УДК 622.279.42

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ЧАСТИЧНОГО САЙКЛИНГ-ПРОЦЕССА НА ГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ ЛЕНО-ВИЛЮЙСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ

♦♦♦♦♦

ANALYSIS OF THE EFFICIENCY OF THE PARTIAL CYCLING PROCESS ON THE GAS CONDENSATE FIELD OF THE LENO-VILYUI OIL AND GAS PROVINCE

Березовский Денис Александрович
ведущий инженер по добыче нефти и газа производственно-технического отдела филиала ООО «Газпром добыча Краснодар» – Каневское ГПУ
daberezovskiy-gaz@rambler.ru

Аннотация. Сайклинг-процесс – это способ разработки газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления за счёт обратного нагнетания сухого газа, добытого на месторождении или поступающего извне. Данный способ решает несколько важных задач – поддерживает пластовое давление и препятствует выпадению конденсата в продуктивном пласте; позволяет законсервировать запасы газа, а также обеспечивает условия обратного испарения уже выпавшего конденсата в неравновесный сухой газ. При частичном сайклинг-процессе производится нагнетание только части добываемого газа. В статье рассмотрен так называемый канадский сайклинг, когда основной объём нагнетания приходится на летний период, когда в Республике Саха (Якутия) спадает потребность в газе.

Ключевые слова: повышение коэффициента извлечения конденсата; поддержание пластового давления; полный и неполный (частичный) сайклинг-процесс; нагнетание различных агентов в пласт; вытеснение «жирного» газа сухим; применение технологии сайклинг-процесса на основе моделирования; потери давления после компрессорной установки и до скважины.

Berezovskiy Denis Aleksandrovich
Lead Engineer for Oil and Gas Production, Production and Technical Department of the branch of «Gazprom Dobycha Krasnodar» LLC – Kanevskoye Gas Production Department
daberezovskiy-gaz@rambler.ru

Annotation. The cycling process is a method for developing gas condensate fields by maintaining reservoir pressure through the re-injection of dry gas, either produced at the field or supplied from outside. This method achieves several important objectives: it maintains reservoir pressure and prevents condensate precipitation in the producing formation; it conserves gas reserves; and it ensures conditions for the re-evaporation of already-precipitated condensate into non-equilibrium dry gas. In partial cycling, only a portion of the produced gas is re-injected. This article examines so-called Canadian cycling, where the bulk of the injection occurs during the summer, when gas demand in the Republic of Sakha (Yakutia) declines.

Keywords: increasing condensate recovery; maintaining reservoir pressure; full and partial cycling; injecting various agents into the reservoir; displacing «rich» gas with dry gas; application of model-based cycling technology; pressure losses downstream of the compressor unit and upstream of the well.

Сайклинг-процесс

Использование систем разработки газоконденсатных месторождений без поддержания пластового давления (на истощение) приводит к планомерному падению пластовой энергии, а значит, давления и, как следствие, переходу конденсата в жидкое состояние. Главная проблема заключается в том, что выпавший в пласт конденсат «теряется» для добычи, так как становится практически неподвижным. При простом гидродинамическом моделировании такую систему условно считают однофазной, так как движется только газ. Можно избежать большей части потерь за счёт использования систем с искусственным поддержанием давления на уровне выше, чем давление начала конденсации.

Мировой опыт решения данного вопроса создал множество технологических решений, которые могут быть использованы для повышения коэффициента извлечения конденсата. Главным и, наверное, самым очевидным способом поддерживать давление в залежи является нагнетание различных агентов. Разумеется, что целесообразность реализации ППД зависит от конкретного месторождения, на неё влияют следующие факторы: изначальное содержание конденсата в газе, возможность его доизвлечения на поздних стадиях разработки, геологическая однородность и начальные геологические условия.

Поддерживать пластовое давление можно за счёт закачки неуглеводородных газов (углекислый газ, азот и их смеси) и за счёт нагнетания воды. Одним из самых эффективных способов, выделяющихся на фоне остальных, является решение по рециркуляции газа, также получивший другое название – *сайклинг-процесс*.

Сайклинг процесс – это способ разработки для газоконденсатных месторождений с ППД посредством возвращения (всего или части) добытого и очищенного от тяжёлых компонентов газа обратно в пласт. При применении данного способа реализуются следующие эффекты:

1) поддержание пластового давления, которое позволяет дольше избегать ретроградной конденсации в продуктивном пласте высококипящих углеводородов, а, следовательно, уменьшать их потери;

2) обратное испарение уже выпавших углеводородов в сухой неравновесный газ (что особенно заметно на примерах с доразработкой месторождений);

3) блокирование активной воды;

4) вытеснение «жирного» газа сухим.

Классифицируя данный метод по объёму используемого газа, можно выделить полный и неполный (частичный) сайклинг-процесс. В первом случае для реализации метода необходимо использовать весь добытый газ. После извлечения из него углеводородов С5+ производится его обратная закачка. В таком случае основным продуктом добычи на месторождении становится конденсат. Хочется отметить, что полный сайклинг-процесс следует проводить только на месторождениях с очень высоким начальным показателем содержания конденсата и на ранних этапах разработки, так как на таких месторождениях даже относительно незначительное падение давления будет приводить к большим потерям в прибыли. Такой метод связан со значительной во времени консервацией запасов газа, большими капиталовложениями на начальных этапах и, скорее всего, неприменим к множеству месторождений на территории РФ. Однако при таких условиях прогнозируемый коэффициент извлечения конденсата (КИК) может достигать весьма солидных 70–80 %. На начальных этапах, когда ещё нечем обеспечивать постоянную закачку, рекомендуется применять привлечение газа за счёт компенсации его из других месторождений.

Отличия частичного сайклинг-процесса в том, что в нём в пласт нагнетается не весь газ, а только часть добытого с месторождения газа (безусловно, производится такая же очистка и отделение конденсата, как и при полном). При этом соотношение для объёмов (приведённых к пластовым условиям) закачанного и отобранного газа составляет около 60–85 %. В таком режиме разработки снижение пластового давления может достигать примерно 40 % от начального давления. Однако при этом часть из высококипящих углеводородов остаётся в смеси пластового газа. Если оценивать прогнозный коэффициент извлечения конденсата, то при частичном сайклинг-процессе он будет составлять 60–70 %. Также отдельно стоит выделить канадский вид сайклинг-процесса. В этом случае добытый (а затем осушенный газ) в основном в летний период времени полностью или частично закачивается в пласт, и при этом зимой, в период наибольшего спроса, он полностью отбирается, и закачка может полностью прекращаться.

Жизненный цикл месторождения можно изобразить схематически (рис. 1). Точка начала разработки I, после неё и до точки II, являющейся точкой необходимого вмешательства, идёт срок доходного бездействия. Если пропустить точку II, то до точки необратимости III бездействие делает мероприятие всё менее и менее рентабельным.

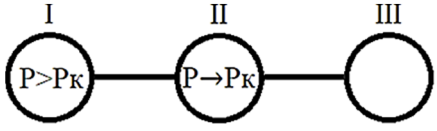


Рисунок 1 – Схематическое изображение жизненного цикла газоконденсатного месторождения

Значительным фактором является то, что в пластовых условиях при рассмотрении массообменных процессов довольно значительно начинает проявляться селективность, которая обусловлена очевидным образом за счёт сложного состава многих уг-

леводородных систем. Таким образом, одним из следствий довольно сложного и весьма разнообразного многокомпонентного состава почти всех углеводородных смесей, влияющего в основном ещё на стадии формирования залежей газоконденсата, является гравитационное расслоение и разделение углеводородов – очевидно, что оно особенно заметно при больших значениях толщин продуктивных пластов.

Для рассмотрения необходимо знать о термодинамических особенностях газоконденсатных систем, их поведение довольно хорошо иллюстрируется с помощью графиков двухкомпонентной смеси метан – гептан (CH_4 – C_7H_{16}). На рисунке 2 приведены зависимости от давления содержания н-гептана при температуре 20 и 60 °С в равновесной газовой фазе.

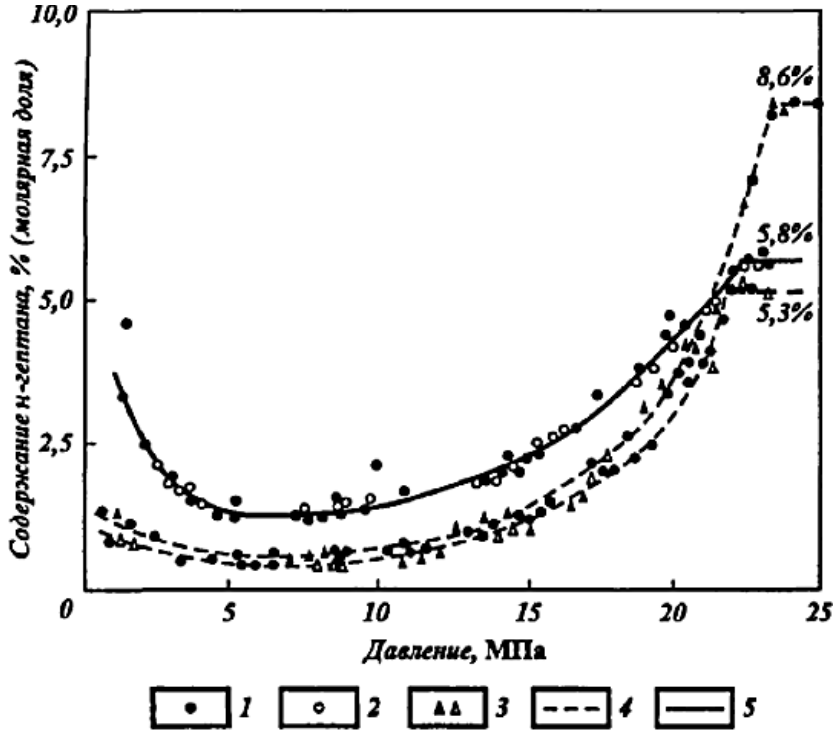


Рисунок 2 – Зависимость потенциального содержания н-гептана в продукции от пластового давления

Критерии применимости сайклинг-процесса – однородность коллекторских свойств, равномерный охват залежи нагнетанием, наличие невостребованного сухого газа.

Проведём анализ данного графика: однофазная область находится при давлениях выше 22–23 МПа, в таком случае содержание н-гептана в газовой фазе находится на максимуме и не меняется. При изменении давления не происходит образования жидкой фазы, однако изменяется плотность смеси, но не фазовое состояние. Дальнейшее уменьшение давления к давлению начала конденсации и соответственно ниже приводит к образованию жидкой фазы, которая состоит из н-гептана с растворённым в нём метаном, а газовая фаза в тот же момент состоит из раствора метана и н-гептана. При снижении давления происходит выпадение н-гептана из газообразной фазы в жидкую. Это выпадение будет происходить до тех пор, пока давление не достигнет давления максимальной конденсации для данной смеси (в данном случае около 7 МПа). Далее классическая для области нормального испарения ситуация: уменьшение давления будет смещать массообменный процесс в сторону испарения жидкой фазы, так как в газообразной фазе н-гептана меньше.

Наиболее благоприятными геологическими условиями для реализации сайклинг-процесса являются следующие характеристики месторождения: литологически однородный по площади пласт, хорошая проницаемость залегающих коллекторов, чтобы происходило равномерное (близкое к поршневому) вытеснение сухим нагнетаемым газом жирного пластового. Поршневое вытеснение является лучшей ситуацией, так как происходит более полный охват месторождения и полноценное извлечение тя-

жёлых углеводородов. Также в подобных ситуациях не должно происходить преждевременного прорыва закачиваемого газа к добывающим скважинам, и система плавно отдаёт конденсат сухому газу.

Общие сведения о месторождении

Рассматриваемое газоконденсатное месторождение (далее ГКМ) находится в границах Якутии и приурочено к Вилюйской газоносной области, которая располагается восточнее центральной части Западно-Сибирской низменности.

Месторождение расположено в сложных географических условиях, трудности в освоении сочетаются с низкой пропускной способностью существующих транспортных сетей и зависимостью от сезонного речного пути снабжения.

Основную трудность при возведении капитальных построек составляет наличие вечной мерзлоты. Рядом располагается самый глубокий предел вечной мерзлоты (верховья реки Вилюй). Отапливаемые здания сооружаются с применением свай, чтобы обеспечить вентиляцию для грунта, в противном случае будет происходить оттаивание за счёт тепла здания и снижение несущей способности грунта.

Вскрытие глубоким бурением показало, что геологический разрез газоконденсатного месторождения представлен осадочными отложениями верхнепалеозойского и мезозойского, а также четвертичного возраста.

Газоносность месторождения связана с юрскими, нижнетриасовыми и пермскими отложениями. Наибольший интерес с точки зрения промышленной разработки представляет нижнетриасовый комплекс. Газоконденсатные залежи в пределах этого интервала открыты в горизонтах T_1-I, T_1-III и T_1-II.

Аргиллитовые толщи неджилинской, а также мономской, сунтарской и марыкчанской свит являются своего рода региональными покрышками. Примечательно, что формирование многопластовых газоносных горизонтов произошло также за счёт выдержанных локальных экранов.

Пласт T_1-III

Данный пласт состоит в основном из песчаников с подчинёнными прослоями аргиллитов и алевролитов, их количество также в целом увеличивается в южной и восточной частях данной структуры. Стратиграфический горизонт T_1-III является приуроченным к верхам таганджинской свиты нижнего триаса. Примечательно, что в разрезе пласта T_1-III можно выделить одну пластово-сводовую залежь с краевыми предельно насыщенными газом водами хлоркальциевого состава с минерализацией приблизительно 34–43 г/л.

Положение ГВК залежи T_1-III принято на абсолютной отметке – 2437 м. Последующим бурением и опробованием скважин подтверждён ранее принятый уровень контакта. Высота залежи T_1-III составляет 99 м, а размеры примерно 15,8 × 9,8 км. Пласт характеризуется довольно мощным повсеместным и распространённым по площади, также он характеризуется весьма высокими показателями эффективных толщин. Максимальная газонасыщенная толщина коллектора в залежи вскрыта скважинами № 19 и 45 и составляет приблизительно 65,8–69,1 м.

Средние дебиты газа для большего количества скважин при депрессиях, составляющих от 1,5 до 3 МПа, находятся в районе 200–500 тыс. $м^3$/сут. Следует отметить, что имеется значительное уменьшение дебитов (около 100 тыс. $м^3$/сут.) примерно в восточной, а также юго-восточной частях данной залежи.

Пласт T_1-II^б

Данный продуктивный горизонт приурочен к нижней части мономской свиты, а также перекрывается и подстилается аргиллитами. Горизонт T_1-II осложнён и представлен некоторым количеством песчаных пластов, которые не выдержаны по простиранию – выклиниваются или бывают замещены плотными разностями. Таким образом, все песчаники горизонта T_1-II принимаются как один единый объект для подсчёта с условным газоводяным контактом на абсолютной отметке – 2470,5 м.

Позже после оперативного пересчёта запасов горизонт T_1-II разделён на несколько подсчётных объектов – пласты T_1-II^а и T_1-II^б, которые имеют повсеместное разделение аргиллитовой перемычкой, также имеют различное распространение по площади и различные уровни газоводяного контакта. Пласт T_1-II^б распространён по большей части в северной левобережной части. Залежь T_1-II^б пластовая, сводовая, а также литологически экранированная, имеет размеры примерно 15,4 × 7 км и высоту 109 м.

ГВК залежи пласта T_1-II^б принят на абсолютной отметке – 2423 м. Самая высокозалегающая кровля насыщенных водой коллекторов вскрыта на отметке – 2422 м (скважина № 29).

Отмечается широкий диапазон изменения эффективных газонасыщенных толщин в скважинах залежи по пласту T_1-II^б – изменение от 1,8 м (скважина № 49) до 25,8 м (скважина № 61). Выявлено выклинивание коллектора пласта в направлении с севера на юг, поэтому они максимальны в своде, а на южном крыле структуры соответственно пласт-коллектор отсутствует.

Пласт T_1-II^а

Проницаемые прослои пласта T_1-II^а выклиниваются к центральной части поднятия. В самом своде структуры коллекторы в пределах пласта T_1-II^а отсутствуют. Залежь пластовая, сводовая, литологически экранированная размерами 18,5 × 12,4 км и высотой 114 м.

ГВК залежи T_1-II^а принят условно на абсолютной отметке – 2424 м. Данные опробования и ГИС новых скважин не противоречат принятому ранее уровню контакта. Наиболее глубокое залегание газонасыщенных коллекторов отмечено в скважине № 4 на а.о. – 2423,3 м, наиболее высокое залегание водонасыщенных коллекторов – в скважине № 6 на а.о. – 2425,6 м.

Эффективные газонасыщенные толщины пласта T_1-II^а достигают 22,8 м (скважина № 66). Максимальные толщины отмечаются в северной и северо-западной части залежи.

Дебиты газа из пластов горизонта T_1-II^а колеблются от 74,5 тыс. м^3/сут. до более 1 млн м^3/сут. в зависимости от толщины коллекторов и их фильтрационно-емкостных характеристик.

Пласт T_1-I^а

Данный пласт опробован по скважине № 1 (открытым стволом совместно с лежащими выше отложениями среднего, а также верхнего триаса) – получены притоки газа совместно с водой; в двух не попавших в контур скважинах № 6 и 17 зафиксирован приток воды. Залежь является пластовой, сводовой, а также литологически экранированной, распространение отмечено в южной и юго-восточной части структуры. Газоводяной контакт залежи условно принят на абсолютной отметке в – 2311 м. Высоту залежи приняли за 70 м, площадь газоносности принята примерно 25,65 км^2.

После подсчёта запасов произведено бурение 53-х скважин (№ 21 – 97), которые произвели вскрытие нижнетриасовых отложений. Результаты бурения на этих скважинах, а также испытание в скважине № 21 (интервал от 2346 до 2355 м (от – 2243,6 до – 2252,6 м), где получен приток промышленного объёма газа дебитом 134 тыс. м^3/сут. на штуцере диаметром 9,05 мм) позволяют уточнить границу распространения данного пласта. В контур газоносности смогли попасть 12 скважин: № 21, 26, 27, 32, 40, 46, 47, 49, 50, 53, 54 и 58.

Также по имеющимся данным предполагается наличие нарушения разрывного характера амплитудой примерно 40 м между скважинами № 21, 26 и 47, кровли пласта соответственно – 2244 м, – 2267 м и – 2391 м.

Разработка залежи в период с 2002 по 2005 гг. велась одной скважиной № 21, однако в настоящее время уже не разрабатывается, так как произошло резкое падение пластового давления.

Пласт T_1-I

Данный продуктивный пласт опробован лишь в скважине № 3 – произошло получение притока газа с конденсатом. Залежь является пластовой, сводовой, а также литологически ограниченной. Газоводяной контакт залежи условно принят на абсолютной отметке в – 2220 м. При этом газоводяном контакте высота залежи составляет всего 15 м, площадь имеющейся газоносности примерно 9,06 км^2.

Горизонт располагается в верхней части аргиллитовой толщи мономской свиты, сложен в основном песчаниками, а также алевролитами. По простиранию является не выдержанным литологически, о коллекторских свойствах данных практически нет.

Схематический разрез продуктивных горизонтов рассматриваемого газоконденсатного месторождения показан на рисунке 3.

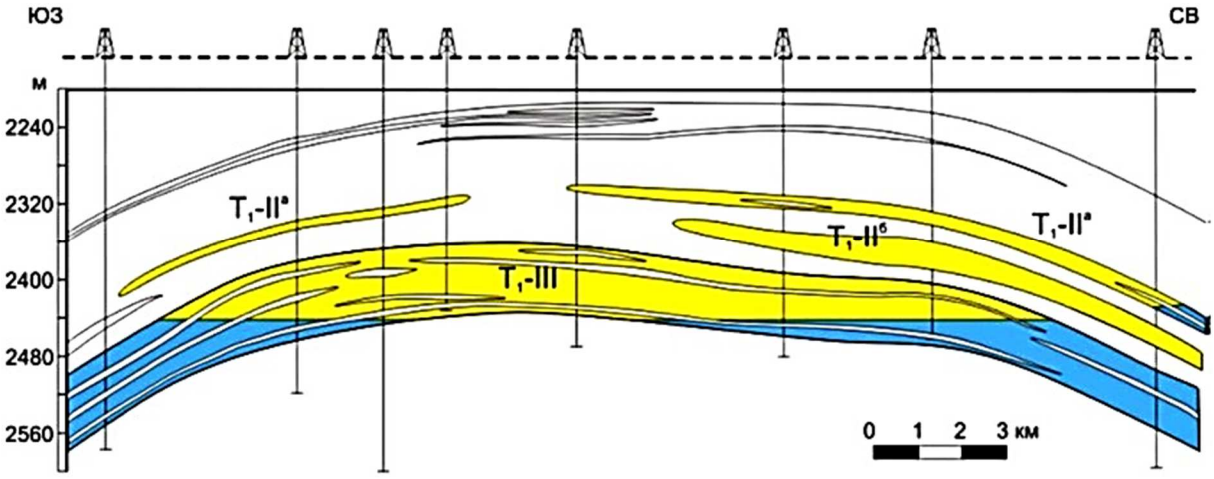


Рисунок 3 – Схематический разрез продуктивных горизонтов ГКМ

Месторождение находится в разработке с 1975 года. Достаточно долгая разработка сочетается с относительно высокой степенью изученности геологического разреза. В исследуемых пластах значительных геологических нарушений не выявлено.

Запасы свободного газа по состоянию на 01.01.2025 г. по всему месторождению составляют 224,8 млрд м^3, геологические запасы конденсата 11,9 млн тонн. Согласно классификации месторождений по величине извлекаемых запасов, месторождение относится к очень крупным.

Анализ текущего состояния разработки месторождения

По состоянию на 01.01.2025 г. из месторождения отобрано 16,5 % начальных запасов газа. Пересчитаны и утверждены запасы газа по основным газоконденсатным залежам пластов T_1-III, T_1-II^a и T_1-II^b.

В таблицах 1 и 2 приведены основные геологические, промысловые и текущие термодинамические исходные данные по состоянию на начало 2025 года, принятые для проектирования технологических показателей разработки ГКМ на проектный период 2025–2065 гг.

Таблица 1 – Основные исходные геологические и термодинамические данные для проектирования технологических показателей разработки

Наименование	Пласты		
	T_1-III	T_1-II^б	T_1-II^а
1	2	3	4
Средняя глубина залегания пласта, м	2440	2410	2390
Площадь газоносности, км^2	114,7	72,1	115,6
Средняя эффективная газонасыщенная толщина, м	34,2	5,2	9,5
Средняя газонасыщенность, доли ед.	0,63	0,61	0,58
Пористость, доли ед.	0,21	0,19	0,19
Проницаемость, мД	86,04	199,49	162,76
Пластовое давление, МПа			
начальное	25,1	25,05	24,96
текущее на 01.01.2025 г.	19,77	20,34	21,12
Пластовая температура, °С	53	52	52
Свойства флюидов в текущих пластовых условиях на 01.01.2025 г.			
Плотность газа, кг/м^3	165,2	169,5	175,3
Вязкость газа, сП	0,0204	0,0208	0,0214
Коэффициент сжимаемости	0,833	0,837	0,841
Насыщенность порового пространства выпавшим конденсатом, %	0,3011	0,2589	0,1949
Плотность выпавшего в пласт конденсата, кг/м^3	513,1	512,0	511,5
Вязкость выпавшего в пласт конденсата, сП	0,0825	0,0820	0,0820

Окончание таблицы 1

1	2	3	4
Коэффициент сжимаемости выпавшего конденсата	0,9575	0,9815	1,0135
Относительная плотность газа по воздуху при стандартных условиях	0,614		
Текущий накопленный отбор газа, млрд. $м^3$	22,951	2,332	3,835
Текущий накопленный отбор конденсата, тыс. тонн	1338,8	131,7	232,8
Начальный потенциал фракции $C_{5+в}$ в пластовом газе, $г/м^3$	63,0		
Конечный коэффициент извлечения конденсата	0,750		
Текущее содержание фракции $C_{5+в}$ в пластовом газе, $г/м^3$	57,1	58,2	59,6
Текущий коэффициент извлечения газа	0,171	0,206	0,123
Текущий коэффициент извлечения конденсата	0,157	0,182	0,117

Таблица 2 – Основные исходные геолого-промысловые данные для проектирования технологических показателей разработки

Наименование	Пласты		
	T_1-III	T_1-II^b	T1-II^a
Коэффициенты фильтрационных сопротивлений «средней скважины»			
A, $МПа^2$ / (тыс. $м^3$/сут.)	0,0833400	0,0717200	0,1282600
B, (МПа / тыс. $м^3$/сут.)^2	0,0001074	0,0000337	0,0001274
Гидравлическое сопротивление λ ствола НКТ			
НКТ ∅ 114,3 × 7,0 мм	0,0379		
НКТ ∅ 88,9 × 6,5 мм	0,0417		
НКТ ∅ 73,0 × 5,5 мм	0,0448		
Параметр e^{2s}	1,53458	1,58914	1,5893
Максимально допустимая депрессия на пласт, % от $P_{пл}$ (текущее)	15	10	18
Диапазон изменения рабочей депрессии в проектный период, МПа	0,98–2,56	0,68–1,5	0,70–2,56
Давление на входе в магистральный газопровод*, МПа	7,4 – (5,4)	7,4 – (5,4)	7,4 (5,4)
Фонд действующих газоконденсатных скважин на 01.01.2025 г.	22	3	5
Фонд газоконденсатных скважин, готовых вводу в эксплуатацию в 2026 году	7	3	1
Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,200–0,920		
Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин, доли ед.	0,700		
Диаметр НКТ добывающих и нагнетательных скважин, мм	от НКТ ∅ 73,0 × 5,5 до НКТ ∅ 114,0 × 7,0 в зависимости от дебита скважин		

* При снижении категорийности газопровода при длительной эксплуатации.

На данный момент на рассматриваемом ГКМ пробурено 77 скважин, из них по состоянию на начало 2025 года ликвидированы 24 скважины. Общий фонд включает в себя 53 скважины, в том числе: находится в эксплуатационном фонде 44 скважины, из них действующие 30, во временной консервации числятся 3 скважины, в бездействующем фонде находятся 5 скважин, в ожидании подключения 6 скважин и в наблюдательном фонде 9 скважин (табл. 3).

Если судить по данным гидродинамических испытаний, то энергетическое состояние залежи на данный момент весьма удовлетворительное, и в зоне активных отборов пластовое давление составляет 19 МПа. Также по фактическим замерам пластового давления по состоянию на 01.01.2025 г. можно наблюдать незначительное падение давления по площади пласта T_1-III, однако оно характеризуется как удовлетворительно стабильное. Стоит отметить, что в зоне активных отборов наблюдается заметная сформированная депрессионная воронка (рис. 4). Депрессия на пласт составляет примерно 0,87 МПа (или 4,58 % от общего пластового давления). Судя по данным, продуктивный пласт сейчас разрабатывается в условиях чисто газового режима.

Таблица 3 – Характеристика фонда скважин ГКМ

Фонд добывающих скважин	44
Пробурено	35
переведено из	9
в том числе	
действующие	30
бездействующие	5
в ожидании подключения	6
в консервации	3
Фонд наблюдательных скважин	**9**
Фонд скважин	**53**

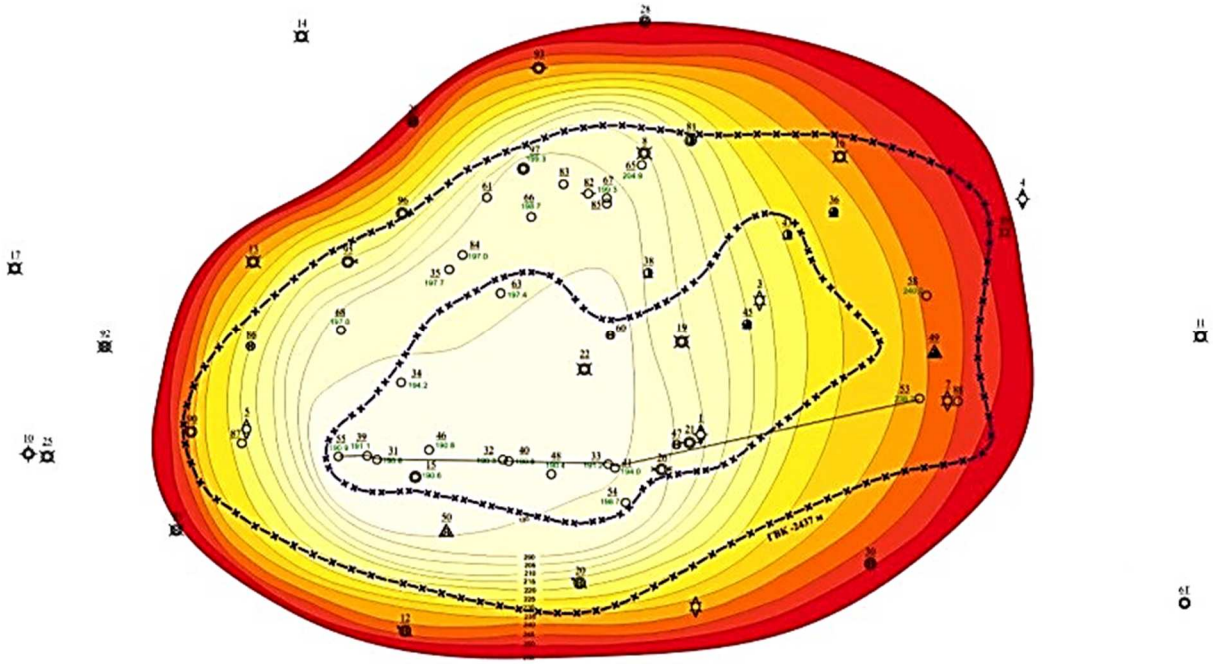


Рисунок 4 – Карта изобар по пласту T_1-III по состоянию на 01.01.2025 г.

Добыча характеризуется сезонной неравномерностью. Отборы газа ограничиваются наличием поставок только на территории республики, в таких условиях у месторождения существует большой потенциал для обратной закачки газа и повышения конденсатоизвлечения.

Анализ режима разработки залежи T_1-III

В качестве примера для составления проекта разработки Средневилюйского ГКМ было использовано соседнее Мастахское ГКМ, таким образом, была принята модель с активным водонапорным режимом.

Для начала произведём сравнение расчётного и фактического отборов для залежи T_1-III в течение выбранного периода. Таким образом, в соответствии с формулой определяем количество газа $V_{газа}$ в 1 м^3 порового пространства в начале разработки залежи:

$$V_{газа} = \frac{P_{пл} \cdot T_{ст}}{P_{ст} \cdot T_{пл} \cdot Z},$$

где $P_{пл}$ и $P_{ст}$ – пластовое и стандартное абсолютное давления, МПа; $T_{пл}$ и $T_{ст}$ – пластовая и стандартная температуры, °К; Z – коэффициент сжимаемости.

Получим, что в 1 м^3 насыщенного газом порового пространства залежи к началу разработки находилось примерно 258,88 м^3 газа. Общий же объём порового простран-

ства, который занят газом, в условиях оценки начальных запасов газа к началу промышленной разработки составляет 104 млрд м^3 / 258,88 м^3 = 0,402 млрд м^3. Используемые здесь 104 млрд м^3 – это начальные геологические запасы, оценённые как путём объёмного метода, так и путём расчёта материального баланса.

Определение коэффициента сжимаемости для газа происходило на основе псевдокритического давления и температуры в случае среднего состава газа; эти значения определены согласно Инструкции по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. Расчёты коэффициентов в интервале давлений 25,25 – 20,00 МПа приведены на рисунке 5.

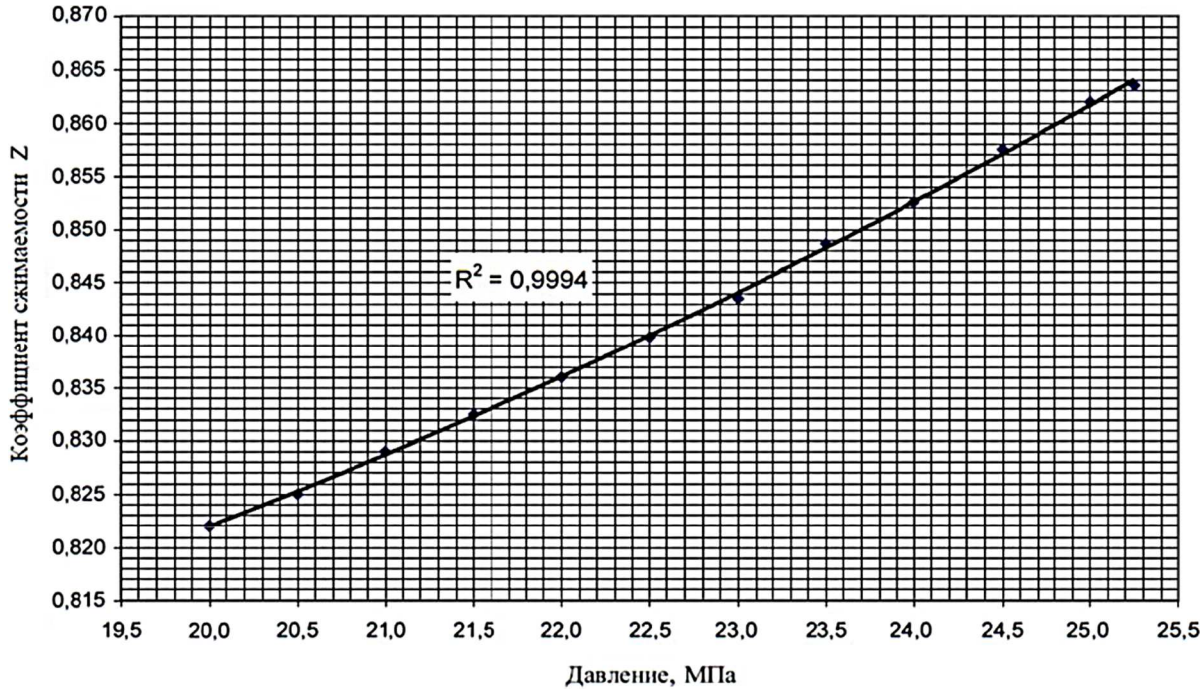


Рисунок 5 – Зависимость Z в интервале давлений 25,25 – 20,00 МПа для залежи T_1-III

Таким образом, при текущем средневзвешенном по пласту давлении, равном 21,28 МПа и Z = 0,8356, а также неизменной температуре получаем, что количество газа в 1 м^3 порового пространства должно находиться на уровне 222,73 м^3. Отсюда следует, что из каждого кубометра порового пространства, насыщенного газом, за расчётный период извлечено приблизительно 36,15 м^3 природного газа.

С учётом формулы, рассчитаем суммарный объём отобранного природного газа:

$$Q_{расч} = 36{,}15 \cdot \alpha \cdot \Omega_н ,$$

где $\alpha \cdot \Omega_н$ – начальное насыщенное газом пространство.

Согласно расчёту $Q_{расч}$ = 14,522 млрд м^3, это значит, что фактический суммарный отбор за расчётный период находится на уровне 14,557 млрд м^3.

Таким образом, разница теоретического и фактического отбора при условии корректности оценки пластового давления является практически незначительной и составляет примерно 35 млн м^3 природного газа. Эта разница может объясняться в основном за счёт потерь при добыче, проведении ГДИ или погрешностями измерений давления. Условное совпадение теоретического и фактического отборов говорит о том, что месторождение использует только газовую составляющую режима при разработке залежи T_1-III (замкнуто-упругий режим дренирования).

Также следует обратить внимание, что как при газовом, так и при водонапорном режиме выявляется отличие расчётных и фактических значений давления, что особенно видно в период с 8 до 10 млрд м^3 (фактические снижаются медленнее) (рис. 6). Отчасти это объясняется за счёт принятия новой модели дренирования залежи.

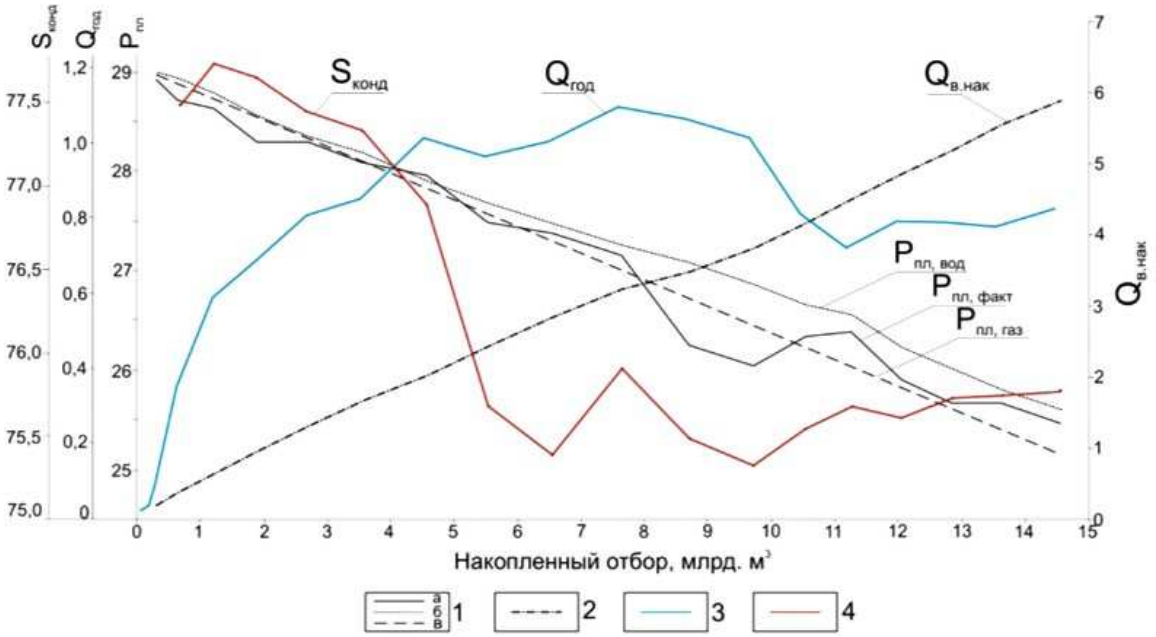


Рисунок 6 – Показатели разработки продуктивного горизонта T_1-III:
1 – зависимости падения пластового давления для фактического (а),
расчётного водонапорного (б) и газового режимов (МПа)
с учётом коэффициента сверхсжимаемости;
2 – расчётное поступление воды в залежь, млн м^3; 3 – годовой отбор, млрд м^3;
4 – динамика изменения содержания конденсата в продукте, тонн/млн м^3

Для приблизительной оценки эксплуатационной рабочей характеристики горизонта T_1-III приведены графики (рис. 7 и 8), на которых можно наблюдать незначительную стабилизацию отборов в диапазоне накопленной добычи около 4,5–9,5 млрд м^3 (это 4,2–9,0 % от геологических запасов). Соответственно при увеличении накопленной добычи в последние годы можно наблюдать предполагаемое падение годовых отборов и среднесуточных дебитов за счёт подключения в разработку залежей T_1-II^а и T_1-II^б и новых скважин на левобережной территории месторождения. Также отборы снизились за счёт возникновения депрессионной воронки на правом берегу T_1-III.

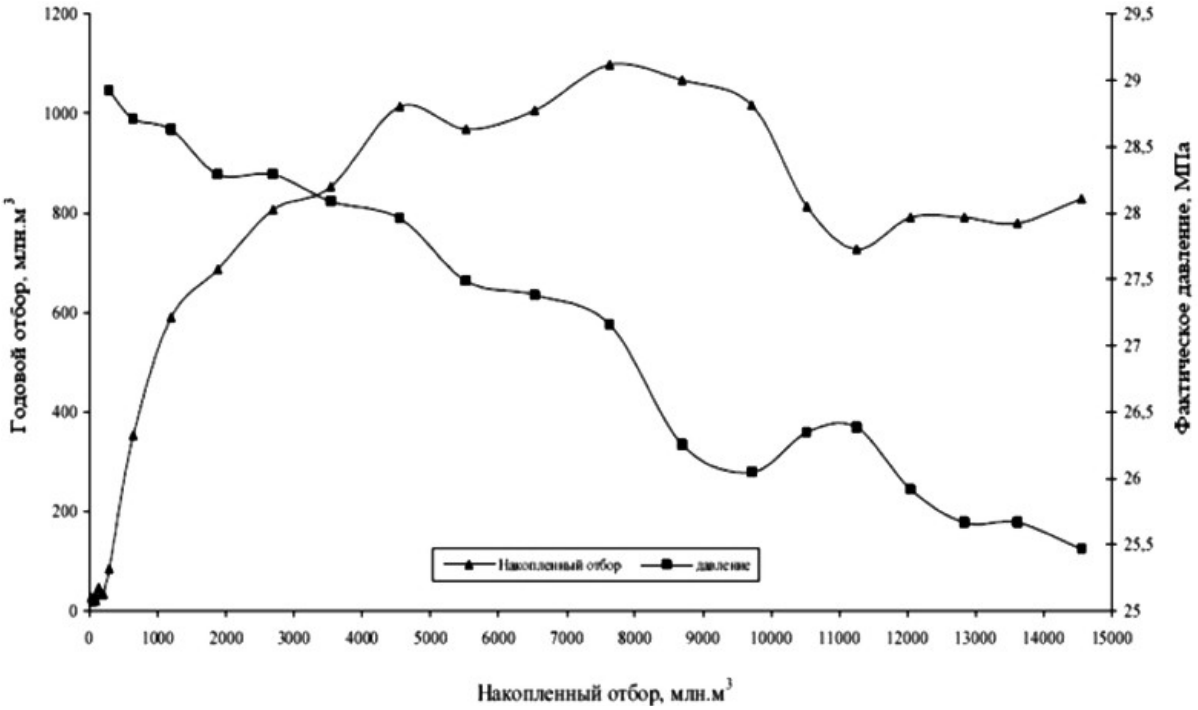


Рисунок 7 – Графики годовых отборов и фактического падения давления
в зависимости от накопленного отбора

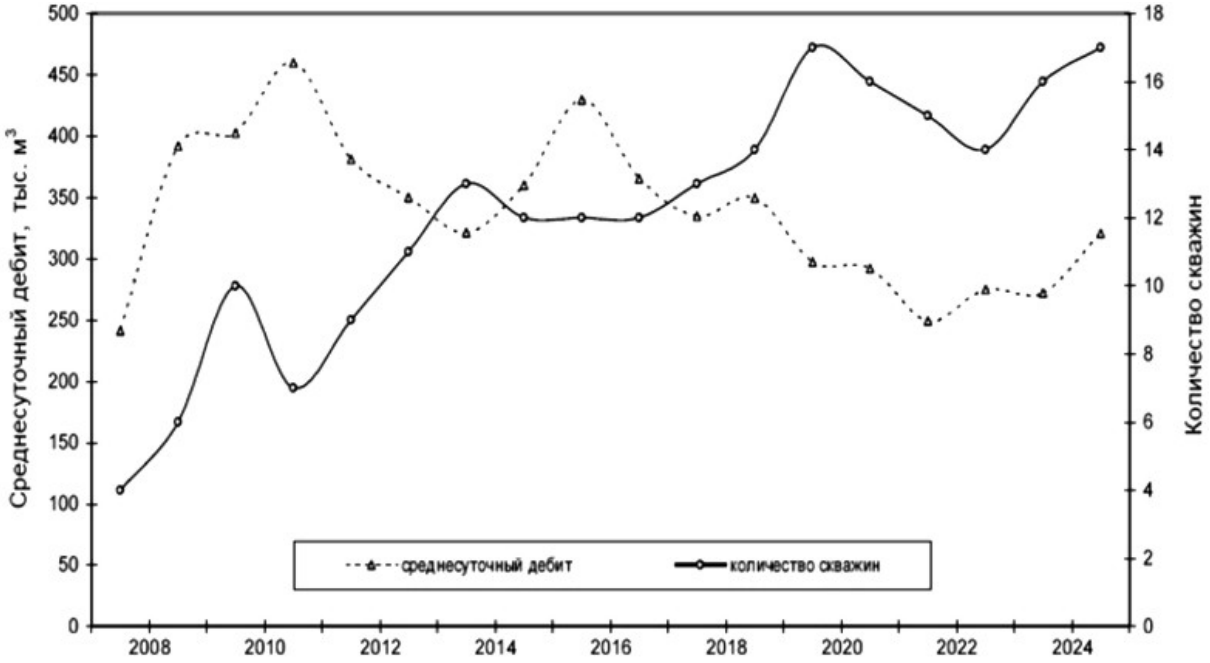


Рисунок 8 – Среднесуточные дебиты и количество скважин, эксплуатирующих залежь T_1-III

Заметно, что для обеспечения более равномерного по площади отбора газа необходимо увеличивать количество эксплуатационных скважин.

В условиях эксплуатации газоконденсатных скважин ГКМ некоторое снижение величины проводимости призабойной части пласта вполне объяснимо на фоне снижения пластового давления ниже давления начала конденсации и выпадения (особенно в призабойной зоне) жидкой фазы, которая естественно снижает эффективную проницаемость этой области пласта.

Способствует этому и эксплуатация скважин на предельно низких дебитах в период сезонного снижения добычи газа на промысле (с коэффициентом эксплуатации скважин 0,250–0,350), что приводит к резкому снижению в работающих скважинах скорости потока газа в колонне НКТ и скоплению углеводородного и водного конденсата в призабойной зоне.

Учитывая это, вполне допустимо предположить, что наблюдаемое снижение величины фильтрационного сопротивления $A_{ср}$ в последние годы отражает не истинное ухудшение фильтрационных свойств пласта, а только последствия периодического отклонения технологического режима работы скважин от оптимального, в том числе и при проведении ГДИ.

Планируемый переход разработки месторождения с повышенным суточным и годовым отбором газа будет способствовать эксплуатации скважин с более стабильным технологическим режимом, сохраняющим высокие продуктивные свойства призабойной зоны пласта.

В процессе проведения ГДИ не зафиксировано разрушений коллектора или наличия пластовой минерализованной воды. Однако стоит учитывать, что из 20 скважин эксплуатационного фонда T_1-III достаточно близко к зоне газоводяного контакта располагаются 14 скважин, так что величина допустимой депрессии на эти скважины должна быть существенно ограничена. И только несколько скважин располагаются в чисто газовой зоне залежи.

В целом в результате анализа разработки можно сделать вывод, что на месторождении достигнута стабилизация отборов, хотя она колеблется в течение года вследствие нескольких факторов. Признаков появления падающей добычи не обнаружено. Данный факт обусловлен достаточно низкими газовыми отборами (1 % от начальных геологических запасов). Для коллектора нижнего триаса Хапчагайского мегавала такие отборы считаются оптимальными для дальнейшего обеспечения продолжительной стабилизации промышленной разработки месторождений.

С определённой степенью уверенности можно предположить, что преобладает чисто газовый режим, несмотря на незначительное влияние поступления краевых и подошвенных вод.

Рассматриваемое ГКМ является главным поставщиком газа центральным районам Республики Саха (Якутия). В связи с тем, что основной объём газа в данном регионе потребляется коммунально-бытовыми предприятиями и населением для выработки тепла, которого в условиях Якутии, где температура воздуха зимой достигает минус 55 – минус 60 °С, а летом колеблется от плюс 35 до плюс 40 °С, объёмы газопотребления в 1 и 4 кварталах года отличаются от газопотребления во 2 и 3 кварталах более, чем в 2,4 раза.

Результаты расчёта применения сайклинг процесса

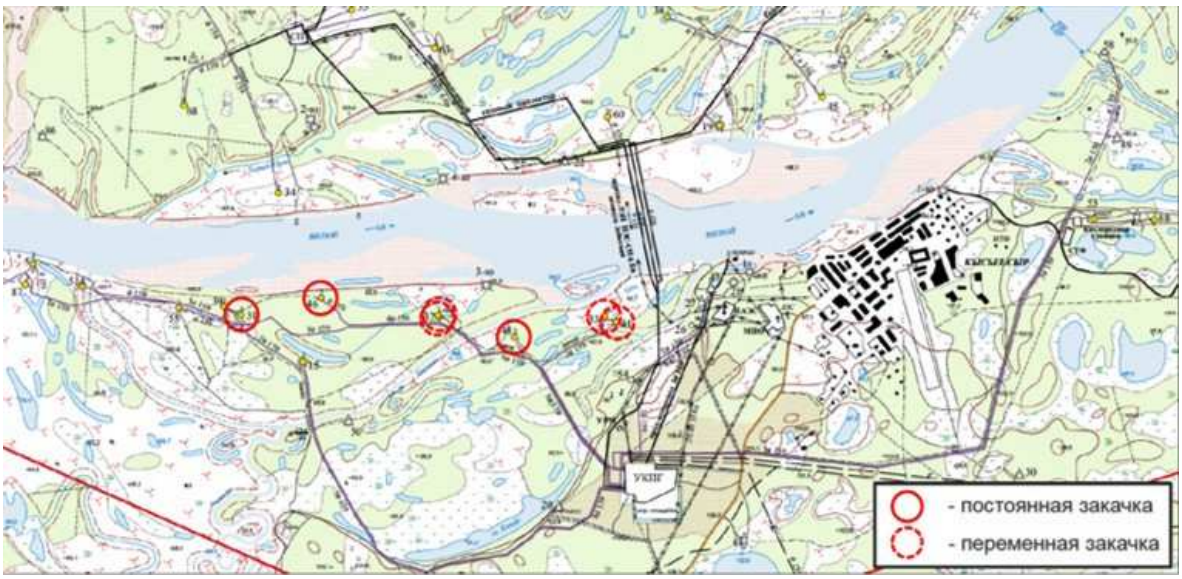
Для оценки эффективности использования сайклинг-процесса проведено моделирование по имеющимся данным, которое позволяет оценить прирост отбора конденсата на ~60 %.

Моделирование приведено для двух вариантов закачки сухого газа:

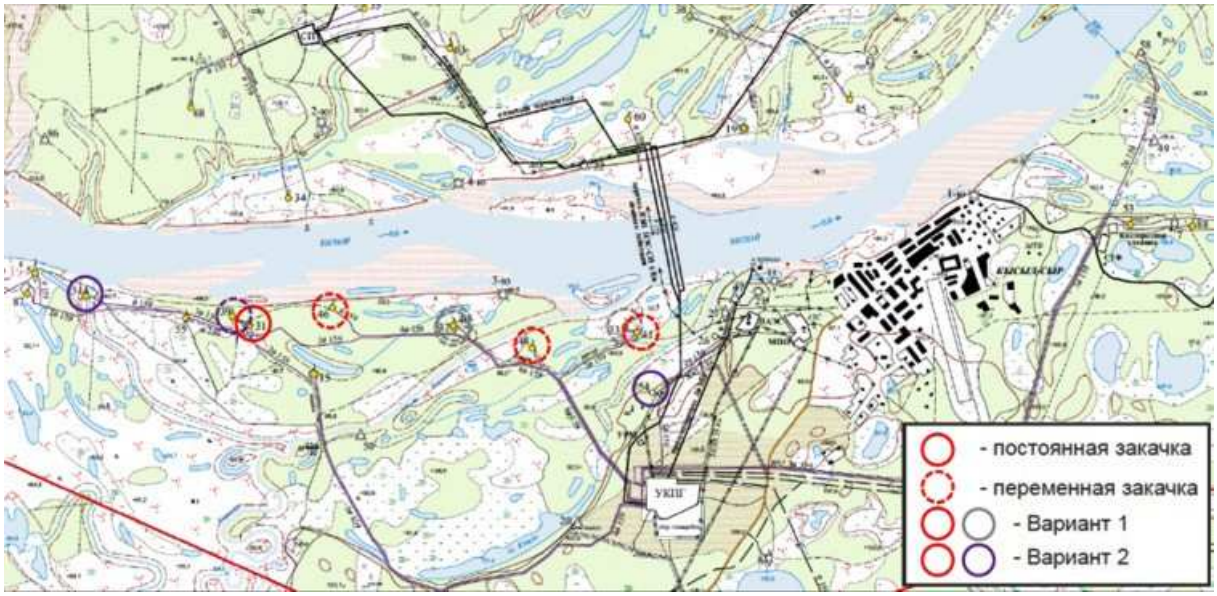
- вариант 1 – 3,7 млрд м^3/год по 8 скважинам правого берега. Данный вариант является оптимальным, т.к. производится заполнение образовавшейся депрессионной воронки, а также не требует значительной модификации текущей газотранспортной системы УКПГ;
- вариант 2 – 6,2 млрд м^3/год по 8 скважинам правого берега с бурением новых нагнетательных скважин. Для обеспечения уровня добычи при данном варианте необходимо подключение Толонского газоконденсатного месторождения (от 2,0 до 8,6 млн м^3/сут.).

Ограничения:	Ограничения для нагнетательных скважин:
$P_{укпг-2}$ = 90 кг/см^2	$Q_{gi} = 0{,}35 \cdot Q$ (ноябрь – март)
Q = 10 млн м^3/сут.	$Q_{gi} = 0{,}60 \cdot Q$ (апрель – май, сентябрь – октябрь)
ΔP < 50 кг/см^2	$Q_{gi} = 0{,}83 \cdot Q$ (июнь – август)
Q_w = 750 тыс. м^3/сут.	Q_{giw} < 1,25 млн м^3/сут.
	$P_{заб}$ < 300 кг/см^2

Для варианта 1 постоянная закачка газа будет производиться по скважинам № 31, 46 и 48; переменная закачка газа с апреля по октябрь – по скважинам № 32 и 40; с июня по август – по скважинам № 33 и 41. Для варианта 2 постоянная закачка газа будет производиться по скважинам № 31, 51 и 54; переменная закачка газа с апреля по октябрь – по скважинам № 39 и 46, с июня по август – по скважинам № 41 и 48 (рис. 9).



Вариант 1



Вариант 2

Рисунок 9 – Скважины с постоянной и переменной закачкой

При отборе газа 1,8 млрд м^3/год падение пластового давления за 10 лет при использовании сайклинг-процесса составляет 12,5 бар, без сайклинг-процесса – 29 бар. Моделирование закачки осуществлено в программном комплексе для трёхмерного компьютерного моделирования разработки месторождений углеводородов Tempest MORE с подключением VFP-таблиц для расчёта устьевых давлений нагнетательных скважин. Результаты моделирования приведены на рисунках 10–14.

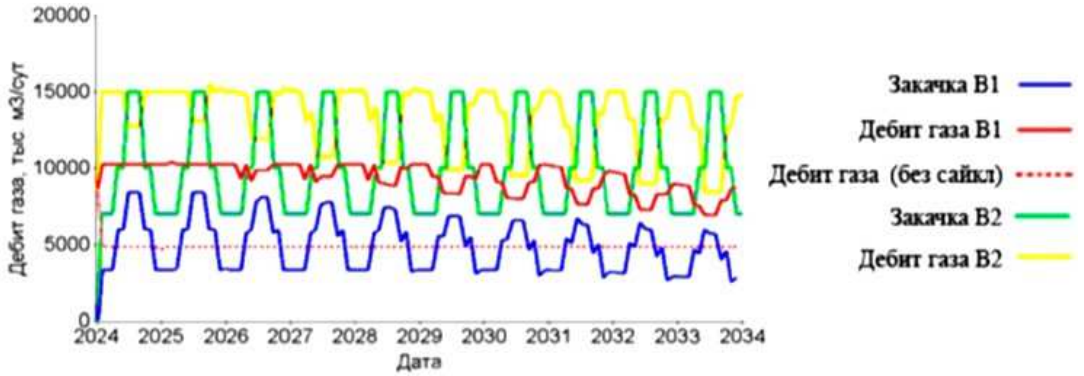


Рисунок 10 – Добыча и закачка для варианта 1 и 2

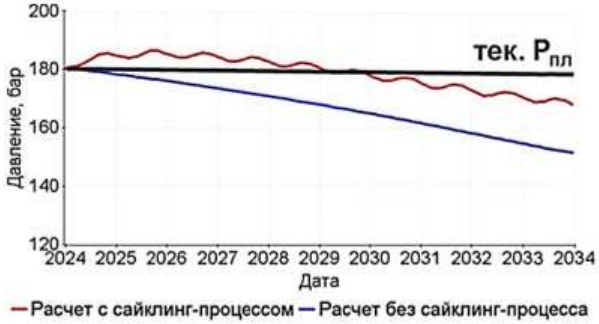


Рисунок 11 – Среднее пластовое давление в зоне закачки для варианта 1

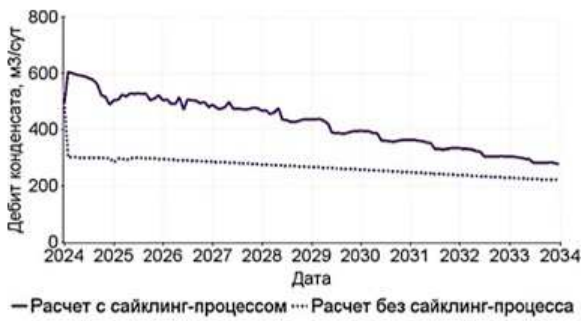


Рисунок 12 – Добыча конденсата для варианта 1

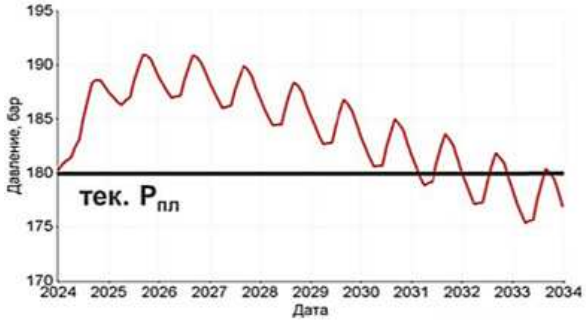


Рисунок 13 – Среднее пластовое давление в зоне закачки для варианта 2

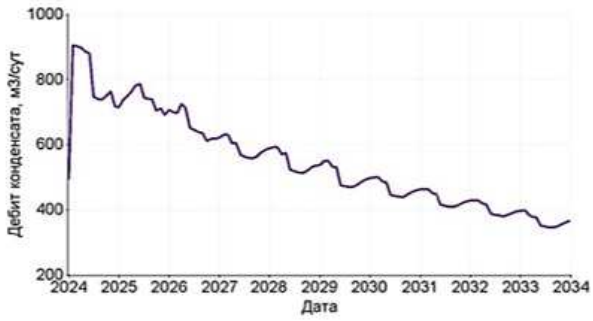


Рисунок 14 – Добыча конденсата для варианта 2

Так как для применения варианта 2 необходимы значительные финансовые вложения, дальнейший анализ будет проводиться для варианта 1. В дальнейшем при успешном применении возможен переход ко второму варианту. Расчёты показывают, что прирост отбора конденсата составляет на уровне +60 % и КИК становится равным 0,682.

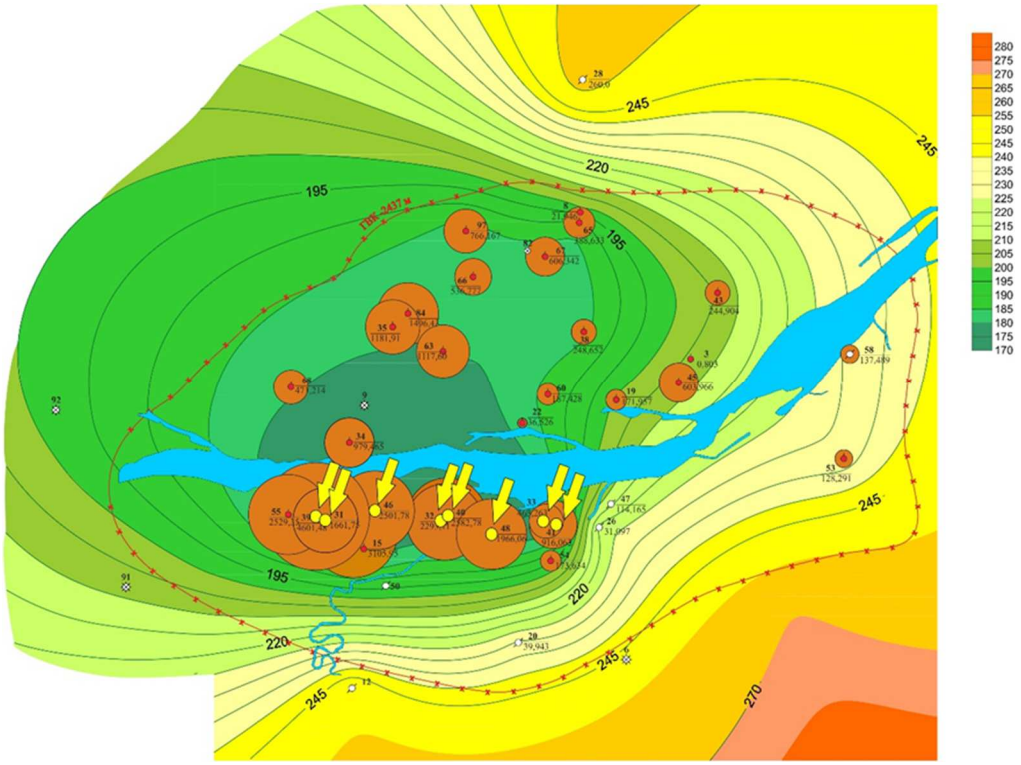


Рисунок 15 – Карта изобар и накопленной добычи газа для варианта 1

На рисунке 15 приведена карта изобар и накопленной добычи для 1 варианта применения сайклинг-процесса. Значительные колебания закачки и дебита скважин объясняются сезонной неравномерностью нагнетания газа и отборов газа. Прирост отборов конденсата происходит вследствие увеличения отборов газа испарением ретроградных углеводородов, выпавших в пласте, и поддержанием давления.

Заключение

На основе расчётов применения частичного сайклинг-процесса на рассматриваемом ГКМ можно сделать следующие выводы:

1. Газоконденсатное месторождение является многозалежным, промышленные притоки газа имеются из юрских, триасовых и пермских отложений в интервале глубин от 950 до 2950 м. Залежи, приуроченные к этим горизонтам, сформированы регионально выдержанными покрышками (аргиллитовыми толщами неджелинской, моном-

ской, сунтарской и марыкчанской свит) или залегают непосредственно в этих покрышках (T_1-II, T_1-I). Чётко выявленных нарушений не наблюдается. По классификации извлекаемых запасов месторождение относится к очень крупным.

2. Месторождение находится на второй стадии разработки (период постоянной добычи). Утверждённое содержание конденсата 62 г/м^3. Давление начала конденсации газоконденсатной системы равно 22,5 МПа.

Основным объектом разработки является залежь T_1-III. Извлечено 18 % газа от НГЗ. Увеличение отборов газа ограничено региональным потолком реализации, годовой отбор не превышает 1,6 млрд м^3/год, хотя один из вариантов при проектировании разработки предполагает $Q_{год}$ = 4,0 млрд м^3/год.

3. Выполнен анализ моделирования газоконденсатного месторождения с учётом применения сайклинг-процесса. Анализ полученных данных позволяет оценить прирост добычи конденсата в 60 %, КИК составляет 0,682. Рассмотрено 2 варианта, один из которых предполагает привлечение соседнего Толонского газоконденсатного месторождения для дополнительного нагнетания сухого газа.

4. Расчёт гидродинамического сопротивления в газопроводе «УКПГ – скважина» позволяет оценить потери давления после компрессорной установки и до скважины как незначительные.

Литература

1. Анализ эффективности применения сайклинг-процесса в условиях газоконденсатного месторождения, расположенного в акватории Обской губы / Д.А. Березовский [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2024. – № 8(380). – С. 24–30.
2. Березовский Д.А. Анализ разработки газовых и газоконденсатных месторождений Краснодарского края и проблемы их эксплуатации на различных стадиях добычи углеводородного сырья / Д.А. Березовский, С.Б. Бекетов // Булатовские чтения. – 2022. – Т. 1. – С. 154–158.
3. Некоторые особенности применения сайклинг-процесса на газоконденсатном месторождении / Д.А. Березовский [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2024. – № 9(381). – С. 5-11.
4. Волженина Д.А. Анализ эффективности применения сайклинг-технологии при разработке залежей газового конденсата / Д.А. Волженина, И.В. Шарф, И.В. Сабанчин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331. – № 5. – С. 18–27. DOI: 10.18799/24131830/2020/5/2633
5. Жарикова Н.Х. Анализ геолого-промысловой информации для выбора и обоснования вариантов разработки Термокарстового газоконденсатного месторождения / Н.Х. Жарикова, О.В. Савенок, Л.Г. Кусова // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2022. – № 4. – С. 325–337.
6. Создание комплексной геолого-технической модели для повышения эффективности разработки III эксплуатационного объекта нефтегазоконденсатного месторождения / Н.Х. Жарикова [и др.] // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2025. – № 2. – С. 274–299.
7. Жданов К.Ю. Повышение конечной конденсатоотдачи пласта месторождений на поздней стадии разработки при закачке неуглеводородных газов / К.Ю. Жданов, С.В. Труфанов // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». – 2020. – № S1(43). – С. 29–32.
8. Зубарев В.В. Результаты вычислительных экспериментов по повышению эффективности сайклинг-процесса // Георесурсы. – 2010. – № 2(34). – С. 46–48.
9. Катанова Р.К. Исследование влияния геолого-физических факторов на показатели разработки Средневилюйского месторождения / Р.К. Катанова, Е.И. Инякина // Академический журнал Западной Сибири. – 2020. – Т. 16. – № 6(89). – С. 22–25.
10. Кусов Г.В. Перспективы разработки Самбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Обоснование технологий интенсификации добычи природного газа и газового конденсата / Г.В. Кусов, Д.А. Березовский, О.В. Савенок // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 3. – С. 62–72.
11. Литовченко В.В. Перспективы применения сайклинг-процесса с целью повышения конденсатоотдачи на примере Средневилюйского газоконденсатного месторождения / В.В. Литовченко, Е.Е. Бондаренко, В.В. Уланов // Актуальные проблемы нефти и газа: сборник трудов VII Всероссийской молодёжной научной конференции (16–18 октября 2024 года, г. Москва). – М. : Институт проблем нефти и газа РАН, 2024. – С. 56–58.
12. Никифорова М.Н. Возможность применения частичного сайклинг-процесса на Средневилюйском газоконденсатном месторождении с целью увеличения конечной конденсатоотда-

чи / М.Н. Никифорова, А.П. Данилов // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2022. – Т. 1. – С. 297–302.
13. Погодаев А.В. Особенности геологического строения и разработки нижнетриасовых залежей Средневилюйского газоконденсатного месторождения на востоке Сибирской платформы / А.В. Погодаев, В.С. Ситников // Геология нефти и газа. – 2008. – № 4. – С. 30–39.
14. Сивцева А.В. Оценка эффективности применения методов увеличения газоотдачи при освоении Средневилюйского ГКМ // Инновационные процессы в науке, технике и экономике: материалы Международной научно-практической конференции (21–22 апреля 2022 года, г. Нижневартовск) : в 2 ч. – Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2022. – Ч. 2. – С. 176–181.
15. Скиба А.К. Сайклинг-процесс в динамических моделях разработки газоконденсатного месторождения / А.К. Скиба, А.В. Злотов // Инновации и инвестиции. – 2016. – № 9. – С. 131–134.
16. Феоктистова О.В. Выявление потенциала газоносности пласта T_1-III в интервале таганджинской свиты нижнего триаса Вилюйской синеклизы (Восточная Сибирь) с помощью комплексирования технологии AVO анализа и классификации Байеса // Геология, география и глобальная энергия. – 2022. – № 3(86). – С. 19–27. DOI: 10.54398/20776322_2022_3_19
17. Перспективы добычи природного газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке с учётом особенностей структуры и локализации запасов / И.В. Филимонова [и др.] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2024. – Т. 19. – № 2.
18. Чебан С.Е. Повышение коэффициента извлечения конденсата с помощью технологии сайклинг-процесса / С.Е. Чебан, С.Ф. Мулявин // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2016. – № 2. – С. 86–92. DOI: 10.31660/0445-0108-2016-2-86-92

References

1. Analysis of the efficiency of the cycling process application in conditions of a gas condensate field, located in the bay of Ob / D.A. Berezovsky [et al.] // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2024. – № 8(380). – P. 24–30.
2. Berezovskiy D.A. Analysis of the development of gas and gas condensate fields on the Krasnodar territory and the problems of their operation at various stages of hydrocarbon production / D.A. Berezovskiy, S.B. Beketov // Readings of A.I. Bulatov. – 2022. – Vol. 1. – P. 154–158.
3. Some specific features of the cycling process application at a gas condensate field / D.A. Berezovsky [et al.] // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2024. – № 9(381). – P. 5–11.
4. Volzhenina D.A. Analysis of efficiency of applying cycling in reservoir development of gas condensate / D.A. Volzhenina, I.V. Sharf, I.V. Sabanchin // Tomsk Polytechnic University News. Georesource Engineering. – 2020. – Vol. 331. – № 5. – P. 18–27. DOI: 10.18799/24131830/2020/5/2633
5. Zharikova N.Kh. Analysis of geological and field information for the selection and justification of development options for the Termokarstovoye gas and condensate field / N.Kh. Zharikova, O.V. Savenok, L.G. Kusova // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2022. – № 4. – P. 325–337.
6. Creation of a comprehensive geological and technical model to improve the efficiency of development of the III operational facility of an oil and gas condensate field / N.Kh. Zharikova [et al.] // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2025. – № 2. – P. 274–299.
7. Zhdanov K.Yu. Increasing the ultimate condensate recovery of fields at a late stage of development when injecting non-hydrocarbon gases / K.Yu. Zhdanov, S.V. Trufanov // Scientific and technical collection News of gas science. – 2020. – № S1(43). – P. 29–32.
8. Zubarev V.V. Numerical simulation results of cycling process efficiency improvement / Georesources. – 2010. – № 2(34). – P. 46–48.
9. Katanova R.K. Study of the influence of geological and physical factors on the development indicators of the Srednevilyuyskoye field / R.K. Katanova, E.I. Inyakina // Academic Journal of Western Siberia. – 2020. – Vol. 16. – № 6(89). – P. 22–25.
10. Kusov G.V. Prospects of development of the Samburgskoe oil, gas and condensate field. Justification of technologies of an intensification of production of natural gas and gas condensate / G.V. Kusov, D.A. Berezovskiy, O.V. Savenok // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2017. – № 3. – C. 62–72.
11. Litovchenko V.V. Prospects for the application of the cycling process to enhance condensate recovery using the Srednevilyuyskoye gas condensate field as an example / V.V. Litovchenko, E.E. Bondarenko, V.V. Ulanov // Actual problems of oil and gas: proceedings of the VII All-

Russian youth scientific conference (October 16–18, 2024, Moscow). – M. : Institute of oil and gas problems, Russian Academy of Sciences, 2024. – P. 56–58.
12. Nikiforova M.N. Possibility of using a partial cycling process on the Srednevilyuyskoye gas condensate field in order to increase the final condensate recovery / M.N. Nikiforova, A.P. Danilov // Problems of development of hydrocarbon and ore mineral deposits. – 2022. – Vol. 1. – P. 297–302.
13. Pogodayev A.V. Peculiarities of geological structure and development of Lower Triassic pools of Srednevilyuyskoye gas-condensate field on the East of Siberian / A.V. Pogodayev, V.S. Sitnikov // Oil and gas geology. – 2008. – № 4. – P. 30–39.
14. Sivtseva A.V. Evaluation of the efficiency of applying methods to increase gas recovery during the development of the Srednevilyuyskoye gas condensate field // Innovative processes in science, technology, and economics: Proceedings of the International scientific and practical conference (April 21–22, 2022, Nizhnevartovsk) : in 2 parts. – Tyumen : Tyumen Industrial University, 2022. – Part 2. – P. 176–181.
15. Skiba A.K. Cycling process in dynamic models of gas condensate field development / A.K. Skiba, A.V. Zlotov // Innovations and investments. – 2016. – № 9. – P. 131–134.
16. Feoktistova O.V. Identification of the gas potential of the T_1-III formation in the interval of the Tagandzha formation of the lower triassic of the Vilyui syneclise (Eastern Siberia) using the integration of AVO analysis technology and Bayesian classification // Geology, geography, and global energy. – 2022. – № 3(86). – P. 19–27. DOI: 10.54398/20776322_2022_3_19
17. Prospects for natural gas production in Eastern Siberia and the Far East, taking into account the peculiarities of the structure and localization of reserves / I.V. Filimonova // Oil and gas geology. Theory and practice. – 2024. – Vol. 19. – № 2.
18. Cheban S.E. Improvement of the condensate recovery factor by using the cycling process technology / S.E. Cheban, S.F. Mulyavin // Oil and Gas Studies. – 2016. – № 2. – P. 86–92. DOI: 10.31660/0445-0108-2016-2-86-92