

ЛИКВИДАЦИЯ ВОДОПЕСКОПРОЯВЛЕНИЙ В УСЛОВИЯХ РАЗРАБОТКИ ОБВОДНЕННЫХ УЧАСТКОВ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СЕНОМАНСКОЙ ЗАЛЕЖИ БОЛЬШОГО УРЕНГОЯ

В. Г. Темиров, Т. Э. Саркаров

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ»;

² Дагестанский государственный технический университет

Аннотация: Практически все газовые и газоконденсатные залежи крупных месторождений Большого Уренгоя ПАО «Газпром» разрабатывались в режиме истощения, что обусловило низкие коэффициенты нефтегазоконденсатоотдачи. В настоящее время выработка начальных балансовых запасов превышает 80%-ный порог и разработка этих месторождений перешла в завершающую стадию эксплуатации. Проблема стабилизации сырьевой базы весьма остро стоит перед нефтегазовыми компаниями. Только на Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении сосредоточены большие эксплуатационные запасы пластовых промышленных вод и все коммуникации по сбору и транспортировке пластового флюида. Поэтому совместная добыча и освоение остаточных углеводородов и пластовых промышленных вод с извлечением ценных компонентов может оказаться особо приоритетным направлением в использовании ресурсов системы «залежь-водонапорный бассейн». В результате длительной эксплуатации месторождений произошло изменение термобарических характеристик разрабатываемых пластов, частичное или полное обводнение продуктивных горизонтов, приводящее к самозадавлению и остановке работы многих скважин и отдельных участков в целом. Добыча осложнилась разрушениями призабойной зоны пласта, водопескопроявлениями и другими негативными проявлениями. Необходимо внедрять новые технические и технологические решения по предупреждению осложнений при добыче остаточных углеводородов и пластовых промышленных вод. Это позволит продлить сроки эксплуатации старого фонда скважин, увеличить конечную газо- и конденсатоотдачу и получить дополнительную прибыль.

Ключевые слова: нефтегазоконденсатные месторождения Большого Уренгоя, сырьевая база, слабосцементированные пески и песчаники, нефтегазоконденсатоотдача, водопескопроявления, самозадавливание скважин, гидроразрыв пласта, жидкость разрыва, фильтрационно-емкостные свойства пласта, совместно-раздельная добыча.

Для цитирования: Темиров В. Г., Саркаров Т. Э. Ликвидация водопескопроявлений в условиях разработки обводненных участков нефтегазоконденсатных месторождений Сенюманской залежи Большого Уренгоя // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2021. – № 3-1. – С. 276–283. DOI: 10.25018/0236_1493_2021_31_0_276.

**Sand entry and water ingress elimination
in watered areas of oil and gas condensate reservoirs:
a case-study of Cenomanian horizon
of Bolshoi Urengoy field**

V. G. Temirov, T. E. Sarkarov

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC

² Dagestan State Technical University

Abstract: Almost all oil and gas condensate reservoirs of GAZPROM's Bolshoi Urengoy field were operated in the mode of reservoir pressure depletion, which governed low oil and gas condensate recovery. At the present time, more than 80% of proven reserves have been extracted, and mining operations have come into final phase. Stabilization of sources of mineral resources is an acute problem of oil and gas companies. The Urengoy oil and gas condensate field holds huge commercial reserves of formation water, and has all facilities for recovery and transport of reservoir fluids. Joint production of residual hydrocarbons and commercial formation water, with recovery of valuable components can become a top priority trend in utilization of resources available in the reservoir-aquifer system. The long-term operation of the field has resulted in alteration of thermobaric characteristics, and in partial or total watering of producing strata, which has led to squeezing and shutdown of many wells and even production areas. The other aggravating phenomena are failure of bottom-hole formation zone, water ingress and sand entry. It is required to introduce novel engineering solutions and process designs to prevent the problems in extraction of residual hydrocarbons and commercial reservoir water in order to extend producing life of old wells, which can raise oil and gas condensate recovery factor and can provide extra profit.

Key words: Bolshoi Urengoy oil and gas condensate field, mineral resources and mineral reserves, incompetent sand and sandstone, oil and gas condensate recovery factor, water ingress, sand entry, self-squeezing, hydraulic fracturing, fracturing fluid, poroperm properties, joint-and-separate production.

For citation: Temirov V. G., Sarkarov T. E. Sand entry and water ingress elimination in watered areas of oil and gas condensate reservoirs: a case-study of Cenomanian horizon of Bolshoi Urengoy field. *MIAB. Mining Inf. Anal. Bull.* 2021;(3-1):276–283. [In Russ]. DOI: 10.25018/0236_1493_2021_31_0_276.

Введение

С начала разработки сеноманской залежи на базовых нефтегазоконденсатных месторождениях Большого Уренгоя (МБУ) (Медвежье, Уренгойское и Ямбургское) отобрано более 80 % запасов углеводородов. Теперь эти месторождения вступили в завершающую стадию эксплуатации с уменьшением добычи: наблюдается значительное ежегодное снижение отборов

углеводородов, и при этом разработка осложняется разрушениями призабойной зоны пласта (ПЗП) и водопескопроявлениями [1].

В результате обводнения скважин происходит неравномерное дренирование запасов по объектам эксплуатации, что приводит к «защемлению» более 30% извлекаемых запасов углеводородов [2].

Следует отметить, что проблема стабилизации сырьевой базы весьма остро

стоит перед ПАО «Газпром», решение которой позволит продлить сроки эксплуатации старого фонда месторождений, ввести вновь в разработку обводненные участки с остаточными запасами углеводородов, сохранить инфраструктуру, рабочие места и получить дополнительную прибыль [3, 4].

Пластовые воды месторождений Большого Уренгоя содержат ценные компоненты в промышленных концентрациях, что позволяет создать новые опытно-промышленные предприятия по использованию пластовых вод в качестве гидроминерального сырья и диверсифицировать производство.

Создание производств по добыче и освоению пластовых промышленных вод и остаточных углеводородов может оказаться особо приоритетным направлением в использовании ресурсов системы «залежь — водонапорный бассейн».

Методы

В Махачкалинском отделе ООО «Газпром ВНИИГАЗ» накоплен определенный опыт разработки технико-технологических решений по совместной добыче и освоению остаточных углеводородов и пластовых промышленных вод обводненных участков различных НГКМ (Вуктыльское, Уренгойское, Медвежье, Оренбургское и др.), созданы мероприятия по предупреждению осложнений, связанных с неустойчивостью коллектора и пескопроявлениями (Астраханское НГКМ), подготовлены и получены соответствующие патенты, по которым в настоящее время патентообладателем является ПАО «Газпром».

Описание

Из существующих способов крепления призабойной зоны продуктивного горизонта наибольшее применение получили следующие: механические, химические и комбинированные.

Промысловая практика показывает, что механические и комбинированные способы дают хорошие результаты в скважинах с открытым забоем. Высокая эффективность химической обработки слабосцементированных пород достигается в скважинах, когда резуль- тативная консолидация песков обеспечивается в структурах пород, еще не разрушенных продолжительным процессом пескопроявления.

Использование противопесочных фильтров существенно улучшает технико-экономические показатели добычи, особенно на начальных этапах разработки. В работе [5] приведены данные по результатам внедрения противопесочных фильтров с характеристиками, соответствующими результатам анализа гранулометрического состава пород продуктивных горизонтов Ванкорского нефтяного месторождения, в результате чего удалось увеличить среднюю наработку УЭЦН на отказ с 16 суток (без фильтров) до 77 суток.

На месторождениях севера Западной Сибири при КРС ликвидация водопескопроявлений достигается путем:

- установки противопесочных фильтров;
- закрепления ПЗП герметизирующими композициями;
- заполнения пор пород ПЗП химическими составами с контролируемой задержкой отвердения

Результаты

Все приведенные выше технологические решения были предназначены в основном для условий начального этапа разработки месторождения. По мере снижения пластового давления и ускорения внедрения пластовой воды в газоносную часть залежи эффективность их использования, как показывает практика, снижается.

Способы борьбы с водопескопроявлениями достаточно разнообразны и включают:

- изоляцию притока пластовых вод тампонируванием под давлением и установкой цементного моста;

- изоляцию притока пластовых вод с применением различных материалов и химических реагентов;

- закачку химических реагентов, которые полимеризуются непосредственно в пластовых условиях;

- закачку реагентов для разбухания пород, приводящих к закупорке водяных пропластков;

- закачку реагентов, образующих стойкие гели с поливалентными катионами пластовой воды, и др.

Одним из традиционных методов предупреждения поступления подошвенных вод является установка цементных мостов в перфорированной части эксплуатационной колонны. Однако такой метод эффективен лишь приблизительно на 30% и характеризуется непродолжительным межремонтным периодом, т.к. вода продолжает продвигаться по пласту по заколонному пространству.

Перспективными для предупреждения поступления подошвенной воды являются селективные способы водоизоляции, при которых состав для водоизоляции поступает только в водонасыщенный интервал пласта. В этой обводненной части только при взаимодействии с водой образуется изоляционная тампонажная масса, что обеспечивает водоизоляцию. При этом характеристики продуктивного горизонта не ухудшаются [6].

Для селективной водоизоляции и предупреждения выноса песка в газовых скважинах состав должен отвечать следующим требованиям:

- не ухудшать проницаемость продуктивных горизонтов;

- уменьшать до минимума проницаемость водонасыщенных интервалов;

- повысить адгезию частиц породы коллектора и предупреждать действие расклинивающего давления.

На месторождениях Большого Уренгоя на начальной стадии обводнения выполняются работы по созданию в коллекторе гидрофобного эмульсионного экрана. Технологические процессы водоизоляционных работ осуществляется путем последовательной закачки с заданной скоростью в газовую скважину вначале ПАВ-модификаторов, затем жидких углеводородов с добавками ПАВ-эмульгаторов. Доставка химических реагентов в требуемый интервал обеспечивается регулированием скорости подачи жидкостей, при котором давление в затрубном пространстве скважины не превышает гидростатическое.

Анализ накопленного опыта выполненных РИР показывает, что проблему предупреждения водопескопроявлений при разработке месторождений на поздней стадии разработки решить удается не всегда.

Особенно актуальна разработка технико-технологических решений по предупреждению водопескопроявлений в скважинах при совместной добыче углеводородов и пластовых промышленных вод.

Одним из перспективных направлений для условий месторождений севера Западной Сибири является метод гидродинамического ограничения водопритокков путем одновременно-раздельного отбора газа и воды или жидкого углеводородного флюида (выпавшего конденсата, нефти и воды). Для этого осуществляется бурение многозабойной скважины с горизонтальными стволами в одной вертикальной плоскости с последующей раздельной, но согласованной добычей из этих стволов газа, нефти и воды. При этом один горизонт

тальный ствол располагается в нефтенасыщенной части пласта, а второй в водонасыщенной, ниже водонефтяного контакта. Дебиты скважин регулируют таким образом, чтобы максимально обеспечить неподвижность водонефтяного контакта [7].

В работе [8] предлагается нарезать не два, а три горизонтальных ствола. Третий ствол располагают на уровне водонефтяного контакта между стволами или в переходной зоне вода-нефть. В первом случае дебиты устанавливают такими, чтобы депрессионные воронки не достигали близлежащего ствола, а во втором дебит среднего ствола должен обеспечить образование воронки депрессии на всю переходную зону.

Разработан способ строительства скважин без нарезки дополнительных горизонтальных стволов с разделением пакером внутреннего пространства добывающей скважины между кровлей пласта и зоной водонефтяного контакта. Скважина оборудуется устройствами для одновременно-раздельной эксплуатации продуктивного горизонта. Предусматривается откачка пластовой воды ниже водонефтяного контакта и из подпакерного пространства. Углеводородная продукция извлекается из надпакерного пространства. Существуют и другие в определенной мере аналогичные решения, но не все аспекты технико-технологических решений совместно-раздельного отбора нефти (газа) и воды горизонтальными стволами достаточно разработаны.

Также необходимо предотвратить водопескопроявления, вызванные одновременным водопроявлением и разрушением слабосцементированных коллекторов с выносом песка и глины. Для решения этой проблемы требуется разработка комплексной технологии крепления слабосцементированных пород призабойной зоны пласта и предупреждения

обводнения продукции добывающих скважин.

Существуют различные способы и составы для закрепления слабосцементированных пород ПЗП. Недостатком отдельных способов является невысокая прочность закрепленного слоя и ухудшение фильтрационно-емкостных характеристик коллекторов. Объясняется это тем, что при закачке водный раствор силиката щелочного металла в первую очередь заполняет крупные поры, а капиллярные зоны с незамещенной пленкой остаются незаполненными. При закачивании в песчаный барьер спиртового раствора хлорида кальция происходит его быстрое взаимодействие с находящимся в порах водным раствором силиката щелочного металла, в результате чего образуется высоковязкий экран, который не позволяет закрепляющему составу проникать далеко в пласт, закупоривает часть порового пространства и ухудшает его фильтрационные характеристики. Техническим результатом является закрепление пород ПЗП в небольшом радиусе с одновременным снижением фильтрационно-емкостных свойств коллектора. Ухудшение последних в той или иной мере является негативным фактором для практически всех методов крепления ПЗП с использованием химических реагентов.

С учетом накопленного опыта для решения проблемы ликвидации водопескопроявлений в условиях разработки обводненных участков сеноманских залежей месторождений Большого Уренгоя предлагается комплексная технология, которая основана на сочетании создания больших поверхностей фильтрации путем ГРП с одновременным их закреплением закачками пропанта и цементирующего материала для закрепления пород призабойной зоны химическим методом.

Установлено, что при использовании в качестве жидкости разрыва нефилтрирующих жидкостей на основе гелей получают горизонтальные трещины, в результате чего разработаны расчеты параметров с учетом исходных условий. Техничко-технологические решения, расчеты и оптимизация параметров гидравлического разрыва пласта углеводородонасыщенных песчаников широко освещены в различных работах [9—12]. Полученные результаты будут использованы при проектировании работ.

Новизна заключается в использовании комплексной технологии ликвидации водопескопроявлений при разработке обводненных участков сеноманских отложений Большого Уренгоя одновременным созданием больших поверхностей фильтрации гидроразрывом пластов, закреплением полученных трещин и неустойчивых песков и песчаников.

Большие поверхности приводят к снижению скорости фильтрационного потока, что способствует предупреждению размыва и разрушения неустойчивых пород ПЗП.

Для крепления неустойчивых песков и песчаников предлагается использовать смесь ацетоно-спиртового раствора среднемодульного жидкого стекла, содержащего 17—20% силиката натрия при массовом соотношением компонентов: раствор жидкого стекла — 75 — 85% и ацетоно-спиртовый раствор — 15 — 25%. Ацетоно-спиртовая составляющая раствора состоит из ацетона и метилового спирта в объемном соотношении 0,4:1.

Для закрепления полученных трещин гидроразрыва в пласт закачивают заданное количество жидкости разрыва вместе с пропантом из расчета 100—150 кг на 1 м³. После этого через определенное время для крепления неустойчивых пород закачивают водно-

спиртовый раствор хлорида кальция (агент сшиватель), содержащего (масс.%): хлорида кальция — 17,0 — 19,0; этилового спирта — 25,0 — 45,0 и вода — остальное. Закачку раствора осуществляют через 30 — 40 минут после ее приготовления.

При взаимодействии силиката натрия с агентом-сшивателем выделяется кремниевая кислота, переходящая со временем в гелеобразное состояние. Гелеобразное состояние системы характеризуется образованием прочной пространственной сетки из частиц дисперсной фазы, в петлях которой находится дисперсионная среда. Полученная система характеризуется практически полным отсутствием текучести. Скорость процесса гелеобразования и физико-химические характеристики полученного геля во многом зависят от концентрационных соотношений компонентов и последовательности их введения.

Поэтому очень важно строго контролировать функционирование гидратационной установки при приготовлении жидкости разрыва, строго придерживаться времени приготовления компонентов и последовательности их закачки, что позволит избежать осложнений процесса ГРП.

Направление будущих исследований

Для реализации разработанных технологических решений рекомендуется организовать и провести промысловые исследования на 1—2-х скважинах.

Заключение. Особенность текущей ситуации в разработке сеноманских отложений газоконденсатных месторождений Большого Уренгоя заключается в том, что выработка начальных балансовых запасов превышает 80%-ный порог, и разработка этих месторождений перешла в завершающую стадию эксплуатации, которая сопровождается осложнениями, связанными, в частности, с потерей

устойчивости пород призабойной зоны пласта и водопескопроявлениями.

Разработана комплексная технология предупреждения водопескопроявлений при разработке месторождений на поздней стадии путем проведения ГРП с использованием нефилтрующих жидкостей для создания больших поверхностей фильтрации, позволяющих изменить скорость и направление движения фильтрационного потока с одновременным сохранением полученных трещин закачками проппанта и креплением сла-

босцементированных песков и песчаников химическим методом.

Реализация технологии позволит улучшить конечный показатель газоконденсатоотдачи и продлить сроки разработки обводненных участков нефтегазоконденсатных месторождений Большого Уренгоя. Особо актуально ее использование при ликвидации осложнений, связанных с водопескопроявлениями в скважинах при совместной добыче остаточных углеводородов и пластовых промышленных вод.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Мазанов С. В. Уренгойский нефтегазоконденсатный комплекс: 35 лет работы на благо страны. Настоящее и будущее ООО «Газпром добыча Уренгой» // Газовая промышленность. — 2013. № 4. — С. 7–9.
2. Дубина Н. И. Механизм обводнения добывающих скважин на завершающей стадии разработки сеноманских залежей // — М., ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007. — 109 с.
3. Конторович В. С. и др. Ресурсные регионы западной Сибири: сырьевая база в условиях необходимости смены парадигмы развития // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. — 2017. — №9. — С.5–12.
4. Гасумов Р. А. Инновационные решения для обеспечения проектного уровня добычи газа // Нефтепромысловое дело. Oilfield Engineering. — 2016. — №10. — С. 21–28.
5. Семенов А. А., Булчаев Г. Н., Кислов Н. Н., Дриллер А. В. Решение проблемы пескопроявлений на водозаборных скважинах Ванкорского месторождения // Газовая промышленность. — 2012. — № 2. — С. 18–21.
6. Моторин Д. В., Кротов П. С., Гурьянов В. В. Проблемы добычи газа на завершающем этапе разработки месторождений // Территория Нефтегаз. — 2011. — № 10. — С. 50–53
7. Каушанский Д. А., Дмитриевский А. Н., Ланчаков Г. А., Москвичев В. Н. Технологии для повышения эффективности эксплуатации газовых скважин в условиях сеноманских залежей. // Газовая промышленность. — 2010. — № 11. — С. 68–70.
8. Сохошко С. К. Разработка водонефтяных зон горизонтальными многозабойными скважинами // Известия ВУЗов: Нефть и газ. — 1999. — №1, С. 9–13.
9. Ambrose, Jillian (2 November 2019) KANG H., ZHANG X., SI L., WU Y., GAO F. In-situ stress measurements and stress distribution characteristics in underground coal mines in China // Eng. Geo., 2010, vol. 116, pp. 333–345. pp. 373–384.
10. Elaine, Hill; Lala, Massachusetts (May 1, 2017). "The development of shale gas and drinking water quality". American Economic Review. 107 (5): 522–525. doi:10.1257/aer.p20171133. ISSN 0002–8282. PMK 5804812. PMID 29430021
11. Moran, Matthew D (2017). "Land-use and ecosystem services costs of unconventional US oil and gas development". Frontiers in Ecology and the Environment. 15 (5): 237–242. doi:10.1002/fee.1492.
12. Wright, R; Muma, RD (May 2018). "Large-scale hydraulic fracturing and human health implications: an overview". Journal of Occupational and Environmental Medicine. 60 (5): 424–429. doi:10.1097/JOM.0000000000001278.PMID 29370009. S2CID 13653132. 25.11.2019 year. **IVAB**

REFERENCES

1. Mazanov S. V. Urengoy oil and gas condensate complex: 35 years of work for the benefit of the country. Present and future of OOO Gazprom dobycha Urengoy. *Gazovaya promyshlennost'*. 2013. no. 4. pp. 7–9. [In Russ]
2. Dubina N. I. *Mekhanizm obvodneniya dobyvayushchih skvazhin na zavershayushchej stadii razrabotki senomanskikh zalezhej* [The mechanism of watering of production wells at the final stage of development of Cenomanian deposits]. Moscow: OOO «Nedra-Biznescentr», 2007. 109 p. [In Russ]
3. Kontorovich V. S. i dr. Resource regions of western Siberia: raw materials base in the conditions of the need to change the development paradigm. *Problemy ekonomiki i upravleniya neftegazovym kompleksom*. 2017. no.9. pp.5–12. [In Russ]
4. Gasimov R. A. Innovative solutions to ensure the design level of gas production. *Neftepromyslovoe delo*. 2016. no.10. pp. 21–28. [In Russ]
5. Semenov A. A., Bulchaev G. N., Kislov N. N., Driller A. V. Solving the problem of sand production at the water intake wells of the Vankor field. *Gazovaya promyshlennost'*. 2012. no. 2. pp. 18–21. [In Russ]
6. Motorin D. V., Krotov P. S., Gur'yanov V. V. Problems of gas production at the final stage of field development. *Territoriya Neftegaz*. 2011. no. 10. pp. 50–53 [In Russ]
7. Kaushanskij D. A., Dmitrievskij A. N., Lanchakov G. A., Moskvichev V. N. Technologies to improve the efficiency of gas wells operation in the conditions of Cenomanian deposits. *Gazovaya promyshlennost'*. 2010. no. 11. pp. 68–70. [In Russ]
8. Sohoshko S. K. Development of water-oil zones with horizontal multilateral wells. *Izvestiya VUZov: Neft' i gaz*. 1999. no.1. pp. 9–13. [In Russ]
9. Ambrose, Jillian (2 November 2019) KANG H., ZHANG X., SI L., WU Y., GAO F. In-situ stress measurements and stress distribution characteristics in underground coal mines in China. *Eng. Geo.*, 2010, vol. 116, pp. 333–345. pp. 373–384.
10. Elaine, Hill; Lala, Massachusetts (May 1, 2017). “The development of shale gas and drinking water quality”. *American Economic Review*. 107 (5): 522–525. doi:10.1257/aer.p20171133. ISSN 0002–8282. PMK 5804812. PMID 29430021.
11. Moran, Matthew D (2017). “Land-use and ecosystem services costs of unconventional US oil and gas development”. *Frontiers in Ecology and the Environment*. 15 (5): 237–242. doi:10.1002/fee.1492.
12. Wright, R; Muma, RD (May 2018). “Large-scale hydraulic fracturing and human health implications: an overview”. *Journal of Occupational and Environmental Medicine* . 60 (5): 424–429. doi:10.1097/JOM.0000000000001278.PMID 29370009. S2CID 13653132. 25.11.2019 year.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Темиров Велиюлла Гамдуллаевич – канд. техн. наук, старший научный сотрудник Махачкалинского отдела, ООО «Газпром ВНИИГАЗ», temirovvg@mail.ru;
Саркаров Таджидин Экберович – докт. техн. наук, заведующий кафедрой, Дагестанский государственный технический университет, rsarkarov@gazpromproject.ru.

INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Temirov V. G., Cand. Sci. (Eng.), Senior Researcher of the Makhachkala Department, Gazprom VNIIGAZ LLC, temirovvg@mail.ru, Russia;
Sarkarov T. E., Dr. Sci. (Eng.), Head of Department, Dagestan State Technical University, rsarkarov@gazpromproject.ru, Russia.

Получена редакцией 14.12.2020; получена после рецензии 02.03.2021; принята к печати 10.02.2021.

Received by the editors 14.12.2020; received after the review 02.03.2021; accepted for printing 10.02.2021.