УДК 622.279.6

ПРИМЕНЕНИЕ УСТРОЙСТВА КОНТРОЛЯ ГАЗОВОГО ПРИТОКА ДЛЯ ВЫРАВНИВАНИЯ ПРОФИЛЯ ПРИТОКА И ОГРАНИЧЕНИЯ ПРИТОКА ЖИДКОЙ ФАЗЫ

APPLICATION OF GAS INFLOW CONTROL DEVICE TO EQUALIZE INFLOW PROFILE AND LIMIT LIQUID PHASE INFLOW

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

Перепелкин Александр Иванович
студент направления подготовки
21.05.06 «Нефтегазовые техника и технологии»,
Санкт-Петербургский горный университет
императрицы Екатерины II
sasha.perepelkin.02@mail.ru

Порывкин Павел Павлович
студент направления подготовки
21.05.06 «Нефтегазовые техника и технологии»,
Санкт-Петербургский горный университет
императрицы Екатерины II
ppporyvkin@yandex.ru

Шелухов Григорий Викторович
студент направления подготовки
21.05.06 «Нефтегазовые техника и технологии»,
Санкт-Петербургский горный университет
императрицы Екатерины II
gsheluhov@mail.ru

Аннотация. В статье приведено описание устройства, предназначенного для выравнивания профиля притока добываемого флюида по длине горизонтальной и субгоризонтальной скважин, а также для ограничения притока нежелательной фазы (нефти, воды) в каждом из интервалов скважины.

Ключевые слова: добыча природного газа; нефтегазовая скважина; контроль газового притока; устройство контроля притока; языки обводнения терригенных залежей.

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

Perepelkin Alexander Ivanovich
Student Training Direction
21.05.06 «Oil and Gas Equipment
and Technologies»
Empress Catherine II
Saint Petersburg Mining University
sasha.perepelkin.02@mail.ru

Poryvkin Pavel Pavlovich
Student Training Direction
21.05.06 «Oil and Gas Equipment
and Technologies»
Empress Catherine II
Saint Petersburg Mining University
ppporyvkin@yandex.ru

Shelukhov Grigory Viktorovich
Student Training Direction
21.05.06 «Oil and Gas Equipment
and Technologies»
Empress Catherine II
Saint Petersburg Mining University
gsheluhov@mail.ru

Annotation. The article describes a device designed to equalize the flow profile of produced fluid along the length of horizontal and subhorizontal wells, as well as to limit the flow of undesirable phase (oil, water) in each of the well intervals.

Keywords: natural gas production; oil and gas well; gas flow control; flow control device; terrigenous reservoir lateral coning.

При разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений может возникать множество осложнений разного рода: отложение АСПО (асфальто-смоло-парафиновых отложений), отложение солей в нефтегазопромысловом оборудовании, засорение призабойной зоны пласта, языковое обводнение массивных залежей и др. Языки обводнения представляют собой опережающее продвижение по напластованию пород к добывающим скважинам воды, нагнетаемой в пласт, или законтурной воды на локальном участке разрабатываемой залежи (газовой или нефтяной) [2]. Образование таких водяных языков приводит к преждевременному обводнению скважины, нерав-

номерности продвижения контура газо-, нефтеносности, оставлению в пласте невыработанных целиков углеводородов и снижению нефте- и газоотдачи пласта [1]. Предупреждение и ликвидация языка обводнения осуществляются регулированием режима работы добывающих скважин или их временной остановкой, а также применением на практике устройств контроля притока. В своей работе мы бы хотели представить информацию о разработанном устройстве контроля газового притока.

При работе данного устройства поток жидкости поступает в систему каналов с шариками. Каждый канал состоит из двух перегородок и двух шариков. Когда флюид, протекающий через ограничители потока, имеет низкие газо- и водонефтяное отношения, шарики, имеющие плотность меньше плотности пластовой жидкости, будут плавать, а следующие по расположенную шарики будут плавать внутри жидкости. Поток жидкости в этих каналах может быть турбулентным или слегка нестационарным. При данных условиях, плотность шарика, расположенного ниже по течению, позволяет ему не закрывать отверстия, пропуская таким образом флюид в следующее устройство понижения давления, а затем в скважину.

Техническим результатом является повышение эффективности добычи природного газа.

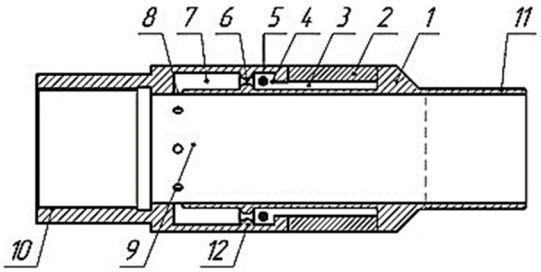

Рисунок 1 – Общий вид устройства

Устройство контроля газового притока состоит из корпуса 1, выполненного в форме полого цилиндра с утолщением в центральной части корпуса 12. На одной части корпуса 1 за его центральной частью корпуса 12 на поверхности внутренней полости 9 выполнена внутренняя резьба 10, а на другой его части – внешняя резьба 11 с возможностью соединения с насосно-компрессорными трубами. Вокруг центральной части корпуса закреплен фильтр, в качестве которого используют фильтрующую сетку 2. В корпусе 1 выполнены параллельно друг другу входные каналы 3, от начала фильтрующей сетки 2, до центра корпуса 1. В центре корпуса 1 выполнена камера 4 в форме укороченного цилиндра, которая соединена с одной стороны с входными каналами 3. Внутри камеры 4 помещен ограничитель потока 5 в форме шара, который используют в качестве клапана. Камера 4 с другой стороны соединена с блокирующим каналом 6, который выполнен в форме двух цилиндров с сужением между ними. Блокирующий канал 6 соединён с выходным каналом 7, а на другом конце выполнено отверстие во внутренней полости 9.

Устройство контроля газового притока работает следующим образом. Устройство устанавливают между насосно-компрессорными трубами с помощью нанесённых на корпус 1 внутренней резьбы 10 и внешней резьбы 11. Добываемый флюид поступает в корпус устройства 1, проходя через фильтрующую сетку 2, происходит отделение от флюида твердых частиц. Далее флюид движется по входному каналу 3, попадает в камеру 4. При попадании в камеру 4 нефти или воды ограничитель потока 5, ввиду своей плотности, под действием силы Архимеда будет плавать внутри жидкости, а поток добываемого флюида будет перемещать его в сторону блокирующего канала 6, ограничитель потока 5, выполняя роль клапана, закроет блокирующий канал 6, флюид не будет поступать в выходной канал 7, а будет направляться обратно в пласт. При попадании в камеру 4 газа силы потока флюида, с которым он движется, будет недостаточно для закрытия блокирующего канала 6 ограничителем потока 5, и газ будет попадать в выходной канал 7. Газ, после прохождения выходного канала 7, проходит через выходное отверстие 8, и попадает во внутреннюю полость 9, в которой продолжает своё движение по насосно-компрессорным трубам в сторону устья скважины. Блокирующий канал 6 выполнен с сужением в центральной части, обеспечивает возможность блокировки или разблокировки поступающего флюида при смене жидкости на газ или наоборот ограничителем потока 5 в камере 4.

Устройство позволяет за счёт конструкции блокирующего канала и камеры с ограничителем потока не допускать попадания жидкого флюида в насосно-компрессорные трубы. Однако устройство пропускает газ при его поступлении, тем самым повышается общая эффективность добычи природного газа [3–4].

Для подтверждения заявленного технического результата «повышение эффективности добычи природного газа» методами вычислительной гидродинамики нами проведено моделирование с использованием программной системы ANSYS Fluent 13.0 (ANSYS, Inc.) для анализа поведения флюида в пористом коллекторе при добыче газа с установленным устройством контроля газового притока (УКГП). Для участка залежи газа длиной 50 метров вдоль скважины размещены 5 моделей УКГП на скважине.

Свойства коллектора и флюида, использованные при моделировании в качестве исходных данных, приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Свойства коллектора и флюида

Параметр	Значение
Расстояние от ствола скважины до границы раздела «газ – вода», м	5,0
Межфазное натяжение «газ – вода», мН/м	25,0
Ширина дренажной зоны, м	20,0
Мощность продуктивного пласта, м	10,0
Толщина водоносного слоя, м	1,0
Диаметр скважины, м	0,146
Длина горизонтального участка скважины, м	12,4
Пористость породы-коллектора, доли ед.	0,3
Пластовое давление, МПа	10,0
Забойное давление, МПа	9,8
Вязкость воды, мПа·с	0,5
Плотность воды, кг/м^3	1010,0
Вязкость газа, мПа·с	0,01
Плотность газа, кг/м^3	0,85
Проницаемость породы-коллектора, мД	150,0

Смоделировано два разных случая. В первом случае добыча газа осуществляется без использования УКГП. Моделирование продемонстрировало отличительное поведение потока газа, характеризующееся повышенными водогазовым фактором и объёмом внедрившейся воды.

Во втором случае добыча газа осуществляется с использованием УКГП. Моделирование продемонстрировало успешную имитацию поведения УКГП путём автоматического перекрытия клапанов при прорывах нежелательного флюида и сохранения их открытыми при подаче газа.

Результаты моделирования обоих случаев представлены в виде графиков зависимостей объёма внедрившейся воды от времени и водогазового фактора от времени.

На рисунке 2 отражена зависимость объёма внедрившейся воды от времени, наглядно показывающая эффективность ограничения нежелательной жидкой фазы в газовой скважине и, соответственно, повышение эффективности добычи природного газа.

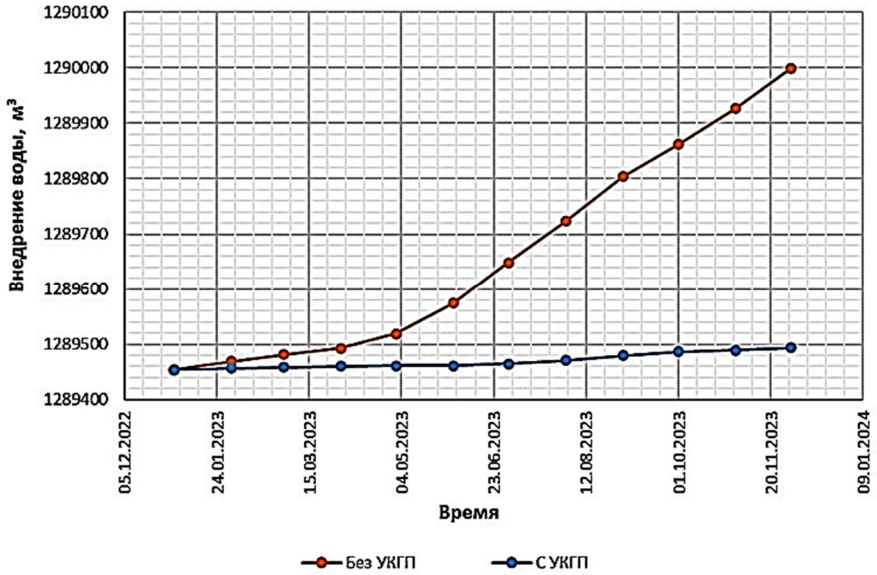

Рисунок 2 – Зависимость объёма внедрившейся воды от времени

На рисунке 3 приведена зависимость водогазового фактора от времени, наглядно показывающая снижение количества добычи, сопутствующей углеводородным флюидам воды (водогазовый фактор – определяющий параметр степени обводнения продукции скважины, так как представляет собой отношение добычи воды к добыче газа).

Проведённое моделирование наглядно демонстрирует достижение заявленного технического результата, а именно «повышение эффективности добычи природного газа». Наиболее важной особенностью использования УКГП является то, что при прорыве нежелательного флюида происходит автономное перекрытие, увеличивая эффективность добычи природного газа. Именно этот эффект достигнут во втором случае моделирования с использованием УКГП.

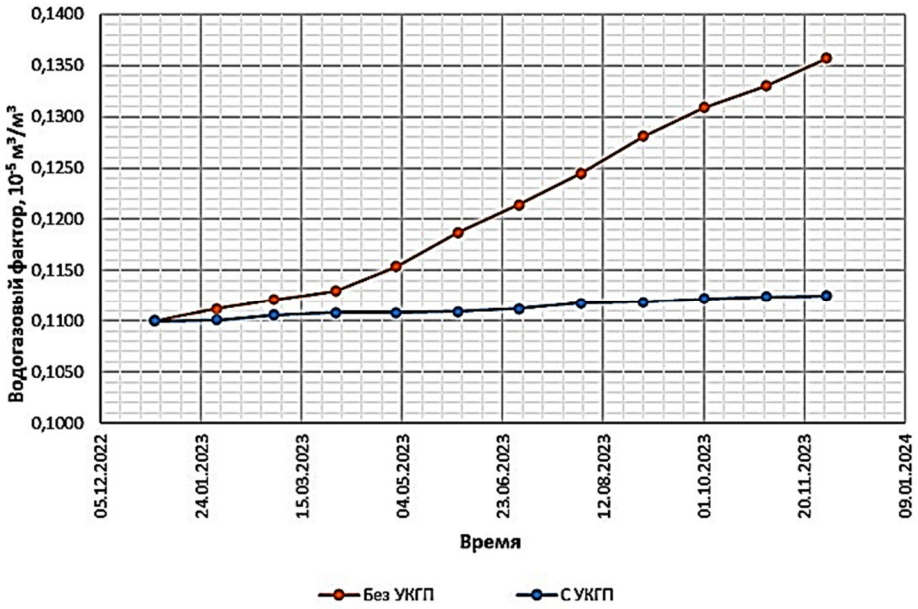

Рисунок 3 – Зависимость водогазового фактора от времени

Таким образом, описанное устройство контроля газового притока позволяет за счёт конструкции блокирующего канала и камеры с ограничителем потока не допускать попадания нежелательной жидкой фазы в насосно-компрессорные трубы, пропуская только газ при его поступлении, и автоматически открывать и закрывать выходные каналы при смене добываемого флюида с жидкости на газ и с газа на жидкость соответственно, тем самым повышая общую эффективность добычи природного газа.

Список литературы:

1. 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.
2. Савастюк С.С. Особенности влияния технологий разработки сеноманских залежей на производительность скважин / С.С. Савастюк, Р.М. Тугушев // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2019. – № 5. – С. 18–26.
3. Савенок О.В. Устройство контроля газового притока / О.В. Савенок, Н.Х. Жарикова, П.П. Порывкин // Патент на полезную модель № 218391. Заявка 2023103926. Дата подачи заявки 21.02.2023 г. Дата регистрации 24.05.2023 г. Опубликовано 24.05.2023 г. Бюл. № 15. Патентообладатель: Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Санкт-Петербургский горный университет».
4. Оптимизация системы контроля за разработкой пласта ПК1 нефтегазоконденсатного месторождения путём дооснащения колонны НКТ устройством контроля притока газа / Н.Х. Жарикова, О.В. Савенок, Г.В. Шелухов, П.П. Порывкин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2024. – № 6.

List of references:

1. 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.
2. Savastyuk S.S. Features of the influence of technologies for developing Cenomanian deposits on well productivity / S.S. Savastyuk, R.M. Tugushev // Territory NEFTEGAZ. – 2019. – № 5. – P. 18–26.
3. Savenok O.V. Gas flow control device / O.V. Savenok, N.Kh. Zharikova, P.P. Poryvkin // Utility model patent № 218391. Application 2023103926. Application filing date 02/21/2023 Registration date 05/24/2023 Published 05/24/2023 Bulletin. № 15. Patent holder: Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education «Saint-Petersburg Mining University».
4. Optimization of the control system for the development of the PK1 reservoir of the oil and gas condensate field by retrofiting the tubing column with a gas inflow control device / N.Kh. Zharikova, O.V. Savenok, G.V. Shelukhov, P.P. Poryvkin // Construction of oil and gas wells on land and offshore. – 2024. – № 6.