

УДК 622.279.51

**СОСТОЯНИЕ ИЗУЧЕННОСТИ ПРОБЛЕМЫ
ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН
С ВЫСОКОЙ ВЕРОЯТНОСТЬЮ САМОЗАДАВЛИВАНИЯ
И МЕТОДЫ ЕЁ РЕШЕНИЯ**



**THE STATE OF KNOWLEDGE OF THE PROBLEM OF OPERATING
SELF-PRESSURE GAS WELLS WITH A HIGH PROBABILITY
AND METHODS FOR SOLVING IT**

Березовский Денис Александрович

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

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

Аннотация. В статье рассматриваются методы повышения эффективности эксплуатации газовых скважин с высокой вероятностью самозадавливания на сеноманских залежах, проанализированы особенности добычи газа из сеноманских залежей месторождений севера Западной Сибири на этапе падающей добычи. Проанализированы современные методы и технологии повышения эффективности эксплуатации скважин в условиях повышенной обводнённости и обладающие риском самозадавливания. Определены преимущества и недостатки способов, критерии применимости. Идея работы заключается в возможности вывода самозадавливающейся скважины на стабильный режим работы с помощью применения технологии КЛК и моделировании параметров работы скважины. Соответственно, просчитаны и смоделированы параметры работы скважины по КЛК, определены условия обеспечения выноса жидкости с забоя в зависимости от диаметра ЦЛК и параметров работы скважины. На основании этих расчётов произведена оптимизация работы скважины.

Annotation. The article discusses methods for increasing the efficiency of operation of gas wells with a high probability of self-squeezing in Cenomanian deposits, and analyzes the features of gas production from Cenomanian deposits of fields in the north of Western Siberia at the stage of declining production. Modern methods and technologies for increasing the efficiency of well operation in conditions of increased water cut and with a risk of self-pressure are analyzed. The advantages and disadvantages of the methods and applicability criteria are determined. The idea of the work is the possibility of bringing a self-pressure well to a stable operating mode using concentric elevator column technology and modeling the well operating parameters. Accordingly, the operating parameters of the well according to the concentric elevator column were calculated and modeled, and the conditions for ensuring the removal of fluid from the bottom were determined depending on the diameter of the concentric elevator column and the operating parameters of the well. Based on these calculations, the well operation was optimized.

Ключевые слова: обводнение низкодебитных газовых скважин; эксплуатация скважин в условиях повышенной обводнённости; эксплуатация газовых скважин с водопрооявлениями; моделирование предполагаемого технологического процесса в программных продуктах; моделирование скважины и моделирование флюида; вывод самозадавливающейся скважины на стабильный режим работы; условия обеспечения выноса жидкости с забоя.

Keywords: watering low-yield gas wells; operation of wells in conditions of increased water cut; operation of gas wells with water ingress; modeling of the proposed technological process in software products; well modeling and fluid modeling; bringing the self-pressure well to a stable operating mode; conditions for ensuring fluid removal from the bottom.

Обводнение низкодебитных газовых скважин

Большинство месторождений крайнего Севера, находящихся в Сибири, на данный момент переходят или уже перешли на этап падающей добычи. Многие из них разрабатываются уже более 30 лет. Период падающей добычи характеризуется большим количеством негативных факторов, которые сильно влияют на разработку месторождения и работу скважин. К ним относятся падение пластового давления, повышение обводнения скважин, разрушение коллектора. Суммарное влияние этих факторов приводит к тому, что на забое скважины накапливается вода, которую скважина не может выносить и скважина самозадавливается.

С каждым годом данная проблема затрагивает всё больше месторождений и скважин, так как всё больше месторождений переходит в стадию падающей добычи. Скважины обводняются, что приводит к снижению дебита, а значит и к скорости потока газа в трубе НКТ. Существует критическая скорость газа в скважине, и при снижении скорости ниже неё вода перестаёт уноситься с забоя вместе с газом, и начинает накапливаться. Накопление столба жидкости в скважине перекрывает продуктивные пропластки, дополнительно снижая дебит скважины. В момент, когда давление столба жидкости становится больше пластового давления, скважина самопроизвольно останавливается, происходит эффект «самозадавливания».

На Севере Западной Сибири есть много месторождений, перешедших на последний этап разработки: Ямбургское, Медвежье, Уренгойское и другие. Данные месторождения находятся в разработке уже более 30 лет, что сказывается на снижении добычи газа вследствие снижения пластового давления, обводнения и образования песчаных пробок из-за разрушения коллектора. Из-за актуальности данной проблемы в последнее время проводится много научных исследований, способствующих глубокому и подробному изучению проблемы, изобретение или усовершенствование техник и технологий добычи низконапорного газа, а также эксплуатации обводнённых скважин. Таким образом, одним из важных направлений для решения данной проблемы является использование и внедрение современных технологий на данных месторождениях с целью стабилизации разработки и повышения отбора газа.

Скважины Западной Сибири изначально оборудовались широкими НКТ диаметром 168 и 127 мм в связи с тем, что скважины были высокодебитные, месторождения уникальные по своим запасам и для поддержания высокого дебита было принято решение компоновать их широкими НКТ. Условия выноса жидкости также до определённого времени выполнялись. После перехода на завершающую стадию разработки пластовое давление, а вслед за ним и дебит скважин логично уменьшился. В некоторых скважинах дебит начал снижаться ниже критических значений, в них начала накапливаться конденсационная вода. Объём жидкости, который конденсирует из газа, напрямую связан с влагосодержанием газа и пластовым давлением. При уменьшении пластового давления объём конденсирующей жидкости только увеличивается. Накопление конденсационной жидкости на забое приводит к созданию «противодавления» – давления столба жидкости, которое постепенно растёт с размером самого столба жидкости. В какой-то момент это давление становится выше пластового, и в это время скважина самопроизвольно останавливается вследствие «самозадавливания».

Вода может поступать в скважину двумя путями: либо конденсируясь из газа в стволе скважины, либо поступая напрямую из пласта, например, при подтягивании газовой контактной или при негерметичности заколонного цементного камня вследствие перетока.

Важно отметить соотношение происхождения воды для скважин, в которых происходит накопление жидкости. Для месторождений крайнего Севера характерно самозадавливание конденсационной водой. Доля таких случаев составляет 81 % от всех исследований. При этом смесь конденсационной и пластовой воды отмечена в 11 % случаев и характеризует подтягивание газовой контактной к забою скважины. Задавливание только пластовой водой встречается довольно редко.

Проведённые промысловые исследования показывают ещё одну негативную сторону накопления в скважине столба воды в районе коллектора. Обводнение как пластовой, так и конденсационной водой является причиной вымывания порового цемента, размачивание коллектора, образование каверн и постепенное разрушение коллектора в призабойной зоне. При этом если в скважине не поддерживается дебит для выноса жидкости, то и для выноса механических примесей его будет недостаточно. Вследствие этого в скважине начинают образовываться песчаные пробки, находящиеся в скважине в «смоленном» состоянии. Наличие данной пробки губительно влияет на ещё большее снижение дебита скважины вследствие перекрытия газоносных интервалов.

Продолжать эксплуатацию таких скважин практически тяжело для самой скважины и оборудования. Наличие механических примесей в добываемом флюиде приводит разрушительное воздействие на задвижки, штуцера и НКТ. Слишком большое

проведение ремонтов скважин, целью которых является разрушение песчаной пробки и вынос её с забоя, наносит ещё больший ущерб коллектору, образуя в нём каверны, вследствие чего призабойная зона пласта разрушается вплоть до полного выбытия скважины из эксплуатации и фонда скважин.

Не стоит недооценивать негативный эффект, который производят самозадавливающиеся скважины. Их влияние на разработку нефтегазоконденсатных месторождений достаточно велико. Рассматривая количество самозадавливающихся скважин на протяжении года, можно заметить, что это число не постоянно. Ведь на процесс влияют и внешние факторы, такие как неравномерные объёмы добычи газа в течение года, а также проводимые геолого-технические мероприятия, которые тоже могут оказывать особое влияние на скважину.

Если рассматривать основные причины самозадавливания скважин, то, проводя обзор и анализ имеющихся данных, следует сделать вывод о том, что в качестве ключевых причин можно выделить два промыслово-технологических фактора, которые можно приурочить почти всем залежам сеномана Западной Сибири.

Первым фактором выделяется наличие многолетнемерзлых пород в районе разработки месторождения. Данные породы оказывают определённое влияние на добываемый флюид. Вследствие этого влияния температура газа, движущегося по стволу скважины, снижается заметно быстрее относительно более южных месторождений. Добываемый пластовый газ обладает довольно высоким насыщением парами воды, которые вследствие снижения температуры начинают конденсироваться на стенках НКТ и стекать на забой. В результате данного процесса скважины, в которых газовой контакт ещё не достиг дренируемой области, всё равно могут самозадавливаться по причине накопленной конденсированной воды, несмотря на её низкое содержание в газе.

Вторым фактором можно обозначить обустройство газовых скважин севера Западно-Сибирской равнины НКТ с большими диаметрами, например, 168 мм. Изначально данное решение помогало сократить скорость газа в стволе скважины, что в свою очередь сокращало потери на трение по стволу НКТ. Дебит скважин на начальном этапе был очень большой, поэтому условие выноса жидкости с забоя довольно долгое время соблюдалось. Но вследствие перехода на завершающий этап, характеризующийся снижением пластового давления и сокращением дебита, скорости газа по НКТ становится недостаточно, и вода начинает скапливаться на забое скважины, приводя к самозадавлению.

Данные факторы не были предусмотрены на этапе проектирования разработки, что повлекло за собой появление проблем вследствие падения пластового давления и сокращения дебита. Из-за отсутствия опыта разработки газовых месторождений на позднем этапе, характеризующимся падением добычи, проектировщикам не удалось спрогнозировать негативные последствия. В целом месторождения газа, расположенные на севере Западно-Сибирской равнины, обладают рядом уникальных и схожих характеристик, которые характерны всем месторождениям данной зоны и позволяют выделить их в отдельную группу:

- уникальные месторождения по запасам газа, в том числе остаточных;
- продуктивность скважин, несмотря на снижение, всё ещё высокая;
- низкое пластовое давление;
- погодные условия крайнего Севера;
- группы скважин объединены в один шлейф;
- водогазовый фактор относительно невысок.

Объединение данных месторождений в общую группу на основании схожих ключевых параметров позволяет переносить опыт разработки и эксплуатации скважин с одного месторождения на другой, ускоряя разработку новых проектных решений по мере необходимости и появления проблем. На сегодняшний день уже на многих газовых месторождениях данной группы проявляются проблемы с конденсатным обводнением и самозадавливанием скважин вследствие снижения пластового давления и сокращения дебита.

Завершающая стадия разработки позволяет наблюдать за значительным ростом числа скважин с песководопроявлениями, как по количеству данных скважин, так и по соотношению с фондом скважин в целом. Также отмечается повышенная добыча воды на фоне сокращения добычи газа.

На данный момент уточнённые проекты разработки учитывают эти изменения, подсчитывают количественные оценки и прогноз этих показателей. Но на этапе подготовки к разработке этих месторождений данные факторы не были учтены, что привело к негативным последствиям, решением которых сейчас занимается производственный персонал компаний и научные сотрудники научно-исследовательских институтов.

Основываясь на графиках, показывающих историю разработки одного из газовых месторождений, можно наблюдать сильное влияние обводнения на технологические показатели разработки месторождения. На рисунке 1 показано соотношение добычи газа и воды на месторождении Крайнего Севера, которое показывает серьёзное падение уровня добычи газа после начала обводнения скважин.

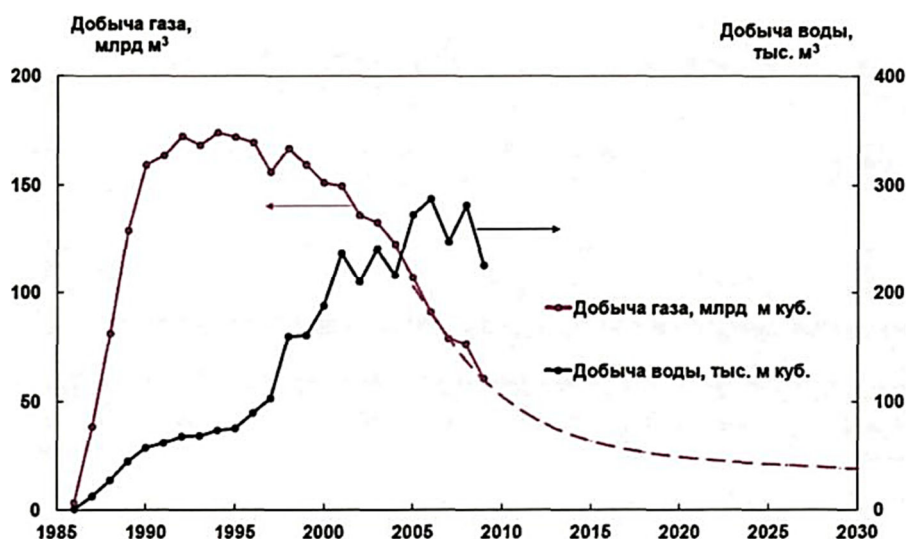


Рисунок 1 – Динамика добычи газа и воды на завершающей стадии разработки газового месторождения Крайнего Севера

Даже незначительное содержание воды в продукции скважины вносит существенные коррективы в значения дебита скважины и темпы его падения с течением времени. На рисунке 2 отображено влияние обводнения на дебит скважины, показывающий, как резко может сократиться дебит газа даже при небольшом водогазовом факторе (порядка $0,35 \text{ см}^3/\text{см}^3$).

Рисунок 3 демонстрирует зависимость дебита от наличия в добываемом флюиде конденсационной воды. Как видно из графика, работа скважины остановится задолго до исчерпания её потенциала. Для поддержания работы подобных скважин необходимо внедрение современных технологий для поддержания разработки обводняющихся скважин на этапе падающей добычи в условиях Крайнего Севера.

Анализируя опыт разработки месторождений в условиях Крайнего Севера, выделяются некоторые ключевые моменты. Рассматривая большинство месторождений данной группы, можно получить такую статистику, что 33 % скважин на Крайнем Севере уже подвержены самозадавливанию, при этом на их счёт приходится 22 % добычи газа в регионе. Также из анализа становится видно, что больше 70 % скважин были оборудованы НКТ диаметром 168 мм. Эти скважины добывают более 75 % суточного отбора среди всех скважин и при этом больше 30 % из них подвержены самозадавливанию. На данный момент самой простой по исполнению и поэтому самой часто применяемой технологией является продувка скважины в атмосферу со сжиганием газа «на свече». Данный способ имеет большое количество негативных последствий, начиная с экономических потерь от сжигания газа и простоя скважин, заканчивая ущербом для экологии.

Следует заметить, что с каждым годом всё больше месторождений, принадлежащих ПАО «Газпром», переходят на завершающую стадию разработки и всё больше скважин сталкивается с проблемой снижения пластового давления и падения отборов. Данные наблюдения подтверждают тезис о том, что рассматриваемая проблема является весьма актуальной для данного региона и необходима более глубокая проработка данно-

го вопроса, применение уже имеющихся технологий для поддержания разработки месторождения, а также дополнительный анализ скважин и разработки нового уточнённого проектного документа.

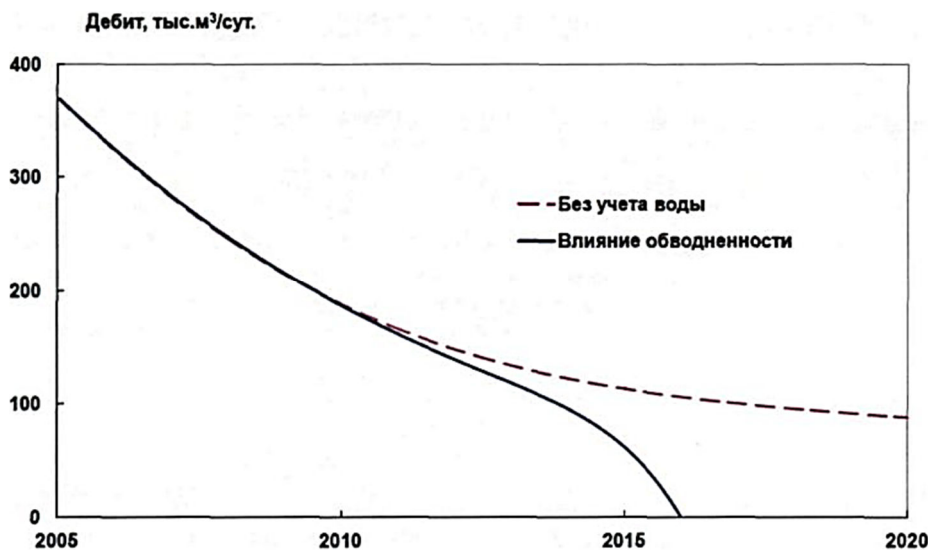


Рисунок 2 – Влияние обводнённости на дебит скважины на завершающей стадии разработки месторождения

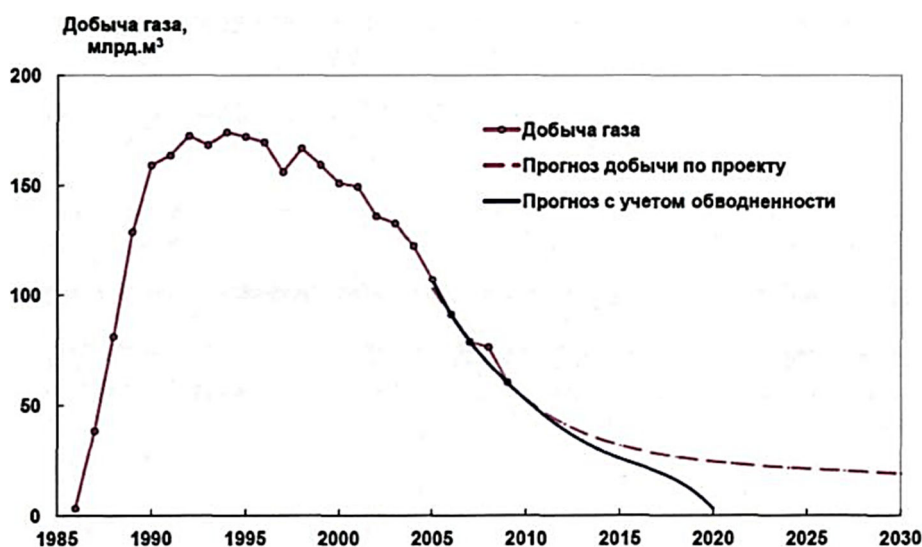


Рисунок 3 – Негативные последствия наличия конденсационной воды в продукции скважины

Научные достижения в изучении двухфазных потоков применительно к эксплуатации газовых скважин с водопроявлениями

Наличие математических и физических моделей движения газожидкостных потоков в стволе скважины является необходимым и обязательным условием для адекватного составления проектного документа разработки, когда месторождение переходит на завершающий этап разработки.

Многие учёные рассматривали данный вопрос в своих работах и экспериментах, поэтому на сегодняшний день можно воспользоваться их опытом и рассмотреть их работы, посвящённые движению газожидкостного потока в стволе скважины и работе газожидкостного потока.

В монографии Дж.П. Брилла и Х. Мукержи проведён довольно подробный анализ гидродинамики двухфазных потоков в скважине. За последние годы проведено много экспериментов и описано много открытий в сфере прикладной гидромеханики, в

том числе двухфазных сред. Данные знания можно использовать как инженерный инструмент для решения большого количества задач, связанных с расчётом оптимального размера НКТ, подбором необходимого оборудования, прогнозом дебита и расчётом давлений по стволу скважины и на устье. Все эти знания и открытия подробно описаны в озвученной монографии.

В современном мире использование программного обеспечения считается неотъемлемой частью инженерных расчётов. В практических расчётах часто используют такие программы, как Olga, Pipesim и другие. Внутри программ представлено большое количество расчётных методик, придуманных разными учёными. Для нашего случая больше всего подходит методика Г. Грея.

При эксплуатации газовых скважин, в составе флюида которых присутствует вода, ключевыми задачами является выяснение ответов на вопросы:

- каковы потери давления по стволу скважины?
- какие значения максимального устьевого давления и минимального дебита необходимо поддерживать, чтобы обеспечивать стабильную работу скважины без перебоев и остановок?

Также в данной монографии описаны методы расчёта критических параметров стабильной работы газовой скважины в условии добычи двухфазного потока по двум методам. Первый метод заключается в расчёте критической скорости течения жидкости в НКТ. Второй заключается в построении графиков и анализе по методу узлового анализа. Важно использовать оба способа и принимать решения, основываясь на совместном анализе этих решений.

Рассмотрим оба рекомендуемых метода.

Метод узлового анализа

Метод узлового анализа применяется не только в нефтегазовой области, он частый гость в расчётах во многих областях науки и техники. Данный метод построен на моделировании пласта и скважины как двух систем с одной общей точкой. Общей точкой является забой, поэтому оставшиеся системы будут представлены моделью «пласт – забой» и моделью «забой – скважина». Для решения при помощи данного метода необходимо построить две кривые в координатах «дебит – забойное давление». Для отображения профиля притока из пласта строят характеристическую кривую пласта, а для скважины строят индикаторную кривую. У них может быть две, одна или не быть точек пересечения. На рисунке 4 продемонстрирован случай стабильного режима работы скважины, при которой дебит будет равен $Q_{\text{раб}}$. У данных кривых две точки пересечения, принято, что правая точка является стабильным режимом работы скважины, а левая – нестабильным.

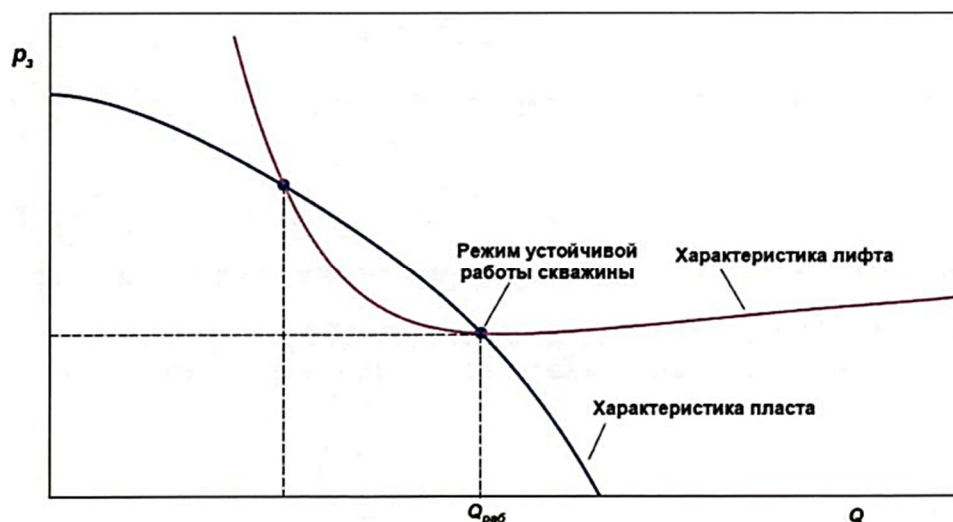


Рисунок 4 – Случай стабильного режима работы скважины (режим работы скважины является результатом совместного действия лифта и пласта)

Для двух данных кривых имеется 3 варианта расположения относительно друг друга в зависимости от устьевого и забойного давления. При устьевом давлении 1,1 МПа графики пересекаются в двух точках, правая точка пересечения является *стабильным режимом работы скважины*. При повышении устьевого давления до 1,35 МПа точка пересечения сокращается до одной, при таком режиме скважина работает нестабильно, постоянно останавливаясь и снова продолжая работать. При ещё большем повышении устьевого давления точки пересечения больше не будет, что означает остановку скважины вследствие задавливания водой. Все три случая демонстрируются на рисунке 5.

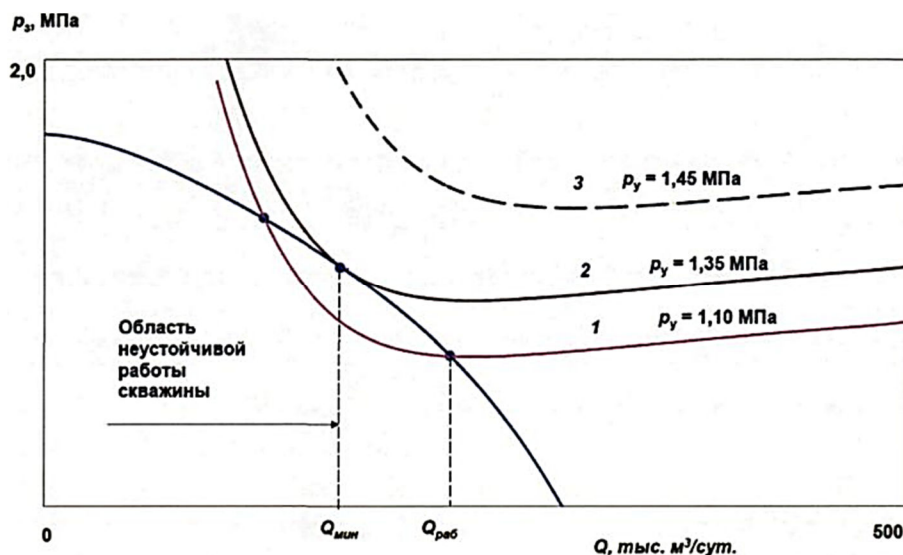


Рисунок 5 – Индикаторные характеристики лифта (1, 2, 3) и скважины

Для устойчивой работы скважины давление на устье не должно превышать 1,35 МПа.

Метод узлового анализа позволяет вычислить большое число параметров, необходимых для обоснования технологического режима работы скважины. Метод позволяет учесть работу скважины при двухфазном потоке жидкости, а также потери по стволу скважины. Также метод позволяет рассчитать граничные условия по выносу жидкости из скважины. Использование данного метода возможно при наличии двух характеристических кривых. Первая кривая – это *кривая притока из пласта*. Второй кривой является *индикаторная кривая работы лифтовой колонны*. Она показывает соотношение потерь давления по стволу скважины в зависимости от давления, дебита газа и дебита жидкости. В программных продуктах используют корреляции учёных, основанных на долгом анализе работы скважин. Такие корреляции используют почти все программные продукты, например, такие, как Pipesim, Olga, Eclipse. Важным уточнением будет то, что для месторождений Крайнего Севера многие параметры имеют другие диапазоны значений, в отличие от тех скважин, на основании работы которых строилось большинство указанных корреляций. Поэтому для проверки и сходимости необходимо использовать также метод критической скорости газа.

Метод критической скорости газа

Метод критической скорости газа – это ещё один метод, благодаря которому можно рассчитать технологические параметры режима работы скважины, в том числе величину минимального дебита для выноса жидкости.

Существует несколько алгоритмов расчёта. За рубежом один из самых популярных методов расчёта является алгоритм определения минимальной величины стабильной работы газа, разработанный Тёрнером Р. Дж. При расчёте для условий российских месторождений чаще применяют формулу Точигина А.А.

Теоретически минимальная критическая скорость газа для выноса воды с забоя рассчитывается на основании нескольких физических процессов. Рассматриваются конфликты различных сил, таких как напор газа, сила поверхностного натяжения,

сила тяжести, а также иногда принимают участие такие показатели, как вязкости воды и газа.

Самую первую формулу обосновал Р.Дж. Тёрнер. Оценивая поведение капли жидкости, он рассматривал формирование капли как конфликт двух воздействующих сил, одним из которых была сила поверхностного натяжения в системе «газ – вода», а противоборствующий ей был напор газа.

Формула критической скорости по Тёрнеру имеет вид:

$$v_{\min} = 3,71 \cdot \sqrt[4]{\frac{\sigma \cdot (\rho_{жс} - \rho) \cdot g}{\rho^2}}.$$

В российском сообществе чаще применяется формула, разработанная Г.Э. Одишарием и А.А. Точигиным, которые рассматривали другой подход к задаче подъёма воды в стволе скважины. Они рассматривали водную фазу как плёнку воды вдоль стенки трубы. Таким образом, система представляла собой вид «жидкая плёнка на вертикальной поверхности – газ». Они определяли условие, при котором данная плёнка жидкости будет уноситься потоком вдоль стенки. По итогу принимается, что скорость газа, при которой возможен подъём жидкой плёнки вдоль вертикальной стенки, считается минимальным для выноса воды с забоя скважины.

В таком случае скорость определялась по формуле:

$$v_{\min} = 3,3 \cdot \sqrt[4]{\frac{\sigma \cdot \rho_{жс}^2 \cdot g}{(\rho_{жс} - \rho) \cdot \rho^2}}.$$

Данная формула получила своё название в честь А.А. Точигина. Её часто применяют для расчёта технологического режима работы скважин на месторождениях.

Методы решения существующих проблем

В настоящее время большинство крупных месторождений, расположенных на севере Западно-Сибирской равнины, находятся на поздней стадии разработки, которой свойственны снижение пластового давления, повышенная обводнённость и разрушение коллекторов. По мере разработки месторождения газоводяной контакт подошвенных вод подтягивается к забою, и скважина начинает добывать газ вместе с водой. Также появлению жидкости в продукции скважин способствуют негерметичность обсадной колонны скважины и заколонные перетоки.

Первоначально скорости газа хватает для того, чтобы выносить жидкость с забоя, но по мере снижения пластового давления и уменьшения дебита, скорость газа снижается и через определённый период становится недостаточной для выноса жидкости. Скопление большого объёма жидкости в скважине выводит её из стабильного режима работы, приводит к ещё большему снижению дебита, размытию порового цемента, увеличению количества механических примесей в скважинной продукции. В дальнейшем может произойти «самозадавливание» скважины, характеризующееся тем, что гидростатическое давление столба жидкости внутри скважины превысит пластовое давление, вследствие чего добыча в скважине остановится.

Для предотвращения выбытия скважины из строя и перевода её в бездействующий фонд необходимо применять современные технологические решения, способствующие увеличению скорости подъёма продукции, для решения проблем с выносом с забоя накопленной жидкости и механических примесей.

Заполярное месторождение введено в разработку в 2001 году и считается по сравнению с «месторождениями-соседями» молодым месторождением. Тем не менее, несмотря на все различия, Заполярное месторождение сталкивается с похожими проблемами, что и Ямбургское, Уренгойское и Медвежье месторождения. А именно повышение обводнения скважин при переходе на режим падающей добычи, которое впоследствии приведёт к разрушению коллектора, снижению дебита скважин и в конечном итоге, самозадавлению.

На данный момент жидкостные пробки в интервале перфорации выявлены в 79 эксплуатационных скважинах. На 6 скважинах за последние годы зафиксирован рост

уровня столба жидкости более 5 метров, что выводит эти скважины в число потенциальных скважин, подверженных самозадавлыванию.

Существует несколько способов борьбы с накопленной на забое конденсационной и пластовой водой. Каждые из них хороши по-своему, но нет уникального, подходящего в каждой ситуации. Для этого был проведён обзор методик и выполнен теоретический подбор методики для условий Заполярного месторождения, на основании рангового подхода.

Продувка скважин – самая используемая технология на месторождениях на данный момент. Её выбирают из-за своей простоты, отсутствия капитальных вложений. При продувке скважин, вынос воды с забоя происходит за счёт резкого снижения устьевого давления, при котором весь газ вместе с водой отправляют на сжигание через «свечу». За счёт снижения устьевого давления создают условия по выносу жидкости за счёт резкого увеличения дебита и соответственно скорости газа.

Данный метод при всей своей простоте имеет существенное количество негативных последствий. Во-первых, безвозвратная потеря большей части газа на продувку скважины. Во-вторых, загрязнение окружающей атмосферы. В-третьих, это непродолжительная эффективность метода, приводящая к тому, что продувки могут проходить каждый месяц. Но существенное и не очевидное с первого взгляда это проблема, связанная с возникающей высокой депрессии на пласт. Высокая депрессия приводит к постепенному разрушению коллектора, увеличению доли механических примесей в продукции скважин, что может послужить причиной износа оборудования, выхода из строя штуцеров и задвижек. Наличие на забое скважины воды ускоряет разрушение коллектора за счёт его размачивания. С течением времени, впоследствии повторяющихся продувок скважины забой забивается разрушенными частями коллектора, так называемыми песчаными пробками, которые способствуют снижению дебита.

Замена НКТ на трубу меньшего диаметра создаёт условия для выноса воды с забоя скважины. На месторождениях северной части Западно-Сибирской равнины чаще всего для газовых скважин применялись НКТ диаметром 168 мм. Большая часть ГТМ заключалась в замене на НКТ диаметром 114 мм и меньше. Скважины после проведенных работ на протяжении 9–14 месяцев работают в стабильном режиме, но по прошествии этого времени условия для выноса воды снова ухудшаются до изначальных, за счёт снижения пластового давления и уменьшения рабочего дебита.

Проблемой способа считается довольно высокий шанс (до 20 %) того, что скважина после проведенных работ не выйдет на режим из-за высоких потерь давления по стволу скважины. Также опыт данных мероприятий на Уренгойском, Медвежьем, Ямбургском месторождениях показывает, что в условиях проведения замены НКТ с глушением скважины при аномально низких пластовых давлениях происходит кольматация ПЗП и вследствие этого снижение рабочего дебита до 20–40 %.

Для решения проблемы выноса жидкости с забоя скважины на многих месторождениях Крайнего Севера применялись замены НКТ на трубы меньшего диаметра. Ввиду того, что большая часть скважин оборудовались НКТ диаметров 168 мм, то под замену им в разных ситуациях предлагались НКТ диаметром 114 мм или уже. Данная замена показывала положительные результаты, но довольно непродолжительное время. Уже через год-полтора, условия выноса воды снова начинали не соблюдаться и скважина снова самозадавливалась.

Замена НКТ на НКТ меньшего диаметра, несмотря на свои положительные качества, обладает и ключевыми недостатками:

- замена лифтовой колонны приводила к необходимости ограничивать дебит, ведь из-за уменьшения диаметра и возрастания скорости увеличивались потери давления по стволу скважины;
- эффект от замены НКТ не производил продолжительного воздействия, из-за изменения условий работы через довольно быстрый промежуток времени (1–2 года) жидкость снова переставала выноситься и требовалась повторная смена НКТ;
- сам процесс замены НКТ проводится при глушении скважины, что на позднем этапе разработки может привести к тому, что скважина больше никогда не выйдет на режим из-за кольматации;

• процесс замены НКТ является дорогостоящим и часто не покажет экономического эффекта на дистанции из-за скорого выхода из технологического режима, подерживающего вынос жидкости.

Технология закачки сухого газа в затрубное пространство не получила такого широкого распространения в России. Её суть заключается в нагнетании уже добытого газа повторно в скважину по затрубному пространству для того, чтобы потоки газа из пласта и из затруба объединились на забое. При их объединении увеличивается дебит скважины и соответственно скорость, и условие выноса жидкости с забоя оказывается выполненным.

Основными причинами непопулярности данного способа в условиях Крайнего Севера заключаются в двух факторах. Во-первых, инфраструктура месторождений негативно влияет на применение данной технологии. От УКПГ до скважины довольно большое расстояние, совместно с аномально низкими температурами в регионе эти два фактора затрудняют использование технологии.

Перед обратным нагнетанием газа в затрубное пространство его следует осушить и что самое важное достаточно нагреть, потому что в условиях аномально низкой температуры велики шансы образования гидратов в шлейфе или магистральных трубах.

Некоторые месторождения Крайнего Севера оборудованы дожимными компрессорными станциями (ДКС). Для таких месторождений возможно применение газа после ДКС в качестве закачиваемого в затрубное пространство. Уже проводилось несколько испытаний на месторождениях оборудованных ДКС. Медвежье месторождение было первым «подопытным», на месторождении данная технология применялась для 4 скважин. В целом применение данного способа дало положительные результаты, создавались условия по выносу жидкости с забоя.

Для данных скважин поступает газ высокого давления, пройдя через ДКС. Дойдя до устья, он закачивается в затруб и объединяется с газом, поступающим с пласта на забое. Их перемешивание увеличивает скорость газа на забое и создаёт условия, при которых газ будет выносить с собой воду с забоя. Для регулирования объёма газа, поступающего через затрубное пространство на забой, контролируется при помощи углового штуцера. Суммарный объём закачки возможен в районе 100 тыс. м³/сут. при максимальном штуцере.

Все 4 скважины на Медвежьем месторождении перед применением на них технологии закачки добываемого газа в затрубное пространство работали в режиме самозадавливания. Для одной из скважин доказали возможность стабильной работы при применении данной технологии. На протяжении месяца скважина работала с дебитом порядка 200 тыс. м³/сут., при условии, что закачивалось около 85 м³/сут. При этом самозадавливания не происходило, что доказывало стабильную работу при использовании технологии.

Некоторые особенности разработки месторождения и характеристик пласта приводят к тому, что объёмы закачки газа в затрубное пространство превышают количество газа, поступающего из пласта. Так, при постоянной закачке газа в затрубное пространство соотношение добытого из пласта газа к объёму закачанного в затрубное пространство составлял 0,8.

Учёными и технологами были проведены исследования и доказано, что периодическая закачка газа является более преимущественной перед постоянной закачкой. При проведении опытов по циклической закачке газа были получены результаты с большей положительной динамикой. По мере опыта было получено соотношение добытого из пласта газа к закачанному в затрубное пространство равное 1,15, что доказывает большую эффективность данного способа. Важно отметить, что оптимальный срок и время начала циклической закачки требует наличия автоматической регулировки для контроля объёма закачки, и параметров работы скважины.

Преимущества и недостатки технологии:

- + прекращения использования продувок скважины;
- + создание условий для выноса жидкости, благодаря объединению двух потоков газа;
- + современные исследования, позволившие повысить эффективность применения технологии благодаря циклической закачке;
- давление в шлейфе оказывает существенное ограничение на применение данной технологии и объёмов закачиваемого газа;

- необходимость дорогостоящей модернизации на скважинах, оборудованных одним шлейфом;
- экономические и технологические затраты на осушку и компримирование газа, подаваемого в затрубное пространство;
- ограничение по применению в зимнее время года, за счёт аномально низкой температуры, невозможность работать зимой без подогрева трубопровода.

Применение ПАВ на скважинах позволяет получить стабильный дебит на не продолжительное время, после чего появляется необходимость повторного применения ПАВ. Суть работы пенообразующих ПАВ в том, что при взаимодействии пенообразующего ПАВ, скважинного флюида и восходящего потока газа образуется пена, происходит снижение плотности газожидкостной смеси, снижение поверхностного натяжения между жидкостью и газом, тем самым снижается критическая скорость, требуемая для удаления жидкости с помощью потока газа.

Сложностями при применении ПАВ могут стать узкие критерии применения, которые затрагивают как конструкцию скважины, так и скорости восходящего потока и минерализации пластовой воды.

Одним из наиболее простых технологий, наряду с продувкой скважины в атмосферу, является применение жидких и твёрдых ПАВ. Они изменяют свойства флюида, сорбируясь на границе раздела системы «газ – вода».

Вообще молекула ПАВ состоит из двух частей, гидрофильной и гидрофобной. Смесь жидкостей после взаимодействия с ней образует пену. По своему принципу работы ПАВ можно обозначить таким образом: ПАВ, сорбируясь на поверхности, ориентируются своими гидрофобными частями в газовую фазу, поэтому происходит образование тонкого слоя жидкости, которая покрыта мономолекулярным слоем ПАВ. Внутри жидкости находится заряженная (гидрофильная) часть молекулы, которая не даёт возможности разорваться этому слою (препятствует сближению).

Для того чтобы применение ПАВ считалось эффективным необходимо, чтобы на забое скважины образовывалась стабильная пена, которая по составу будет считаться дисперсной системой из пузырьков газа. Газ в данном случае будет дисперсной фазой, а жидкость – дисперсионной средой.

На Медвежьем месторождении в ходе разработки применялись три вида ПАВ для интенсификации выноса жидкости с забоя скважины. Если первые два были классическими применениями жидких и твёрдых ПАВ, то третий способ, который применяли, имел свою особенность, после применения жидкого ПАВ, в пласт закачивали метанол.

При обработке забоев скважин твёрдыми ПАВ применяются пенообразователь «КОСТ-2». Технология обработки заключается в следующем: перед обработкой скважина отработывается на «факел» и останавливается. В скважину сбрасывается необходимое количество шашек, и скважина пускается в работу. Основные условия эффективного применения: наличие барботируемого столба жидкости, отсутствие интенсивного притока пластовых вод (не более 3 м³/сут.), низкая скорость газожидкостного потока у башмака лифтовых труб (менее 2 м/с). Средний эффект от обработки твёрдыми ПАВ составляет 10 сут. При обработке ПЗП жидкими ПАВ применяется 2 % раствор ПАВ «Морпен» на основе CaCl₂. Технология обработки ПЗП скважины жидким ПАВ заключается в следующем: скважина отработывается на «факел» и останавливается, закачивается и продавливается в пласт с применением компрессора 2 м³ раствора ПАВ, затем скважина отработывается на «факел» в течение 12 часов и пускается в работу. Технология обработки ПЗП скважины жидким ПАВ с последующей продавкой в пласт метанола заключается в следующем: скважина отработывается на «факел» и останавливается, закачивается и продавливается в пласт с применением компрессора 2 м³ раствора ПАВ, затем скважина отработывается на «факел» в течение 12 часов, после чего в скважину закачивается и продавливается в пласт от 3 до 5 м³ метанола и скважина пускается в работу. Средний эффект от обработки жидким ПАВ составляет 105 дней.

Несмотря на положительный эффект в скважине, наличие пены наносило ущерб системе подготовки газа, снижала её качество, создавало ещё большую нагрузку на работу дожимных компрессорных станций. Для предотвращения данного ущерба перед поступлением данного газа вместе с пеной на установку подготовки газа необходимо эту пену убрать. Для этого применяют химические реагенты, целью которых становится погасить пену. В основном для этой цели применяют глобулярные гидрофобные пеногасители. Их эффективность близка к 100 % и позволяет почти полностью погасить пену.

Плунжерный лифт появился на вооружении производств в составе промышленного оборудования довольно давно, но последнее время появляется всё больше и больше новых конструкций плунжеров. Проведены эксперименты, результатом которых стали критерии применимости плунжерного лифта для разных типов скважин. Но большого применения данный способ не получил ввиду того, что опытное применение его на производстве показывало нестабильную работу, из-за сбоев по технологическим причинам или баланальному разрушению конструкции плунжера из-за ударных нагрузок.

В ООО «Газпром ВНИИГАЗ» разработана технология эксплуатации скважин с использованием летающих клапанов для удаления жидкости. Подъём жидкости из скважины производится составным летающим клапаном, который помещают в лифтовую колонну. Элементы летающего клапана (шар и корпус) опускаются отдельно за счёт избыточной массы. Далее шар и корпус, соединившись, поднимаются к устью скважины потоком газа и жидкости. Между корпусом и стенкой лифтовой колонны есть кольцевой зазор. Восходящий поток газа выдувает воду из зазора, поэтому исключена утечка жидкости к забою скважины во время подъёма летающего клапана. Клапан поднимает всю жидкость к устью. В процессе цикла работы летающего клапана давление газа на забое скважины изменяется. Во время подъёма летающего клапана по лифтовой колонне под ним накапливается газ под избыточным давлением. После перелива жидкости через устье скважины и разделения элементов летающего клапана, давление на устье и на забое скважины уменьшается. Это приводит к залповому поступлению газа в лифтовую колонну с забоя скважины и из пласта. В течение 10–30 секунд этот газ движется с большой скоростью по лифтовой колонне. Жидкость, накопившаяся в призабойной зоне продуктивного пласта и кольцевом пространстве снаружи хвостовика лифтовой колонны, увлекается газом во время его залпового выброса, поднимается по хвостовику лифтовой колонны и зависает над трубным ограничителем, поддерживаемая потоком газа. В процессе очередного цикла жидкость выносится из скважины. Летающий клапан перемещается вверх-вниз по лифтовой колонне в режиме саморегулирования.

Одним из преимуществ данного способа является его безвредная для пласта и короткая по времени установка, которая занимает около 30 минут. У плунжера есть нижний и верхний ограничитель, которые устанавливаются соответственно на башмаке лифтовой колонны и над буферной задвижкой. Верхний ограничитель служит ещё и механическим разделителем плунжера и шара.

Ключевое условие успешного применения плунжерного лифта для эксплуатации скважин является качество канала, по которому будет ходить плунжер. Важно два параметра, которые должны обязательно соблюдаться для стабильной и долгой работы плунжерного лифта. Во-первых, равнопроходность канала, что означает, что по всей высоте ствола скважины ширина должна оставаться неизменной с минимальной долей погрешности. Также важна соосность деталей, т.е. все части лифтовой колонны от низа до верха фонтанной ёлки должны не иметь смещения по оси в пределах погрешности, зависящей от диаметра лифтовой колонны.

Опыт применения на месторождениях Крайнего Севера сначала показывал не очень успешные результаты. Первый плунжер был запущен в 2006 году и срок его работы в скважине составил 4 суток. После изменения материала, из которого изготавливали плунжеры, получилось достичь срока работы до 8 месяцев.

Главной проблемой, из-за которой плунжерные лифты не могут стабильно работать является несоосность фонтанной арматуры, в которой присутствуют сужения, расширения и прочие конструктивные особенности. Единственным решением данной проблемы является замена фонтанной арматуры или её частей.

Преимущества и недостатки технологии:

- + продувки в атмосферы прекращены или их количество резко сокращено;
- + сохранение дебита скважины при применении в НКТ с диаметром в 168 мм;
- + установка плунжерного лифта занимает очень короткое время, около 30 минут, при этом нет необходимости глушить скважину;
- + капитальные затраты незначительны по сравнению с другими методами;
- обслуживание скважины, снабженной плунжером в значительной мере больше, чем у остальных скважин;
- возможно применение только с отечественной арматурой;
- обледенение, АСПО, любое изменение внутреннего диаметра скважины приводит к поломке или препятствию для прохождения и работы клапана.

Эксплуатация скважин по концентрическим лифтовым колоннами (КЛК)

работает за счёт того, что в скважине поток делится на два потока, один из которых двигается по более узкому диаметру, и за счёт этого выносит воду с забоя скважины. Для выноса необходимо поддерживать дебит по центральной колонне с коэффициентом 1,1–1,2 относительно минимального дебита. Этот метод позволяет оптимизировать технологический режим, скважин, подверженных обводнению.

Для реализации данного способа в основную колонну НКТ спускают более узкую лифтовую колонну, для создания двух объёмов добычи. Принцип заключается в создании двух потоков, один из которых будет двухфазным и через который будет выноситься скопившаяся вода с забоя, а по другому пространству пойдёт чистый, преимущественно однофазный газ.

Принцип эксплуатации скважины посредством КЛК заключается в разделении потока газа на забое скважины на два потока. Это происходит благодаря спуску в основную эксплуатационную колонну второй колонны лифтовых труб меньшего диаметра.

Один из способов работы скважины оборудованной КЛК, заключается в том, что при помощи регулирующего клапана регулируют дебит через МПК, при накоплении жидкости на забое скважины, это клапан закрывается или прикрывается. В этом случае весь газ идёт по ЦЛК с меньшим диаметром и поэтому создаются условия для выноса жидкости с забоя.

Эксплуатация скважин с помощью концентрических лифтовых колонн – это перспективный способ добычи газа в условиях Крайнего Севера, при падении пластового давления, дебита газа и постепенном повышении обводнения скважин. Сама суть технологии заключается в создании двух зон добычи, центральной и межколонной, с возможностью регулировать дебит по межколонному пространству, для создания условий выноса воды через центральную зону с меньшим диаметром. Данное технологическое решение реализуется за счёт модернизации колонны НКТ. В имеющуюся колонну НКТ, чаще всего большого диаметра, спускают ещё одну колонну, диаметром 114 мм или меньше (зависит от расчётных критических параметров). ЦЛК спускают на 1–5 метров ниже основной лифтовой колонны. На забое они сообщаются, а на устье после прохождения устьевого фонтанной арматуры объединяются и направляются в шлейф и дальше на УКПГ.

На многих скважинах сеноманского комплекса установлена максимальная депрессия на пласт, во избежание чрезмерного воздействия на пласт и разрушения призабойной зоны. Для того чтобы контролировать воздействие на пласт, скважины, оборудованные КЛК, оборудуются либо автоматизированными комплексами регулирования, которые на основании измеряемых данных регулируют степень открытия клапана межколонного пространства (МКП), либо ограничительные штуцера, заменяемые операторами.

Перевод скважин на эксплуатацию системой концентрических лифтовых колонн не применяют на начальных этапах разработки за ненадобностью, чаще всего применение технологии начинается уже на этапе падающей добычи, когда условия выноса воды с забоя не соблюдаются, а именно:

- из-за малых давлений и скоростей потоков газа невозможно удалять жидкость при эксплуатации одновременно по двум колоннам, не ограничивая расход по одной из колонн;
- поток газа с имеющейся скоростью при замеренном давлении не соответствует условиям выноса жидкости с забоя по МКП, вся конденсационная жидкость, оседающая на стенках МКП, стекает вниз, откуда выносится через ЦЛК, в котором условия выноса жидкости с забоя соблюдаются.

Попробуем кратко описать принцип работы и подбора КЛК для конкретной скважины. Сама технология обязана поддерживать такой дебит по центральной лифтовой колонне, чтобы он был больше базового дебита на 10–20 %, для запаса и стабильной работы. Базовый дебит рассчитывается исходя из параметров самой скважины, её технологических параметров, таких как давление, температура, диаметр проходного сечения. Поддержание режима осуществляется постоянным замером дебита газа из ЦЛК. Также регулировке подлежит объём добычи газа по межколонному пространству, которая регулируется автоматическим штуцированием. Для того, чтобы оперативно регулировать параметры и поддерживать стабильную работу скважины без перебоев необходимо установить автоматизированный комплекс, снабжённый контрольно-измерительными приборами и регулирующими клапанами.

Помимо характеристик пласта и их изменения во времени на работу скважины влияют и работа соседних скважин и газосборного коллектора. Объём отборов соседних скважин, объединённых в один шлейф, может повысить или понизить давление в газосборном коллекторе, а значит повысить или понизить дебит нашей скважины. Поэтому нельзя принять скважину как стабильно добывающую с определённым коэффициентом падения добычи. Бывают суточные, недельные, месячные, сезонные неравномерности в распределении дебита скважины, их учёт важен при проектировании и расчёте режима эксплуатации скважины, оборудованной концентрическими лифтовыми колоннами.

Для точного учёта всех узлов, которые влияют на работу скважины, проводят замеры давления в нескольких точках внешнего трубопровода, от самого устья и вплоть до входа в шлейф. Все замеры проводятся через установленные в этих точках контрольно-измерительные приборы, которые в свою очередь измеряют температуру, расход газа, давление. Управляющий комплекс дополнительно оснащён расходомерами. Главный расходомер измеряет дебит газа из ЦЛК, так как его главная задача создавать условия выноса жидкости через себя. Также установлен расходомер, измеряющий дебит скважины в целом.

Регулировка параметров технологического режима работы скважины проходит по двум сценариям. При первом сценарии нет необходимости регулировать общий дебит. При втором сценарии во избежание разрушения призабойной зоны пласта суммарный дебит ограничивается. Важно помнить, что регулировка общего дебита производится за счёт увеличения или уменьшения дебита по МКП, дебит по ЦЛК стараются поддерживать на одном уровне.

При сценарии, в котором необходимо регулировать дебит по МКП, устанавливают автоматизированный комплекс, снабжённый контролером, который, воспринимая и анализируя входные показания измерителей, определяет степень закрытия клапана на пути газа из МПК. Изначальные критерии и соотношения определяются заданием.

При работе скважины по концентрическим лифтовым колоннам, постоянство разработки и стабильность поддерживается за счёт постоянного значения потерь давления в стволе скважины. Этот фактор позволяет исключить возможность выхода скважины из зоны стабильного режима работы, за счёт накопления жидкости на её забое.

При выборе технологического режима важно предупредить разрушение призабойной зоны пласта вследствие чрезмерно большого дебита и депрессии на пласт. Для решения этого вопроса скважину снабжают автоматизированным регулятором расхода, который может работать в двух режимах. Регулятор может контролировать и регулировать режим в режиме постоянного времени, выбирая постоянно оптимальный параметр работы. Либо для регулятора можно задать граничные условия, при превышении или снижении ниже которых запустит режим регулирования, а до этого регулятор будет ждать и не управлять параметрами работы скважины.

Регулировать приток газа в скважину необходимо, когда обозначились две важные проблемы газовых скважин:

- 1) обводнение скважины пластовой водой;
- 2) начало выноса механических примесей с забоя скважины и разрушение призабойной зоны пласта.

Для определения максимального допустимого дебита проводят исследования работы скважины, направляя добытый газ либо в атмосферу, либо в сборный коллектор. Затем предельно допустимый дебит снижают на 10–15 %, и это значение принимается за дебит, который необходимо будет поддерживать для оптимальной эксплуатации скважины.

Технология эксплуатации по КЛК может быть реализована в режиме полуавтоматического или автоматического управления. В режиме полуавтоматического (ручного) управления оператор по добычи газа контролирует расход газа по ЦЛК по показаниям расходомера и ручным задатчиком меняет и устанавливает установки задания на поддержание заданного расхода по ЦЛК. Измерение технологических параметров и отработка регулирующих воздействий на приводы регулирующих клапанов производится автоматически. В режиме автоматического управления оператор по добычи газа визуально контролирует расход газа по ЦЛК по показаниям расходомера и при необходимости корректирует настройки и установки задания на поддержание заданного

расхода по ЦЛК. Измерение технологических параметров и обработка регулирующих воздействий на приводы регулирующих клапанов производится автоматически.

Рассмотрев все технологии, можно прийти к выводу, что универсального метода эксплуатации скважин подверженных «самозадавлению» нет, а значит, для каждой новой скважины, столкнувшейся с данной проблемой, необходимо будет подбирать свой метод исходя из прогнозного технологического и экономического эффекта применения.

Применяемое решение во время периода эксплуатации скважины может стать технологически или экономически неэффективным или нерентабельным, а значит необходимо принимать решения по внедрению новых инновационных технологий.

Каждую технологию для конкретной скважины можно сравнить по указанной методике, разработанной ПАО «Газпром». Ранговый подход заключается в выставлении баллов исходя из применимости метода по конкретному параметру: 1 – плохо, 2 – нейтрально, 3 – хорошо.

Данные ранжирования по основным технико-технологическим показателям приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Ранговый подход к оценке технологии

Процессы и условия, сопровождающие внедрение технологий удаления воды	Технология, балл					
	продувка скважин	газлифт	плунжерный лифт	ПАВ	НКТ малого диаметра	КЛК
Необходимость в глушении и освоении скважины при переходе на новую технологию	3	1	1	3	1	3
Замена компоновки подземного скважинного оборудования	3	1	1	3	1	2
Оперативная адаптация к переменным промысловым условиям	1	2	3	1	1	3
Автоматизация и контроль технологического процесса	1	2	2	1	2	3
Необходимость в дополнительном энергоресурсоснабжении	1	1	1	1	2	2
Эксплуатация скважины с управлениями параметрами работы	1	2	2	1	1	3
Ограничения по высоте расположения башмака НКТ относительно интервала перфорации	1	1	1	1	3	3
Воздействие на окружающую среду	1	2	3	3	3	3
Итого	12	12	14	14	14	22

Как видно из таблицы 1, условиям дальнейшей эксплуатации газовых скважин Заполярного месторождения в наибольшей степени удовлетворяет технология работы по концентрическим лифтовым колоннам. Однако её эффективность может быть значительно выше, если решить задачу реализации спуска дополнительной лифтовой колонны без проведения капитального ремонта и глушения скважины, так как глушение скважины на позднем этапе разработки месторождения может привести к тому, что скважина после повторного запуска не выйдет на технологический режим.

Описание программного обеспечения для моделирования технологического процесса

PIPESIM – программное обеспечение, созданное основателями Olga Pipesim применяется для того, чтобы смоделировать скважину или наземную инфраструктуру, провести исследовательские работы технологического режима скважин и прочее.

В качестве основополагающего метода работы ПО лежит аналитический метод, который позволяет работникам проектировать многие вещи связанные с разработкой месторождения, эксплуатацией скважин или работой наземного оборудования. Также программу используют для оптимизации разработки месторождения или нахождения оптимального технологического режима эксплуатации скважины.

PIPESIM даёт возможность:

- спроектировать систему скважин, объединить их в одну систему сбора и при этом учитывать влияние скважин друг на друга, на трубопроводы и другое технологическое оборудование;
- проводить расчёты, учитывая параллельные трубопроводы, влияние скважин на всю систему, влияние трубопроводов и разнообразного технологического оборудования, для моделирования сложных проектов;
- в программе есть возможность моделировать абсолютно разные по строению и компоновке скважины, такие как вертикальные и горизонтальные, обладающие несколькими забоями и большим количеством стволов;
- оптимизировать работу механизированного фонда скважин, а также учесть внедрение технологий газлифта, ЭЦН;
- возможность расчёта оптимального технологического режима, при помощи функции «Nodal Analys»;
- при моделировании есть шанс увидеть слабое место в системе и направить силы на устранение этой уязвимости;
- возможность изменять условия образования гидратов, за счёт моделирования внедрения изоляционного покрытия;
- программа умеет моделировать процесс коррозии, что позволяет учесть данный параметр в разработке и спасти трубы от разрушения;
- расчёт отложений асфальто-смоло-парафинов на стенках трубопроводов;
- возможность провести анализ накопления воды на забое скважины и определить, при каких технологических параметрах скважина самозадавится.

Моделирование скважины

Моделирование скважины в Pipesim начинается с задания основных параметров нашей скважины. Скважине присваивается название, обозначается, что она активна. Задаётся тип скважины: добывающая или нагнетательная. Интерфейс представлен на рисунке 1.

General	Tubulars	Deviation survey	Downhole equipment	Artificial lift	Heat transfer	Completions	Surface equipment
Well name:	<input type="text" value="Gas well"/>						
Active:	<input checked="" type="checkbox"/>						
Well type:	<input checked="" type="radio"/> Production <input type="radio"/> Injection						
Check valve setting:	<input type="text" value="Block reverse"/>						

Рисунок 1 – Присваивание основных параметров моделируемой скважины

Далее задаётся конструкция скважины: выбираются глубины обсадной колонны и колонны НКТ, задаётся их внутренний и внешний диаметр, а также шероховатость стенок. Есть возможность задавать параметр НКТ не через внутренний и внешний диаметр, а через толщину стенок (рис. 2).

Внутри программы встроен большой список марок стали с уже присвоенными им параметрами шероховатости. Также можно добавить забойное оборудование, находящееся в стволе скважины, но в нашем случае этого не требуется.

Следующий параметр – это перепад температуры по стволу скважины, он задаётся параметрами температуры на устье и забое и высчитывается по линейной формуле исходя от глубины скважины (рис. 3).

Следующими параметрами, которые нужно будет заполнить, являются данные о глубине вскрытия пласта. Также необходимо выбрать какую IPR модель программа будет использовать для своих расчётов. Для расчётов газовой скважины разработчиками рекомендуются модели Well PI, Jones и модель Back Pressure, которые представлены на рисунке 4.

General	Tubulars	Deviation survey	Downhole equipment	Artificial lift	Heat transfer	Completions	Surface equipment
---------	----------	------------------	--------------------	-----------------	---------------	-------------	-------------------

Mode: Simple Detailed
 Dimension option: OD Wall thickness

	Name	Bottom MD	ID	OD	Roughness	
		m	mm	mm	mm	
1	prod	1420	154	168	0,0254	--
2	Tubing	1249,7	100	114	0,0254	--

Рисунок 2 – Выбор параметров НКТ и обсадной колонны

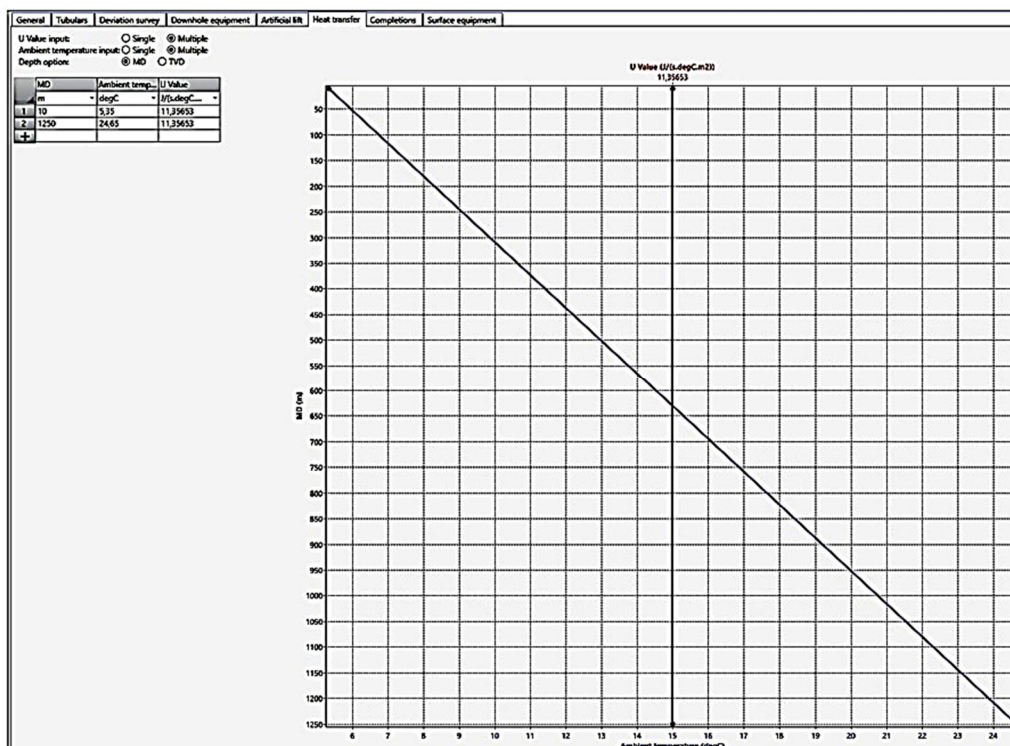


Рисунок 3 – Построение графика распределения температуры в стволе скважины

IPR model

Well PI

- Well PI
- Vogel
- Fetkovitch
- Jones
- Back pressure
- Darcy
- Forchheimer
- Hydraulic fracture

Рисунок 4 – IPR модели для расчёта процесса добычи

После ввода данных о давлении и температуре пласта, индексе продуктивности мы получаем модель нашей скважины и кривую притока из пласта, представленные на рисунке 5.

Далее необходимо создать модель флюида, добываемого из пласта. Для этого необходимо знать состав добываемого газа.

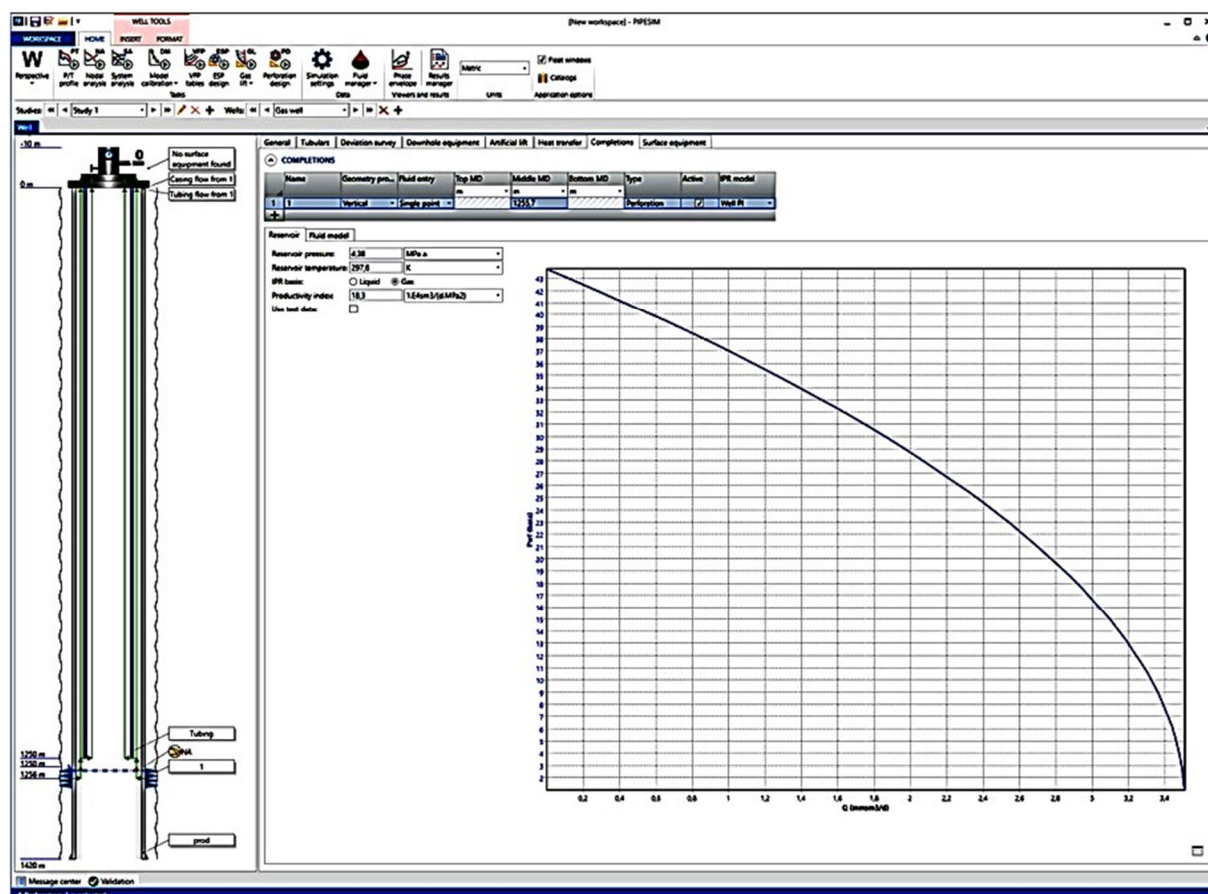


Рисунок 5 – Итоговая модель скважины и график притока из пласта

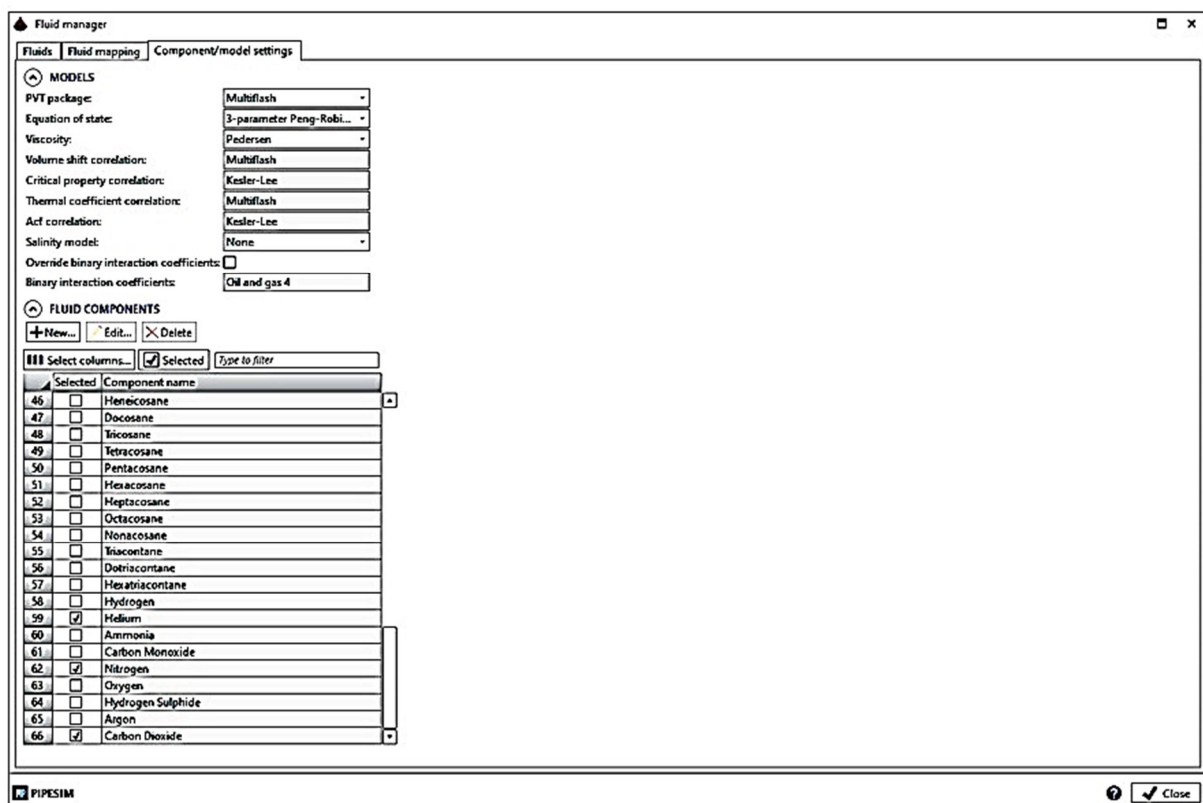


Рисунок 6 – Моделирование флюида с указанием его состава

Моделирование флюида

Создаётся модель компонентного флюида, выбираются компоненты, в нашем случае это

- вода;
- метан;
- этан;
- гелий;
- углекислый газ;
- азот.

Интерфейс Fluid Manager представлен на рисунке 6.

После того, как мы обозначили флюид, необходимо задать мольные доли его компонентов, характеристики обводнения, газовой фактор и др. (рис. 7).

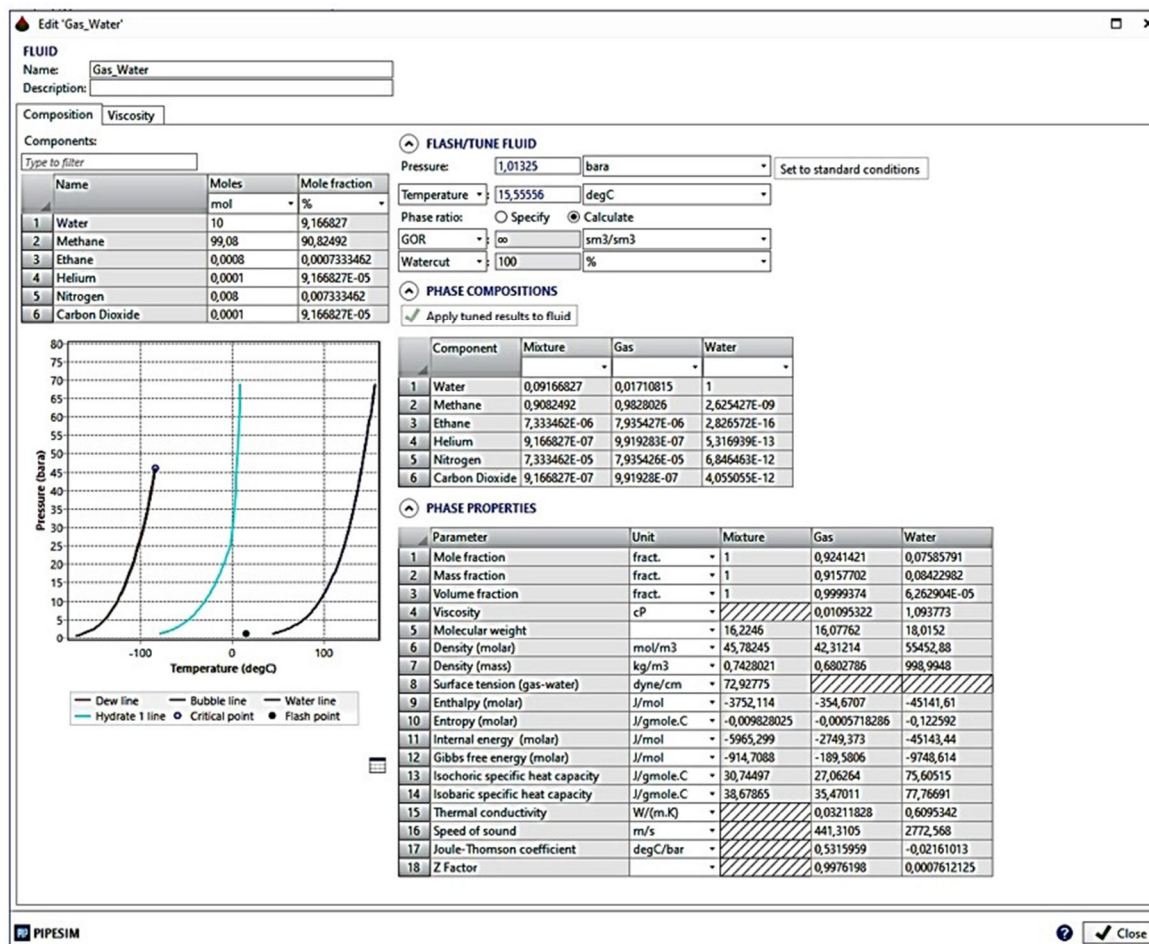


Рисунок 7 – Окно параметров флюида: состав, температура, давление

Литература

1. Техничко-технологические решения для эксплуатации куста обводняющихся газовых скважин / М.Д. Антонов [и др.] // Наука и техника в газовой промышленности. – 2019. – № 1(77). – С. 41–44.
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 методов борьбы с самозадавливанием скважин на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении и обоснование выбора технологии // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2023.
4. Технологии эксплуатации газовых скважин на поздней стадии разработки месторождений: замена лифтовых труб / С.Н. Бузинов [и др.] // Вестник ЦКР Роснедра. – 2012. – № 6. – С. 2–7.

5. Аппроксимационные модели для расчёта потерь давления в скважинах, работающих с газожидкостными потоками / Р.А.О. Гасумов [и др.] // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2017. – № 7. – С. 32–36.
6. Давыденков М.А. Анализ эффективности работы лифтовых подъемников различных диаметров Ямбургского месторождения // Научно-техническое творчество: проблемы и перспективы: сборник статей по итогам Международной научно-практической конференции (04 июня 2018 года, г. Новосибирск). – Уфа : ООО «Агентство международных исследований», 2018. – С. 35–37.
7. Эксплуатация самозадавливающихся скважин в условиях завершающего этапа разработки месторождения / Д.В. Дукатов [и др.] // Газовая промышленность. – 2010. – № 2. – С. 76–77.
8. Проблемы эксплуатации обводняющихся скважин газовых месторождений в стадии падающей добычи / А.С. Епрынец [и др.] // Вестник Оренбургского государственного университета. – 2011. – № 16(135). – С. 41–45.
9. Жарикова Н.Х. Анализ текущего состояния обводнённости скважин на Заполярном нефтегазоконденсатном месторождении / Н.Х. Жарикова, М.И. Самойлов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2023. – № 1(373). – С. 46–56.
10. Каушанский Д.А. Технологии повышения эффективности эксплуатации газовых скважин на месторождениях, вступивших в заключительную стадию разработки в условиях Арктики и Западной Сибири // Нефть и газ. – 2017. – № 4. – С. 55–65.
11. Опыт применения на Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении технологии эксплуатации газовой скважины по концентрическим лифтовым колоннам / А.Ю. Корякин [и др.] // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2018. – № 5. – С. 62–65.
12. Красовский А.В. Определение оптимального технологического режима работы газовых скважин с учетом их продуктивных характеристик и ограничений промышленного оборудования / А.В. Красовский, Е.С. Зимин // Наука и техника в газовой промышленности. – 2017. – № 1(69). – С. 35–39.
13. Оптимизация эксплуатации обводняющихся скважин путём применения лифтовых колонн с клапанным регулированием / Д.В. Мардашов [и др.] // Векторы развития ТЭК России: материалы II Всероссийской научно-практической конференции (15 ноября 2022 года, г. Краснодар). – Краснодар : Издательство «Новация», 2022. – С. 54–65.
14. Матвеева И.С. Анализ эффективности применения технологий по отключению обводнившихся пропластков на Южно-Ягунском месторождении / И.С. Матвеева, О.В. Савенок // Сборник лучших научных работ молодых учёных Кубанского государственного технологического университета, отмеченных наградами на конкурсах. – Краснодар : Кубанский государственный технологический университет, 2018. – С. 51–53.
15. Современные методы борьбы с самозадавливанием добывающей скважины на газовых месторождениях / К.Н. Михайлюк [и др.]; Отв. редактор С.Н. Нагаева // Актуальные проблемы научного знания. Новые технологии ТЭК-2020: материалы IV Международной научно-практической конференции (27 ноября 2020 года, г. Сургут). – Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2021. – С. 15–20.
16. Моторин Д.В. Проблемы добычи газа на завершающем этапе разработки месторождений / Д.В. Моторин, П.С. Кротов, В.В. Гурьянов // Территория Нефтегаз. – 2011. – № 10. – С. 50–53.
17. Методика оценки объёма конденсационной воды, выделяющейся в стволах газовых скважин / Ю.П. Пеливанов [и др.] // Наука и ТЭК. – 2011. – № 5. – С. 61–62.
18. Пономарёв А.И. Опыт эксплуатации газовой скважины с концентрическими лифтовыми колоннами / А.И. Пономарёв, Т.Т. Рагимов, О.А. Шигидин // Маркшейдерия и недропользование. – 2020. – № 1(105). – С. 13–17.
19. Рагимов Т.Т. Технологии эксплуатации самозадавливающихся скважин Уренгойского месторождения // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2020. – № 6(330). – С. 33–38.
20. Методика определения необходимого количества твёрдых поверхностно-активных веществ для предотвращения самозадавливания газовых скважин на примере Медвежьего месторождения / А.А. Сырчин [и др.] // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2015. – № 3(111). – С. 77–80.
21. Темиров В.Г. Ликвидация водопескопроявлений в условиях разработки обводненных участков нефтегазоконденсатных месторождений сеноманской залежи Большого Уренгоя / В.Г. Темиров, Т.Э. Саркаров // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2021. – № 3-1. – С. 276–283.
22. Толпаев В.А. Аппроксимационная модель для расчёта потерь давления в газовых скважинах, работающих с жидкостью // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2016. – № 6. – С. 38–43.

23. Успанова М.О. Проблема самозадавливания скважин на Ямбургском месторождении и пути её решения // *Инновации. Наука. Образование.* – 2021. – № 37. – С. 1265–1270.
24. Хайруллин Р.Г. Оценка параметров устойчивой работы обводняющихся наклонно-направленных газовых и газоконденсатных скважин / Р.Г. Хайруллин, В.И. Миннибаев // *Научный альманах.* – 2023. – № 4-2(102). – С. 41–43.
25. Цыганков М.С. Эксплуатация обводняющихся газовых скважин на стадии падающей добычи // *Современные проблемы и перспективные направления инновационного развития науки: сборник статей по итогам Международной научно-практической конференции (24 декабря 2017 года, г. Оренбург).* – Уфа : ООО «Агентство международных исследований», 2017. – С. 255–258.
26. Исследование влияния пенообразующих веществ на процесс удаления пластовой и конденсационной жидкости из сеноманских газовых скважин на поздней стадии разработки / А.Ю. Юшков [и др.] // *Нефть. Газ. Новации.* – 2017. – № 12. – С. 60–64.
27. Якупов Р.Р. Оптимизация работы газовых скважин на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении / Р.Р. Якупов, Н.Р. Яркеева // *Нефтегазовое дело.* – 2018. – Т. 16. – № 3. – С. 41–49.

References

1. Technical and technological solutions for the operation of a cluster of flooded gas wells / M.D. Antonov [et al.] // *Science and technology in the gas industry.* – 2019. – № 1(77). – P. 41–44.
2. Berezovsky D.A. The problem of «self-pressing» wells and ways to solve it on the example of the Medvezhskoye field / D.A. Berezovsky, I.S. Matveeva, O.V. Savenok // *Oil. Gas. Innovations.* – 2016. – № 11. – P. 53–62.
3. Berezovsky D.A. Analysis of methods for combating self-pressing of wells at the Yamburg oil and gas condensate field and justification of technology selection // *Construction of oil and gas wells on land and at sea.* – 2023.
4. Technologies for the operation of gas wells at the late stage of field development: replacement of tubing / S.N. Buzinov [et al.] // *Rosnedra CDC Bulletin.* – 2012. – № 6. – P. 2–7.
5. Approximation models for calculating pressure losses in wells operating with gas-liquid flows / R.A.O. Gasumov [et al.] // *Automation, telemechanization and communication in the oil industry.* – 2017. – № 7. – P. 32–36.
6. Davydenkov M.A. Analysis of the efficiency of elevator lifts of various diameters of the Yamburg field // *Scientific and technical creativity: problems and prospects: Collection of articles based on the results of the International Scientific and Practical Conference (June 04, 2018, Novosibirsk).* – Ufa : International Research Agency LLC, 2018. – P. 35–37.
7. Operation of self-pressing wells in the conditions of the final stage of field development / D.V. Dukatov [et al.] // *Gas industry.* – 2010. – № 2. – P. 76–77.
8. Problems of Operation of Flooded Gas Field Wells at the Stage of Pad Production / A.S. Epryntsev [et al.] // *Bulletin of Oren-Burg State University.* – 2011. – № 16(135). – P. 41–45.
9. Zharikova N.Kh. Analysis of the current state of water cut at the Za-polar oil and gas condensate field / N.Kh. Zharikova, M.I. Samoilov // *Geology, geophysics and development of oil and gas fields.* – 2023. – № 1(373). – P. 46–56.
10. Kaushansky D.A. Technologies for increasing the efficiency of operation of gas wells at fields that have entered the final stage of development in the Arctic and Western Siberia // *Oil and gas.* – 2017. – № 4. – P. 55–65.
11. Experience of using gas well operation technology using concentric lift columns at the Urengoy oil and gas condensate field / A.Yu. Koryakin [et al.] // *Equipment and technologies for the oil and gas complex.* – 2018. – № 5. – P. 62–65.
12. Krasovsky A.V. Determination of the optimal technological operating mode of gas wells taking into account their productive characteristics and limitations of field equipment / A.V. Krasovsky, E.S. Zimin // *Science and technology in the gas industry.* – 2017. – № 1(69). – P. 35–39.
13. Optimization of the operation of flooded wells by using lift columns with valve regulation / D.V. Mardashov [et al.] // *Vectors of development of the fuel and energy complex of Russia: materials of the II All-Russian scientific and practical conference (November 15, 2022, Krasnodar).* – Krasnodar: Novatsiya Publishing House, 2022. – P. 54–65.
14. Matveeva I.S. Analysis of the effectiveness of using technologies to disconnect watered layers at the Yuzhno-Yagunskoye field / I.S. Matveeva, O.V. Savenok // *Collection of the best scientific works of young scientists of the Kuban State Technological University, awarded at competitions.* – Krasnodar: Kubansky State Technological University, 2018. – P. 51–53.
15. Modern methods of combating self-crushing of a production well in gas fields / K.N. Mikhailyuk [et al.]; Rep. editor S.N. Nagaeva // *Current problems of scientific knowledge. New technologies of the fuel and energy complex-2020: materials of the IV International Scientific and Practical Conference (November 27, 2020, Surgut).* – Tyumen : Tyumen Industrial University, 2021. – P. 15–20.

16. Motorin D.V. Problems of gas production at the final stage of field development / D.V. Motorin, P.S. Krotov, V.V. Guryanov // *Neftegaz Territory*. – 2011. – № 10. – P. 50–53.
17. Methodology for estimating the volume of condensation water released in the trunks of gas wells / Yu.P. Pelivanov [et al.] // *Science and fuel and energy complex*. – 2011. – № 5. – P. 61–62.
18. Ponomarev A.I. Experience in operating a gas well with concentric lift columns / A.I. Ponomarev, T.T. Ragimov, O.A. Shigidin // *Mine surveying and subsoil use*. – 2020. – № 1(105). – P. 13–17.
19. Ragimov T.T. Technologies for operating self-pressurizing wells of the Urengoy field // *Construction of oil and gas wells on land and at sea*. – 2020. – № 6(330). – P. 33–38.
20. Methodology for determining the required number of solid surfactants to prevent self-squeezing of gas wells using the example of the Medvezhye field / A.A. Syrchin [et al.] // *News of higher educational institutions. Oil and gas*. – 2015. – № 3(111). – P. 77–80.
21. Temirov V.G. Elimination of water and sand manifestations in the conditions of development of watered areas of oil and gas condensate fields of the Cenomanian deposit of Bolshoi Urengoy / V.G. Temirov, T.E. Sarkarov // *Mining information and analytical bulletin (scientific and technical journal)*. – 2021. – № 3-1. – P. 276–283.
22. Tolpaev V.A. Approximation model for calculating pressure losses in gas wells operating with liquid // *Automation, telemechanization and communications in the oil industry*. – 2016. – № 6. – P. 38–43.
23. Uspanova M.O. The problem of self-squeezing wells in the Yamburg field and ways to solve it // *Innovations. The science. Education*. – 2021. – № 37. – P. 1265–1270.
24. Khairullin R.G. Estimation of parameters of stable operation of water-filled directional gas and gas condensate wells / R.G. Khairullin, V.I. Minnibaev // *Scientific almanac*. – 2023. – № 4-2(102). – P. 41–43.
25. Tsygankov M.S. Operation of flooded gas wells at the stage of declining production // *Modern problems and promising directions of innovative development of science: a collection of articles based on the results of the International Scientific and Practical Conference (December 24, 2017, Orenburg)*. – Ufa : Agency for International Research, LLC, 2017. – P. 255–258.
26. Study of the influence of foaming substances on the process of removing formation and condensation fluid from Cenomanian gas wells at a late stage of development / A.Yu. Yushkov [et al.] // *Oil. Gas. Innovations*. – 2017. – № 12. – P. 60–64.
27. Yakupov R.R. Optimization of gas well operation at the Yamburg oil, gas and condensate field / R.R. Yakupov, N.R. Yarkeeva // *Oil and gas business*. – 2018. – Vol. 16. – № 3. – P. 41–49.