, обводненность продукции и газовый фактор.

Для примера рассмотрим показатели эксплуатации скважины № 6, оборудованной АУКП. По ней наблюдается обводненность ниже, чем в окружающих скважинах без АУКП, и дебит нефти выше при сопоставимом дебите жидкости, что свидетельствует о наличии эффекта от применения АУКП (рис. 2).

В процессе мониторинга оценивалось соответствие пропускной способности устройств контроля притока по жидкости

и газу относительно расчетных, полученных на основании экспериментальных зависимостей «расход-перепад давления» при выполненных стендовых испытаниях АУКП (табл. 2).

Так, на примере скважины № 6 отмечают-ся меньшие фактические удельные расходы на одно устройство относительно расчетных расходов. Это подтверждает, что АУКП исправно (не повреждено при спуске, нет влияния эрозии и т.д.).

По результатам фактической эксплуатации скважин, оборудованных АУКП, выявлены следующие закономерности.

Во-первых, в условиях повышенной вязкости нефти (31 сПз) на пластах группы А на скважинах с АУКП наблюдается эффект в виде снижения обводненности относительно ближайших скважин (рис. 3). Лучший эффект на пластах с вязкой нефтью обусловлен принципом работы устройств, основанных на законе Бернулли [4]. Сумма статического

и динамического давления, а также потери давления на трение по направлению течения постоянны. Устройство ограничивает приток флюидов низкой вязкости. В случае нефти пластов группы А на устройствах АУКП создается меньшее противодавление за счет меньшей скорости фильтрации.

Во-вторых, в условиях маловязкой нефти (5–7 сПз) на пластах группы Б отмечается отсутствие эффекта по ограничению газа и воды. Более высокий ГФ по пластам группы Б в газонефтяной зоне связан с неподтверждением заводских характеристик устройств с одной стороны, а также сниженным пластовым давлением (ниже давления насыщения) и значительным выделением растворенного газа в районе пробуренных скважин с другой стороны (рис. 4). В этой связи для пластов группы Б планируется пересмотреть диаметр штуцеров для АУКП с 5 до 2,5 мм для более эффективного ограничения притока газа.

Табл. 2. Сопоставление фактических расходов на одно устройство с расчетными расходами производителя устройств по скважине № 6

Tab. 2. Comparison of the actual costs per device with the estimated costs of the device manufacturer for well № 6

Депрессия, атм	Максимальный дебит газа на АУКП, м³/сут			Депрессия, атм	Максимальный дебит жидкости (в+н) на АУКП, м³/сут		
	факт	расчет	дельта		факт	расчет	дельта
19	2 248	9 023	-6 775	48	11,2	19,4	-8,3

Этап 2. Оценка распределения притока по устройствам с помощью гидродинамического симулятора

Гидродинамическое моделирование (ГДМ) позволяет оценить распределение потоков флюидов по устройствам контроля как в течение фактического периода эксплуатации скважины, так и на прогнозный период. Полученное распределение дебитов на определенный момент времени

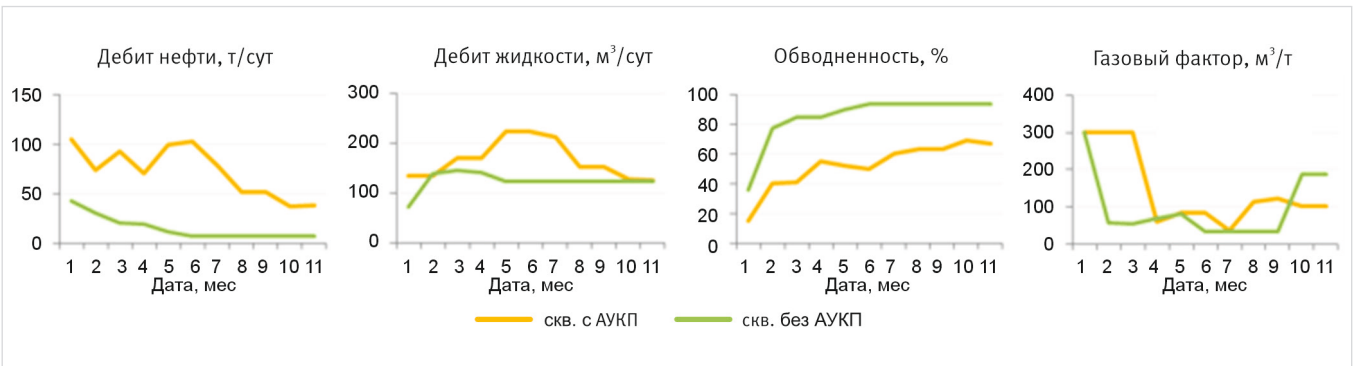


Рис. 2. Сопоставление технологических показателей по скважине № 6 и ближайшим скважинам
Fig. 2. Comparison of technological indicators for well № 6 and nearby wells

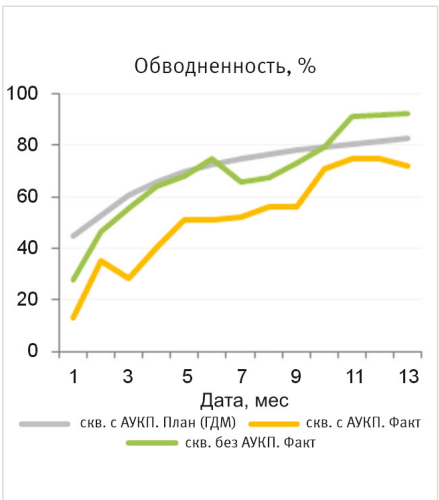


Рис. 3. Сопоставление обводненности по скважине на пласте группы А
Fig. 3. Comparison of the watercut in the formation of group A

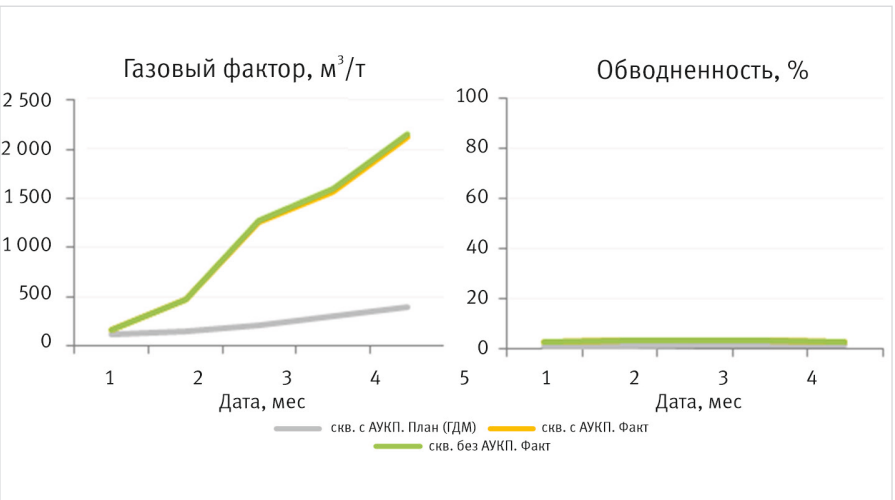


Рис. 4. Сопоставление ГФ и обводненности по скважине на пласте группы Б
Fig. 4. Comparison of GF and watercut the formation of group B

можно сопоставить с результатами ПГИС и/или маркерных исследований [2] для оценки корректности модели и внесения правок в конструкцию модели при необходимости.

Технологические расчеты показателей разработки, полученные с помощью ГДМ, учитывают:

- основные особенности геологического строения залежей;
- неоднородность строения, фильтрационно-емкостные характеристики продуктивных пластов;
- физико-химические свойства насыщающих флюидов и закачиваемых в пласт агентов вытеснения;
- систему размещения скважин и возможность ее трансформации;
- режимы работы скважин;
- результаты ПГИС, ГДИС.

На рисунках 5 и 6 представлены схема размещения АУКП по горизонтальному стволу (нумерация АУКП начинается с «носочной» части) и распределение притока нефти по устройствам контроля на скважинах №№ 1 и 3, которые дополнительно оборудованы маркерными системами. На трехмерных диаграммах распределения доли притока показано, как в гидродинамической модели меняется дебит нефти на каждом автономном устройстве за время работы скважины.

Для распределения притоков по устройствам АУКП характерно соответствие максимального притока интервалам с максимальными значениями коэффициента проницаемости, однако при этом на величину притока также оказывает значительное влияние величина пластового давления в дренируемом пропластке [5].

С течением времени по отдельным устройствам скважин наблюдается перераспределение притока между устройствами. Например, в скважине № 1 по устройству АУКП3 в течение работы скважины видно увеличение доли дебита, а по устройству АУКП9 видно уменьшение доли дебита. Это говорит о перераспределении притока вдоль ствола скважины из-за увеличения обводненности и ГНФ в отдельных интервалах.

Таким образом, на основе результатов гидродинамического моделирования можно получать распределение притоков по каждому устройству и при необходимости давать рекомендации по корректирующим мероприятиям на скважине (изоляция интервалов, обработка интервалов) либо рекомендации по выполнению ПГИС для уточнения источника обводнения или интервала прорыва газа.

Этап 3. Анализ сопоставления данных маркерных систем и ПГИС

Три из восьми скважин (№№ 1, 2, 3), приведенных в таблице 1, оборудованы маркерными системами с возможностью определения доли притока по каждому интервалу фильтра по трем фазам (газ, нефть, вода). В рамках мониторинга осуществлен отбор маркированных проб и лабораторный анализ с промежутком в 6 месяцев.

По скважине № 1, расположенной в газонефтяной зоне, наибольший приток по нефтяной и по газовой фазе по данным маркерных исследований отмечается в области интервалов 2 и 4 (рис. 5, 7). На протяжении всего периода отбора проб профиль притока характеризуется как «неравномерный».

В последующем на скважине № 1 проведены следующие мероприятия:

1. ПГИС № 1 2023 г. — основной приток газа отмечается из интервала 5–38 %

принезначительном притоке нефти — 12%. Показатели скважины перед ПГИС № 1 $Q_n = 29$ т/сут, $Q_g = 99,6$ тыс. м³/сут, ГНФ = 3 320 м³/т, Рзаб = 60 атм;

2. Ремонтно-изоляционные работы 2023 г по закрытию АУКП № 13, 14 (5-й интервал);
3. ПГИС № 2 2023 г. — отмечается отсутствие притока из АУКП № 13, из АУКП № 14 отсутствует приток газа, но отмечается приток нефти — 12 % (либо некорректные показания при исследовании, либо данный интервал АУКП не закрыт, приток газа отсутствует в связи с влиянием жидкости гущения скважины и/или расформированием конуса газа). Также отмечается кратный рост доли притока газа и нефти в интервале № 3, что связано

с перераспределением потока в связи с изоляцией 5-го интервала. Показатели скважины после ПГИС $Q_n = 89$ т/сут, $Q_g = 25,9$ тыс. м³/сут, ГНФ = 291 м³/т, Рзаб = 64 атм. Прирост дебита нефти после выполнения РИР составил 60 т/сут.

Следует отметить, что по скважине № 1 отмечается расхождение профилей притока, полученных на основе ПГИС и маркерных проб.

По скважине № 2, расположенной в водонефтяной зоне, отмечается снижение доли объема притока из «носочной» части (интервалы 1, 2) с максимальной обводненностью. Это связано либо с работой АУКП, либо со снижением пластового давления в пропластке. Основной объем нефти добывает интервал № 4,

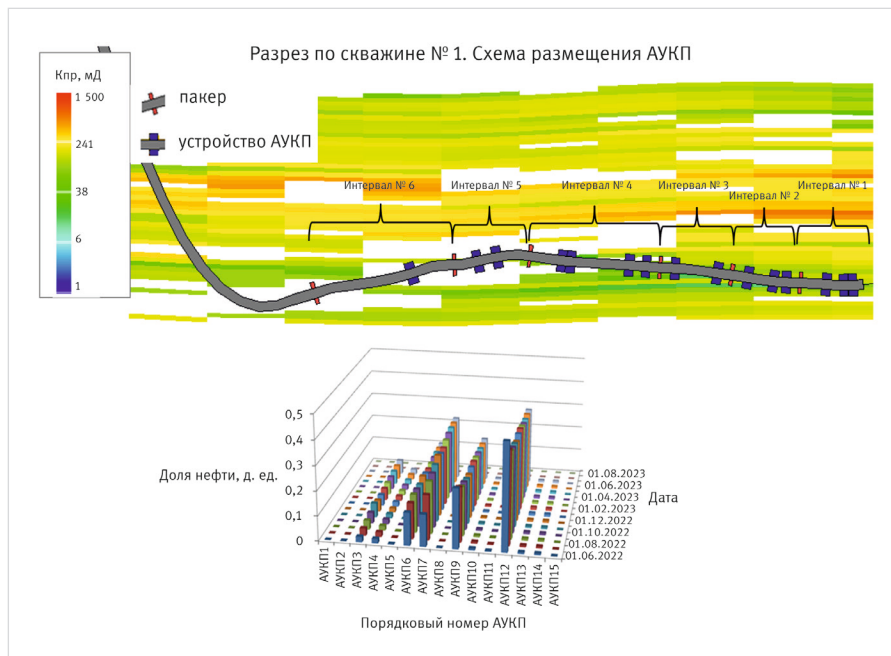


Рис. 5. Скважина № 1. Размещение АУКП по горизонтальному стволу и распределение доли притока нефти по АУКП на основе ГДМ

Fig. 5. Well No. 1. Placement of the AICD along the horizontal trunk and distribution of the share of oil inflow through the AICD based on the GDM

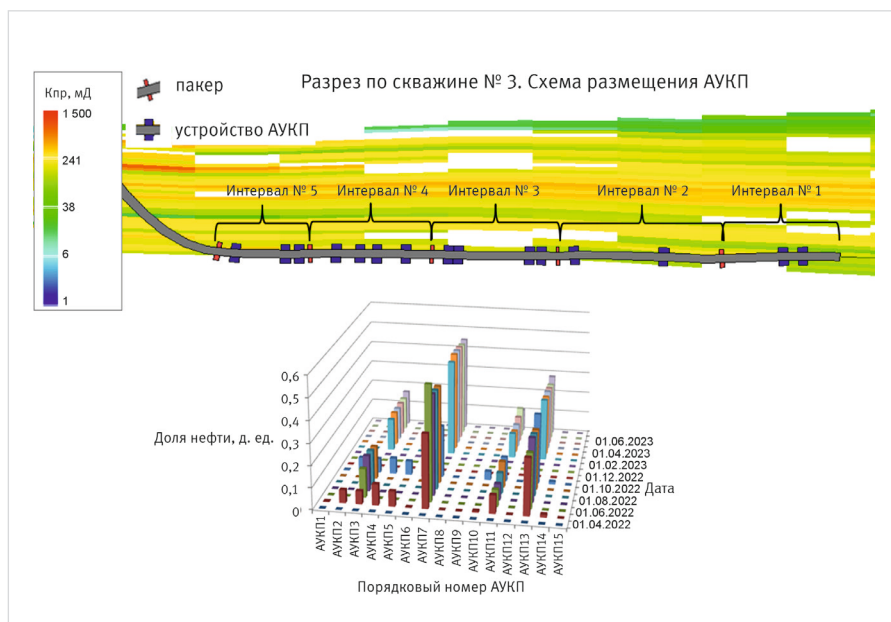


Рис. 6. Скважина № 3. Размещение АУКП по горизонтальному стволу и распределение доли притока нефти по АУКП на основе ГДМ

Fig. 6. Well No. 3. Placement of the AICD along the horizontal trunk and distribution of the share of oil inflow through the AICD based on the GDM

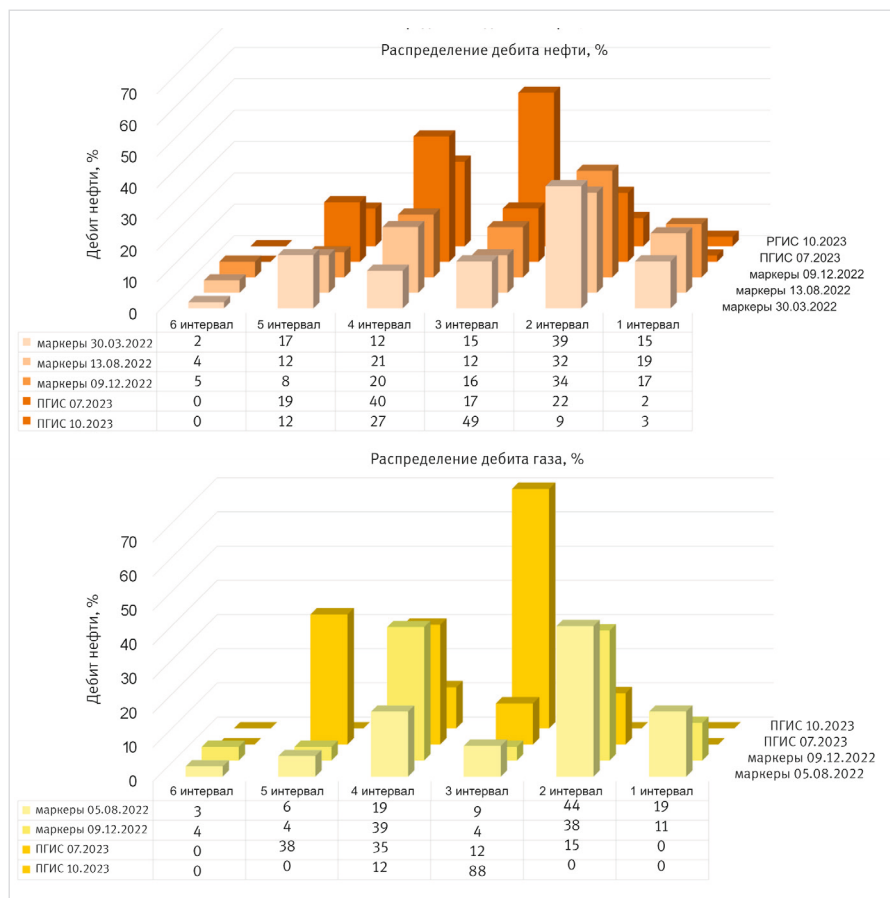


Рис. 7. Результаты маркерных исследований и ПГИ скважины № 1
Fig. 7. Results of marker studies and field geophysical research of well № 1

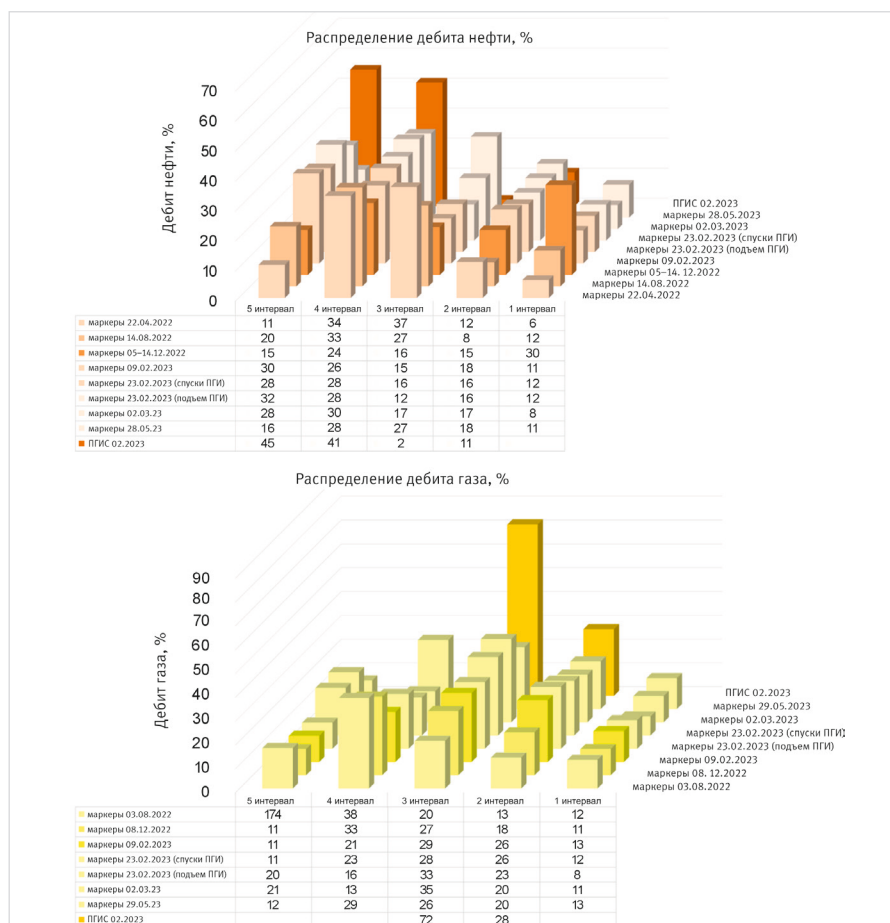


Рис. 8. Результаты маркерных исследований и ПГИС по скважине № 3
Fig. 8. Results of marker studies and field geophysical surveys of wells for well № 3

приуроченный к «пяточной», что коррелирует с прогнозной продуктивностью по интерпретации геофизических данных.

По скважине № 3, расположенной в газонефтяной зоне, ПГИС проведены в декабре 2022 г. и феврале 2023 г. Исследования отличаются способом вызова притока. В декабре 2022 г. приток вызывался компрессированием, при этом выйти на рабочую депрессию при ПГИС не удалось в связи с техническими ограничениями компрессора (рабочая депрессия — 41 атм, депрессия при ПГИС — 9,5 атм). В феврале 2023 г. при выполнении исследования приток вызывался с помощью электроцентробежного насоса с байпасной системой. Данное оборудование обеспечило выход на рабочую депрессию (депрессия при ПГИС — 53 атм).

По скважине № 3 также отмечается расхождение профилей притока, полученных на основе ПГИС и маркерных проб (рис. 6, 8). По данным ПГИС основной приток газа поступает из интервала № 3, при этом приток нефти из этого интервала незначительный. С учетом максимального ГФ в интервале № 3 планируется механическое закрытие АУКП.

Таким образом, по результатам комплексного анализа маркерных исследований и ПГИС диагностируется изменение профилей притока вдоль горизонтальных частей скважин с выделением интервалов прорывов газа и воды. Данная информация успешно используется при реализации ремонтно-изоляционных работ (пример по скважине № 1).

Итоги

- В статье представлены результаты мониторинга и анализа работы добывающих скважин, оборудованных АУКП, по следующим направлениям:
 - сопоставление эксплуатационных показателей скважин, оборудованных АУКП, и ближайших скважин без АУКП;
 - оценка распределения притока по устройствам контроля с помощью гидродинамического моделирования;
 - анализ результатов маркерных исследований и данных ПГИС.
- Сравнительный анализ фактических показателей эксплуатации скважин, оборудованных АУКП, с показателями окружающих скважин без АУКП свидетельствует о наличии эффекта от применения АУКП.
- По результатам проведенного анализа применения АУКП с размерностью штуцера 5 мм отмечен положительный эффект по ограничению притока воды на скважинах пластов группы А с повышенной вязкостью нефти.
- В скважинах, вскрывших пласты группы Б в газонефтяной зоне, опыт применения АУКП 5 мм свидетельствует об отсутствии эффекта и необходимости снижения размерности штуцера до 2,5 мм для ограничения роста дебита попутного газа.
- По результатам комплексного анализа маркерных исследований и данных ПГИС отмечается как сходство, так и расхождение профилей притока в скважине. Тем не менее, результаты исследований во времени позволяют диагностировать изменение профилей притока вдоль горизонтальных частей скважин с выделением интервалов прорывов газа и воды. Данная информация успешно используется при реализации ремонтно-изоляционных работ скважин.

Выводы

Проведенная работа в дальнейшем имеет потенциал тиражирования на другие месторождения и объекты, позволит повысить экономическую и технологическую эффективность разработки месторождений.

Литература

1. Зюзев Е.С., Давыдов А.А., Опарин И.А., Малофеев М.В., Корнилов Е.Ю. Опыт применения автономных устройств контроля притока // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 1. С. 36–40.
2. Ахмадеев Р.Ф., Аюшинов С.П., Исламов Р.Р., Нигматуллин Ф.Н., Муслимов Б.Ш. Обоснование применения устройств контроля притока для эффективной разработки нефтегазовых залежей // Нефтяное хозяйство. 2021. № 12. С. 124–127.
3. Владимиров И.В. Проблемы разработки контактных водонефтяных зон // Вып. № 138: Повышение эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов нефти. М.: ОАО «ВНИИНЕФТЬ», 2008. 160 с.
4. Зарипов А.Т., Шайхутдинов Д.К., Бисенова А.А. Оценка эффективности применения устройств контроля притока в условиях залежей сверхвязкой нефти ПАО «Татнефть» // Нефтяное хозяйство. 2019. № 7. С. 44–46.
5. Антоненко Д.А., Мурдыгин Р.В., Хатмуллина Е.И., Амирян С.Л. Оценка эффективности применения оборудования для контроля притока в горизонтальных скважинах // Нефтяное хозяйство. 2007. № 11. С. 84–87.

ENGLISH

Results

1. The article presents the results of monitoring and analysis of the operation of producing wells equipped with AICD in the following areas:
 - comparison of the performance indicators of wells equipped with AICD and the nearest wells without AICD;
 - estimation of the inflow distribution by control devices using hydrodynamic modeling;
 - analysis of the results of marker studies and field geophysical surveys of wells.
2. A comparative analysis of the actual performance of wells equipped with AICD with indicators of surrounding wells without AICD indicates the presence of an effect from the use of AICD.
3. According to the results of the analysis of the use of AICD with a piece dimension of 5 mm, a positive effect was noted to limit the inflow of water at the wells of the formations of group A with increased oil viscosity.
4. In wells that have opened formations of group B in the gas and oil zone, the experience of using a 5 mm AICD indicates the absence of effect and the need to reduce the dimension of the fitting to 2,5 mm to limit the growth of the associated gas flow rate.
5. According to the results of a comprehensive analysis of marker studies and field geophysical surveys of wells, both similarity and divergence of inflow profiles in the well are noted. Nevertheless, the results of studies over time allow us to diagnose changes in the flow patterns along the horizontal parts of wells with the allocation of intervals of gas and water breakouts. This information is successfully used in the implementation of well repair and insulation works.

Conclusions

The work carried out, in the future, has the potential to be replicated to other fields and facilities, which will increase the economic and technological efficiency of field development.

References

1. Zyuzev E.S., Davydov A.A., Oparin I.A., Malofeev M.V., Kornilov E.Yu. Autonomous inflow control devices usage experience. Exposition Oil Gas, 2023, issue 1, P. 36–40. (In Russ).
2. Akhmadeev R.F., Ayushinov S.P., Islamov R.R., Nigmatullin F.N., Muslimov B.Sh. Justification of using inflow control devices for the effective development of oil rims. Oil industry, 2021, issue 12, P. 124–127. (In Russ).
3. Vladimirov I.V. Improving the efficiency of developing hard-to-recover oil reserves. Issue 138. Moscow: All-Russian Oil and Gas Research Institute, 2008, 160 p. (In Russ).
4. Zaripov A.T., Shaikhutdinov D.K., Bisenova A.A. Assessment of feasibility of inflow control devices to produce extra-heavy oil reserves of Tatneft PJSC. Oil industry, 2019, issue 7, P. 44–46. (In Russ).
5. Antonenko D.A., Murdygin R.V., Khatmullina E.I., Amiryany S.L. An estimation of application of the equipment for the control of horizontal wells inflow. Oil industry, 2007, issue 11, C. 84–87. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Зернин Антон Александрович, старший менеджер, ООО «Тюменский нефтяной научный центр» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Тюмень, Россия
Для контактов: aazernin@tnnc.rosneft.ru

Молоков Роман Александрович, руководитель группы, ООО «Тюменский нефтяной научный центр» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Тюмень, Россия

Плиткина Юлия Александровна, кандидат технических наук, эксперт по разработке, ООО «Тюменский нефтяной научный центр» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Тюмень, Россия

Титенкова Ксения Викторовна, главный специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Тюмень, Россия

Шарипов Ильгиз Фаатович, главный специалист, ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия

Дерюгин Иван Иванович, начальник управления, ООО «РН-Ванкор», Красноярск, Россия

Zernin Anton Aleksandrovich, senior manager, “Tyumen petroleum research center” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Tyumen, Russia
Corresponding author: aazernin@tnnc.rosneft.ru

Molokov Roman Aleksandrovich, group leader, “Tyumen petroleum research center” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Tyumen, Russia

Plitkina Yuliya Aleksandrovna, ph.d. of engineering sciences, development expert, “Tyumen petroleum research center” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Tyumen, Russia

Titenkova Kseniia Viktorovna, main specialist, “Tyumen petroleum research center” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Tyumen, Russia

Sharipov Ilgiz Faatovich, main specialist, “NK “Rosneft” PJSC, Moscow, Russia

Deryugin Ivan Ivanovich, head of department, “RN-Vankor” LLC, Krasnoyarsk, Russia