



М.С. Кувакина
Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»)

M.S. Kuvakina
Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

Комплексная система заканчивания скважин для разработки подгазовых залежей

Integrated Well Completion Systems for Gas Cap Drive Reservoirs

Введение

Актуальной задачей современной нефтедобывающей отрасли является эффективная выработка оставшихся извлекаемых запасов, значительная часть которых приурочена к подгазовым залежам и нефтяным оторочкам. Такие запасы считаются сложными для разработки и часто не разрабатываются из-за высоких рисков, отсутствия технологий или экономической нерентабельности. Одной из ключевых проблем при разработке подгазовых залежей и нефтяных оторочек является

Introduction

One of the main tasks of the modern oil production industry is to efficiently manage the production of the remaining recoverable reserves, the major part of which are confined to gas cap drive reservoirs and oil rims. Such reserves are challenging to develop, and in many cases, they are not developed because of the high risks, a lack of technology or economic unprofitability. One of the key challenges for developing gas cap drive reservoirs and oil rims, is the early breakthrough of gas, which leads to loss of reservoir pressure, the production

ранний прорыв газа, что приводит к падению давления в пласте, добыче нецелевого флюида и низкой эффективности выработки запасов нефти залежи. В статье решение данной проблемы рассматривается с позиции применения новых подходов к заканчиванию скважин. Такие подходы позволят увеличить эффективность разработки сложных подгазовых залежей.

Геологическое строение месторождения Новый Порт

Месторождение Новый Порт расположено в Ямало-Ненецком автономном округе на севере Западной Сибири. Основные его запасы сконцентрированы в юрских отложениях, которые характеризуются высокой вертикальной неоднородностью, что позволяет вовлечь в разработку только часть из них. В качестве примера в данной работе был выбран пласт Ю2-6, имеющий сложное геологическое строение: обширную газовую шапку, подстилающую воду и высокую анизотропию. Анизотропия проницаемости создает неравномерный профиль притока к скважине, и как следствие, способствует прорывам газа (рис. 1).

При разработке залежей с высокой вертикальной неоднородностью для увеличения связанности коллектора обычно применяют многостадийный гидроразрыв пласта (МГРП), но, как правило, он проводится в нижних прослоях для избежания распространения трещины в газовую шапку. Это приводит к тому, что подгазовая часть нефтенасыщенного коллектора остается незатронутой разработкой (рис. 2).

Технологическое решение – комплексная система заканчивания скважины

Для решения проблемы раннего прорыва нецелевого флюида и эффективной выработки подгазовой части пласта предлагается использование комплексной системы заканчивания скважин, которая позволит вовлечь в разработку весь интервал нефтенасыщенного коллектора. Такая система состоит из двух основных технологий: исследования притока с помощью устройства контроля притока (УКП) с адаптивными клапанами и МГРП (рис. 3).

of no-purpose phases and the low efficiency of recovery. The solution to the given problem is considered in this article in the context of new technologies which can be applied in well completions. Such approaches will make it possible to increase the efficiency and development of complicated gas cap drive reservoirs.

Novy Port Field Geological Structure

The Novy Port field is in the Yamalo-Nenets Autonomous District, in the north of the Western Siberia. It's basic reserves are accumulated in the Jurassic deposits, which are specified by high vertical heterogeneity, which enables the development of only part of them. As an illustration of the reservoir Ю2-6 (J2-6) was selected, it has a complex geological structure: an extensive gas cap, underlying water and high anisotropy. Permeability anisotropy creates uneven fluid movement profile, and as a result of this, it enables gas breakthrough (fig. 1).

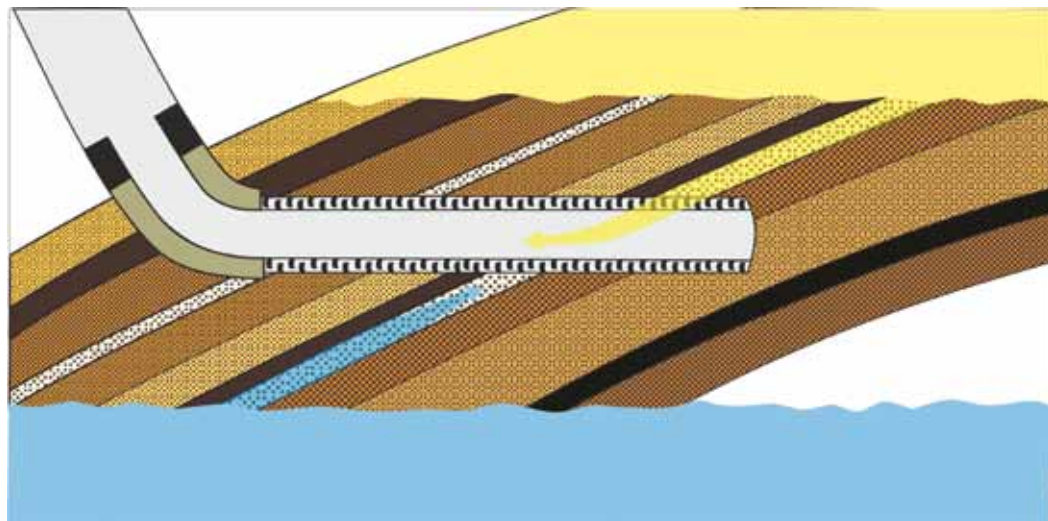


Рис. 1: Принципиальная схема прорыва газа и воды к стволу скважины

Fig 1: Basic diagram of gas and water breakthrough into well bore

When developing reservoirs with high vertical heterogeneity, to increase connectivity in the reservoirs, multistage hydraulic fracturing is usually applied, but it is usually conducted at the bottom interlayers, to avoid the fracture growth towards the gas cap. This leads to the situation when the under-gas-cap-zone of oil reservoir remains untouched by development (fig. 2).

Integrated Well Completion System

To resolve the problem of early breakthrough of no-purpose fluids and to improve the efficient recovery of the under-gas-cap-zone of the reservoir, it was suggested to apply an integrated well completion system which would enable the development of the whole oil-saturated reservoir. Such systems are composed of two fundamental techniques: inflow survey with employment of inflow control device with self-adaptive valves and multi-stage hydraulic fracturing (fig. 3).

УКП создает гидравлическое сопротивление проходящей жидкости с помощью специальных «лабиринтов», число и длина которых настраиваются в зависимости от профиля проницаемости. Чем длиннее секция УКП, тем большее гидравлическое сопротивление создается в сегменте. Адаптивные клапаны в УКП являются ограничительным элементом при прорыве газа. Клапаны устанавливаются в подгазовую часть скважины и при прорыве газа закрываются, позволяя остальной части ствола работать в прежнем режиме. МГРП проводится таким способом, который был принят эффективным для конкретного пласта. Для того, чтобы избежать риска прорыва газа в газовую шапку, МГРП осуществляется в нижних прослоях. Следует отметить, что УКП с адаптивными клапанами состоит из нескольких сегментов, разделенных пакерами в зависимости от профиля проницаемости пласта, вскрытого горизонтальной скважиной (ГС) (рис. 4).

Принцип работы УКП с адаптивной системой состоит в том, что жидкость из пласта проходит через первую секцию, где отфильтровываются механические примеси, и попадает в специальную камеру. В камере за счет конфигурации ее каналов поток жидкости многократно разделяется и затем соединяется, таким образом, уменьшается депрессия. На практике, на участке, где ожидается прорыв флюида по высокопроницаемой зоне, устанавливается более длинная камера, следовательно, эта зона разрабатывается на меньших депрессиях. На других участках устанавливаются камеры меньшей длины или не устанавливаются совсем. При прорыве газа секция способна закрываться с помощью адаптивных клапанов, настроенных на определенный расход проходящей жидкости. Клапаны могут закрываться или открываться в зависимости от изменения заданного расхода. Таким образом, система позволяет выравнять профиль притока без риска прорыва газа.

Эффективность предлагаемого подхода

В рамках данной работы проведено моделирование систем заканчивания в плагине Multisectional well в ПО

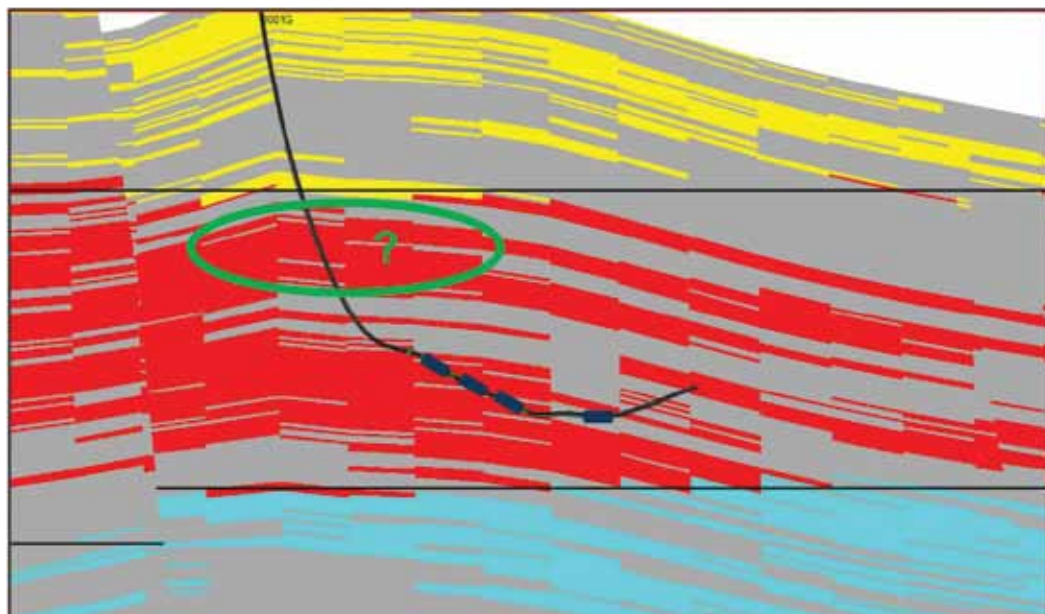


Рис. 2: Разрез вдоль ствола скв. 9001G с подгазовой зоной, не затронутой разработкой

Fig 2: Cross-section along the borehole of well 9001G with under-gas-cap-zone untouched by development

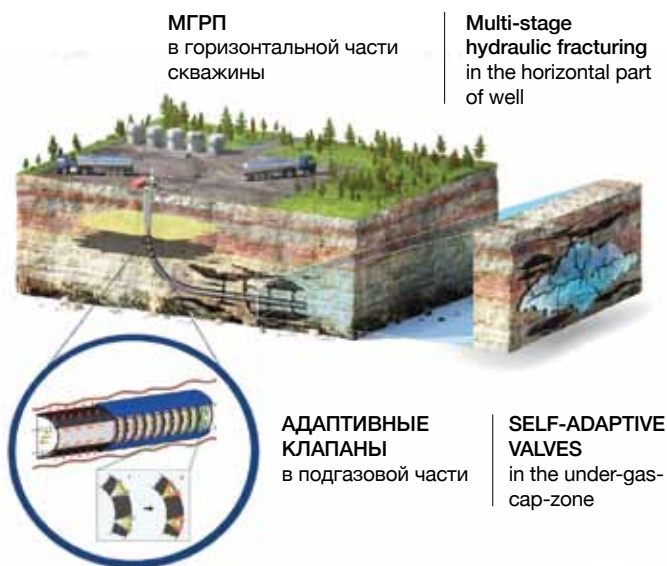


Рис. 3: Принципиальная схема комплексной системы заканчивания скважины

Fig 3: Basic diagram of the well completion integrated system

The inflow control device creates hydraulic resistance to the flowing fluid with the use of special «labyrinths», the number and length of which are setup depending on the permeability profile. The longer the section of the inflow control device, the higher hydraulic resistance is created in the segment. Self-adaptive valves in the inflow control device are limited in case of gas breakthrough. The valves are installed in the under-gas-cap-zone of a well and in the event of gas breakthrough they get closed, letting the resting part of the borehole work in the previous mode. The multi-stage hydraulic fracturing is conducted in a way which had been accepted as the most efficient for

SPE Symposium: Caspian Health, Safety, Security, Environment and Social Responsibility

24-25 September 2019 | Nur-Sultan, Kazakhstan

go.spe.org/caspianHSE

Save the Date!

Gathering local, regional and global experts and practitioners from the upstream, midstream and downstream sectors to share best practice, progressive approaches and innovative applications to enhance HSE performance.

- Expand your professional network through excellent networking opportunities
- Hear insights from influential industry leaders
- Experience the latest technologies, products and solutions

Visit the website for more information – go.spe.org/caspianHSE



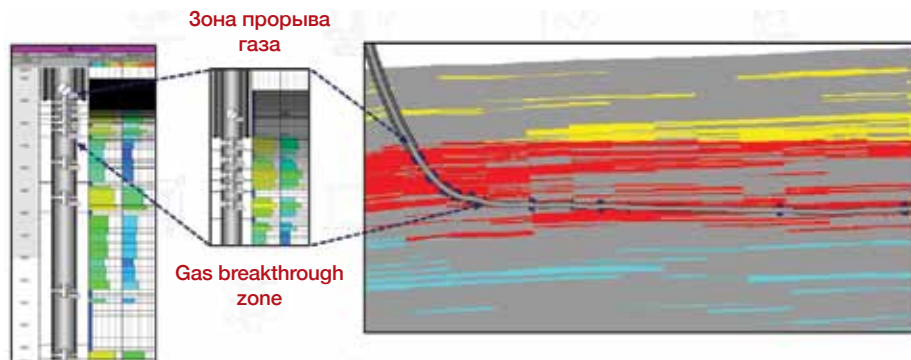


Рис. 4: Схема установки УКП с адаптивными клапанами

Fig 4: Diagram for installation of the inflow control device with self-adaptive valves

any specific reservoir. To avoid the risk of gas breakthrough into the gas cap, the multi-stage hydraulic fracturing is conducted in the bottom interlayers. It should be noted that the inflow control device with self-adaptive valves is composed of several segments, separated with packers, depending on the reservoir permeability profile, obtained from horizontal well drilling. (fig.4).

Petrel. Были выбраны три основные опции для одной скважины пласта Ю2-6 (рис. 5):

- 1) фактическое заканчивание – ГС+МГРП, выполненное только в нижней части коллектора (кейс 1);
- 2) ГС с обычным фильтром по всему коллектору, включая подгазовую часть (кейс 2);
- 3) заканчивание с адаптивной системой по всему коллектору (кейс 3).

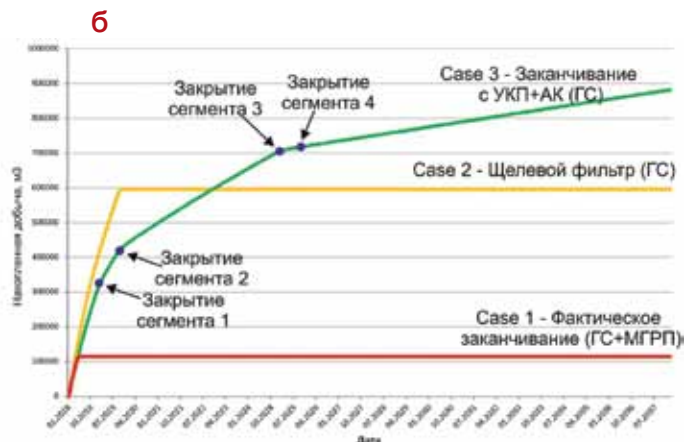
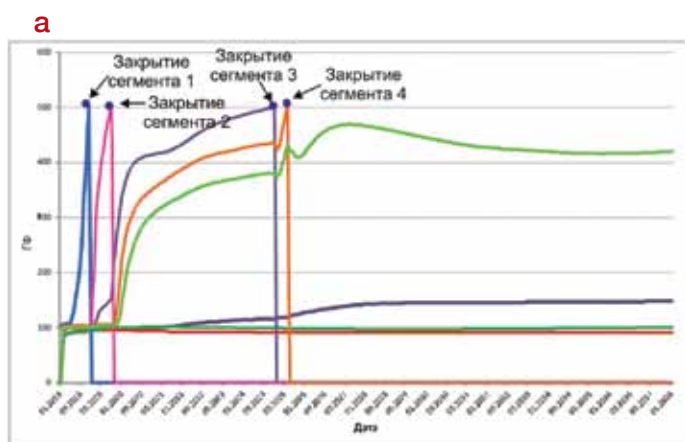


Рис. 5: Результаты расчетов по скв. 9189 на гидродинамической модели (сравнительная характеристика расчетных кейсов (а), график закрытия клапанов комплексной системы заканчивания (б))

Fig 5: Hydrodynamic model calculation data on well 9189 (comparative characteristic curves of the estimated cases (a), diagram of valves closure in the integrated completion system (b))

Из рис. 5 видно, что вариант фактического заканчивания показывает наихудшие результаты, так как коллектор в нижнем прослое относительно хуже коллектора в подгазовой зоне. ГС с обычным фильтром в первый год работы – наилучший результат, но скважина также закрывается из-за прорыва газа. Предлагаемая адаптивная система позволяет отбирать меньше газа, при этом разрабатывая подгазовую нефтяную часть.

Заклучение

Комплексная система заканчивания скважин – это интеграция нового российского оборудования в

from the reservoir passes through the first section, where the mechanical impurities strain out, and then it gets into special chamber. Within the chamber, due to the configuration of its channels, the flow of fluid is repeatedly separated and then merged, thus decreasing depression. In practice, a longer chamber is installed at the section where fluid breakthrough is expected across a high permeability zone, therefore, that zone is developed with lower depression values. Chambers of shorter length are installed

at other sections, or not installed at all. In case of gas breakthrough the section is capable of closing itself with the use of self-adaptive valves, adjusted for a certain rate of flowing fluid. The valves can close or unclosе depending on the deviation from the preset rate. Thus, the system makes it possible to level up the inflow profile avoiding risks of gas breakthrough.

Gauging the Efficiency of the Approach

Simulations of the well completion systems have been modelled in the Multisectional well plug-in in the Petrel Software. Three basic options were selected for one well of the Ю2-6 (J2-6) reservoir (fig. 5):

SPE Annual Caspian Technical Conference

Digital Transformation: Enabling the Future

16-18 October 2019

Fairmont Baku, Flame Towers
Baku, Azerbaijan

go.spe.org/2019caspian

Register Today

6th
Annual
Event

Bringing together the largest gathering of local, regional, and international oil and gas professionals to explore the key issues faced by the Caspian region.

In Participation with:



существующий подход к заканчиванию скважин. Для пласта Ю2-6 Новопортовского месторождения – это использование УКП с адаптивными клапанами как дополнительного оборудования для заканчивания скважин в подгазовой части пласта с помощью технологии МГРП. Данный подход даст возможность испытать новую технологию без значительных капитальных вложений и с минимальными рисками.

Гидродинамические расчеты показывают перспективность данного подхода, который позволит увеличить эффективность разработки подгазовых залежей и нефтяных оторочек.

Список литературы

1. Семенов А.А., Исламов Р.А., Нухаев М.Т. Дизайн устройств пассивного контроля притока на Ванкорском месторождении // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 11. – С. 20–23.
2. Влияние изменения параметров оборудования для контроля притока на эффективность его применения в горизонтальных скважинах / Д.А. Антоненко, С.Л. Амирян, Р.В. Мурдыгин, Е.И. Хатмуллина // Вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2007. – № 5. – С. 34–38.
3. Особенности оборудования для строительства горизонтальных скважин / М. Нухаев, О. Журавлев, Р. Щелушкин, О. Андрианов // Neftgaz. – 2014. – № 4. – С. 20–24.
4. Семенов А.А., Киселев В.М. Моделирование работы горизонтальных скважин в условиях неоднородности распределения свойств пласта // Engineering & Technologies. – 2011. – № 4. – С. 429–437.

Авторы статьи:

М.С. Кувакина

Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»)

Материал любезно предоставлен компанией ПАО «Газпром нефть» и журналом «PROнефть»

Article authored by:

M.S. Kuvakina

Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

Published with thanks to Gazprom Neft & PROneft Magazine



- 1) actual completion – horizontal well+multi-stage hydraulic fracturing, conducted at the bottom part of reservoir only (case 1);
- 2) horizontal well with regular strainer across the whole reservoir, including the under-gas-cap-zone (case 2);
- 3) completion with self-adaptive system across the whole reservoir (case 3).

The fig. 5 illustrates that the option with the actual completion demonstrates the worst results, because the reservoir at the bottom part is relatively worse than the reservoir in the under-gas-cap-zone. Horizontal well with regular strainer at the first year of operation is the best result, but the well gets also shut in because of gas breakthrough. The proposed self-adaptive system enables recovering of smaller amounts of gas, with development of the under-gas-cap-zone at that.

Conclusion

The integrated well completion system is an integration of new Russian equipment into the existing approach to well completion. Regarding the Ю2-6 (J2-6) formation of the Novoportovskoye field (The Novy Port field) it is the use of the inflow control device with self-adaptive valves as auxiliary equipment for well completion in the under-gas-cap-zone of reservoir, with the use of the multi-stage hydraulic fracturing technique. This approach makes it possible to test the new technique without considerable capital investments and with minimum of risks.

Hydrodynamic calculation demonstrates the perspective of this approach which will make it possible to increase the efficiency of development of the gas cap drive reservoirs and oil rims.

Reference

1. Semenov A.A., Islamov R.A., Nukhaev M.T., Design of inflow control devices in the Vankor field (In Russ.), Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 2009, no. 11, pp. 20 – 23.
2. Antonenko D.A., Amiryany S.L., Murdygin R.V., Khatmullina E.I., The impact of changes in the parameters of equipment for flow control on the effectiveness of its use in horizontal wells (In Russ.), Vestnik OAO «NK «Rosneft», 2007, no. 5, pp. 34-38.
3. Nukhaev M., Zhuravlev O., Shchelushkin R., Andrianov O., Features of equipment for the construction of horizontal wells (In Russ.), Neftgaz, 2014, no. 4, pp. 20-24.
4. Semenov A.A., Kiselev V.M., Horizontal well performance modeling in the case of reservoir properties heterogeneity (In Russ.), Zhurnal Sibirskogo federal'nogo universiteta = Journal of Siberian Federal University. Engineering & Technologies, 2011, no. 4, pp. 429-437.