



УДК 622.279

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ
НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
В УСЛОВИЯХ САМОЗАДАВЛИВАНИЯ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН**

**INCREASING THE EFFICIENCY OF OIL AND GAS CONDENSATE FIELD
DEVELOPMENT UNDER CONDITIONS OF SELF-PRESSING GAS WELLS**

Жарикова Наиля Халимовна

кандидат технических наук,
доцент кафедры разработки
и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений,
Санкт-Петербургский горный университет
императрицы Екатерины II
Zharikova_Nkh@pers.spmi.ru

Савенок Ольга Вадимовна

доктор технических наук,
профессор кафедры разработки
и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений,
Санкт-Петербургский горный университет
императрицы Екатерины II
Savenok_OV@pers.spmi.ru

Кусова Лизавета Геннадиевна

студентка направления подготовки 21.05.06
«Нефтегазовые техника и технологии»,
Санкт-Петербургский горный университет
императрицы Екатерины II
liza.kusova@internet.ru

Кусова Дарья Геннадиевна

студентка направления подготовки 38.03.01
«Экономика предприятия и организации»,
Санкт-Петербургский горный университет
императрицы Екатерины II
d_kusova@inbox.ru

Аннотация. В статье выполнен анализ технико-технологических решений по эксплуатации обводняющихся газовых скважин на нефтегазоконденсатном месторождении, а также приведена оценка перспектив применения рассматриваемых решений. Поступившая вода является причиной вывода скважин из эксплуатационного фонда, т.к. резко снижается производительность скважин вплоть до их полной остановки, а упавшего пластового давления просто не хватает для выноса жидкости с забоя. На рассматриваемом месторождении число скважин, выведенных из эксплуатации из-за самозадавливания, каждый год увеличивается на 3–5 %. Выявлены причины появления пластовой воды в стволе скважины, проанализированы и сравнены между собой технологии по борьбе с самозадавливанием, а также описана технология эксплуатации газовых скважин с помощью концентрических лифтовых колонн.

Ключевые слова: технологические продувки скважин; штанговые глубинные насосы; плунжерный лифт; компоновка скважины для газлифтной эксплуатации; подача ПАВ на забой скважин; замена лифтовых колонн; технология концентрических лифтовых колонн.

Zharikova Nailia Khalimovna

Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor of the Department
of Development and Operation
of Oil and Gas Fields
Empress Catherine II
Saint Petersburg Mining University
Zharikova_Nkh@pers.spmi.ru

Savenok Olga Vadimovna

Doctor of Technical Sciences,
Professor of the Department of Development
and Operation of Oil and Gas Fields,
Empress Catherine II
Saint Petersburg Mining University
Savenok_OV@pers.spmi.ru

Kusova Lizaveta Genadievna

Student training direction 21.05.06
«Oil and Gas Equipment and Technologies»
Empress Catherine II
Saint Petersburg Mining University
liza.kusova@internet.ru

Kusova Daria Genadievna

Student training direction 38.03.01
«Economy of Enterprise and Organization»
Empress Catherine II
Saint Petersburg Mining University
d_kusova@inbox.ru

Annotation. The article analyzes technical and technological solutions for the operation of flooded gas wells at an oil and gas condensate field, and also provides an assessment of the prospects for applying the solutions under consideration. Incoming water is the reason for the decommissioning of wells from the production stock, since the productivity of wells decreases sharply up to their complete stop, and the dropped reservoir pressure is simply not enough to remove fluid from the bottomhole. At the field under consideration, the number of wells decommissioned due to self-depression increases by 3–5 % every year. The causes of formation water appearance in the wellbore are identified, technologies for combating self-depression are analyzed and compared with each other, and the technology of gas well operation using concentric lift columns is described.

Keywords: technological blowdowns of wells; sucker rod deep-well pumps; plunger lift; well assembly for gas lift operation; supply of surfactants to the bottom of wells; replacement of lift columns; technology of concentric lift columns.



Общие сведения о месторождении

Рассматриваемое нефтегазоконденсатное месторождение, относящееся к уникальным по запасам, располагается в Ямало-Ненецком автономном округе. Несмотря на то, что месторождение открыто в 1967 году, разработка началась только в 1972 году.

Месторождение характеризуется сложным строением продуктивной толщи. Характерной особенностью является частое переслаивание различного типа песчаных пород с глинистыми разностями, причём все породы отличаются сильной изменчивостью по простиранию.

На сегодняшний день в разрезе месторождения выявлены 2 продуктивных комплекса: сеноно-сеноманский газовый в отложениях верхнего мела и нефтегазоконденсатные залежи в нижнемеловых отложениях.

Сеноманский комплекс всей Западно-Сибирской провинции очень схож по своему строению. Так, вся провинция делится на 3 нефтегазоносных комплекса: юрский, неоком-аптский и апт-сеноманский. Основные запасы газа приурочены к сеноманским отложениям, которые и являются объектом разработки. Кровля сеноманской продуктивной толщи вскрыта на абсолютных глубинах 981,0–1132,5 м. Продуктивная толща сеномана представлена песчаниками, алевролитами и глинами, которые выклиниваются и фациально замещаются на различных расстояниях.

Особенностью сеноманских залежей является также то, что, как правило, они заполняют весь объём антиклинальных ловушек – газодляные контакты залежей совпадают с оконтуривающими изогипсами структур, выделенных в рельефе подошвы туронского флюидоупора, а высоты залежей – с амплитудами контролирующими их поднятий.

В Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции сеноманские газовые залежи локализованы в горизонте ПК1, залегающем под туронским региональным флюидоупором, и контролируются антиклинальными ловушками.

Средняя величина продуктивного пласта колеблется от 20 м до 114 м, а эффективная толщина составляет 46 м. На всей площади газ подстилается подошвенной пластовой водой.

Продуктивная толща имеет сложное строение: характеризуется незначительной изменчивостью литологического состава, сильной расчленённостью, с повышенной неравномерной глинистостью.

Проницаемость пласта по площади изменяется, уменьшаясь в сторону законтурной области. Повышенная проницаемость отмечается в зонах увеличенной концентрации коллекторов. Как следствие, она имеет дифференциальный характер.

Залежь газа является пластово-массивной, по всей площади подстилается подошвенной водой. ГВК отбит на абсолютных отметках от 1231,7 м до 1143,4 м и постепенно погружается с юга на север. Залежь имеет следующие размеры: длина 116 км, ширина до 26 км, площадь газоносности 1993,3 км². На рисунке 1 приведены пласты месторождения в 3D визуализации.

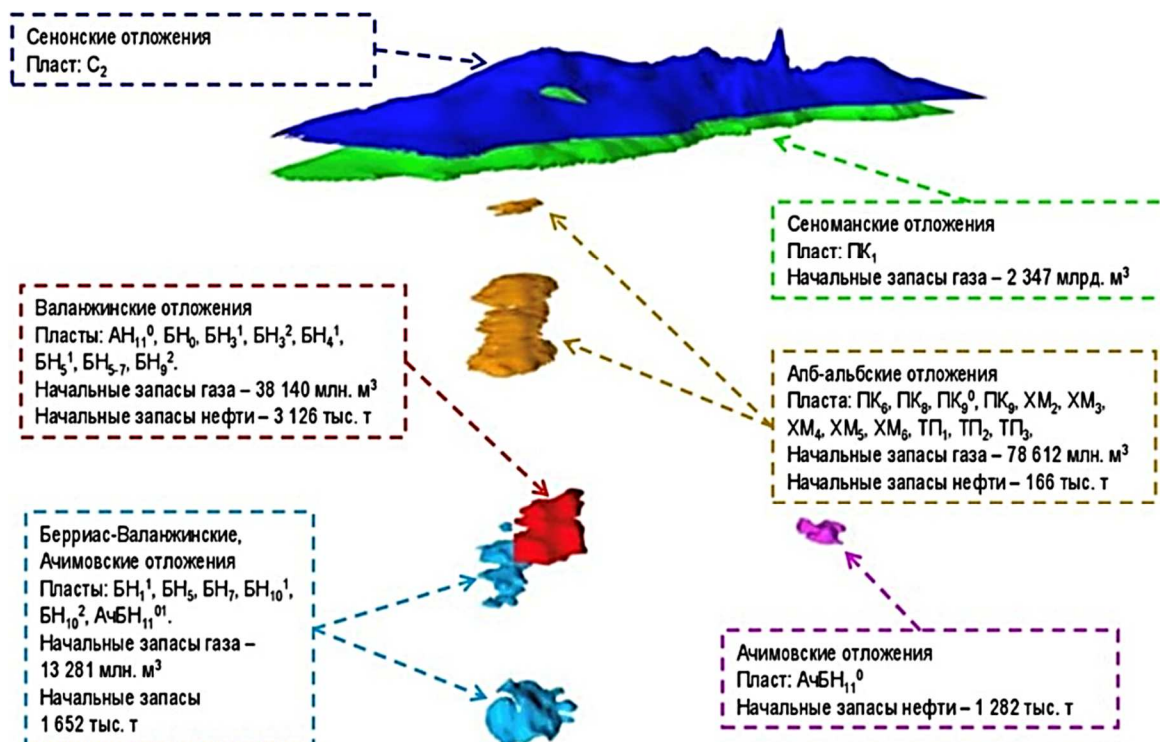


Рисунок 1 – 3D визуализация пластов месторождения



Анализ текущего состояния разработки месторождения в целом

По состоянию на 01.01.2024 г. фонд скважин на месторождении составляет 519 шт., из которых только 291 действующая скважина, остальные: 119 ликвидированных, 12 в ожидании ликвидации, 78 наблюдательные, 4 в ожидании ввода.

С начала разработки отбор газа составил более 2000 млрд м³.

На данный момент месторождение находится на стадии падающей добычи. Массивный тип залежи свидетельствует о том, что добыча осуществляется в условиях водонапорного режима, с прогрессирующим загрязнением забоев, образованием жидкостных пробок из-за падения пластового давления ниже критического уровня и соответственно снижением скоростей потока газа в скважину и по ней. В результате снижается дебит, становится ниже предельного значения, позволяющего выносить жидкость с забоя на дневную поверхность, и, как следствие, на забое происходит накопление жидкости.

Истощение энергетического запаса эксплуатационной залежи и поднятие ГВК до интервала перфорации – вот причины падения продуктивности низкодебитных скважин. Для минимизации воздействия эффекта самозадавливания на таких скважинах осуществляется регулярное применение продувок.

Появление жидкости, а именно воды на забое газовой скважины – это нередкое явление, так или иначе она присутствует в объёме добываемой продукции, тем не менее, для месторождений, находящихся на 3 стадии разработки, пластовой энергии не хватает для создания скоростей потока выше критических. Критическая скорость является условным значением скорости движения газа, при которой не обеспечивается вынос жидкости на поверхность. Учитывая, что для различных параметров скважин, их длин и диаметров критическая скорость имеет разные значения, принято считать её значение в пределах 3–4 м/с.

Низкое пластовое давление является ограничивающим фактором для перераспределения добычи между скважинами, как следствие, некоторые из них эксплуатируются ниже своего потенциала, а иногда приток воды в скважину оказывается много больше, что провоцирует её скопление на забое.

Анализ продуктивности добывающих скважин без учёта малодебитных показывает, что фактический средний дебит газа одной скважины в целом по месторождению составляет 79 тыс. м³/сут., что ниже проектного значения (101 тыс. м³/сут.) на 21,78 %. Средний дебит одной скважины по УКПГ без учёта малодебитных изменяется от 59 (УКПГ-9) до 102 тыс. м³/сут. (УКПГ-8).

Скорость добываемого флюида не превышает 4 м/с для 35 % скважин на месторождении, такая скорость не обеспечивает вынос скопившейся на забое воды к устью. Очевидно, что условия, при которых скорость восходящего потока не позволяет выносить воду с забоя, не одинаковы для различных скважин, а конкретно для разных диаметров НКТ в этих скважинах. Так, большинство самозадавливающихся скважин (82,8 %) имеют НКТ с номинальным диаметром 168 мм. Наглядное представление распределения самозадавливающихся скважин от диаметра НКТ приведено на рисунке 2.

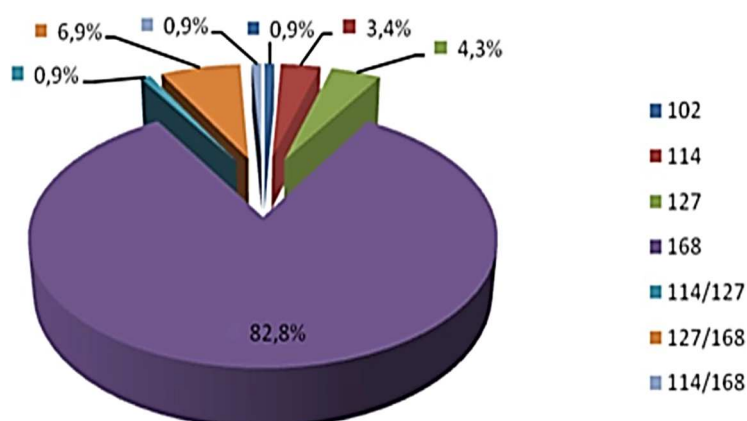


Рисунок 2 – Распределение самозадавливающихся скважин в зависимости от их диаметра НКТ

На рисунке 3 также можно отследить, на сколько снизилась продуктивность на разных УКПГ месторождения из-за падения пластового давления.

В целом можно выделить 3 причины обводнения газовых скважин. На рассматриваемом месторождении наибольшее влияние оказывает подтягивание конусов подошвенной воды – так происходит из-за массивного строения залежи и высокой скорости отбора. Чрезмерная скорость отбора газа создаёт конусы воды (рис. 4). В ходе эксплуатации скважины происходит нарушение естественного распределения давления в пласте. Вдоль самого ствола скважины происходит падение давления и об-



разуется депрессионная воронка, а градиент давления вблизи скважины становится близким к вертикальному. В дальнейшем при падении пластового давления низкая продуктивность создаёт подходящие условия для скопления жидкости на забое. На рисунке 5 представлена диаграмма распределения причин возникновения воды в скважинах месторождения.

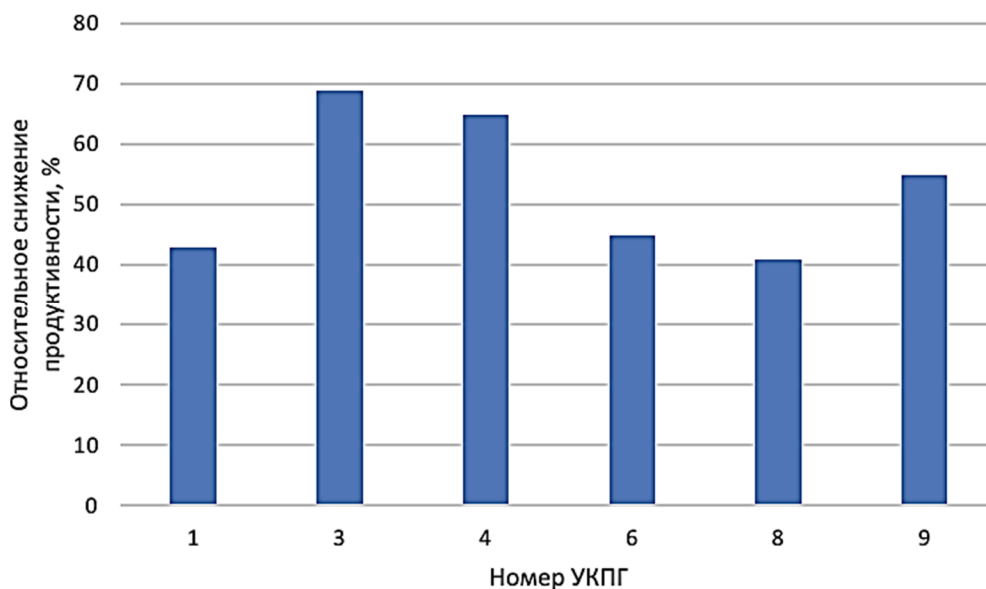


Рисунок 3 – Относительное снижение продуктивности на разных УКПГ месторождения

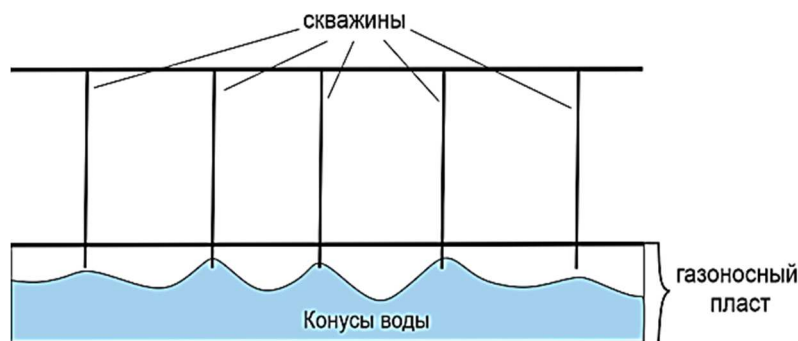


Рисунок 4 – Подтягивание конусов подошвенной воды

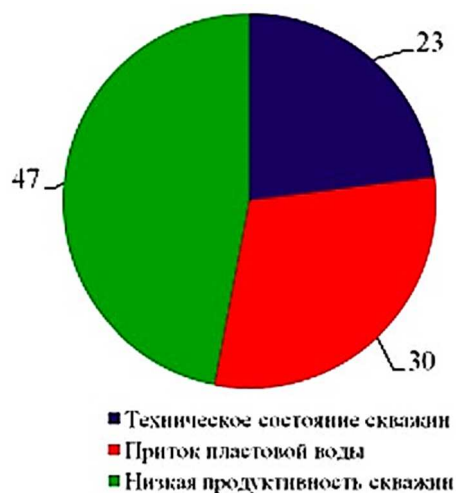


Рисунок 5 – Основные факторы, обуславливающие обводнение скважин



Анализ существующих способов освобождения ствола скважины от поступившей воды

Для поддержания фонда скважин в рабочем состоянии, а также уровней добычи согласно проекту разработки применяются различные геолого-технические мероприятия.

Разработка сеноманских скважин начиналась с применения НКТ большого диаметра, что позволяло обеспечивать высокий дебит в периоды нарастающей и постоянной добычи. Однако в настоящее время это является причиной самозадавливания скважин из-за недостатка энергии для выноса поднявшейся в скважину воды по НКТ с большим диаметром.

Эта проблема получила несколько возможных решений, некоторые из них могут применяться в комплексе:

- 1) продувки скважин;
- 2) штанговые глубинные насосы;
- 3) плунжерный лифт;
- 4) газлифт;
- 5) подача ПАВ на забой скважины;
- 6) замена НКТ на трубы меньшего диаметра;
- 7) эксплуатация по концентрическим лифтовым колоннам.

На выбор способа эксплуатации газовой скважины, имеющей постоянный приток пластовой воды, влияет множество факторов, в том числе её конструкция, длина, диаметр спущенных НКТ, количество регулярно поступающей воды, а также режим работы залежи.

Ниже рассмотрен каждый из представленных способов удаления воды и проведён сравнительный анализ каждой технологии.

Технологические продувки скважин

Самым простым и дешёвым методом по удалению жидкости с забоя является продувка скважин. Однако этот метод можно отнести скорее к вынужденным мерам, а не к возможному решению, т.к. он связан с потерей газа, который выпускается в атмосферу, к тому же с течением времени интервалы между продувками становятся всё меньше и меньше. Сами продувки и их периодичность зависят от скорости и объёма поступления воды, а их количество доходит до 5 раз в неделю.

При открытии устья скважины в атмосферу существенно уменьшается буферное давление, увеличившаяся разность между забойным и устьевым давлениями провоцирует увеличение скорости восходящего потока. Продувка продолжается до тех пор, пока ствол скважины не освободится от содержащейся в нём воды, а из продувочной линии не станет поступать преимущественно газовая фракция. Этот способ обладает существенными недостатками, такими как выбросы газа в атмосферу и его потери, увеличенная разность давлений провоцирует также разрушение околозабойной зоны скелета коллектора. Вода, не вынесенная к устью, впоследствии стекает обратно внутрь скважины.

Штанговые глубинные насосы

Штанговые глубинные насосы как способ удаления жидкости с забоя газовых скважин получили широкое распространение за рубежом. Применение этого способа происходит следующим образом: плунжерный насос, помещаемый внутрь насосно-компрессорной трубы, выкачивает скопившуюся на забое воду при помощи станка-качалки, а газ добывается через пространство между НКТ и эксплуатационной обсадной трубой.

Однако этот способ имеет ряд ограничений и недостатков:

- отказ в работе насоса из-за высокого содержания газа;
- необходимость погружения насоса под уровень жидкости для создания подпора на приёме насоса;
- полное удаление жидкости из межтрубного пространства невозможно обеспечить из-за невозможности погружения насоса в зумпфе как в точке, которая находится ниже ввода газа в НКТ;
- вследствие отсутствия электроснабжения на кустах многих северных месторождений, в том числе и рассматриваемого, этот способ неприменим.

Плунжерный лифт

Плунжерный лифт на поверку оказался весьма эффективным способом выноса жидкости с забоя. Он может быть непрерывного и периодического действия. Плунжер непрерывного действия постоянно перемещается внутри НКТ, а периодического – останавливается в лубрикаторе скважины. Управление плунжерным лифтом осуществляется благодаря контроллеру и клапану-отсекателю – это даёт возможность влиять на время выноса воды из скважины.

Впервые непрерывный плунжерный лифт опробован как раз на месторождениях Крайнего Севера. На рассматриваемом месторождении для НКТ диаметром 168 мм применена конструкция плунжера типа «летающий клапан» (рис. 6).

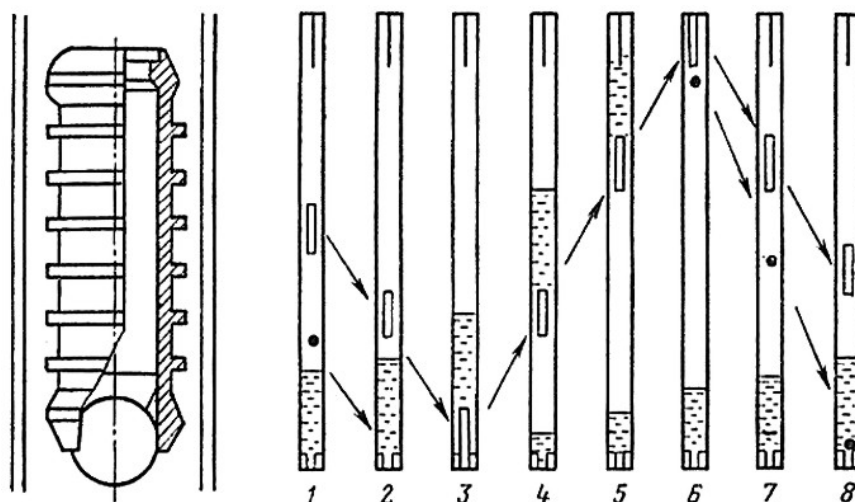


Рисунок 6 – Плунжер типа «летающий клапан»:
1–8 схема его работы

На позиции 1 изображено движение частей плунжерного лифта вниз. Ниже уровня скопившейся жидкости в виде сужения трубы находится ограничитель, он останавливает движение шара вниз, летящая вслед за шаром втулка налетает на шар. Газ, всё ещё поступающий в скважину, заставляет плунжерный лифт вместе с зафиксированной водой двигаться вверх. Устье скважины оборудовано трубкой, как видно из рисунка. Достигая её, вода отбирается из скважины. Эта же трубка выбивает шар из втулки и процесс повторяется.

Применение плунжера позволило убрать необходимость в продувке скважины, что позволило сократить потери добываемого флюида и снизить вредные выбросы в атмосферу. Также использование плунжера позволило снизить трудоёмкость в обслуживании скважины, нуждающейся в постоянной продувке.

Однако пакер, отделяющий межтрубное пространство, не позволяет удалять воду из призабойной зоны; с другой стороны, это означает низкую жидкостную нагрузку над плунжером и высокую скорость подъёма.

Данная технология является достаточно эффективной, однако обладает существенным недостатком – срок службы. Так, полиуретановая конструкция плунжера обеспечивает ему срок эксплуатации порядка 7 дней. Высоких в рамках данного способа сроков службы позволяет достичь цельно-металлическая конструкция, она обеспечивает срок эксплуатации до 23 сут. Такая низкая надёжность не позволяет использовать плунжерный лифт повсеместно.

Газлифт

Традиционная газлифтная установка может быть использована и для удаления жидкости с забоя эксплуатационных газовых скважин. Газлифтные клапаны, находящиеся в переводниках над пакером, управляются перепадом давления между кольцевым пространством и внутренней полостью НКТ. Хотя этот способ имеет логичное физическое и технологическое обоснование, всё же у него множество недостатков, приведём некоторые из них:

- значительные объёмы закачиваемого газа (если дебит скважины около 16 м³/сут., требуется несколько тысяч кубических метров закачиваемого газа для поддержания стабильного уровня выноса жидкости);
- необходимость подготовки самого газа и расходы, связанные с его компримированием;
- необходимость обустройства отдельной системы газлифтных трубопроводов.

Подача поверхностно-активных веществ на забой скважин

Поверхностно-активные вещества широко распространены как эффективный способ удаления жидкости с забоя скважины. ПАВ вспенивающего типа показали свою эффективность при удалении небольшого объёма воды в интервале вторичного вскрытия при скоростях газа до 3 м/с. Разнообразие химических реагентов даёт возможность применения широкого спектра ПАВ для различных конкретных условий.

Наибольшее влияние на подбор подходящего анионоактивного пенообразователя оказывает состав пластовой воды, содержание в ней катионов жёсткости, вызывающих выпадение таких ПАВ в осадок. Эта проблема получила решение добавлением к ПАВ комплексообразователя, связывающего катионы жёсткости в прочные водородорастворимые комплексы.

Существует 2 способа ввода ПАВ на забой:

- 1) подача жидких растворов;
- 2) сброс твёрдых пенообразователей по колонне НКТ.



Для месторождений Крайнего Севера, а также зимой в жидкие ПАВ добавляются антифризы. Также в состав ПАВ добавляют ингибиторы коррозии.

Ввод жидких ПАВ осуществляется периодической закачкой их через затрубное пространство с помощью передвижных установок или порционной подачей с помощью автоматических устройств. Существует 2 способа определения того, насколько часто необходимо подавать ПАВ:

- 1) подача с фиксированной периодичностью;
- 2) определение разности давлений внутри НКТ и между НКТ и эксплуатационной колонной – наличие этого фактора свидетельствует о самозадавлении.

Для условий Крайнего Севера наиболее распространено применение твёрдых ПАВ благодаря большому разнообразию технологий их производств, а также возможности их изготовления различных форм, диаметров и длин. Большой популярностью также пользуются комбинированные смеси с множеством добавок, улучшающие различные свойства вводимых ПАВ. В качестве носителей таких ПАВ выбираются растворимые в воде твёрдые органические вещества, их заливают в формы в жидком состоянии и вытаскивают из форм уже твёрдыми после понижения температуры.

Известен также способ приготовления таких ПАВ из тестообразной смеси порошкообразных ПАВ с добавлением специальных полимеров, далее формируются стержни и высушиваются. На выходе получается готовый твёрдый стержень, растворимый в воде.

На северных месторождениях широко применимы быстро растворимые и медленно растворимые составы на основе анионоактивных и неионогенных ПАВ. Они отличаются временем действия. Так, быстрорастворимые действуют в течение 20–30 мин. и способствуют удалению основной массы воды. Медленно растворимые же, имея время до нескольких часов, удаляют то, что осталось после использования первых ПАВ.

Решающим плюсом при применении твёрдых ПАВ является минимальное изменение конструкции фонтанной арматуры с герметизированным затрубным пространством при вводе реагентов.

Применение этого метода оказалось эффективным примерно в 1/3 от всех скважин, а среднесуточный дебит достиг значения и даже превысил минимально необходимый для выноса жидкости с забоя.

Однако существует ряд ограничений, связанных с применением данной технологии:

- большая глубина зумпфа (при глубине более 5 м ПАВ растворяются там, не производя полезной работы);
- отсутствие режима барботажа существенно снижает эффективность вспенивания;
- для скважин, в которых давление столба жидкости уже превысило пластовое, данный метод является попросту неэффективным;
- высокая подвеска лифтовых колонн;
- высокий расход ПАВ в сильно обводняющихся скважинах.

Замена лифтовых колонн

В случае турбулентного течения газожидкостной смеси в НКТ обеспечивается надёжная эксплуатация газовых скважин. Такая эксплуатация характеризуется постоянным коэффициентом гидравлического сопротивления труб и не зависит от числа Рейнольдса.

Для каждой конкретной скважины в соответствии с диаметром НКТ, установленных в ней, можно рассчитать критическое значение дебита, которое будет обозначать работу скважины в устойчивом (выше этого значения) и неустойчивом (ниже этого значения) режиме. Это будет являться граничным условием при обосновании технологического режима эксплуатации.

Использование этого вида геолого-технических мероприятий позволило увеличить дебит на некоторых скважинах месторождений ЯНАО на 16 %. Хотя замена производилась на трубы меньшего диаметра, за счёт оптимизации выноса воды удалось добиться улучшенных показателей по добыче.

При выборе скважин под замену НКТ стоит учитывать, что накопление жидкости на забое не является единственным критерием, т.к. для скважин, не нуждающихся в ремонтных работах, замена труб приведёт к снижению продуктивных характеристик. Ведущий же фактор в снижении характеристик – это ухудшение фильтрационных свойств призабойной зоны пласта из-за её кольматации при проведении работ по глушению для замены НКТ.

Технология концентрических лифтовых колонн

Физическая основа технологии эксплуатации обводняющихся газовых скважин состоит в разделении потока флюида на два потока, при снижении проходного сечения и неизменном забойном давлении скорость самого потока увеличивается, она должна превысить критическую скорость, необходимую для выноса жидкости к устью скважины.

Спуская ещё одну колонну гибких труб внутрь уже существующих труб НКТ, уменьшается проходное сечение как межтрубное, так и новое внутреннее сечение ЦЛК; за счёт уменьшения диаметра удаётся добиться повышения скорости выше критической для выноса воды. При этом добыча природного газа может вестись по пространству между НКТ и ЦЛК и по самой ЦЛК, вода же поступает преимущественно по ЦЛК.

На трубопроводе из межтрубного пространства устанавливается регулируемый клапан. Изменяя размер его проходного сечения, получается регулировать скорость потока флюида, идущего



внутри КЛК. Диаметр же самих труб ЦЛК подбирается исходя из скорости удаления жидкости с забоя, а дебит имеет минимальное ограничение.

Перед переводом скважины на эксплуатацию с помощью КЛК необходимо провести комплекс исследований, включающий газоконденсатные и гидродинамические, отбор устьевых проб, измерение давления на устье и по стволу скважины.

Следующим этапом является непосредственный спуск КЛК. Современные технологии колтюбинга позволяют спускать колонну даже без необходимости проводить глушение. Для этого необходимо смонтировать на фонтанную арматуру блок превенторов, герметизатор и инжектор, который представляет собой цепное устройство с элементами охвата трубы, позволяет перемещать её в скважину, а после спуска ниже 110 м он также выполняет роль удержания трубы и обеспечения заданной скорости спуска. Инжектор фиксирует трубу в заданном положении для монтажа технологической штанги. Герметизатор обеспечивает закрытие устья скважины и изоляцию полости скважины от окружающей среды при спуске ЦЛК. Таким образом, все операции осуществляются без необходимости в глушении.

Устройство для спуска может быть как стационарным, так и закреплённым на автомобильном шасси.

После спуска ЦЛК центрируется относительно основной лифтовой колонны и ставится на удержание благодаря узлу подвеса.

Фонтанную арматуру подвергают изменению для подвеса спущенной колонны НКТ.

Обоснование выбора способа удаления жидкости на рассматриваемом месторождении

Исходя из приведённого выше описания различных технологий, их плюсов и минусов, можно сделать вывод, что существует большое количество принципиально разных способов удаления воды из-за невозможности достижения универсальности. Однако такая широкая вариативность позволяет подобрать решение для каждого отдельно взятого случая с учётом различных параметров.

Количественно измерить эффективность каждой технологии не представляется возможным, поэтому все варианты решения будут оцениваться ранговой шкалой, которая даёт представление о качественных признаках. Так, в предложенной шкале красный цвет – плохо, жёлтый цвет – нейтрально, зелёный цвет – хорошо. Данные ранжирования по основным показателям приведены в таблице 1.

Таблица 1

Ранговая оценка технологий для эксплуатации обводнённых газовых скважин НГКМ

Процессы и условия, сопровождающие внедрение технологий удаления воды	Технология, балл						
	продувка скважин	ШГН	плунжер лифт	газлифт	ПАВ	замена НКТ	КЛК
1. Необходимость в глушении и освоении скважины при переходе на новую технологию	зеленый	красный	красный	красный	зеленый	красный	зеленый
2. Замена компоновки подземного скважинного оборудования	зеленый	красный	красный	красный	зеленый	красный	зеленый
3. Оперативная адаптация к переменным промысловым условиям	красный	зеленый	зеленый	желтый	красный	красный	зеленый
4. Автоматизация и контроль технологического процесса	красный	зеленый	зеленый	желтый	красный	желтый	зеленый
5. Необходимость в дополнительном энергоресурсоснабжении	красный	красный	красный	красный	красный	желтый	желтый
6. Эксплуатация скважины с управлением параметрами работы	красный	желтый	зеленый	желтый	красный	красный	зеленый
7. Ограничение по высоте расположения башмака НКТ относительно интервала перфорации	красный	красный	красный	красный	красный	зеленый	зеленый
8. Воздействие на окружающую среду	красный	желтый	зеленый	желтый	зеленый	зеленый	зеленый

В ходе проведённого сравнения технологий в разрезе использования на рассматриваемом месторождении выявлено преимущество технологии КЛК над остальными. В соответствии с этим далее подробно рассмотрим эту технологию и выполним её моделирование.

В настоящее время большинство скважин месторождения, находящихся в консервации, располагаются в периферийной зоне. Этот факт влияет на конечный коэффициент извлечения газа, т.к. краевые части залежи остаются невыработанными, а, как известно, единственным надёжным способом увеличить коэффициент газоотдачи является обеспечение равномерности дренирования залежи. В связи с этим предложены критерии для выбора скважин-кандидатов для использования различных ГТМ:

1) так как увеличение коэффициента извлечения газа возможно только при лучшем дренировании залежи, сначала стоит рассматривать скважины, вскрывающие залежь по краям, с высокими фильтрационно-емкостными свойствами и высокой мощностью;

2) скважины, находящиеся в бездействии по причине интенсивного водопритока, но имеющие высокие продуктивные характеристики;



- 3) скважины, не эксплуатирующиеся по причине засорения призабойной зоны пласта, для которых наилучшим ГТМ будет зарезка боковых стволов;
- 4) подлежащими к ликвидации можно считать скважины, которые имеют низкую производительность вследствие малой эффективной толщины пласта и низкой энергетической характеристики, однако эти скважины возможно опробовать на вышележащих горизонтах.

Моделирование эффективности выноса жидкости

Далее выполним моделирование в специализированном программном обеспечении – симуляторе стационарного потока «PIPESIM», в котором оценивается эффективность выноса жидкости из газовых скважин месторождения при текущей компоновке (добыча по эксплуатационной колонне) и делается вывод о целесообразности уменьшения площади поперечного сечения потока путём спуска НКТ.

Модель скважины построена на исходные данные, приведённые в таблице 2. В качестве примера рассмотрена условная скважина, данные по этой скважине являются средними по скважинам месторождения. В качестве PVT-модели используется «BlackOil» с учётом свойств, также приведённых в таблице 2. Схематично модель скважины представлена на рисунке 7.

Таблица 2

Исходные данные для расчёта

Параметры	Значение
Глубина скважины $L_{скв}$, м	1168
Плотность газа $\rho_{газ}$, кг/м ³	0,67
Забойное давление $P_{заб}$, МПа	2,1
Пластовое давление $P_{пл}$, МПа	2,7
Давление на устье $P_{уст}$, МПа	0,8
Температура на забое $T_{заб}$, °K	305
Температура на устье $T_{уст}$, °K	278
Дебит газа $Q_{газ}$, м ³ /сут.	75000
Динамическая вязкость газа $\mu_{газ}$, Па · с	10–5
Коэффициент сжимаемости газа на забое $Z_{заб}$	0,82
Средний коэффициент сверхсжимаемости газа $Z_{ср}$	0,84
Абсолютное давление газа на устье скважины в МКП при движении газа по ЦЛК $P_{ст}$, МПа	0,94

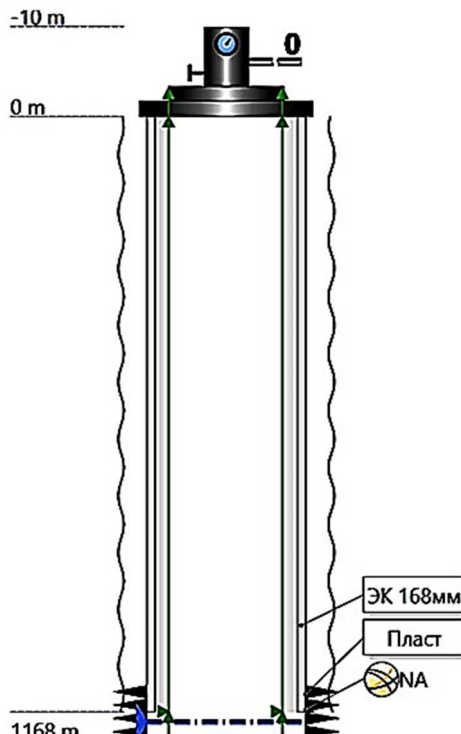


Рисунок 7 – Схематичное изображение модели скважины в «PIPESIM»

Оценим работу текущего лифта при устьевом давлении 8 бар и ВГФ = 100 г/м³. Результат расчёта отражён на графике узлового анализа (рис. 8) и профиле скоростей по стволу скважины (рис. 9).

Как видно из рисунка 8, фактическая скорость потока флюида не превышает критическую скорость по Тёрнеру, необходимую для выноса жидкости, а положение рабочей точки соответствует не-



стабильной части VLP. Это подтверждает информацию о данной проблематике на месторождении.

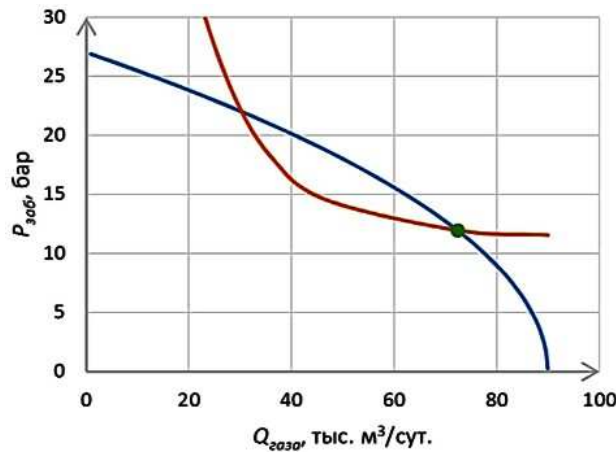


Рисунок 8 – Узловой анализ для текущего скважинного лифта

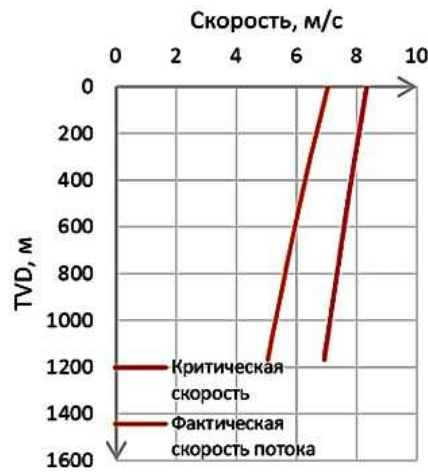


Рисунок 9 – Профиль скоростей для текущего скважинного лифта

С целью повышения эффективности эксплуатации скважин на рассматриваемом месторождении предусмотрим установку насосно-компрессорных труб типоразмерами 114 или 89 мм. Фонтанная арматура, установленная на скважинах месторождения, имеет трубную головку и позволяет установку НКТ. Результат расчёта для НКТ и тех же условий приведён на рисунке 10.

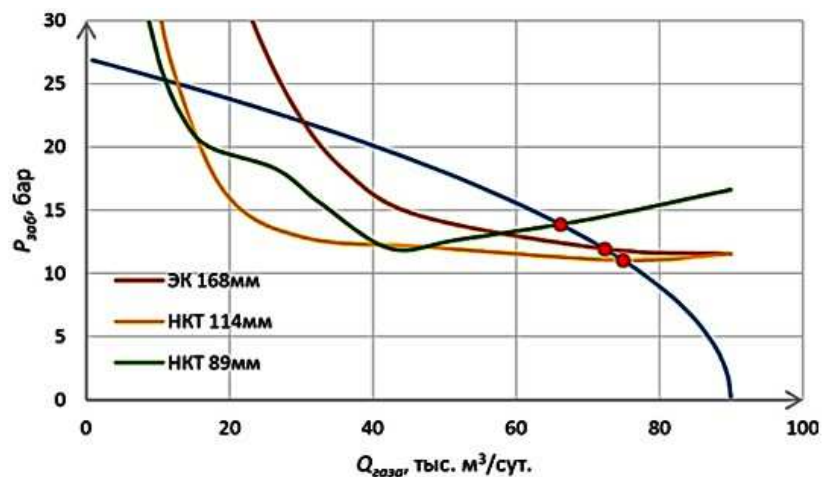


Рисунок 10 – Узловой анализ для эксплуатационной колонны 168 мм и НКТ типоразмерами 114 и 89 мм

Оба рассмотренных диаметра НКТ обеспечивают успешный вынос жидкости по стволу скважины (рис. 11).

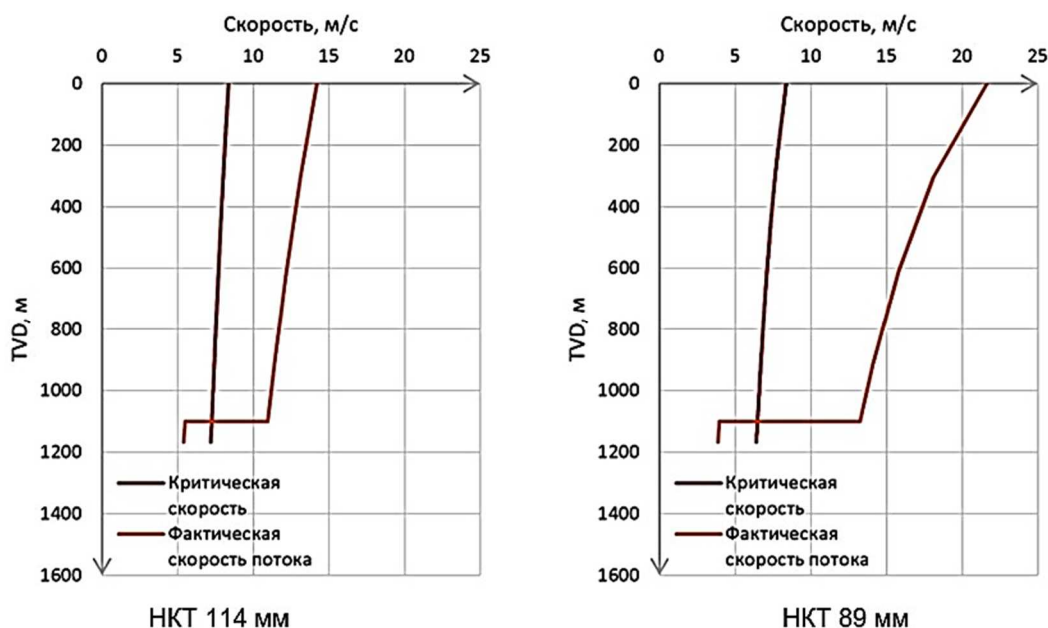


Рисунок 11 – Профили скоростей по стволу скважины для НКТ 114 и 89 мм

Как видно из рисунка 11, НКТ 114 мм обеспечивает успешный вынос жидкости для рассмотренных условий. Кроме того, диаметр оказался оптимальным – он обеспечивает тот же дебит по газу, что и текущая компоновка. Установка НКТ 89 мм ведёт к росту забойного давления и снижению дебита скважины на 12 % относительно текущего и превышению скорости потока в 20 м/с ближе к устью скважины. Данная скорость является ограничением на газовых промыслах как вызывающая эрозионный износ подземного и наземного оборудования.

Список литературы:

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. 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.
4. Гасумов Р.А. Разработка технологических решений по надёжному глушению скважин путём временного блокирования продуктивного пласта в условиях АНПД (на примере сеноманских газовых залежей) / Р.А. Гасумов, Ю.С. Минченко, Э.Р. Гасумов // Записки Горного института. – 2022. – Т. 258. – С. 895–905.
5. 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.
6. Опыт использования поверхностно-активных веществ на Медвежьем месторождении / А.Н. Козинцев [и др.] // Наука и техника в газовой промышленности. – 2013. – № 3(55). – С. 35–38.
7. Кряквин Д.А. Анализ эффективности работ по выводу скважин из бездействия и простоя на Медвежьем месторождении / Д.А. Кряквин, Н.Л. Сергеева // Геология, география и глобальная энергия. – 2010. – № 3(38). – С. 76–79.
8. Кусов Г.В. Технологический режим эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин на Медвежьем газовом месторождении / Г.В. Кусов, О.В. Савенок, Д.А. Березовский // Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования. – 2017. – № 2(2). – С. 1–28.
9. 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.
10. Муктасипов Д.Р. Применение корреляционно-регрессионного анализа как способа диагностирования начала процесса обводнения газовых скважин / Д.Р. Муктасипов, П.Э. Баширова, Е.У. Сафиуллина // Инженер-нефтяник. – 2023. – № 2. – С. 33–36.
11. Особенности преждевременного обводнения горизонтальных скважин / Н.А. Онегов [и др.] // Наука и творчество: вклад молодёжи: Сборник материалов всероссийской молодёжной научно-



практической конференции студентов, аспирантов и молодых учёных (10–11 ноября 2022 года, г. Махачкала). – Махачкала : Типография ФОРМАТ, 2022. – С. 146–149.

12. Попов М.А. Исследование режимов эксплуатации газовых скважин в осложнённых условиях / М.А. Попов, Д.Г. Петраков // Недропользование. – 2021. – Т. 21. – № 1. – С. 36–41.

13. 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.

14. Технико-экономическое обоснование выбора оптимального режима работы газовых скважин в условиях пескопроявления на примере сеноманской газовой залежи нефтегазоконденсатного месторождения / О.В. Савенок [и др.] // Вестник Ассоциации геологов, геофизиков и инженеров. – 2025. – № 1 Ч. 1. URL : <https://agge-vestnik.ru/ru/nauka/article/95786/view>

15. Саранча И.С. Эксплуатация скважин, оборудованных концентрическими лифтовыми колоннами на Медвежьем месторождении / И.С. Саранча, С.М. Овезова // Академический журнал Западной Сибири. – 2014. – Т. 10. – № 5(54). – С. 120–121.

List of 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-destruction» of wells and ways to solve it using the example of the Medvezhye field / D.A. Berezovsky, I.S. Matveeva, O.V. Savenok // Oil. Gas. Innovations. – 2016. – № 11. – P. 53–62.

3. 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.

4. Gasumov R.A. Development of technological solutions for reliable killing of wells by temporarily blocking a productive formation under ALRP conditions (on the example of the Cenomanian gas deposits) / R.A. Gasumov, Yu.S. Minchenko, E.R. Gasumov // Journal of Mining Institute. – 2022. – Vol. 258. – P. 895–905.

5. Zharikova N.Kh. Analysis of the current state of wells water-flooding in the Zapolyarnoye 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.

6. Experience of using surfactants at the Medvezhye field / A.N. Kozintsev [et al.] // Science and technology in the gas industry. – 2013. – № 3(55). – P. 35–38.

7. Kryakvin D.A. Analysis of the efficiency of works on bringing wells out of inactivity and downtime at the Medvezhye field / D.A. Kryakvin, N.L. Sergeeva // Geology, geography and global energy. – 2010. – № 3(38). – P. 76–79.

8. Kusov G.V. Technological mode of operation of gas and gas condensate wells at the Medvezh'e gas field / G.V. Kusov, O.V. Savenok, D.A. Berezovskiy // Bulletin of student science of the Department of Information Systems and Programming. – 2017. – № 2(2). – P. 1–28.

9. Optimization of the operation of water wells through the use of lift columns with valve control / D.V. Mardashov [et al.] // Vectors of development of the fuel and energy complex of Russia: Proceedings of the II All-Russian scientific and practical conference (November 15, 2022, Krasnodar). – Krasnodar : «Novation» Publishing House, 2022. – P. 54–65.

10. Muktasipov D.R. Application of correlation and regression analysis as a method for diagnosing the onset of the process of flooding of gas wells / D.R. Muktasipov, P.E. Bashirova, E.U. Safiullina // Petroleum Engineer. – 2023. – № 2. – P. 33–36.

11. Features of premature flooding of horizontal wells / N.A. Onegov [et al.] // Science and creativity: contribution of youth: collection of materials of the all-Russian youth scientific and practical conference of students, graduate students and young scientists (November 10–11, 2022, Makhachkala). – Makhachkala : FORMAT Printing House, 2022. – P. 146–149.

12. Popov M.A. Study of gas wells operation regimes in complicated conditions / M.A. Popov, D.G. Petrakov // Subsoil use. – 2021. – Vol. 21. – № 1. – P. 36–41.

13. Ragimov T.T. Technologies of a self-killing wells operation in the Urengoy field // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2020. – № 6(330). – P. 33–38.

14. Feasibility study of the choice of the optimal operating mode of gas wells in conditions of sand production using the example of the Cenomanian gas deposit of the oil and gas condensate field / O.V. Savenok [et al.] // Bulletin of the Association of geologists, geophysicists and engineers. – 2025. – № 1. Part 1. URL : <https://agge-vestnik.ru/ru/nauka/article/95786/view>

15. Sarancha I.S. Operation of wells equipped with concentric lift columns at the Medvezhye field / I.S. Sarancha, S.M. Ovezova // Academic Journal of Western Siberia. – 2014. – Vol. 10. – № 5(54). – P. 120–121.