

Научная статья
УДК 622.279.51
<https://doi.org/10.37493/2308-4758.2024.1.7>

ПОДДЕРЖАНИЕ ЭФФЕКТИВНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАЛОДЕБИТНЫХ СКВАЖИН ПРИ РАЗРАБОТКЕ СЕНОМАНСКОЙ ЗАЛЕЖИ

Екатерина Ивановна Инякина¹,
Екатерина Евгеньевна Левитина^{2*},
Александр Викторович Плазун³,
Мохаммед Джавад Зейналабидин Альшейхли⁴

- ^{1,2} Тюменский индустриальный университет (д. 38, ул. Володарского, 625000, Тюмень, Российская Федерация)
³ Газпром добыча Надым (д. 14, ул. Пионерская, 629736, Надым, Ямало-Ненецкий автономный округ, Российская Федерация)
⁴ Киркукский университет (г. Киркук, Ирак)
¹ Injakinaei@tyuiu.ru
² levitinaee@tyuiu.ru; <https://orcid.org/0000-0003-4509-8868>
³ Plazunav@yandex.ru
⁴ mohammed.jawad@uokirkuk.edu.iq
* Автор, ответственный за переписку

Аннотация.

Объектом исследования является сеноманская залежь в период самозадавливания скважин. Скопление капельной жидкости вызывает разрушение скелета породы и увеличивает потери давления при движении газа в скважине, что сказывается на динамике показателей эксплуатационного фонда. Опыт внедрения на Ямбургском месторождении труб диаметром 114 мм увеличил безводный период работы скважин без самозадавливания. На основе имеющейся информации по разработке сеноманской залежи был сделан прогноз вероятного начала самозадавливания фонда скважин на текущий период до 2030 года. Так, результаты и прогнозные оценки показали, что почти во всех анализируемых скважинах поддерживаются условия для выноса воды на период до пяти лет, а в некоторых безводные условия будут еще более десяти лет. Таким образом рекомендуется проводить замену лифтовой колонны для каждой конкретной скважины, проанализировав ее условия эксплуатации, и с использованием технологии временного глушения с помощью специальных облегченных растворов, не приводящих к загрязнению призабойной зоны пласта. В процессе разработки сеноманских залежей месторождений Крайнего Севера, в процессе снижения пластового давления происходит скопление флюида на забое. Для эффективной работы скважин требуется создание оптимальных техно-

логических режимов эксплуатации для выноса воды и проведения мероприятий по ограничению водопритоков. Проанализировав различные методы борьбы с самозадавливанием скважин, был сделан вывод, что в условиях разработки Ямбургского месторождения наиболее эффективной является замена лифтовых труб на трубы меньшего диаметра, что позволяет повысить скорость подъема газа в НКТ и приводит к самоочистке скважин от скапливающейся на забое жидкости.

Ключевые слова: сеноманская залежь, обводнение скважин, самозадавливание скважин, скорость подъема газа, скопление жидкости, лифтовая колонна

Для цитирования: Инякина Е. И., Левитина Е. Е., Плазун А. В., Альшейхли М. Д. З. Поддержание эффективной эксплуатации малодебитных скважин при разработке сеноманской залежи // Наука. Инновации. Технологии. 2024. № 1. С. 141–156. <https://doi.org/10.37493/2308-4758.2024.1.7>

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Статья поступила в редакцию 23.09.2023;
одобрена после рецензирования 29.11.2023;
принята к публикации 06.02.2024.

**2.8.4. Development and Operation of Oil and Gas Fields
(Technical Sciences)**
Research article

Maintaining Efficient Operation of Low-Yield Wells During the Development of the Cenomanian Deposit

**Ekaterina I. Inyakina¹,
Ekaterina E. Levitina^{2*},
Alexander V. Plazun³,
Mohammed J. Z. Alsheikhli⁴**

^{1,2} Tyumen Industrial University (38, Volodarskogo St., 625000, Tyumen, Russian Federation)

³ Gazprom Dobycha Nadym (14, Pionerskaya St., 629736, Nadym, Yamalo-Nenets Autonomous Okrug, Russian Federation)

⁴ Kirkuk University (Kirkuk, Iraq)

¹ Inyakinaei@tyuiu.ru

² levitinaee@tyuiu.ru; <https://orcid.org/0000-0003-4509-8868>

³ Plazunav@yandex.ru

⁴ mohammed.jawad@uokirkuk.edu.iq

* Corresponding author

Abstract. The object of the study is the Cenomanian deposit during the period of self-damping of wells. The accumulation of droplet liquid causes destruction of the rock skeleton and increases pressure loss during gas movement in the well, which affects the dynamics of the operating stock indicators. The experience of introducing pipes with a diameter of 114 mm at the Yamburgskoye field increased the water-free period of well operation without self-pressure. Based on the available information on the development of the Cenomanian deposit, a forecast was made of the likely beginning of self-suffocation of the well stock for the current period until 2030. Thus, the results and forecast estimates showed that in almost all analyzed wells, conditions for water removal are maintained for a period of up to five years, and in some, waterless conditions will remain for more than ten years. Thus, it is recommended to replace the lift string for each specific well by analyzing its operating conditions and using temporary killing technology using special lightweight solutions that do not lead to contamination of the bottom-hole zone of the formation. During the development of Cenomanian deposits in the fields of the Far North, in the process of reducing reservoir pressure, fluid accumulation occurs at the bottom. For efficient operation of wells, it is necessary to create optimal technological operating modes for water removal and carry out measures to limit water inflows. Having analyzed various methods of combating self-squeezing of wells, it was concluded that in the conditions of development of the Yamburg field, the most effective is to replace lift pipes with pipes of smaller diameter, which allows increasing the rate of gas rise into the tubing and leads to self-cleaning of wells from liquid accumulating at the bottom.

Keywords: cenomanian reservoir, watering of wells, self-damping of wells, gas rise rate, fluid accumulation, lifting string

For citation: Inyakina EI, Levitina EE, Plazun AV, Alsheikhli MJZ. Maintaining effective operation of low-yield wells during the development of the Cenomanian deposit. *Science. Innovations. Technologies.* 2024;(1):141–156. (In Russ.). <https://doi.org/10.37493/2308-4758.2024.1.7>

Conflict of interest: the authors declare no conflicts of interest.

The article was submitted 23.09.2023;
approved after reviewing 29.11.2023;
accepted for publication 06.02.2024.

Введение

Как показывает опыт разработки сеноманской залежи, в настоящее время нет универсальной технологии для эксплуатации скважин в условиях падающей добычи газа [1–3]. Известные технологические решения имеют ограниченную область применения. Внедрение одного или нескольких мероприятий зависит от конкретных условий: пластовое давление и температура, подъем границы газовой контактной (ГВК), фильтрационно-емкостные характеристики коллектора и др. [4].

Период падающей добычи газа, как указывается в работах [5–7], сопровождается снижением давления в залежи и осложняется наличием воды в продукции скважин. Появление жидкости связано с подъемом границы водогазового раздела в газовой области пласта или локальным образованием так называемого водяного конуса в прискважинной зоне. Скопление капельной жидкости вызывает разрушение скелета породы и увеличивает потери давления при движении газа в скважине, что находит отражение в динамике показателей эксплуатационного фонда. Осуществление прогноза самозадавливания скважин и выявление причин обводнения сеноманской залежи основывается на достоверной геолого-промысловой информации.

Материалы и методы исследований

В геологическом строении Ямбургского месторождения принимают участие песчано-глинистые отложения мезозойско-кайнозойского осадочного комплекса, залегающие на породах кристаллического фундамента. Оно приурочено к крупному одноименному поднятию, расположенному в северной части мегавала. С юга к нему примыкают осложняющие мегавал Харвутинское, Ныдинское и Медвежье поднятия. В разрезе выделяется мощная продуктивная толща, приуроченная к отложениям сеномана покурской свиты. Она представлена континентальными песчано-алевролитовыми, часто слабосцементированными породами с подчиненными прослоями глин и пропластками углей. Песчаники и алевролиты характеризуются высокими фильтрационно-емкостными свойствами. Газоводяной контакт в сеномане находится на отметках 1158,4–

1178 м и имеет слабый наклон в северо-восточном направлении. Залежь вскрыта в интервале глубин 997,6–1210,0 м. Рабочие дебиты разведочных скважин достигали 780 тыс. м³/сут., а в эксплуатационных скважинах они колебались на начальной стадии разработки от 400 до 2000 тыс. м³/сут. при оптимально-допустимых депрессиях до 0,6 МПа.

Современная геолого-геофизическая информация, полученная в результате бурения, позволяет уточнить фильтрационно-емкостную модель сеноманской залежи, характер распространения водогазового контакта. Структурные элементы большей части залежи, включающие зоны УКПГ-I, УКПГ-II, УКПГ-III, УКПГ-V, УКПГ-VI, остаются без существенных изменений, что обеспечено данными большого количества скважин, которые равномерно освещают всю площадь, включая приконтурные части залежи.

Для уточнения положения начального газоводяного контакта проанализированы материалы интерпретации данных геофизических исследований. В разрезах разведочных и эксплуатационных скважин, пробуренных на Харвутинском участке, поверхность ГВК прослеживается на абсолютных отметках минус 1159 м (скважины № 7, № 20) – минус 1161 м (скважина № 8184), что соответствует ее проектному гипсометрическому уровню. Исключение составляет скважина № 9, которая вскрыла ГВК на отметке минус 1164 м. На Анерьяхинском участке месторождения в соответствии с проектом разработки поверхность начального ГВК находилась на отметках 1170–1178 м. Эксплуатационное бурение показало, что в пробуренных на северо-западном и северо-восточном склонах поднятия (район скважин № 4540, № 4460 и № 4390) газоводяной контакт прослеживается на отметках 1170–1176 м, что согласуется с его проектным уровнем. В скважинах № 4330 и № 4520, пробуренных в сводовой части поднятия, ГВК располагается на отметках 1166–1167 м и является текущим. Анализ показывает, что в скважинах № 4330 и № 4540 полностью или частично прослеживается лишь верхняя часть высокопроницаемой песчано-алевролитовой пачки, а ее нижняя часть замещается низкопроницаемыми породами.

Фильтрационно-емкостные свойства песчаников в северо-восточном направлении ухудшаются и в скважине № 446 они замеща-

ются алевролитами. Их пористость и проницаемость изменяются в узких диапазонах до 27% и до 0,63 Д соответственно. В скважине № 4390 верхняя высокопроницаемая пачка представлена пластом алевролитов толщиной 5 м с эффективной пористостью до 24% и проницаемостью до 0,27 Д.

В разрезе скважины № 4540, пробуренной на северо-западном склоне, коллекторские свойства верхней высокопроницаемой пачки улучшаются. Она прослеживается в виде пласта песчаников толщиной 12 м с тонкими пропластками алевролитов толщиной 0,4–0,8 м. Песчаники обладают высокими фильтрационно-емкостными свойствами и их эффективная пористость изменяется от 29 до 33%, а абсолютная проницаемость достигает 3,0 Д. Ниже по разрезу сеноманской залежи расположена низкопроницаемая пачка глинистых алевролитов с прослоями глин и алевролитов, которая подстилает высокопроницаемую песчано-алевролитовую пачку, приуроченную к кровле сеномана. Ее эффективная газонасыщенная толщина изменяется от 20–21 м (скважины № 4390, № 4330) до 25–26 м (скважины № 4540, № 4520). В северо-восточном и северо-западном направлениях этот пласт постепенно погружается. В разрезе скважины № 4390 газонасыщенной является только верхняя часть пласта толщиной 2,4 м, а в районе скважины № 4540 он располагается ниже поверхности ГВК и является водонасыщенным. При корректировке проекта разработки определены средние значения эффективной газонасыщенной толщины, коэффициентов пористости, газонасыщенности, пористости и проницаемости газонасыщенных отложений сеноманской залежи по зонам УКПГ и эксплуатационным участкам месторождения. Для их обоснования использовались поинтервальные определения этих параметров по данным ГИС.

Результаты исследований и их обсуждение

Одной из основных задач на поздней стадии разработки сеноманских залежей месторождений Крайнего Севера является установление оптимального режима эксплуатации скважин [8, 9].

Простым способом поддержания эксплуатации в период самодавления является проведение периодических продувок сква-

жин для очистки забоя от пластовой воды. В условиях скопления флюида в ПЗП для малодобитных скважин наряду с их периодическими продувками рекомендуются следующие технологии: применение поверхностно-активных веществ (ПАВ); замена лифтовых колонн на трубы меньшего диаметра; закачка газа в затрубное пространство и эксплуатация скважин по концентрическому двухрядному лифту («труба в трубе») для периодического удаления жидкости.

Использование жидких или твердых ПАВ является одним из способов решения проблемы самозадавливания скважин. Применение ПАВ уменьшает проскальзывание газа за счет вспенивания жидкости и сокращает время продувки. На основе опыта промысловых испытаний и лабораторных исследований рекомендуется внедрение твердого пенообразователя, способного вспенивать пластовые флюиды с различной минерализацией. Дополнительно в состав пенообразующего реагента вводятся газогенерирующие компоненты, которые способствуют более интенсивному вспениванию и выносу воды. Ограничением для применения ПАВ является скорость обводнения скважины. На основании опыта использования ПАВ на сеноманских скважинах для большего эффекта необходимо учитывать темп подъема газовой воды, так как могут быть необходимы большие объемы ПАВ, что является экономически невыгодным.

При прочих равных условиях (пластовое давление и температура, характер обводнения и т.д.) применение насосно-компрессорных труб (НКТ) с меньшим диаметром обеспечивает большие скорости потока газа, за счет чего облегчается вынос скапливающейся на забое воды. Опыт внедрения на месторождении НКТ диаметром 114 мм увеличил безводный период работы скважин на УКПГ-4 и УКПГ-7 без самозадавливания.

На основе имеющейся информации разработки сеноманской залежи по данным недропользователя, был сделан прогноз вероятного начала самозадавливания фонда скважин на текущий период до 2030 года. Анализ целесообразности замены лифтовых колонн на трубы меньшего диаметра проводился исходя из следующих критериев: долговременность эксплуатации скважин без самозадавливания и величина изменения дебита.

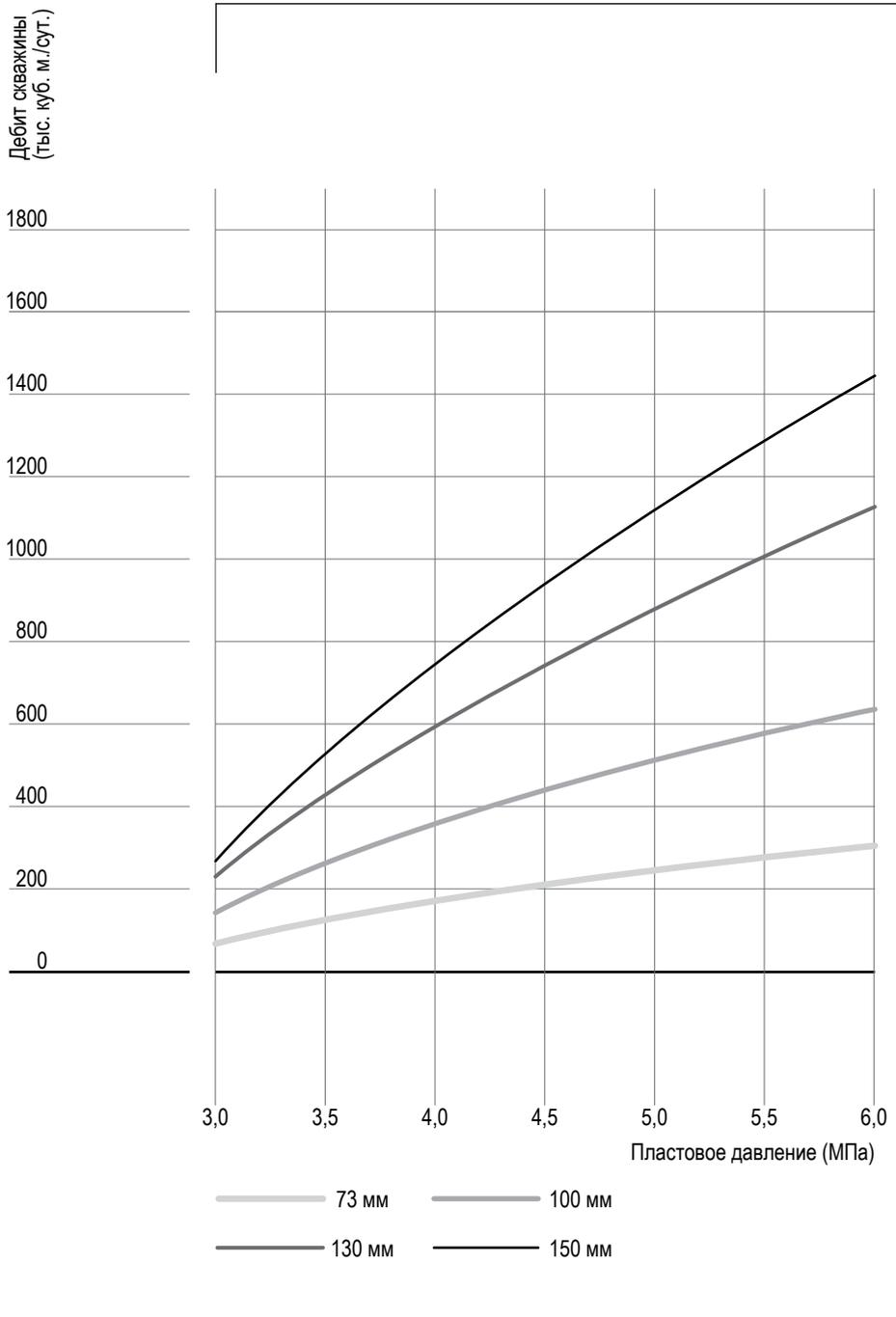


Рис. 1.

Изменение текущего дебита газа от давления в залежи при различных диаметрах лифтовых труб.

Fig.1. Change in current gas flow rate from pressure in the reservoir at different diameters of elevator pipes.

Так, результаты и прогнозные оценки показали, что почти во всех анализируемых скважинах поддерживаются условия для выноса воды на период до пяти лет, а в скважинах № 1042, № 4173, № 6104, № 7143, № 7154 и № 7171 безводные условия будут еще более десяти лет. Проанализированные скважины находятся в настоящий период в ограничении по притоку пластовой воды, что также можно расценивать как фактор надежной их эксплуатации. Средний дебит скважин до обводнения составлял 190 тысяч м³/сут, после замены лифтовых труб снизился до 143 тысяч м³/сут. При этом по пяти скважинам прогнозные условия для выноса воды продлятся в течение восьми лет. Наряду с положительными результатами мероприятий необходимо отметить снижение дебита газа. Хотя если использовать специальные технологии (например закачка ПАВ), можно было бы поддерживать дебит на прежнем уровне в течение определенного времени. На рисунке 1 представлены зависимости изменения дебита от пластового давления для скважин с низким водным фактором при различных диаметрах лифтовых труб.

Из диаграммы видно, что в анализируемом диапазоне изменения пластового давления преимущество имеют скважины большого диаметра. Они являются эффективными с точки зрения минимизации потерь давления, но требуют большей скорости газового потока для обеспечения выноса флюида. Увеличение водного фактора снижает дебит, хотя характер зависимости остается постоянным.

Таким образом, можно сделать вывод, что при достаточных среднесуточных и текущих дебитах остановка скважин для замены лифтовых труб в них (в комплексе с мероприятиями по ограничению водопритокков) оправдана и эффективна. Рекомендуется проводить замену лифтовой колонны для каждой конкретной скважины проанализировав ее условия эксплуатации и с использованием технологии временного глушения с помощью специальных облегченных растворов, не приводящих к загрязнению призабойной зоны пласта.

Также в сеноманских залежах применяется технология эксплуатации скважин по концентрическому двухрядному лифту [10]. Этот способ распространен на скважинах, в которых произведена замена НКТ на трубы меньшего диаметра. Когда эксплуатация сква-

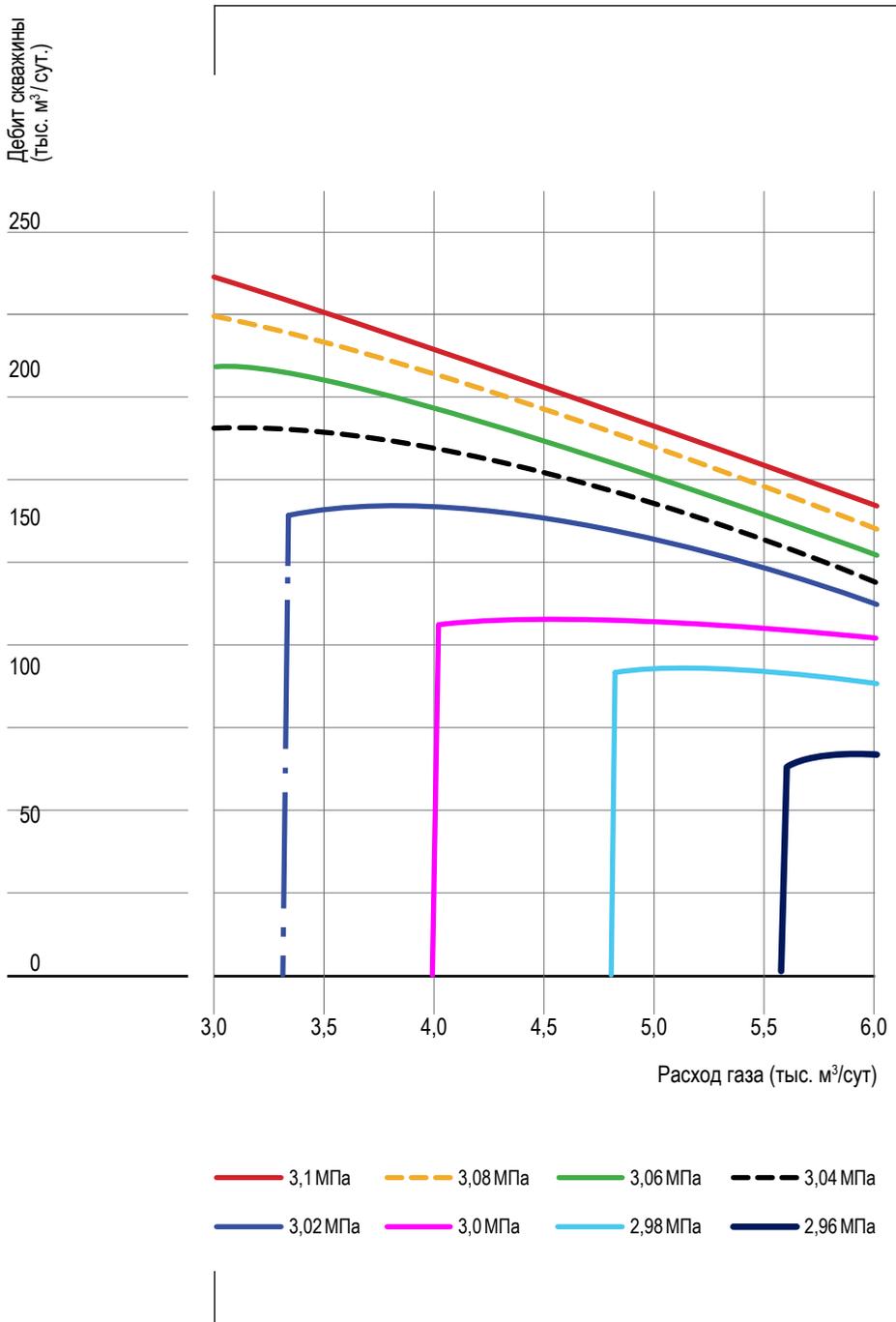


Рис. 2.

Зависимость дебита скважины от пластового давления и расхода газа, подаваемого в затрубное пространство

Fig. 2. Dependence of well flow rate on reservoir pressure and gas flow rate supplied to the annulus

жины только по лифтовой трубе становится невозможной из-за самозадавливания, в нее спускают центральную лифтовую колонну. При скоплении воды в скважине временно перекрывается кольцевое пространство между центральной и внешней колоннами, что обеспечивает увеличение скорости движения газа по центральной трубе до величины достаточной для удаления жидкости. Затем скважину переключают в режим работы по всей лифтовой колонне (одновременно по центральной трубке и кольцевому пространству). Диаметр центральной трубы выбирается таким образом, чтобы удаление жидкости происходило достаточно быстро и большую часть времени скважина работала по всей лифтовой колонне с высоким дебитом. Эта технология позволяет свести к минимуму потери суточных отборов в результате уменьшения диаметра труб.

Суть технологии эксплуатации самозадавливающихся скважин с закачкой газа в затрубное пространство в том, что газ с выхода ДКС подается в затрубное пространство. В результате, скорость потока в лифтовых трубах возрастает и происходит вынос воды из скважины. Общие потери давления в лифтовой колонне изменяются и давление на устье скважины возрастает. Сохранение давления на устье постоянным обеспечивает увеличение дебита газа. Количество газа, поступающего в затрубное пространство, как правило не превышает 30% от количества добываемого газа. Зависимости дебита скважины от пластового давления и расхода газа, выполненные по методике ООО «Газпром ВНИИГаз», представлены на рисунке 2.

Как видно из рисунка 2, при пластовом давлении выше 3,05 МПа работа скважины происходит в стабильном режиме, при этом обеспечивается дебит скважины в объеме не менее 180 тыс. м³/сут. При снижении пластового давления ниже 3,05 МПа работа скважины в стабильном режиме уже невозможна. В этом случае становится эффективной закачка газа в затрубное пространство. Так, при пластовом давлении, равном 3,02 Мпа, закачка газа в объеме 15 тыс. м³/сут обеспечивает дебит скважины в количестве 150 тыс м³/сут, т.е. на рециркуляцию требуется всего 10% добываемого газа. По мере падения давления эффективность закачки газа уменьшается. Так, при пластовом давлении 2,96 МПа для обеспече-

ния стабильного дебита скважины в 100 тыс. м³/сут требуется закачка газа в затрубное пространство примерно в таком же количестве.

Применение этой технологии рекомендуется при значительном водосодержании в продукции скважин. Эффективность будет существенно выше, если закачку газа периодически производить в затрубное пространство, тогда скважина продолжительное время будет эксплуатироваться при отсутствии двухфазного потока. Для малодобитных скважин с небольшим водным фактором расход закачиваемого газа значительно уменьшается. Наиболее эффективным является применение технологии на ближайших к УКПГ кустах скважин, вблизи которых расположены промысловые шлейфы, которые могут быть использованы для подачи газа с выхода ДКС в затрубное пространство скважины.

Заключение

В процессе разработки сеноманских залежей месторождений Крайнего Севера дебиты скважин снижаются, и уже не обеспечивают вынос капельной жидкости с забоя. Таким образом, в процессе снижения пластового давления происходит скопление флюида на забое. Для эффективной работы скважин требуется создание оптимальных технологических режимов эксплуатации для выноса воды и проведение мероприятий по ограничению водопритоков. В результате проведения анализа состояния разработки сеноманской залежи Ямбургского месторождения определено, что количество самозадавливающихся скважин увеличивается. Наибольший рост числа таких скважин отмечен на УКПГ-2, УКПГ-4 и УКПГ-7 и в настоящее время на УКПГ-3 и УКПГ-5. Проанализировав различные методы борьбы с самозадавливанием скважин, был сделан вывод, что в условиях разработки Ямбургского месторождения наиболее эффективным является замена лифтовых труб на трубы меньшего диаметра, что позволяет повысить скорость подъема газа в НКТ и приводит к самоочистке скважин от скапливающейся на забое жидкости. Количество самозадавливающихся скважин на УКПГ-4 и УКПГ-7 значительно ниже, потому что ряд скважин оборудован лифтовыми колоннами диаметром 114 мм.

Список источников

1. Овечкина Е. С., Левитина Е. Е. Технологии эксплуатации обводняющихся газовых скважин // Новые технологии – нефтегазовому региону: материалы Международной научно-практической конференции, Тюмень, 16–20 мая 2016 года. Том I. Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2016. С. 149–154.
2. Саранча А. В., Левитина Е. Е., Есиков С. Н. Применение различных технологий эксплуатации самопроизвольно останавливающихся газовых скважин на месторождениях крайнего севера // Наука. Инновации. Технологии. 2019. № 3. С. 7–18. <https://doi.org/10.37495/2308-4758-2019-3-7-18>.
3. Гасумов Р. А., Кукулинская Е. Ю. Технологические решения, направленные на ограничение выноса пластового песка из добывающих газовых скважин // Наука. Инновации. Технологии. 2016. № 3. С. 165–176.
4. Иванова М. С., Инякина Е. И., Краснов И. И., Инякин В. В. Влияние горно-геологических условий на отработку запасов углеводородов // Горный журнал. 2019. № 2. С. 10–12.
5. Ваганов Е. В., Сохошко С. К., Краснов И. И. Прогноз успешности мероприятий по ограничению водопритоков в газовых скважинах // Наука. Инновации. Технологии. 2023. № 1. С. 137–154.
6. Саранча А. В., Левитина Е. Е., Мамчистова Е. И. Скважинная добыча газа на месторождениях завершающего этапа разработки. М.: Русайнс, 2022. 162 с.
7. Краснов И. И., Инякина Е. И. Перспективы разработки осложненных нефтегазовых залежей с применением геолого-технических мероприятий // Нефть и газ: опыт и инновации. 2018. № 2. (Т. 2) С. 29–52.
8. Клещенко И. И., Ягафаров А. К., Краснов И. И., Сохошко С. К. Способ интенсификации притоков нефти и газа. Патент на изобретение RU 2249100 С2, 27.03.2005. Заявка № 2002112132/03 от 06.05.2002.
9. Nasyrova AI, Levitina EE, Mamchistova EI. Calculation of the Optimal Gas Flow Rate Under Conditions of Sand Plug Formation. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, Virtual, Online, 10–12 января 2022 года. Virtual, Online, 2022. P. 022089. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/988/2/022089>.

10. Пономарев А. И., Рагимов Т. Т., Шигидин О. А. Опыт эксплуатации газовой скважины с концентрическими лифтовыми колоннами // Наука. Инновации. Технологии. 2019. №4. С. 19–32. <https://doi.org/10.37495/2308-4758-2019-4-19-32>.

References

1. Ovechkina ES, Levitina EE. Technologies for the operation of flooded gas wells. New technologies for the oil and gas region: materials of the International Scientific and Practical Conference, Tyumen, May 16–20, 2016. Volume I. Tyumen: Tyumen Industrial University; 2016. P. 149–154. (In Russ.).
2. Sarancha AV, Levitina EE, Esikov SN. Application of various technologies for the operation of spontaneously stopping gas wells in the fields of the Far North. *Nauka. Innovacii. Tekhnologii* = Science. Innovations. Technologies. 2019;(3):7–18. <https://doi.org/10.37495/2308-4758-2019-3-7-18>. (In Russ.).
3. Gasumov RA, Kukulinskaya EYu. Technological solutions aimed at limiting the removal of reservoir sand from producing gas wells. *Nauka. Innovacii. Tekhnologii* = Science. Innovations. Technologies. 2016;(3):165–176. (In Russ.).
4. Ivanova MS, Inyakina EI, Krasnov II, Inyakin VV. The influence of mining and geological conditions on the development of hydrocarbon reserves. *Gornyj zhurnal* = Mining magazine. 2019;(2):10–12. (In Russ.).
5. Vaganov EV, Sokhoshko SK, Krasnov II. Forecast of the success of measures to limit water inflows in gas wells. *Nauka. Innovacii. Tekhnologii* = Science. Innovations. Technologies. 2023;(1):137–154. (In Russ.).
6. Sarancha AV, Levitina EE, Mamchistova EI. Borehole gas production at fields at the final stage of development. Moscow: Limited Liability Company “Ruseins”; 2022. 162 p. (In Russ.).
7. Krasnov II, Inyakina EI. Prospects for the development of complicated oil and gas deposits using geological and technical measures. *Neft' i gaz: opyt i innovacii* = Oil and gas: experience and innovation. 2018;(2):29–52. (In Russ.).
8. Kleshchenko II, Yagafarov AK, Krasnov II, Sokhoshko SK. Method for intensifying oil and gas flows. Patent for invention RU 2249100 C2, 03/27/2005. Application No. 2002112132/03 dated 05/06/2002. (In Russ.).

9. Nasyrova AI, Levitina EE, Mamchistova EI. Calculation of the Optimal Gas Flow Rate Under Conditions of Sand Plug Formation. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, Virtual, Online, January 10–12, 2022. Virtual, Online; 2022. P. 022089. DOI 10.1088/1755-1315/988/2/022089.
10. Ponomarev AI, Ragimov TT, Shigidin OA. Experience in operating a gas well with concentric lift columns. *Nauka. Innovacii. Tekhnologii* = Science. Innovations. Technologies. 2019;(4):19–32. DOI 10.37495/2308-4758-2019-4-19-32. (In Russ.).

Информация об авторах

Екатерина Ивановна Инякина – кандидат технических наук, доцент, доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Тюменского индустриального университета.

Екатерина Евгеньевна Левитина – кандидат технических наук, доцент, доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Тюменского индустриального университета.

Александр Викторович Плазун – геолог в Газпром добыча Надым.

Мохаммед Джавад Зейналабидин Альшейхли – кандидат технических наук, заведующий кафедрой нефтегазовое дело факультета инжиниринга Киркукского университета.

Вклад авторов: все авторы внесли эквивалентный вклад в подготовку публикации.

Information about the authors

Ekaterina I. Inyakina – Cand. Sci. (Tech.), Associate Professor of the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields of Tyumen industrial University.

Ekaterina E. Levitina – Cand. Sci. (Tech.), Associate Professor of the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields of Tyumen industrial University.

Alexander V. Plazun – geologist at Gazprom Dobycha Nadym.

Mohammed J. Z. Alsheikhly – Cand. Sci. (Tech.), Associate Professor, Head of Petroleum Engineering Department of College of Engineering of University of Kirkuk.

Contribution of the authors: the authors contributed equally to this article.