УДК 622.279.51

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ СЕНОМАНСКОЙ ЗАЛЕЖИ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПУТЁМ АНАЛИЗА ДИНАМИКИ ИЗМЕНЕНИЯ ПОЛОЖЕНИЯ ГАЗОВОДЯНОГО КОНТАКТА

♦♦♦♦♦

INCREASING THE EFFICIENCY OF DEVELOPMENT OF THE CENOMANIAN OIL AND GAS CONDENSATE FIELD BY ANALYZING THE DYNAMICS OF CHANGES IN THE POSITION OF THE GAS-WATER CONTACT

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. В настоящее время многие крупные месторождения севера Западно-Сибирской равнины находятся на поздней стадии разработки, которая характеризуется низкими пластовыми давлениями и высокой обводнённостью. На данном этапе разработки работа газопромысловых скважин осложняется накоплением конденсационной и пластовой воды на их забоях, что приводит к эрозии порового цемента и последующему образованию песчаных пробок. При скоплении большого объёма воды скважина выходит из стабильной работы, её дебит снижается и в дальнейшем может произойти её «самозадавливание». Для предотвращения выхода скважины из строя требуются технологические решения для увеличения скорости извлечения продукции скважины с целью удаления жидких частиц и механических примесей, а также ограничения притока пластовой воды. На этой стадии резко усложняются условия эксплуатации газовых скважин, что приводит к потерям добычи газа, соответственно необходимо проводить исследования для повышения эффективности эксплуатации газовых скважин. В статье приведены рекомендации, направленные на оптимизацию режимов эксплуатации газовых скважин в условиях обводнения.

Ключевые слова: мониторинг обводнения сеноманской залежи; методы борьбы с обводнением; ранговая оценка технологий для эксплуатации обводнённых газовых скважин; обоснование применения концентрических лифтовых колонн; опыт эксплуатации скважин по концентрическим лифтовым колоннам; типовая схема скважины с концентрической лифтовой колонной; алгоритм расчёта режимов работы 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. Currently, many large fields in the north of the West Siberian Plain are at a late stage of development, which is characterized by low reservoir pressures and high water cut. At this stage of development, the operation of gas wells is complicated by the accumulation of condensation and formation water at their bottomholes, which leads to erosion of the pore cement and the subsequent formation of sand plugs. When a large volume of water accumulates, the well ceases to operate stably, its flow rate decreases and may subsequently «self-suppress». To prevent well failure, technological solutions are required to increase the rate of extraction of well products in order to remove liquid particles and mechanical impurities, as well as limit the inflow of formation water. At this stage, the operating conditions of gas wells become much more complicated, which leads to losses in gas production, and accordingly, it is necessary to conduct research to improve the efficiency of gas well operation. The article provides recommendations aimed at optimizing the operating modes of gas wells in flooded conditions.

Keywords: monitoring flooding in the Cenomanian reservoir; methods for combating flooding; ranking technologies for operating flooded gas wells; justification for the use of concentric tubing; experience with well operation using concentric tubing; typical well design with a concentric tubing; algorithm for calculating well operating modes.

Введение

Сеноманские газовые залежи месторождений севера Западной Сибири разрабатываются уже более 30 лет и к настоящему времени вступили в период падающей добычи, для которого характерно существенное снижение добывающих возможностей, связанное с падением пластового давления, обводнением скважин, износом промыслового оборудования. В этих условиях происходит интенсивное накопление жидкости (вплоть до самоглушения – самозадавливания) и образование песчаных пробок на забоях скважин.

На газовых месторождениях для поддержания устойчивой работы скважин, в стволах которых скапливается жидкость, повсеместно используется ряд геолого-технических мероприятий. Однако традиционные способы устранения проблемы само-

задавливания обладают некоторыми существенными недостатками, многие из которых возможно устранить посредством технологии эксплуатации скважин по концентрическим лифтовым колоннам (КЛК).

Актуальность данной работы заключается в том, что в процессе эксплуатации газовых скважин на поздней стадии разработки месторождений возникают осложнения, вызванные скоплениями воды на забое и разрушением призабойной зоны. В результате снижаются рабочие дебиты скважин. Для добычи газа из крупнейших газовых месторождений России, расположенных в районах Крайнего Севера, необходимо применение эффективных технологий для удалений жидкости с забоев скважин.

Общие сведения о месторождения

Рассматриваемое нефтегазоконденсатное месторождение расположено в Пуровском районе Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области. Географически находится на юге Тазовского полуострова, в северной части Западно-Сибирской низменности.

В климатическом отношении площадь отнесена к регионам Крайнего Севера и находится за Полярным кругом.

По геокриологическим условиям район месторождения характеризуется сплошным распространением многолетнемёрзлых пород, которые залегают на глубине 50-80 м – в пределах поймы р. Пур и на глубине 150–400 м – на водораздельных участках.

Объектами разработки рассматриваемого месторождения являются сеноманская и валанжинская залежи, нефтяные оторочки нижнемелового продуктивного комплекса, а также газоконденсатные залежи ачимовской толщи берриасского яруса.

Месторождение открыто в июне 1966 года. Добыча на месторождении началась в 1978 году. На сегодняшний день оно находится на стадии падающей добычи.

В геологическом строении месторождения принимают участие отложения триаса, юры, мела, палеогена и четвертичной системы, залегающие на палеозойском складчатом фундаменте.

Залежь газа в сеномане толщиной 500–800 м представлена мощной толщей переслаивания песчано-алевролитовых и алевро-глинистых пород. Залегает на глубинах от 1040,0 до 1277,2 м.

Толщины коллекторов в разрезах скважин изменяются в широких пределах от 0,4 до 10–40 м. При этом прослои коллекторов большей толщины неоднородны по составу. Прослои глинистых и плотных пород, исключённых из эффективной газонасыщенной толщины, изменяются от 0,4 до 5–8 м. По скважинам эффективные толщины изменяются от 6 до 200 м. Процент пород-коллекторов в разрезах скважин изменяется от 49 до 100 % и в среднем составляет 81,4 %. Зоны относительно повышенной песчанистости приурочены к сводовой части.

По комплексу геофизических исследований скважин газоводяной контакт уверенно отслеживается внутри песчаного пласта с небольшим интервалом вероятности в случае присутствия плотного или глинистого прослоя на границе контакта «газ – вода».

Сеноманская залежь характеризуется высокой неоднородностью. В разрезах скважин уверенно прослеживается только кровля сеноманских отложений, в целом же продуктивный разрез представляет собой сложное сочетание проницаемых и непроницаемых прослоев. Разрезы, как правило, трудно коррелируются. Можно с уверенностью утверждать, что сеноманская продуктивная толща представляет собой единую газогидродинамическую систему.

В целом для территории рассматриваемого месторождения характерны сложные инженерно-геологические условия освоения в связи с заболоченностью, заторфованностью и заозёрностью, а также наличием многолетней мерзлоты с криогенным процессом.

Газ сеноманской залежи рассматриваемого месторождения по химическому составу весьма сходен с газом других сеноманских залежей севера Тюменской области, имеет в основном метановый состав (от 95,4 до 99,3 %). Максимальное содержание углеводородов С2+высшие – не превышает 1,0 %. Относительный удельный вес газа по воздуху колеблется от 0,557 до 0,563. Критические параметры: среднекритическое давление – 47,3 кгс/см^2; среднекритическая температура – 190,5 °К; низшая теплотворная способность – 7648–7972 ккал/м^3 (в среднем – 7883 ккал/м^3).

Анализ текущего состояния разработки месторождения

Целью разработки залежи при прогнозировании принимались:

- максимизация конечной газоотдачи;
- сохранение фонда характеристик добывающих скважин;
- снижение рисков прорывов ГВК к забоям добывающих скважин.

Действующий фонд скважин составляет 146 единиц, из них 19 наблюдательных, 5 пьезометрических и 2 поглощающие. Также на баланс приняты разведочные скважины, которые на сегодняшний день находятся в категории наблюдательные.

Скважины преимущественно наклонно-направленные, оборудованы 114 мм хвостовиком-фильтром и 114 мм НКТ. На рисунке 1 показана типовая система вскрытия залежи кустом скважин на примере куста № 1613.

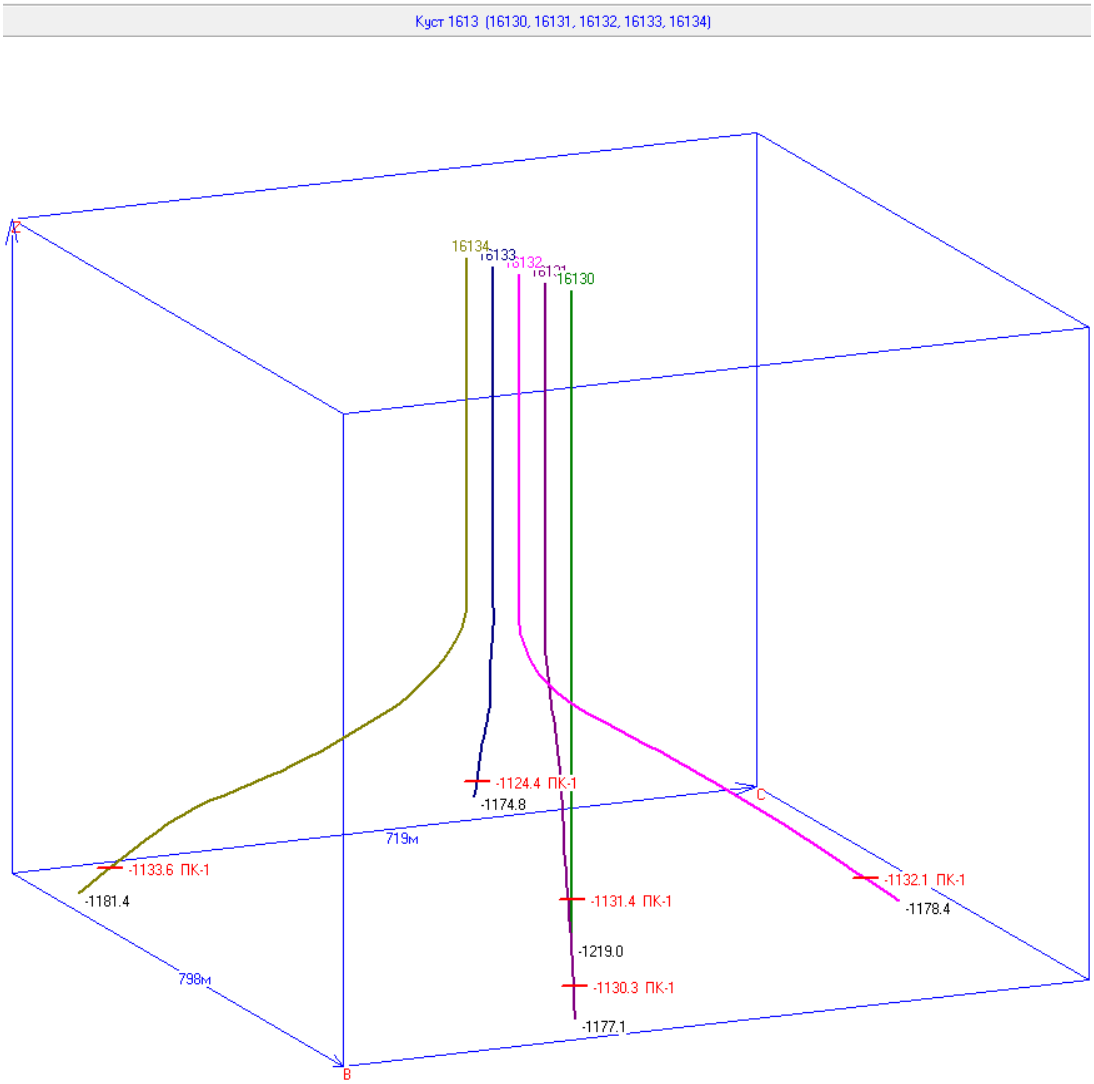

Рисунок 1 – Расположение скважин в кусте (на примере куста № 1613)

Сеноманские скважины имеют следующую конструкцию:

- кондуктор диаметром 245 мм спущен на глубину до 550 м;
- эксплуатационная колонна диаметром 168 мм спущена на глубину до 1196 м;
- лифтовая колонна диаметром 114 мм спущена до проектной глубины.

Кондуктор диаметром 244,5 мм спускается на глубину 550 (500) м для перекрытия четвертичных отложений и многолетнемёрзлых пород, неустойчивых и склонных к обвалообразованию. Оборудуется противовыбросовым оборудованием для герметизации устья скважины при возникновении флюидопроявлений при бурении под эксплуатационную колонну. Бурение под кондуктор ведётся турбинным способом долотами диаметрами 295,3 мм. Кондуктор цементируется до устья.

Эксплуатационная колонна диаметром 168,3 мм спускается в кровлю продуктивного горизонта. Глубина спуска эксплуатационной колонны по вертикали составляет 1196 м. Эксплуатационная колонна предназначена для разобщения проницаемых горизонтов, залегающих выше продуктивного пласта. Бурение под эксплуатационную колонну ведётся турбинным способом долотами диаметрами 215,9 мм.

Эксплуатация ведётся по насосно-компрессорным трубам (НКТ) диаметром 114,3 мм. Применяемая конструкция лифтовых труб – одноколонная.

Проектная конструкция эксплуатационной скважины приведена на рисунке 2.

Рисунок 2 – Проектная конструкция эксплуатационной газовой скважины

Около 65 % скважин оборудованы сетчатым фильтром диаметром 114,0 мм, который перекрывает участок ствола скважины, вскрывающий продуктивный пласт в интервале 1196–1320 м. Фильтр предназначен для предотвращения выноса песка продуктивного пласта сеноманских отложений, сложенного слабосцементированными породами.

Контроль за процессом разработки рассматриваемого месторождения

По состоянию на 2022 год было запланировано добуривание порядка 30 скважин. По факту эти скважины были разбурены в 2024 году и подключены в 2025 году.

Фонд бездействующих скважин пополняется за счёт обводнения скважин.

Контролем за подъёмом газоводяного контакта (ГВК) в скважинах в процессе разработки сеноманской залежи наиболее полно охвачена зона эксплуатационного разбуривания. Периферийные же участки из-за недостаточного количества наблюдательных скважин данными о подъёме ГВК освещены слабо.

Причины, обуславливающие скопление жидкости, могут быть разнообразными. Состав скопившейся жидкости и характер воздействия, которое она оказывает на призабойную зону пласта, индивидуальны для каждой конкретной скважины. Скопившаяся жидкость может разрушать цемент горной породы-коллектора, ухудшая при этом фильтрационно-емкостные свойства призабойной зоны и повышая содержание механических примесей в продукции скважины, которые негативно влияют на наземное и подземное оборудование. Кроме того, жидкость, продолжительное время накапливаясь на забое, в определённый момент может достигнуть уровня перфорационных отверстий и перекрыть их. Тем самым создаётся противодавление на продуктивный пласт, которое будет возрастать с увеличением высоты столба жидкости над уровнем перфорационных отверстий. Это существенно уменьшает величину создаваемой депрессии на продуктивной пласт и, соответственно, уменьшается дебит газа, вплоть до полной остановки скважины. Принято подразделять жидкость, поступающую на забой скважины, на пластовую или конденсационную воду и газовый конденсат.

К группе пластовых вод относятся напорные подземные воды, являющиеся естественными спутниками всех газовых, газоконденсатных н нефтяных месторождений.

Поступление пластовой воды в скважину обусловлено:

- поднятием уровня газоводяного контакта;
- поступлением в скважину воды из водоносных горизонтов (через негерметичность).

В связи с этим объём водопритока может достигать довольно больших значений.

Минерализация пластовых вод определяется лабораторными исследованиями и отражена в ТПР.

Конденсационные воды являются продуктом паров воды, растворённых в природном газе.

При подъёме газа по лифтовым трубам происходит его охлаждение в зоне многолетнемёрзлых пород и выделение конденсационной воды из газа. Далее конденсационные воды стекают по стенкам лифтовых труб на забой скважины.

Минерализация конденсационных вод составляет от 0,05 до 1,0 г/л. Их химический состав отличается от химического состава пластовой воды меньшем содержанием различных ионов и солей.

При эксплуатации скважин газоконденсатных месторождений на их забое может накапливаться газовый конденсат. Это происходит из-за явления ретроградной конденсации. При уменьшении пластового давления и изотермических условий системы газ может переходить из газообразного состояния в жидкое, тем самым образуется двухфазная система.

Обычно жидкость, поступающая в скважину, выносится на поверхность потоком газа при условии, что скорость движения газа на забое выше критической скорости. Критическая скорость является условным значением скорости движения газа, при которой не обеспечивается вынос жидкости на поверхность. Для каждой скважины значение критической скорости индивидуально, в среднем оно изменяется в пределах от 3 до 4 м/с. В тот момент, когда скорость движения газа на забое становится меньше или равной критической скорости, поступающая в скважину жидкость перестаёт выноситься на поверхность. Снижение скорости движения газа на забое происходит вследствие уменьшения пластового давления. Таким образом, интенсивность накопления жидкости на забое газовых и газоконденсатных скважин возрастает на поздних стадиях разработки месторождения.

На поздних стадиях разработки важной задачей является обеспечение работоспособности скважин в условиях их обводнения пластовыми и конденсационными во-

дами. Вода отрицательно влияет на эксплуатационные характеристики – изменяется режим работы скважин из-за уменьшения депрессии на пласт. На истощённую энергетику пласта накладываются дополнительные гидравлические сопротивления из-за наличия воды в лифтовых трубах и газосборных трубопроводах системы сбора газа.

Перераспределение добычи между скважинами в поздний и завершающий периоды разработки затруднительно из-за низкого пластового давления. В результате этого часть скважин эксплуатируется ниже своих потенциальных возможностей, происходит самопроизвольная остановка из-за накопления жидкости в скважине.

В ООО «Газпром добыча Уренгой» проводились исследования влияния конденсационной и пластовой воды на разрушение призабойной зоны пласта. По результатам лабораторных экспериментов с образцами сеноманского керна сделаны следующие выводы:

- взаимодействие пресной воды с керном приводит к активному разбуханию и диспергированию глинистых частиц его цемента, разрушению образцов сцементированного сеноманского керна, при этом тонкодисперсные глинистые частицы, находясь во взвешенном состоянии, обусловливают взмучивание раствора, образуя агрегатно-устойчивую структуру;
- пластовая вода по сравнению с конденсационной водой электролитически более «совместима» с минералами пород-коллекторов сеноманской залежи, поэтому разрушает их в меньшей степени в результате расклинивающего воздействия процесса гидратации на глинистые частицы цемента керна;
- пресные конденсационные воды более интенсивно разрушают структуру глинистого цемента сеноманского керна, чем минерализованные пластовые воды. Данное обстоятельство говорит о том, что наличие в скважине столба конденсационной воды, уходящей в пласт при её остановке, может привести к интенсивному разрушению ПЗП, поэтому технологический режим эксплуатации скважины должен обеспечивать достаточную скорость потока в лифтовой колонне для устойчивого выноса жидкости с забоя.

Таким образом, результаты лабораторных экспериментов подтвердили, что конденсационная вода более интенсивно разрушают структуру глинистого цемента керна, чем пластовая, а темп его разрушения возрастает по мере снижения общей минерализации воды.

На дату вскрытия бурением газоводяной контакт вскрыт в 38 скважинах.

Поверхность ГВК ещё до начала эксплуатации рассматриваемой площади в отдельных скважинах, пробуренных в 2004 году, находилась на довольно высоких отметках. Максимальная высота текущего ГВК наблюдается на отметке – 1175 м в наблюдательной скважине № 16210 на юге УКПГ-16.

С 2004 по 2013 гг. подъём ГВК составил 6,5-20 м.

Анализ динамики ГВК показал, что подъём поверхности контакта происходит неравномерно по площади и носит опережающий характер в ряде периферийных кустов № 1613, 1619, 1621, 1627, 1633 и 1637. Здесь скорость подъёма ГВК составила 1,7–6,8 м/год, а высота подъёма ГВК по ним на текущий момент составляет 16,0–20,0 м от начального.

Совокупность данных по замерам ГВК позволяет сделать вывод об интенсивном продвижении подошвенных вод в северной и северо-западной части залежи, а также об активности контурных вод на юго-востоке. Начало внедрения вод совпадает с вводом площади в разработку.

По результатам лабораторных анализов с 2017 года в скважинах рассматриваемого месторождения наблюдается пластовая и конденсационная воды. В настоящее время выделяются северный и южный очаги опережающего обводнения (рис. 3).

Формирование этих очагов связано исключительно с особенностями литологического строения, а именно, выходом в области начального ГВК мощных суперколлекторов, способствующих активному внедрению подстилающих вод в залежь. На восточном крыле также отмечаются скважины с признаками пластовой воды в продукции.

Сравнение проектных и фактических показателей по фонду действующих скважин и уровням добычи газа приведено в таблице 1.

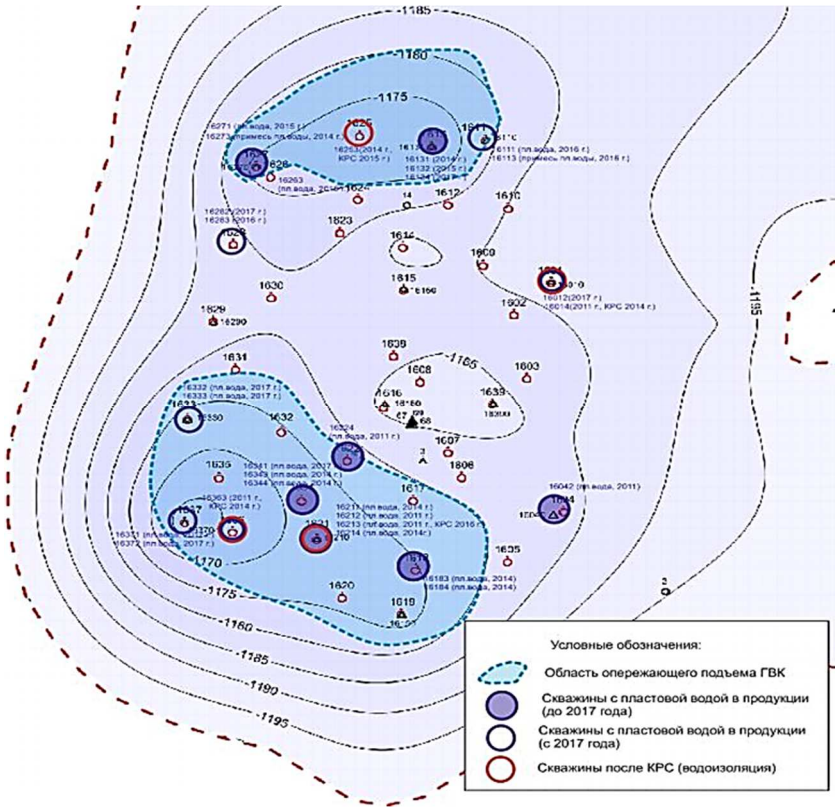

Рисунок 3 – Карта текущего положения ГВК Песцовой площади и очаги опережающего обводнения кустов скважин

Таблица 1 – Сравнение проектных и фактических показателей по фонду действующих скважин и уровням добычи газа

Показатели	4 квартал 2024 года	1 квартал 2025 года
Действующий фонд проект / факт	174 / 146	173 / 146
Действующий фонд отклонение, %	–16,1	–15,6
Предельно-допустимый режим $Q_{газа}$ тыс. м^3/сут. тыс. м^3/час	 84000 3500,0	 85500 3562,5
Проектный технологический документ тыс. м^3/сут. тыс. м^3/час	 81602,3 3400,1	 87408,0 3642,0
Отклонение тех. режим / проект %	102,9	97,8

С учётом вышесказанного происходит дополнительная нагрузка по добыче газа на действующий фонд скважин, не предусмотренная проектным технологическим документом, т.е. превышение отбора газа, что приводит к увеличению темпов продвижения газоводяного контакта в скважинах с низкой вертикальной анизотропией пласта в подошвенной части разреза и, как следствие, к поступлению пластовой воды к забоям.

Мониторинг обводнения сеноманской залежи нефтегазоконденсатного месторождения

Достаточно активный упруговодонапорный режим разработки сеноманской залежи предопределяет необходимость систематического контроля.

Положение ГВК на рассматриваемом месторождении устанавливается по данным комплексных промыслово-геофизических исследований и результатам опробования скважин. При определении контактов в обсаженных скважинах наиболее информативны нейтронные методы в силу резкого различия водородосодержания водоносных и газоносных коллекторов.

Нейтронный каротаж основан на взаимодействии потока нейтронов с ядрами элементов горных пород. Спускаемый в скважину прибор содержит источник быстрых

нейтронов и индикатор, удалённый от источника на заданном (примерно 0,5 м) расстоянии и изолированный экранной перегородкой. Существует несколько разновидностей нейтронного каротажа, как, например, нейтронный каротаж по тепловым (ННК-Т) и надтепловым (ННК-НТ) нейтронам, которые дают дополнительную информацию о коллекторе и пластовых жидкостях. В случае обводнения газонасыщенных коллекторов в ходе разработки месторождений происходит уменьшение показаний нейтронного гамма-каротажа, так как водород основной элемент, влияющий на замедление или поглощение. Чем больше водорода (воды), тем быстрее нейтроны замедляются и поглощаются и у приёмника плотность нейтронов гамма-излучения меньше.

Благодаря тому, что нейтронный гамма-каротаж решает множество задач в процессе разведки и эксплуатации скважин, этот метод по праву считается ведущим методом изучения скважин нефтяных и газовых месторождений. Метод нейтронного гамма-каротажа применяют для решения следующих задач:

- литологическое расчленение разрезов;
- выделение коллекторов;
- оценка пористости;
- отбивка ВНК, ГВК.

Анализ за обводнением сеноманской залежи проводится в наблюдательных скважинах путём проведения временных замеров НГК (ГИС-контроль). По данным геофизических исследований с целью уточнения ГВК получена информация о движении газоводяного контакта относительно начального ГВК до 30 м. По проблемным кустам происходило сокращение фактической среднесуточной добычи по сравнению с проектной: в 2021 году – на 33 %, в 2022 году – на 44 %, в 2023 году – на 40 %, в 2024 году – на 16 %. Несмотря на это темп подъёма ГВК продолжает оставаться на высоком уровне. В таблице 2 приведено положение ГВК в скважинах рассматриваемого месторождения по состоянию на 01.01.2025 г.

Таблица 2 – Положение ГВК в скважинах по состоянию на 01.01.2025 г.

№ куста	№ скважин	Положение контакта, (м)	
		начальное ГВК (на момент вскрытия)	текущее ГВК по ГИС на 01.01.2025 г.
1601	16010 наблюдательная газовая	1275,0–1275,4 а.о. 1191,33–1191,73	1266,4–1266,9 а.о. 1185,12–1185,62
1604	16040 пьезометрическая	1271,6–1273,1 а.о. 1192,11–1193,61	1268 а.о. 1188,51
1611	16110 наблюдательная газовая	1272,3–1272,8 а.о. 1191,02–1191,52	1266,4–1266,9 а.о. 1185,12–1185,62
1613	16130 неперфорированная	1278,6 а.о. 1191,64	1263,2–1265,0 а.о. 1176,27–1178,06
1615	16150 неперфорированная	1259,7–1273,0 а.о. 1175,73–1189,03	1259,7–1273,0 а.о. 1175,73–1189,03
1616	16160 неперфорированная	1279,1 а.о. 1189,68	1275,6 а.о. 1186,18
1619	16190 неперфорированная	1261,8–1272,3 а.о. 1182,68–1193,18	1256,2–1256,2 а.о. 1177,08–1177,08
1639	16390 неперфорированная	1278,8–1279,4 а.о. 1189,0–1189,6	1274,6–1279,4 а.о. 1184,8–1189,6
	68 пьезометрическая	1275,6–1277,4 а.о. 1188,7–1190,5	1272,2 а.о. 1185,3

На рисунке 4 представлена динамика обводнения эксплуатационных скважин в период 2020–2024 гг. Как видно из графика, в 2023 году число скважин, работающих с пластовой водой, резко выросло. Эта тенденция сохранилась и в 2024 году. На рисунке 5 показано изменение объёма добываемой конденсационной и пластовой воды по годам. В 2024 году наблюдается значительный рост добываемой жидкости эксплуатационными скважинами.

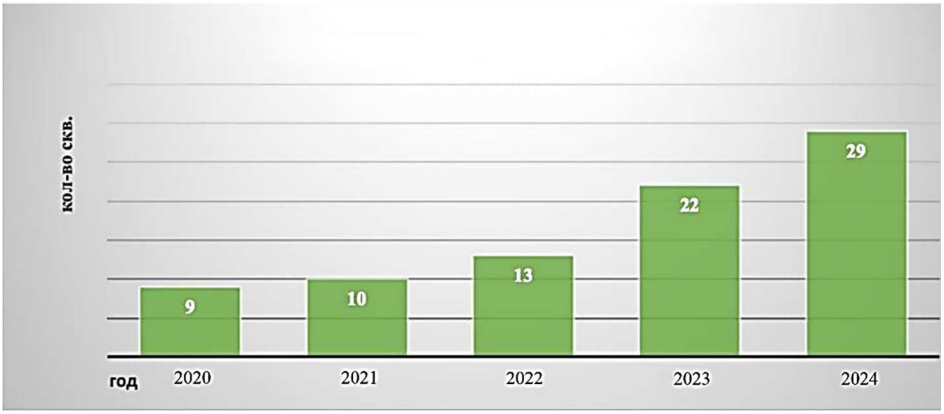

Рисунок 4 – Динамика обводнения эксплуатационных скважин в период 2020–2024 гг.

Рисунок 5 – Динамика добычи конденсационной и пластовой воды в период 2020–2024 гг.

На рисунке 6 показана динамика увеличения содержания воды в пластовом газе за период 2021–2025 (1-й квартал) гг. с 0,39 м^3/млн м^3 до 2,34 м^3/млн м^3 добытого газа.

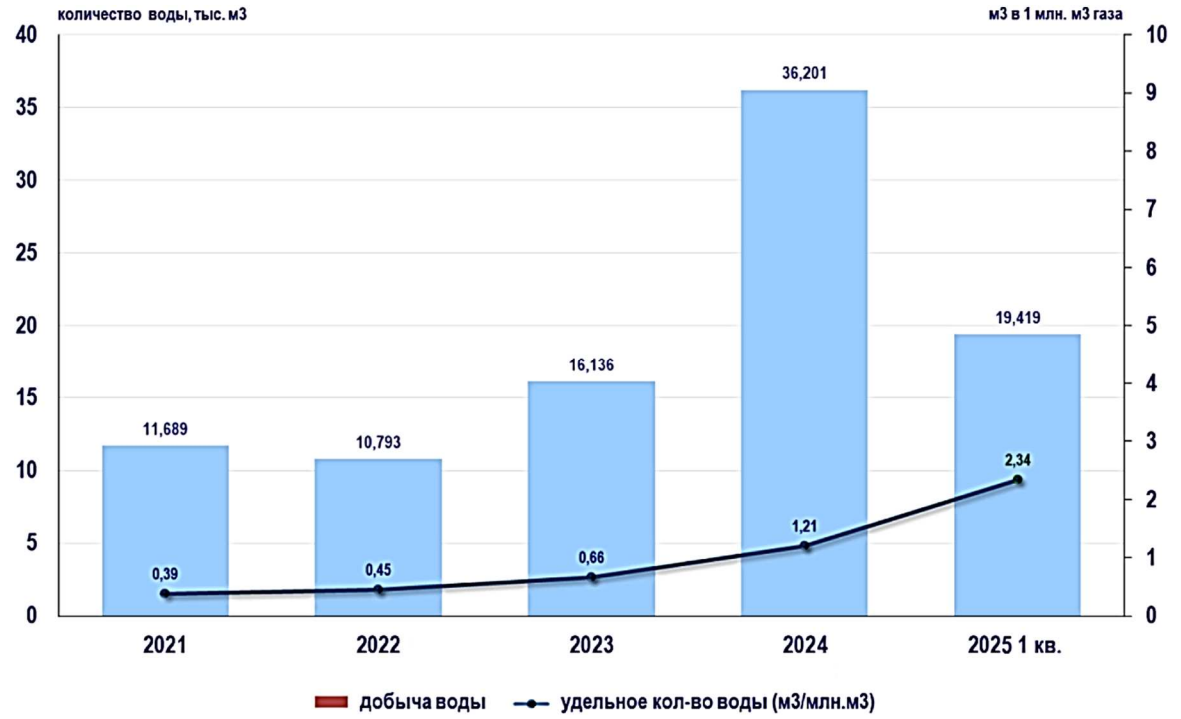

Рисунок 6 – Удельное содержание воды в добываемом газе в период 2021–2025 (1-й квартал) гг.

В 2021–2023 гг. в эксплуатационных скважинах № 16014, 16213, 16253 и 16363 выполнены работы по изоляции водопритока установкой цементного моста в нижнем обводнённом интервале ствола. Поскольку скважины оборудованы фильтром, результат данных мероприятий неоднозначен – водоприток удалось ограничить, но не исключить полностью. При этом наличие фильтра исключает поступление механических примесей из пласта в скважину. В настоящий момент в капитальном ремонте по виду «Извлечение подземного оборудования, водоизоляция, ревизия НКТ, интенсификация» находится скважина № 16212 (также оборудована фильтром). После установки цементного моста 25.01.2025 г. в ходе освоения и проведения диагностического обследования отмечено незначительное снижение водопритока, планируется проведение работ по наращиванию цементного моста.

По данным гидрохимического контроля за 2023–2024 гг. в продукции 33 скважин отмечено присутствие пластовой воды, из них 3 скважины (№ 16131, 16271 и 16212 – в КРС) вышли в бездействие по причине обводнения; 3 скважины (№ 16214, 16223 и 16282) после проведения работ по ограничению расхода работают с конденсационной водой.

По состоянию на 01.04.2024 г. 27 скважин (19 % фонда месторождения) работают со значительным содержанием пластовой воды в скважинной продукции (табл. 3).

Таблица 3 – Перечень скважин, работающих с пластовой водой

№ n/n	№ скважины	$M_{общ}$, г/л	Дебит газа (рапорт за март 2024 года), тыс. $м^3$/сут.	Дебит газа, тыс. $м^3$/час
1	16012	16,9	274,8	11,4
2	16014	21,5	302,2	12,6
3	16032	9,0	511,1	21,3
4	16042	15,8	280,3	11,7
5	16111	18,9	247,3	10,3
6	16113	16,8	219,8	9,2
7	16132	17,3	302,2	12,6
8	16134	9,9	236,3	9,8
9	16183	16,8	445,1	18,5
10	16184	12,8	445,1	18,5
11	16211	10,0	280,3	11,7
12	16213	17,5	346,2	14,4
13	16224	18,0	291,3	12,1
14	16253	17,9	280,3	11,7
15	16263	18,3	296,8	12,4
16	16273	19,1	428,6	17,9
17	16281	12,5	774,9	32,3
18	16283	18,3	516,6	21,5
19	16332	15,2	648,5	27,0
20	16333	16,7	664,9	27,7
21	16341	17,5	522,1	21,8
22	16343	18,0	417,7	17,4
23	16344	17,3	478,1	19,9
24	16363	9,5	654,0	27,2
25	16364	8,8	533,1	22,2
26	16371	13,6	593,5	24,7
27	16372	16,4	599,0	25,0

Для снижения дальнейшего преждевременного выбывания действующего фонда скважин возникает необходимость применения методов борьбы с обводнением.

Методы борьбы с обводнением

Проблема обеспечения стабильной работы скважин на поздней стадии разработки месторождений требует применения различных технологий удаления жидкости из скважин.

Методы удаления жидкости с забоев газовых скважин подразделяются на:

1) механические (плунжерный лифт, различные модификации газлифта, автоматизированные продувки и другие);

2) физико-химические (при помощи пенообразующих реагентов).

Причём те или другие методы применяют как для периодического, так и для непрерывного удаления жидкости.

В газодобыче получили распространение следующие способы удаления жидкости:

- технологические продувки скважин;
- штанговые глубинные насосы;
- плунжерный лифт;
- газлифт;
- подача ПАВ на забой скважины;
- замена лифтовых колонн на трубы малого диаметра;
- эксплуатация скважин по концентрическим лифтовым колоннам.

Выбор способа удаления жидкости с забоя скважины зависит от геолого-промысловой характеристики газонасыщенного пласта, конструкции скважины, периода разработки залежи, а также от количества поступающей жидкости в скважину.

Дебит воды – важный фактор, влияющий на выбор метода. При небольших дебитах воды достаточно эффективны периодические методы, при больших дебитах воды эффективнее непрерывные методы.

Одним из недорогих, эффективных и широко применяющихся методов удаления жидкости с забоев скважин является метод вспенивания забойной жидкости, который заключается в доставке на забой определённого количества ПАВ-пенообразователя, растворении его в жидкости на забое скважины и образовании столба пены за счёт «пробулькивания» газа, поступающего из пласта в скважину. Пена, имеющая малую плотность, легко выносится на поверхность. При использовании метода вспенивания для удаления жидкости с забоя скважины нужно выбрать тип и концентрацию ПАВ в соответствии с минерализацией воды и наличием или отсутствием конденсата в забойной жидкости. В настоящее время применяют анионоактивные ПАВ. На вспениваемость жидкости влияют как физико-химические свойства раствора (поверхностное натяжение, плотность, вязкость), так и гидродинамические условия.

На различных этапах эксплуатации месторождения получен опыт применения следующих технологий: замена НКТ на меньший диаметр, подача в скважину твёрдых и жидких поверхностно-активных веществ, плунжерный лифт. Однако перечисленные технологии имеют существенные ограничения:

- ПАВ не эффективен в скважинах с подвеской НКТ выше перфорированного интервала;
- замена НКТ на меньший диаметр уменьшает продуктивность скважины, так как сопровождается глушением и приводит к увеличению гидравлических сопротивлений;
- плунжерный лифт не получил распространения ввиду низкой конструктивной надёжности.

Проведён сравнительный анализ существующих технологий удаления жидкости с забоя скважины. Каждая из технологий соответствует определённым геологическим и экономическим условиям и имеет свои преимущества и недостатки. Сравнение проводилось на основании технологических критериев. Для измерения эффективности технологий эксплуатации использован ранговый подход. Качественные признаки технологии оцениваются по трёхбалльной шкале: 1 – плохо, 2 – нейтрально, 3 – хорошо. Данные ранжирования по основным технико-технологическим показателям показаны в таблице 4.

Технология удаления жидкости с использованием концентрических лифтовых колонн набрала максимальное количество баллов почти во всех рассматриваемых пунктах. Таким образом, данная технология является наиболее перспективной для внедрения с целью удаления жидкости с забоя газовых и газоконденсатных скважин.

Как видно из таблицы 4, условиям дальнейшей эксплуатации газовых скважин в наибольшей степени удовлетворяет технология работы по концентрическим лифтовым колоннам (КЛК). Наиболее перспективным является применение технологии эксплуатации обводняющихся малодебитных газовых скважин по концентрической лифтовой колонне. Однако её эффективность может быть значительно выше, если решить задачу реализации спуска дополнительной лифтовой колонны без проведения капитального ремонта и глушения скважины.

Таблица 4 – Ранговая оценка технологий для эксплуатации обводнённых газовых скважин

№ n/n	Процессы и условия, сопровождающие внедрение технологий удаления воды	Технология, балл						
		продувка	ШГН	плун-жерный лифт	газлифт	ПАВ	НКТ меньшего диаметра	КЛК
1	Необходимость в глушении и освоении скважины при переходе на новую технологию	3	1	1	1	3	1	1
2	Замена компоновки подземного скважинного оборудования	3	1	1	1	3	1	3
3	Оперативная адаптация к переменным промысловым условиям	1	3	3	2	1	1	3
4	Автоматизация и контроль технологического процесса	1	3	3	2	1	2	3
5	Необходимость в дополнительном энергоресурсоснабжении	1	1	1	1	1	2	2
6	Эксплуатация скважины с управлением параметрами работы	1	3	3	2	1	1	3
7	Ограничения по высоте расположения башмака НКТ относительно интервала перфорации	1	1	1	1	1	3	3
8	Воздействие на окружающую среду	1	3	3	2	3	3	3
9	Экономическая составляющая	2	1	2	2	2	1	1
Итого		**14**	**17**	**18**	**14**	**16**	**15**	**22**

Обоснование применения технологии концентрических лифтовых колонн для газовых скважин на поздних стадиях разработки

Суть технологии оснащения скважины концентрической лифтовой колонной заключается в разделении восходящего потока газа по двум направлениям: «быстрого» по центральной колонне малого диаметра и «медленного» по существующей колонне лифтовых труб.

Своевременное переключение потока газа между «быстрым» и «медленным» направлениями позволяет избежать накопление на забое скважины конденсационной воды и исключить режим «самозадавливания» скважины, что позволяет продлить максимально эффективный режим эксплуатации скважины без капитального ремонта. Типовая схема скважины с КЛК приведена на рисунке 7.

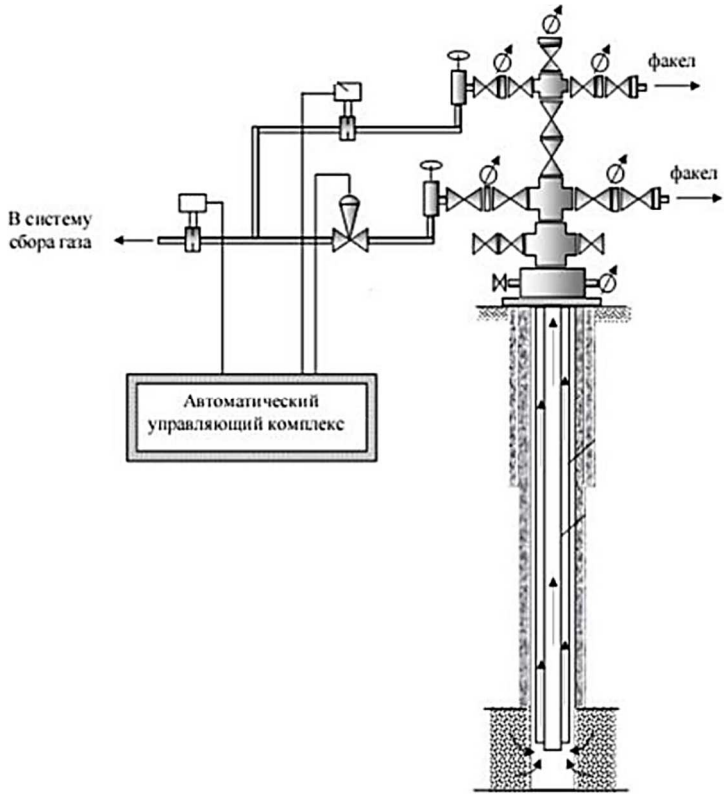

Рисунок 7 – Типовая схема скважины с концентрической лифтовой колонной

Рекомендуемая технология эксплуатации самозадавливающихся скважин с системой ЦЛК предусматривает применение:

- подземного оборудования скважины, включающим гибкую сталеполимерную трубу, трёхпозиционный клапан-отсекатель, воронку;
- наземного оборудования, включающим фонтанную арматуру и автоматизированный управляющий комплекс в случае его установки;
- сокращение количества продувок ствола скважин с выпуском газа в атмосферу;
- большой объём работ по обслуживанию по сравнению с другими скважинами;
- увеличение дебита за счёт постоянного выноса жидкости и тем самым уменьшения фильтрационных сопротивлений на забое скважины;
- снижение дебита скважины при частичном перекрытии межколонного пространства для обеспечения выноса жидкости по центральной лифтовой колонне.

Основаниями для перевода скважин на эксплуатацию по КЛК являются:

- уменьшение рабочих дебитов из-за осложнений, обусловленных скоплениями жидкости на забое и в стволе скважины;
- увеличение трудоёмкости обслуживания скважин при проведении разовых мероприятий по периодическому удалению жидкости;
- увеличение периода работы скважины с дебитом меньше минимально допустимого после цикла принудительного периодического удаления жидкости.

Критерием для перевода скважины на технологию КЛК является наличие признаков скопления жидкости в скважине, которые ограничивают рабочий дебит. Признаками скопления жидкости в скважине следует считать характерные изменения технологических параметров режима эксплуатации (давление, расход, температура), документально зафиксированные во времени средствами измерения и характеризующие режимы работы:

- «самозадавливание» скважины в процессе эксплуатации;
- резкие скачкообразные изменения давления;
- неравномерное уменьшение объёмов добычи при неизменном давлении в газосборной системе;
- уменьшение давления на выходе из лифтовой колонны, измеренного на устье скважин и одновременном увеличении давления в затрубном и/или межтрубном кольцевом пространствах;
- скачкообразное увеличение градиента давления по стволу скважины, измеренного с использованием погружных глубинных манометров во время работы, обусловленное изменением положения динамического уровня жидкости в стволе скважины;
- наличие жидкости и песка в потоке газа, песчаных пробок на забое;
- подъём уровня барботируемой жидкости в скважине.

Перевод скважин на эксплуатацию с использованием концентрических лифтовых колонн заключается в следующем. Перед началом работ проводят комплекс исследований, который включает в себя:

- газоконденсатные и гидродинамические исследования скважины;
- отбор устьевых проб с целью определения состава продукции скважины;
- контроль за давлением на устье скважины и измерение давления по стволу скважины с использованием глубинного манометра.

Кроме того, проводят полный анализ другой различной промысловой информации.

На основании полученных данных определяется характер поступления жидкости на забой скважины, скорость накопления жидкости, её объём и состав.

Далее создаётся модель водоконденсатного притока в скважину, с использованием которой происходит подбор оптимальной глубины спуска центральной лифтовой колонны и её диаметр. Созданную модель водоконденсатного притока используют для определения оптимального диаметра и глубины спуска колонны ГНКТ.

Для каждого возможного диаметра ГНКТ рассчитывается скорость движения газа при разном объёме водоконденсатного притока в скважину и величины пластового давления.

Процесс прогнозирования водоконденсатного притока в скважину является затруднительным, т.к. интенсивность притока зависит от многих различных факторов. Поэтому моделирование рассматривает все возможные варианты изменения пластового давления и величины водоконденсатного притока.

После того, как будет определён оптимальный диаметр колонны ГНКТ, производят моделирование механических нагрузок, которые могут возникнуть при спуско-подъёмных работах. После этого этапа приступают к непосредственному спуску центральной лифтовой колонны (ЦЛК). Для этого на верхнюю часть фонтанной арматуры монтируется блок превенторов, герметизатор и инжектор.

ЦЛК, составленную из гибких насосно-компрессорных труб, спускают во внутрь уже спущенной колонны лифтовых труб, с использованием которых велась эксплуатация ранее.

Диаметр спущенной лифтовой колонны и типоразмеры элементов фонтанной арматуры учитываются при подборе диаметра спускаемой лифтовой колонны. ЦЛК центрируется относительно основной лифтовой колонны (ОЛК). Для удержания ЦЛК на верхнюю часть фонтанной арматуры монтируется узел подвеса.

Фонтанную арматуру обвязывают с автоматическим управляющим комплексом (АУК), который непрерывно контролирует дебит скважины по ЦЛК и ОЛК. При уменьшении дебита скважины ниже критического значения АУК даёт команду на закрытие дистанционно-управляемого регулирующего клапана, который перекрывает пространство между двумя лифтовыми колоннами.

В результате уменьшения диаметра лифтовой колонны повышается скорость движения газа, которая становится достаточной для выноса жидкости на поверхность. В этот момент скважина эксплуатируется только по ЦЛК, дебит скважины уменьшается, но происходит вынос жидкости на поверхность. После чего клапан открывается, и скважина продолжает эксплуатироваться с максимальным дебитом.

Кроме того, управляющий комплекс осуществляет непрерывный контроль за термобарическими параметрами, передаёт их на пульт управления, осуществляет подачу ингибитора гидратоообразования.

Алгоритм расчёта режимов работы скважины

Технологию применяют при устойчивом снижении дебита ниже критического значения, при котором жидкость не выносится из скважины, что приводит к самозадавливанию, либо при скоплении в скважине жидкости, которая не выносится при существующем режиме.

Скважинами-кандидатами для удаления жидкости с использованием технологии эксплуатации обводняющихся газовых скважин по КЛК являются скважины с дебитом газа, недостаточным для непрерывного выноса жидкости. Для его оценки производят расчёт минимального дебита газа, ниже значения которого происходит накопление жидкой фазы на забое скважины.

Минимальный дебит газа $Q_{\min}$, тыс. м^3/сут. вычисляют по формуле:

$$Q_{\min} = 86{,}4 \cdot V_{\min} \cdot \frac{\pi \cdot d^2}{4} \cdot \frac{P}{P_0} \cdot \frac{T_0}{Z \cdot T}, \quad (1)$$

где $V_{\min}$ – минимальная скорость газа, необходимая для выноса жидкости, м/с; d – внутренний диаметр лифтовой колонны, м; P – забойное давление, МПа; P_0 – давление в стандартных условиях, МПа; T_0 – температура в стандартных условиях, °К; Z – коэффициент сверхсжимаемости газа на забое; $T_{заб}$ – забойная температура, °К.

Минимальную скорость газа определяют по формуле:

$$V_{\min} = 3{,}3 \cdot \left(\frac{g \cdot \sigma \cdot \rho_{ж}^2 \cdot \sin\alpha}{\rho_{газа}^2 \cdot (\rho_{ж} - \rho_{газа})} \right), \quad (2)$$

где g – ускорение свободного падения, м/с*2*; σ – коэффициент поверхностного натяжения жидкости, Н/м; $\rho_ж$ – плотность жидкости, кг/м^3; α – угол наклона лифтовой колонны к горизонту, град; $\rho_{газа}$ – плотность газа на забое, кг/м^3.

Для расчёта минимального дебита могут применяться эмпирические коэффициенты. Плотность газа можно рассчитать по зависимости от давления:

$$\rho_{газа}\left(P_{заб}, T_{заб}\right) = \rho_{газа}^{н.у.} \cdot \left(\frac{P_{заб} \cdot T_0}{P_0 \cdot T_{заб} \cdot Z}\right), \quad (3)$$

где $\rho_{газа}^{н.у.}$ – плотность газа при нормальных условиях, кг/м^3.

Поверхностное натяжение жидкости:

$$\sigma = 0{,}001 \cdot \left(0{,}0007 \cdot P_{заб}^2 - 0{,}2708 \cdot P_{заб} + 71{,}154\right). \quad (4)$$

Коэффициент сверхсжимаемости:

$$Z = \frac{P_{заб} \cdot T_0 \cdot 0{,}0888 \cdot P_{заб}^{-1{,}069}}{P_{заб} \cdot T}. \quad (5)$$

Далее приведён алгоритм расчёта режимов работы скважин, оборудованных концентрической лифтовой колонной.

Алгоритм расчёта

Забойное давление $P_{заб}$ (МПа) вычисляют по формуле:

$$P_{заб} = P_{зт} \cdot e^S, \quad (6)$$

где $P_{зт}$ – абсолютное давление газа на устье скважины в МКП при движении газа только по ЦЛК (или давление газа на устье в затрубье при работе по ЦЛК и МКП одновременно), МПа; S – безразмерный показатель, вычисляемый по формуле:

$$S = \frac{0{,}03415 \cdot \overline{\rho} \cdot L}{z_{ср} \cdot T_{ср}}, \quad (7)$$

где $\overline{\rho}$ – относительная плотность газа; L – длина лифтовой колонны, м; $z_{ср}$ – средний коэффициент сверхсжимаемости газа, соответствующий значению $P_{ср}$, МПа, вычисляемому по формуле:

$$P_{ср} = \frac{2}{3} \cdot \left(P_{заб} + \frac{P_{уст}^2}{P_{заб} + P_{уст}}\right), \quad (8)$$

где $P_{уст}$ – давление на головке абсолютное, МПа; $T_{ср}$ – средняя абсолютная температура газа в стволе скважины при движении газа от забоя до устья, °К, вычисляемая по формуле:

$$T_{ср} = \frac{T_{уст} + T_{заб}}{2}, \quad (9)$$

где $T_{уст}$ и $T_{заб}$ – соответственно температура на устье и на забое, °К.

Забойное давление Рзаб при движении газа по ЦЛК:

$$P_{заб} = \sqrt{P_{уст}^2 \cdot e^{2 \cdot S} + \xi \cdot Q_{факт}^2}, \quad (10)$$

где $Q_{факт}$ – фактический дебит скважины, тыс. м^3/сут.; $P_{уст}$ – давление на устье абсолютное, МПа; ξ – коэффициент сопротивления ствола скважины, вычисляемый по формуле:

$$\xi = 1{,}377 \cdot \lambda \cdot \frac{z_{ср}^2 \cdot T_{ср}^2}{d_{вн}^5} \cdot \left(e^{2 \cdot S} - 1\right), \quad (11)$$

где λ – коэффициент гидравлического сопротивления ствола скважин.

Средний коэффициент сверхсжимаемости газа $z_{ср}$ считается методом итераций с помощью аппроксимирующего полинома:

$$z_{ср} = z\left(\overline{P}, \overline{T}\right), \tag{12}$$

$$\overline{P} = \frac{P_{ср}}{P_{кр}}, \tag{13}$$

$$\overline{T} = \frac{T_{ср}}{T_{кр}}, \tag{14}$$

где $P_{кр}$ и $T_{кр}$ – критические значения давления и температуры, МПа и °K.

Эффективный диаметр $D_{эф}$ для кольцевого межтрубного канала, который вычисляют по формуле:

$$D_{эф} = \sqrt{D_{эк}^2 - d_н^2}, \tag{15}$$

где $D_{эк}$ – внутренний диаметр труб внешней лифтовой (или эксплуатационной) колонны, мм.

Дебит газа $Q_{зт}$ (тыс. м^3/сут.) по кольцевому каналу вычисляют по формуле:

$$Q_{зт} = Q_{скв} - Q_{баз}. \tag{16}$$

Вместо давления на устье $P_{уст}$ (МПа) вводят давление в кольцевом межтрубном канале $P_{зт}$.

Дебит скважины Qскв (тыс. м^3/сут.) после удаления жидкости из ЦЛК вычисляют по формуле:

$$Q_{скв} = \frac{\sqrt{\left(\left[P_{пл}^2 - P_{уст}^2 \cdot e^{2 \cdot S}\right] \cdot \left[b + \xi \cdot z_{ср}^2 \cdot \left(e^{2 \cdot S} - 1\right)\right] \cdot 4 + a^2\right)} - a}{2 \cdot \left[b + \xi \cdot z_{ср}^2 \cdot \left(e^{2 \cdot S} - 1\right)\right]}, \tag{17}$$

где a и b – фильтрационные коэффициенты формулы притока газа к забою скважины.

Зависимость потерь давления при движении газожидкостной смеси в вертикальной трубе от приведённого параметра Фруда Fr* вычисляют по формуле:

$$Fr^* = 217 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{\overline{\rho}_{газа}}{\overline{\rho}_{ж}} \cdot \frac{P_0}{g \cdot T_{ст}} \cdot B^2 \cdot Q^2 \cdot d^{-5}, \tag{18}$$

где Q – дебит газа, тыс. м^3/сут.; B – комплексный коэффициент, вычисляемый по формуле:

$$B = \sqrt{\frac{z \cdot T}{P}}, \tag{19}$$

где $\overline{\rho}_{газа}$ и $\overline{\rho}_{ж}$ – относительные плотности газа и жидкости; z – коэффициент сверхсжимаемости; T – температура газа, °K; P – давление газа абсолютное, МПа; P_0 – стандартное давление (P_0 = 0,1013 МПа); d – внутренний диаметр трубы, м.

$$Q = \sqrt{\frac{Fr^* \cdot \overline{\rho}_{ж} \cdot g \cdot T_{ст} \cdot d^5}{217 \cdot 10^{-6} \cdot \overline{\rho}_{газа} \cdot P_0 \cdot B^2}}. \tag{20}$$

Режим работы газовой скважины характеризуется коэффициентом относительного дебита газа и относительных потерь давления ствола скважины.

Коэффициент относительного дебита газа определяется отношением фактического дебита $Q_{факт}$ (тыс. м^3/сут.) к базовому дебиту $Q_{баз}$ и вычисляется по следующей формуле:

$$K_1 = \frac{Q_{факт}}{Q_{баз}}. \quad (21)$$

Коэффициент относительных потерь давления ствола скважины определяется отношением фактических потерь давления в скважине к возможным потерям давления при работе скважины по ЦЛК с базовым дебитом газа:

$$K_\Delta = \frac{\Delta P_{факт}}{\Delta P_{баз}}, \quad (22)$$

где

$$\Delta P_{факт} = P_{заб} - P_{уст}; \quad (23)$$

$$\Delta P_{баз} = P_{заб}^{баз} - P_{уст}. \quad (24)$$

Здесь:

$$P_{заб}^{баз} = \sqrt{P_{уст}^2 \cdot e^{2 \cdot S} + \xi \cdot Q_б^2}. \quad (25)$$

Значения коэффициентов относительного дебита и относительных потерь могут быть больше или меньше единицы. Чем меньше значения коэффициентов, тем полнее используются добычные возможности скважины. При обосновании технологии эксплуатации скважин следует обеспечить эксплуатацию с минимальными коэффициентами относительных потерь и минимальным относительным дебитом.

Расчёт дебита скважины при эксплуатации одновременно по ЦЛК и кольцевому межтрубному пространству состоит в следующем:

1) определяют эффективный диаметр по формуле (15);
2) определяют дебит скважины по формуле (17);
3) определяют необходимое значение базового дебита по ЦЛК по формуле (18), при этом значение приведённого параметра Фруда, обеспечивающего минимальные потери давления, или дебит, необходимый для непрерывного выноса жидкости, определяется экспериментально в зависимости от диаметра и качества труб, наличия и свойств жидкости (для приближённых расчётов можно использовать значение параметра Фруда, равное 500);
4) вычисляют дебит газа по кольцевому межтрубному пространству по формуле (16).

Расчёт рекомендуемого дебита ЦЛК для обеспечения эксплуатации условной скважины по технологии КЛК выполнен по методике ООО «Газпром ВНИИГАЗ».

Рассмотрим скважину № 16042. По данным гидрохимического контроля за 2023–2024 гг. в продукции этой скважины отмечено присутствие пластовой воды. На рисунке 8 показана динамика изменения пластового давления и дебита скважины № 16042.

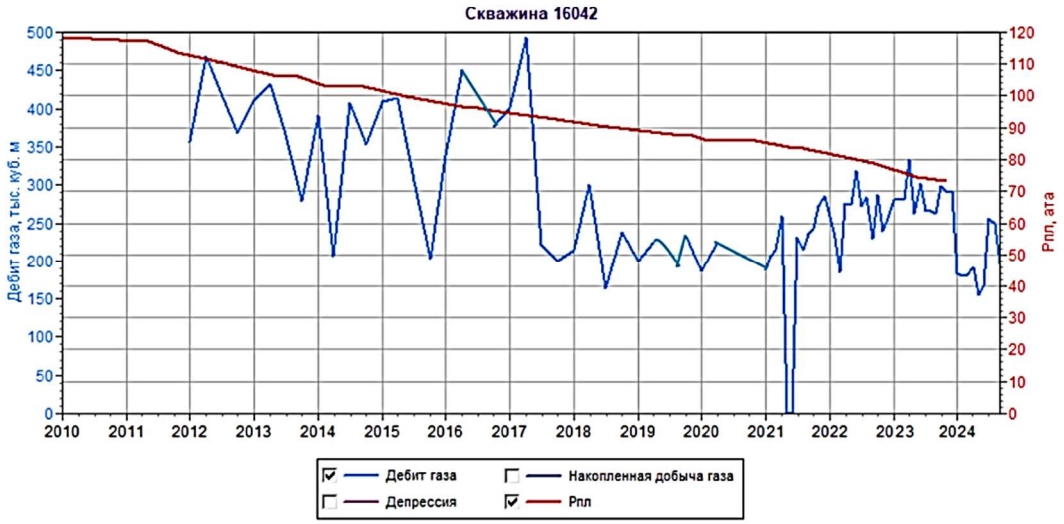

Рисунок 8 – График падения пластового давления и дебита с течением времени

Таким образом, данная скважина является скважиной-кандидатом на внедрение в неё КЛК. В качестве расчёта возьмём данные и параметры со скважины № 16042.

Основные исходные данные для расчёта:

давление в пласте абсолютное $P_{пл}$, МПа	7,1
давление в кольцевом межтрубном канале на устье скважины $P_{зт}$, МПа	6,3
фильтрационные коэффициенты формулы притока газа к забою скважины: *a* *b*	 0,43 0,000118
длина ЦЛК $L_{фт}$, м	1166
внутренний диаметр труб ЦЛК $d_{вн}$, мм	60
внутренний диаметр труб внешней лифтовой колонны $D_{эк}$, мм	168
относительная плотность газа $\overline{\rho}_{газа}$, кг/м^3	0,67
плотность жидкости $\rho_ж$, кг/м^3	998
температура газа на устье $T_{заб}$, °К;	291,3
давление на устье скважины $P_{уст}$, МПа	4,8

Поверхностное натяжение жидкости (формула (4)):

$$\sigma = 0{,}001 \cdot \left(0{,}0007 \cdot 7{,}1^2 - 0{,}2708 \cdot 7{,}1 + 71{,}154\right) = 0{,}07 \cdot$$

Коэффициент сверхсжимаемости (формула (5)):

$$Z = \frac{7{,}1 \cdot 293 \cdot 0{,}0888 \cdot 7{,}1^{-1{,}069}}{7{,}1 \cdot 291{,}3} = 0{,}78 \cdot$$

Плотность газа по зависимости от давления (формула (3)):

$$\rho_{газа}\left(P_{заб}, T_{заб}\right) = 0{,}67 \cdot \left(\frac{7{,}1 \cdot 293}{0{,}1013 \cdot 291{,}3 \cdot 0{,}78}\right) = 51{,}5 \text{ кг/м}^3.$$

Минимальную скорость газа определяют (формула (2)):

$$V_{\min} = 3{,}3 \cdot \left(\frac{9{,}8 \cdot 0{,}07 \cdot 998^2 \cdot \sin 45}{51{,}5^2 \cdot \left(998 - 51{,}5\right)}\right) = 3 \text{ м/с.}$$

Минимальный дебит газа (формула (1)):

$$Q_{\min} = 86{,}4 \cdot 3 \cdot \frac{3{,}14 \cdot 0{,}1^2}{4} \cdot \frac{7{,}1}{0{,}1013} \cdot \frac{293}{0{,}78 \cdot 291{,}3} = 590 \text{ тыс. м}^3\text{/сут.}$$

Средний коэффициент сверхсжимаемости газа (формула (8)):

$$P_{ср} = \frac{2}{3} \cdot \left(7{,}1 + \frac{4{,}8}{7{,}1 + 4{,}8}\right) = 6 \text{ МПа.}$$

Средняя абсолютная температура газа в стволе скважины при движении газа от забоя до устья (формула (9)):

$$T_{ср} = \frac{287 + 291}{2} = 289 \text{ °К.}$$

Средний коэффициент сверхсжимаемости газа $z_{ср}$ (формулы (12) – (14)):

$$z_{ср} = z\left(\overline{P}, \overline{T}\right);$$

$$\overline{P} = \frac{6}{4{,}68} = 1{,}28;$$

$$\overline{T} = \frac{289}{190} = 1{,}52 .$$

Безразмерный показатель (формула (7)):

$$S = \frac{0{,}03415 \cdot 0{,}55 \cdot 1166}{0{,}88 \cdot 289} = 0{,}086 .$$

Забойное давление (формула (6)):

$$P_{заб} = 6{,}4 \cdot e^{0{,}086} = 7{,}05 \text{ МПа.}$$

Коэффициент сопротивления ствола скважины (формула (11)):

$$\xi = 1{,}377 \cdot 0{,}01 \cdot \frac{0{,}88^2 \cdot 289^2}{60^5} \cdot \left(e^{2 \cdot 0{,}086} - 1\right) = 2{,}25 \cdot 10^{-7} .$$

Забойное давление $P_{заб}$ при движении газа по ЦЛК (формула (10)):

$$P_{заб} = \sqrt{4{,}8^2 \cdot e^{2 \cdot 0{,}086} + 2{,}25 \cdot 10^{-7} \cdot 180^2} = 5{,}23 .$$

Эффективный диаметр $D_{эф}$ для кольцевого межтрубного канала (формула (15)):

$$D_{эф} = \sqrt{168^2 - 60^2} = 156 \text{ мм.}$$

Дебит скважины после удаления жидкости из ЦЛК (формула (17)):

$$Q_{скв} = \frac{\sqrt{\left(\left[7{,}1^2 - 4{,}8^2 \cdot e^{2 \cdot 0{,}086}\right] \cdot \left[0{,}001118 + 2{,}25 \cdot 10^{-7} \cdot 0{,}88^2 \cdot \left(e^{2 \cdot 0{,}086} - 1\right)\right] \cdot 4 + 0{,}43^2\right)} - 0{,}43}{2 \cdot \left[0{,}001118 + 2{,}25 \cdot 10^{-7} \cdot 0{,}88^2 \cdot \left(e^{2 \cdot 0{,}086} - 1\right)\right]} =$$

= 50,19 тыс. м^3/сут.

Комплексный коэффициент (формула (19)):

$$B = \sqrt{\frac{0{,}88 \cdot 291}{7{,}1}} \approx 7 .$$

Дебит газа, при котором потери давления в вертикальных трубах минимальны, назван *базовым* и обозначается $Q_{баз}$. Численное значение базового дебита газа определяется по формуле (20) при базовом значении комплексного параметра $Fr^* = Fr^*_{баз}$:

$$Q_{скв} = \sqrt{\frac{550 \cdot 1 \cdot 9{,}8 \cdot 291 \cdot 0{,}1^5}{217 \cdot 10^{-6} \cdot 0{,}67 \cdot 0{,}1013 \cdot 7^2}} = 370 \text{ тыс. м}^3\text{/сут.}$$

Дебит газа по кольцевому каналу (формула (16)):

$$Q_{зт} = 370 - 50{,}19 = 319{,}81 \text{ тыс. м}^3\text{/сут.}$$

Режим работы газовой скважины характеризуется коэффициентом относительного дебита газа и относительных потерь давления ствола скважины.

Коэффициент относительного дебита газа (формула (21)):

$$K_1 = \frac{180}{319{,}81} = 0{,}56 .$$

Коэффициент относительных потерь давления ствола скважины (формулы (22) – (25)):

$$P^{баз}_{заб} = \sqrt{4{,}8 \cdot e^{2 \cdot 0{,}086} + 2{,}25 \cdot 10^{-7} \cdot 370^2} = 5{,}3 \text{ МПа;}$$

$$\Delta P_{баз} = 5{,}3 - 4{,}8 = 0{,}5 \text{ МПа};$$

$$\Delta P_{факт} = 5{,}23 - 4{,}8 = 0{,}43 \text{ МПа};$$

$$K_{\Delta} = \frac{0{,}43}{0{,}5} = 0{,}86.$$

Существующий опыт внедрения технологии концентрических лифтовых колонн показывает, что применение технологии КЛК позволяет существенно продлить срок эксплуатации «самозадавливающихся» скважин, сделать процесс выноса жидкости с их забоя контролируемым и управляемым, а также поддерживать стабильный режим работы скважины в течение всего срока её эксплуатации.

Проанализировав исходные данные, нами сделан вывод, что дебит снижается ниже критического значения. Следовательно, для рассматриваемой скважины № 16042 целесообразно применить технологию концентрических лифтовых колонн.

Выполнив расчёт необходимых технологических показателей и опираясь на значения коэффициентов относительных потерь (так как при обосновании технологии эксплуатации скважин нужно обеспечить эксплуатацию с минимальными коэффициентами относительных потерь и минимальным относительным дебитом – в нашем случае коэффициент относительного дебита газа K_1 = 0,56, коэффициент относительных потерь давления ствола скважины K_{Δ} = 0,86), можно убедиться, что технология концентрического лифта поможет исключить остановку скважины в резерв. Спустив в лифтовую колонну диаметром 60 мм, появляется возможность избежать постоянных продувок, что в свою очередь позволяет избежать потери дебита по скважине. Рекомендуется в качестве центральной лифтовой колонны использовать бесшовные сталеполимерные трубы. Применение данных труб позволит производить установку в короткие сроки (до недели) и без глушения скважины.

Таким образом, можно сделать вывод, что проект внедрения новой технологии эксплуатации по КЛК на самозадавливающихся скважинах рассматриваемого нефтегазоконденсатного месторождения с целью дальнейшего поддержания уровней добычи газа характеризуется при принятых технологических и экономических параметрах проекта устойчивостью и надёжностью.

Проведённая технико-экономическая оценка внедрения технологии показала, что установка данного оборудования на скважинах позволит на этапе падающей добычи существенно продлить период их эксплуатации, повысить доход ПАО «Газпром» и бюджетов РФ.

С использованием новой технологии могут быть решены вопросы удаления воды из скважин за счёт спуска длинномерной лифтовой колонны на требуемую глубину. В процессе эксплуатации скважин с использованием концентрических лифтовых колонн будет возможно регулирование режима работы до последнего дня разработки месторождения. Исходя из вышеизложенного, автоматизированная система контроля и управления технологическими процессами газовых скважин может быть рекомендована к внедрению на газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождениях на поздних стадиях разработки.

Литература

1. Антонкин Д.А. Обзор и анализ современных поверхностно-активных веществ, применяемых на газовых и газоконденсатных месторождениях с целью выноса жидкости с забоя скважин / Д.А. Антонкин, Д.И. Галимов, Д.А. Березовский // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2023. – № 2. – С. 183–198.
2. Березовский Д.А. Проблема «самозадавливания» скважин и пути её решения на примере Медвежьего месторождения / Д.А. Березовский, И.С. Матвеева, О.В. Савенок // Нефть. Газ. Новации. – 2016. – № 11. – С. 53–62.
3. 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.
4. Березовский Д.А. Состояние изученности проблемы эксплуатации газовых скважин с высо-

кой вероятностью самозадавливания и методы её решения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2023. – № 3. – С. 97–118.
5. Анализ методов борьбы с самозадавливанием скважин на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении и обоснование выбора технологии / Д.А. Березовский [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2024. – № 2(374). – С. 33–41.
6. Величкин А.В. Способы повышения надёжности работы низкодебитных скважин в условиях их обводнения // Наука и техника в газовой промышленности. – 2013. – № 1. – С. 40–41.
7. Дикамов Д.В. Особенности эксплуатации скважин по концентрическим лифтовым колоннам на месторождении Медвежье / Д.В. Дикамов, И.В. Шулятиков, И.В. Мельников // Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России: тезисы докладов VIII Всероссийской научно-технической конференции, посвящённой 80-летию РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина (1–3 февраля 2010 года, г. Москва). – М. : РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2010. – С. 164–165.
8. Анализ возможности внедрения технологии плунжерного лифта для эксплуатации газовых скважин на поздней стадии разработки нефтегазоконденсатного месторождения / Н.Х. Жарикова [и др.] // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2025. – № 1. – С. 162–180.
9. Повышение эффективности разработки нефтегазоконденсатного месторождения в условиях самозадавливания газовых скважин / Н.Х. Жарикова [и др.] // Булатовские чтения. – 2025. – Т. 1. – С. 167–178.
10. 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.
11. Перспективные направления развития промыслового оборудования сеноманских УКПГ на Уренгойском месторождении / А.Ю. Корякин [и др.] // Газовая промышленность. – 2014. – № 7. – С. 68–71.
12. Кустышев А.В. Проблемы и пути повышения эффективности эксплуатации газовых скважин на завершающей стадии разработки / А.В. Кустышев, А.С. Епрынцев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 9. – С. 59–64.
13. Эксплуатация самозадавливающихся скважин в условиях завершающего этапа разработки месторождения / В.З. Минликаев [и др.] // Газовая промышленность. – 2010. – № 2. – С. 76–77.
14. Новый этап совершенствования технологий эксплуатации скважин сеноманских залежей / В.З. Минликаев [и др.] // Газовая промышленность. – 2014. – № 3. – С. 85–88.
15. Особенности диагностики источников обводнения газоконденсатных скважин Уренгойского НГКМ при планировании геолого-технических мероприятий / В.В. Мормышев [и др.] // Газовая промышленность. – 2014. – № 7. – С. 27-32.
16. Фильтрация конденсационной воды в пласт в работающих скважинах сеноманских залежей / А.А. Плосков [и др.] // Газовая промышленность. – 2013. – № 5. – С. 62–66.
17. Рагимов Т.Т. Имитация работы газовой скважины Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения, оборудованной концентрической лифтовой колонной, без управляющего комплекса / Т.Т. Рагимов, Е.С. Юшин // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2020. – № 5–6. – С. 70–78.
18. Шихалиев И.Ю. Повышение надёжности эксплуатации скважин за счёт применения комплекса эффективных технологий / И.Ю. Шихалиев, С.Н. Мохов, Р.Р. Гасумов // Газовая промышленность. – 2012. – № 7. – С. 37–40.
19. Шулятиков В.И. Опыт применения и дальнейшие перспективы внедрения технологий и оборудования для контроля и эксплуатации скважин месторождений Большого Уренгоя / В.И. Шулятиков, Г.М. Гереш, А.А. Плосков // Приоритетные направления развития Уренгойского комплекса: Сборник научных трудов ООО «Газпром добыча Уренгой». – 2013. – С. 349–357.

References

1. Antonkin D.A. Review and analysis of modern surfactants used in gas and gas condensate fields to remove liquid from well bottom / D.A. Antonkin, D.I. Galimov, D.A. Berezovskiy // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2023. – № 2. – P. 183–198.
2. Berezovskiy D.A. The problem of self-destruction of wells and ways to solve it using the example of the Medvezhye field / D.A. Berezovskiy, I.S. Matveeva, O.V. Savenok // Oil. Gas. Innovations. – 2016. – № 11. – P. 53–62.
3. Berezovskiy D.A. Analysis of the development of gas and gas condensate fields on the Krasno-

dar 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.
4. Berezovskiy D.A. The state of knowledge of the problem of operating self-pressure gas wells with a high probability and methods for solving it // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2023. – № 3. – P. 97–118.
5. Analysis of the methods applied to combat wells self-killing at the Yamburg oil and gas condensate field and substantiation of the technology selection / D.A. Berezovsky [et al.] // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2024. – № 2(374). – P. 33–41.
6. Velichkin A.V. Methods for improving the reliability of low-yield wells in conditions of their flooding // Science and technology in the gas industry. – 2013. – № 1. – P. 40–41.
7. Dikamov D.V. Features of well operation using concentric lift columns at the Medvezhye field / D.V. Dikamov, I.V. Shulyatikov, I.V. Melnikov // Actual problems of development of the oil and gas complex of Russia: abstracts of reports of the VIII All-Russian scientific and technical conference dedicated to the 80th anniversary of the Gubkin Russian State University of Oil and Gas (February 1-3, 2010, Moscow). – M. : Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2010. – P. 164–165.
8. Analysis of the possibility of implementing plunger lift technology for operation of gas wells at the late stage of oil and gas condensate field development / N.Kh. Zharikova // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2025. – № 1. – P. 162–180.
9. Increasing the efficiency of oil and gas condensate field development under conditions of self-pressing gas wells / N.Kh. Zharikova [et al.] // Readings of A.I. Bulatov. – 2025. – Vol. 1. – P. 167–178.
10. 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.
11. Prospective directions of development of field equipment of Cenomanian gas treatment plants at the Urengoy field / A.Yu. Koryakin [et al.] // Gas industry. – 2014. – № 7. – P. 68–71.
12. Kustyshev A.V. Problems and ways to improve the efficiency of gas well operation at the final stage of development / A.V. Kustyshev, A.S. Epryntsev // Geology, geophysics and development of oil and gas fields. – 2011. – № 9. – P. 59–64.
13. Operation of self-destructing wells in the conditions of the final stage of field development / V.Z. Minlikaev [et al.] // Gas industry. – 2010. – № 2. – P. 76–77.
14. New stage of improvement of technologies of exploitation of wells of Cenomanian deposits / V.Z. Minlikaev [et al.] // Gas industry. – 2014. – № 3. – P. 85–88.
15. Features of diagnostics of sources of waterlogging of gas condensate wells of the Urengoy oil and gas condensate field when planning geological and technical measures / V.V. Mormyshev [et al.] // Gas industry. – 2014. – № 7. – P. 27–32.
16. Filtration of condensation water into the formation in operating wells of Cenomanian deposits / A.A. Ploskov [et al.] // Gas industry. – 2013. – № 5. – P. 62–66.
17. Ragimov T.T. Simulation of the operation of a gas well of the Urengoy oil and gas condensate field equipped with a concentric lift column without a control complex / T.T. Ragimov, E.S. Yushin // Territory NEFTEGAZ. – 2020. – № 5–6. – P. 70–78.
18. Shikhaliev I.Yu. Increasing the reliability of well operation through the use of a set of effective technologies / I.Yu. Shikhaliev, S.N. Mokhov, R.R. Gasumov // Gas Industry. – 2012. – № 7. – P. 37–40.
19. Shulyatikov V.I. Experience of application and further prospects for the implementation of technologies and equipment for monitoring and operating wells in the Bolshoy Urengoy fields / V.I. Shulyatikov, G.M. Geresh, A.A. Ploskov // Priority areas for the development of the Urengoy complex: Collection of scientific papers of «Gazprom Dobycha Urengoy» LLC. – 2013. – P. 349–357.