



«Варьеганнефтегаз»: Интеллектуальные системы заканчивания скважин для увеличения эффективности выработки контактных запасов

Varyeganneftegaz: Increasing Production with Smart Well Completions

М.С. Кувакина (ОАО «Варьеганнефтегаз»)
mskuvakina@rosneft.ru

Введение

Российские нефтегазовые компании в последнее время при разработке месторождений активно применяют системы горизонтальных скважин. Такие скважины позволяют увеличить площадь контакта пласта со скважиной, повысить дебиты и приемистость, а также увеличить коэффициент извлечения нефти (КИН) в целом по месторождению. Несмотря на развитие технологий бурения, не решены вопросы, связанные со строительством и заканчиванием горизонтальных скважин, например, выбор и правильное применение устройств контроля притока для разработки месторождений с контактными запасами.

M.S.Kuvakina (Varyeganneftegaz JSC)
mskuvakina@rosneft.ru

Introduction

Recently, Russian oil and gas companies have been actively implementing horizontal wells during field development. Such wells allow increasing the reservoir contact area with well, raising the production rates and performance, as well as increasing the oil recovery factor (OR) from the field as a whole. Despite the development of drilling technologies, there are still issues, related to the construction and completion of horizontal wells, for example, the selection and correct use of inflow control devices to develop the fields with contact reserves.

The Van-Yegan oilfield is unique, located in Western

Особенности геологического строения Ван-Еганского месторождения

Уникальное месторождение Западной Сибири – Ван-Еганское – расположено в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского автономного округа. В разрезе представлено 73 продуктивных пласта с насыщением нефтью, газом, конденсатом. Около трети всех запасов нефти Ван-Еганского месторождения являются контактными, т.е. имеют непосредственный контакт с водой или газом (нефтяные оторочки, залежи с газовыми шапками, залежи с подстилающей водой).

В рамках данной работы рассмотрены два пласта Ван-Еганского месторождения: BV_8^2 и ЮВ_1^1 . Залежи пластов нефтяные, находятся в контакте с подстилающей водой (пласт BV_8^2) и газовой шапкой (пласт ЮВ_1^1) (рис. 1). Средняя текущая нефтенасыщенная толщина пластов

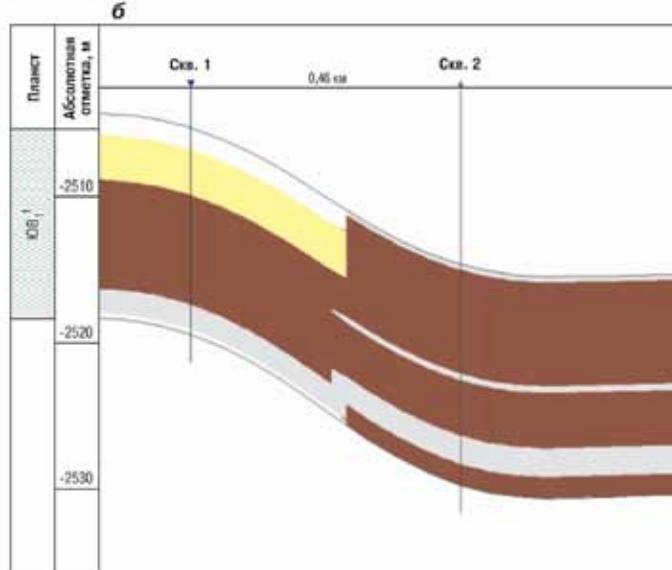
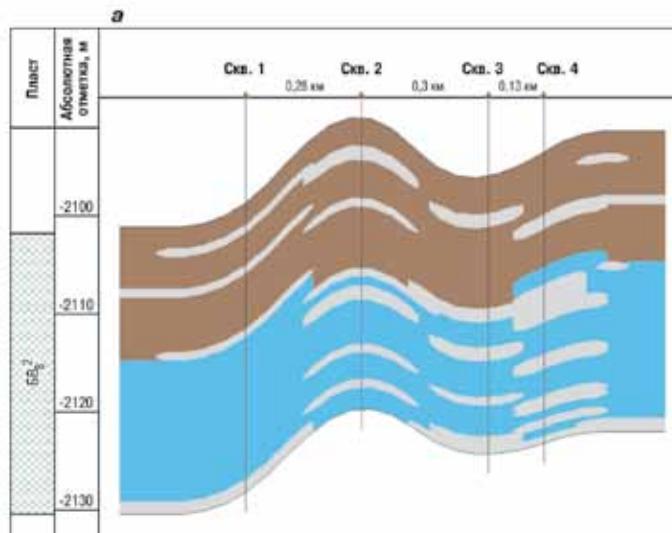


Рисунок 1. Разрез пластов BV_8^2 (а) и ЮВ_1^1 (б)

Siberia, in Nizhnevartovsk district of Khanty-Mansisk Autonomous Area. In the field there are 73 productive reservoirs; they contain oil, gas and condensate. About a third of all oil reserves of the Van-Yegan field are contact ones, i.e. they have direct contact with water or gas (oil rims, accumulations with gas caps, reservoirs with underlying water).

The article covers two formations of Van-Yegan field: BV_8^2 and YuV_1^1 . The oil accumulations have contact with underlying water (BV_8^2 formation) and gas cap (YuV_1^1 formation) (Fig. 1). The average current oil saturated thickness of BV_8^2 and YuV_1^1 formations, are of 4 and 5 m respectively. The formations are characterized by a high level of heterogeneity in terms of permeability: permeability of different parts of a wellbore might vary by 100 times, resulting in the risk of water or gas migrations along the highly permeable interburden. In addition, there is a possible gas breakthrough perpendicularly to stratification (Fig. 2).

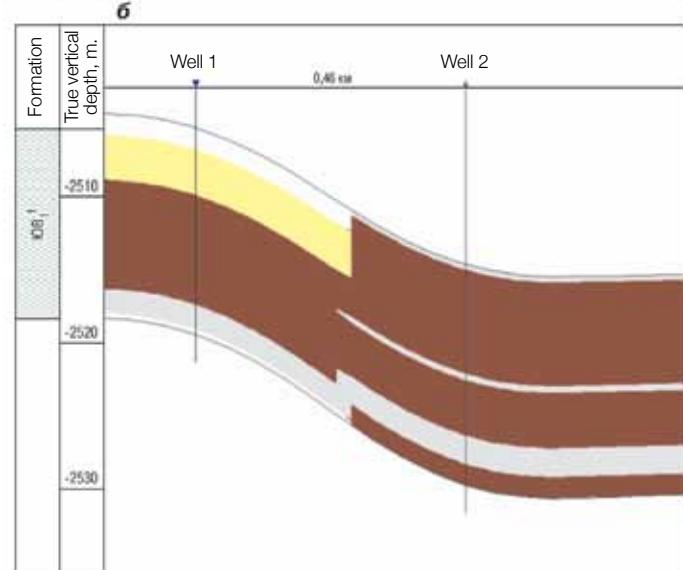
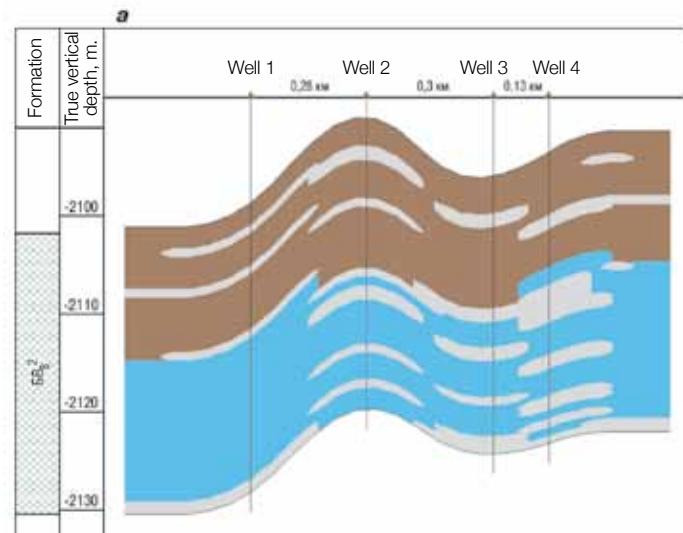


Figure 1. Section of BV_8^2 (а) and YuV_1^1 formations

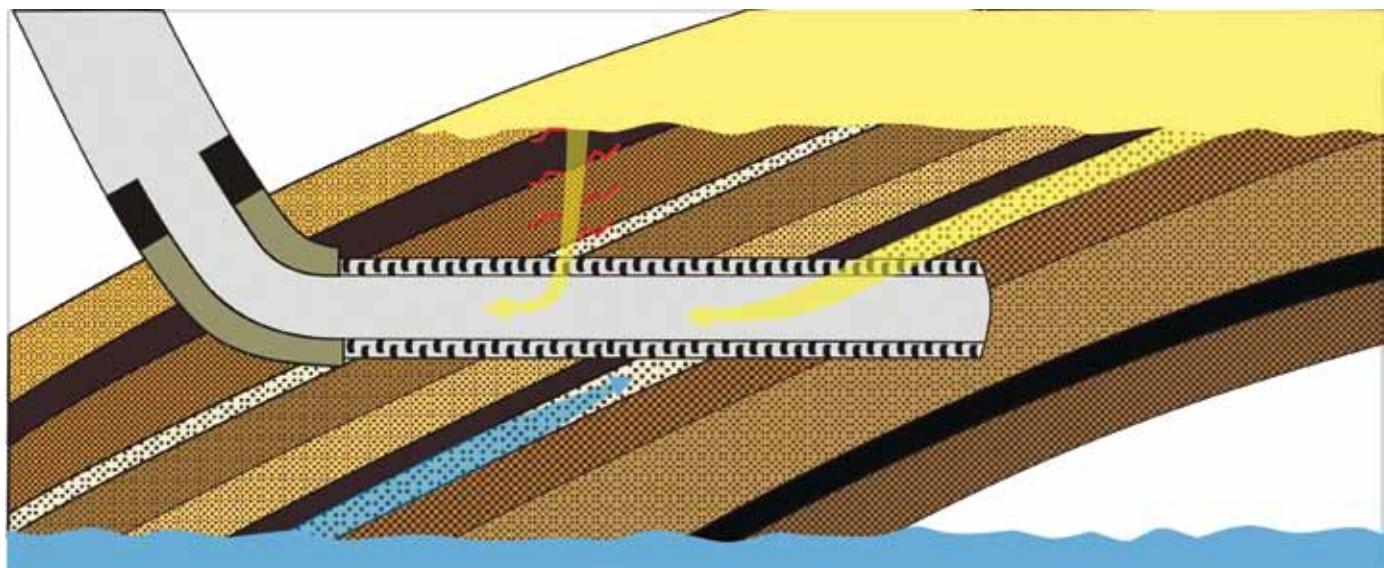


Рисунок 2. Схема механизма прорыва воды/газа Figure 2. Scheme of Water/Gas Breakthrough

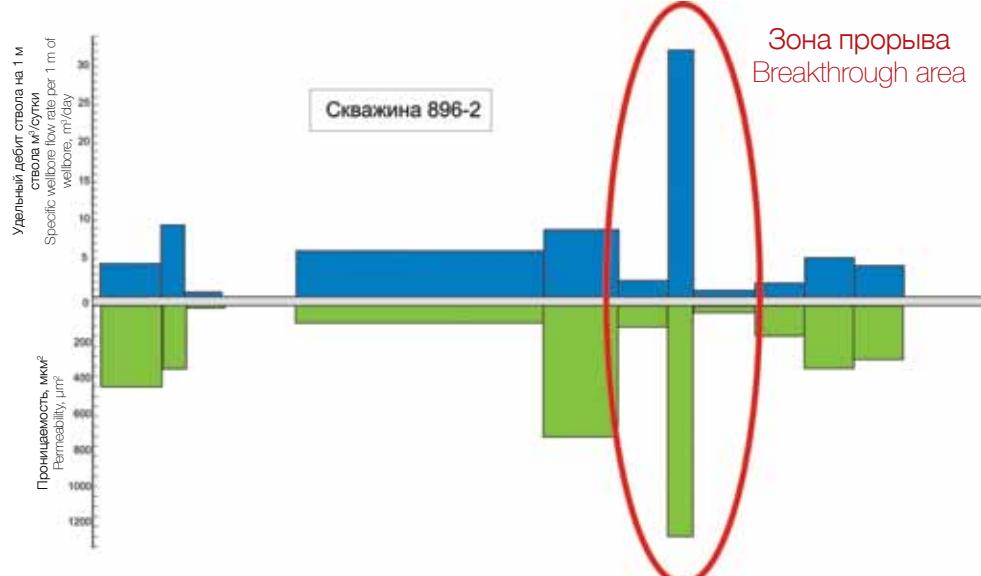
БВ₈² и ЮВ₁¹ составляет соответственно 4 и 5 м. Пласти характеризуются высокой послойной неоднородностью по проницаемости: проницаемость различных участков ствола в пределах пласта может различаться в 100 раз, что обуславливает риск прорыва воды или газа по высокопроницаемым прослойям. Кроме того, по пласту ЮВ₁¹ возможен прорыв газа перпендикулярно напластованию (рис. 2).

В качестве подтверждения возможного прорыва нецелевого флюида и неравномерности профиля притока к горизонтальному стволу был сделан расчет профиля проницаемости по нескольким скважинам и по формуле Джоши смоделирован удельный дебит жидкости на 1 м ствола. В результате выявлена высокопроницаемая зона, которая потенциально может служить каналом для прорыва воды/газа (рис. 3). Следствием прорыва являются неравномерное распределение депрессии по горизонтальному стволу и низкая эффективность выработки запасов.

Ранний прорыв нецелевого флюида подтверждается фактическими технологическими показателями работы скважин: прорыв воды

As an evidence of possible breakthrough of non-targeted fluids and irregularity of inflow profile, a calculation was made for permeability profile for several horizontal wellbores and the Joshi formula was used to build a specific fluid flow per 1 m of wellbore. As a result, a highly permeable area has been identified that could potentially serve as a conduit for the water/gas breakthrough (Fig. 3). The consequences of a breakthrough are unequal distribution of depressions along the horizontal wellbore and the low efficiency of the fields development.

Early breakthrough of non-targeted fluid is proved by the actual well performance: water breakthrough in BV₈²

Рисунок 3. Профиль проницаемости/притока в горизонтальном стволе скважины пласта БВ₈²Figure 3. Permeability/inflow profile in horizontal wellbore at the BV₈² formation

в пласте BV_8^2 происходит в первые месяцы после запуска скважины; по пласту ЮВ_1^1 отмечается высокий газовый фактор.

В горизонтальном стволе существует разница между забойным давлением в «пятерке» и «носке» скважины вследствие трения жидкости в хвостовике. Однако гидравлические расчеты на основе формулы Дарси – Вейсбаха показали, что потери давления небольшие (менее 0,1 МПа) и не могут значительно влиять на распределение депрессии и профиль притока в горизонтальном участке ствола скважины [1]. Таким образом, определяющим физическим эффектом, приводящим к неоднородности притока на выбранных объектах, является неоднородность распределения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) в интервалах, пересекаемых стволом скважины.

На основании проведенных расчетов и анализа работы скважин для пластов BV_8^2 и ЮВ_1^1 оптимальным решением проблемы раннего прорыва воды/газа является заканчивание скважины с учетом геолого-реологических свойств пород и технологических особенностей проводки скважины.

Технологии контроля притока в горизонтальных скважинах

В настоящее время на рынке нефтегазового оборудования представлены два основных типа пассивных устройств контроля притока, использующих различные механизмы создания дополнительного сопротивления притоку из пласта: трубочно-винто-вой и штуцерный. Основным недостатком трубочно-винтовых систем контроля притока является высокий риск раннего закупоривания винтовых каналов, штуцерных систем контроля притока – высокая скорость потока флюида, проходящего через штуцер, что значительно повышает риск эрозии оборудования. При этом использование вышеописанных систем контроля притока при разработке нефтяных оторочек с массивной газовой шапкой позволяет лишь отсрочить прорыв газа. В случае прорыва газа в скважину данные системы не ограничивают приток газа, вследствие чего либо приходится уменьшать депрессию на пласт, тем самым снижая дебит скважины, либо проводить периодические остановки скважины, либо выводить скважину из добывающего фонда [2].

Из активных устройств контроля притока на рынке представлена система гидравлических забойных клапанов Smart wells. К ее преимуществам можно отнести управление положением клапана для каждой зоны с поверхности: при прорыве воды или газа одну из секций можно закрыть. Недостатками являются низкая

formation occurs in the first few months after the well's operation; high gas factor is revealed at YuV_1^1 formation.

There is a difference between the bottomhole pressure at the heel and toe of the horizontal wells due to the fluid friction at the extension pipe. However, the hydraulic calculations, based on the Darcy-Weisbach equation, showed that small pressure losses (less than 0.1 MPa) cannot significantly affect the distribution of a depression and inflow profile in the horizontal section of the well [1].

Therefore, the determining physical effect that leads to heterogeneity of flow at the selected areas is the heterogeneous reservoir properties in the intervals, crossed by the wellbore.

Based on the calculations and analysis of well production for BV_8^2 and YuV_1^1 , an optimal solution for early water/gas breakthrough is well completion which considers the geological and rheological properties of deposit and technological features of the wellbore.

Inflow Control Technology in Horizontal Wells

Currently, there are two main types of passive inflow control devices on the oil&gas equipment market, using different mechanisms for creating additional resistance from the reservoir inflows: one is of pipe&screw type and another is of choke type. The main disadvantage of pipe&screw control device is a high risk of early blockage of screw channels; as for the choke mechanisms, there is a high flow rate of the fluid passing through the choke, which significantly increases the risk of corrosion. At the same time, using the above-mentioned flow control systems for development of the oil rims with a massive gas cap allows only postponing a gas breakthrough. In case of gas breakthrough in the well, such systems do not reduce gas inflow, and therefore, either it is required to reduce the pressure on reservoir, thereby, reducing the production rates either to ensure periodic well stops, or to withdraw a well from production operations [2].

Smart wells (hydraulic systems for bottomhole applications) is an example of active control devices, available in the market. Its advantages include a valve position control for each zone, operated from the surface: in case of water or gas breakthrough, it is possible to shut-off one of sections. The disadvantages are low reliability (if one of control lines stops operating, a well can be “lost”), high cost of implementation, long time for equipment delivery and installation complexity.

To resolve these problems, one needs to create a new generation of completion systems, which would take into account the shortcomings of existing inflow control

надежность системы (если одна из контрольных линий перестает работать, то скважину можно «потерять»), высокая стоимость внедрения, большие сроки поставки оборудования и сложность монтажа.

Для устранения указанных проблем необходимо создание нового поколения систем заканчивания скважин, которое учитывало бы недостатки существующих систем контроля притока, а также позволяло бы не только выровнить профиль притока и отложить момент прорыва газа в скважину, но и ограничить расход нецелевого флюида, тем самым увеличить время притока чистой нефти [3].

Новое поколение устройств контроля притока

Для повышения эффективности работы систем заканчивания скважин российскими инженерами компании «Вормхолс» на базе завода «Тяжпрессмаш» было разработано новое поколение пассивных устройств контроля притока (УКП) — «Мягкий дроссель». Данное устройство представляет собой противопесчаный проволочный фильтр с базовой трубой и камеру УКП с сетью каналов для протока жидкости. Камера УКП «Мягкий дроссель» позволяет плавно увеличивать гидравлическое сопротивление движущемуся потоку жидкости за счет многократного изменения направления движения, ускорения и торможения, слияния и разделения протекающего потока (рис. 4).

Система «Мягкий дроссель» имеет следующие преимущества:

- » «Мягкий дроссель» в стандартной комплектации имеет от 2 до 12 входных отверстий довольно значительных диаметров, что значительно снижает риск закупорки системы по сравнению с другими системами;

- » возможность изменения конфигурации системы перед спуском оборудования в скважину за счет включения в модуль УКП определенного числа колец с необходимыми толщиной стенок и числом проходных отверстий оптимальной фазировки;
- » долговечность системы: в УКП «Мягкий дроссель» снижение давления достигается за счет большого гидравлического сопротивления тракта течения при умеренной скорости потока;

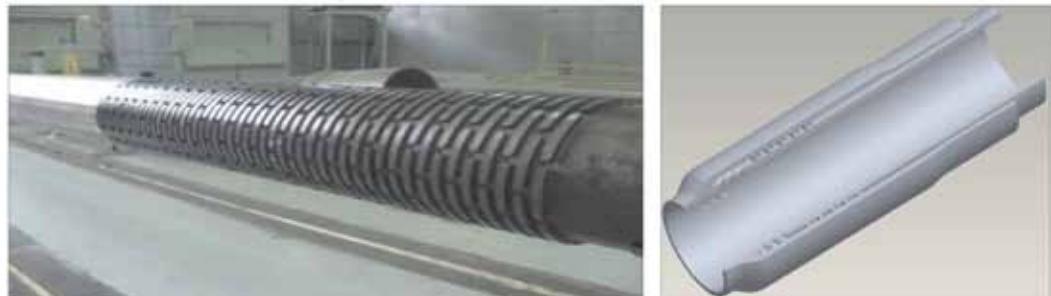


Рисунок 4. Устройство контроля притока «Мягкий дроссель»
Figure 4. Soft choke -inflow control device

systems, as well ensuring inflow profile, delaying the time of gas breakthrough, and also reducing the flow rates of non-targeted fluids, thereby, increasing the time of crude oil inflow [3].

New Generation of Inflow Control Devices

The Russian engineers from the Wormholes company developed a new generation of passive inflow control devices (ICD)- a soft choke. It was designed to improve the effectiveness of well completion systems at the Tyazhpressmash plant. This device is a sand wire filter with base tube and ICD camera with a network of channels for the fluids to pass. Soft choke ICD Camera allows increasing the hydraulic resistance of moving fluids in a smoother way due to repeated changes of direction, acceleration and braking, merger and division of flowing stream (Fig. 4).

Soft choke system has the following advantages:

- » a standard soft choke has from 2 to 12 inlet openings with large enough diameter that significantly reduces the risk of blockage in the system, compared to other systems;
- » possibility to change the system configuration prior to lowering it into the well due to inclusion of a certain number of rings with the required wall thickness and number of walk-through holes with optimal phasing;

- » durability of the system: the soft choke ICD ensures pressure reduction due to a larger tract of the flow hydraulic resistance at moderate flow rate;
- » possibility of installing the ICD system in injection wells to align the injection profile in multilayer systems, while the well might be put into operation and changed to injection mode without changing the completion system [3].

An important condition for well completion with soft choke is a separation of horizontal wellbore into segments, using the swelling/automatic packer with purpose of preventing the cross-flows beyond the casing.

- » возможность установки системы УКП «Мягкий дроссель» в нагнетательных скважинах для выравнивания профиля закачки в многопластовых системах, при этом скважину вводить в работу и затем переводить под нагнетание без смены системы заканчивания [3].

Важным условием при заканчивании скважин с использованием УКП «Мягкий дроссель» является разделение горизонтального ствола на сегменты с помощью разбухающих/гидромеханических пакеров с целью предотвращения заколонных перетоков.

Все пассивные устройства контроля притока должны настраиваться в зависимости от распределения ФЕС, определяемых по результатам геолого-гидродинамического моделирования и окончательного каротажа после бурения скважины. Это связано с определенными рисками, обусловленными возможными ошибками в геологической модели, неверной интерпретацией геофизических данных, риском недоспуска компоновки до намеченной глубины, а также с изменением характера притока, что характерно для разработки месторождений с контактными запасами с применением горизонтальных скважин. В данном случае опасны ранние прорывы газа или воды, которые практически невозможно предотвратить, удается лишь отсрочить время прорыва на определенный период [4]. Впоследствии приходится уменьшать депрессию на пласт либо периодически останавливать скважину или выводить ее из добывающего фонда. Данный фактор особенно важен при разработке Ван-Еганского месторождения, так как инфраструктуры для транспорта или утилизации газа не существует.

Для решения данной проблемы российскими инженерами также была разработана дополнительная опция к УКП «Мягкий дроссель» – «Адаптивная система», которая подходит для разработки нефтяных оторочек горизонтальными скважинами. Данная система может самонастраиваться в зависимости от скорости, давления флюида и его фазового состава. Величина притока регулируется с помощью специальных клапанов (рис. 5): «Адаптивная система» позволяет ограничивать максимальный расход через каждый фильтр на определенном уровне независимо от перепада давления. Таким образом, система дает возможность не только выравнивать профиль притока и откладывать момент прорыва газа в скважину, но и ограничивать расход газа в зоне прорыва, обеспечивая долговременную работу скважины без значительного увеличения газового фактора.

All passive inflow control devices shall be configured depending on the distribution of reservoir properties, based on geological and hydrodynamic simulation and final logging after the drilling operations. It is associated with certain risks, arising from possible errors in geological models, incorrect interpretation of geophysical data, risk of non-achieving the target depth, as well as changing inflow, which is typical for developing the contact reserves with use of horizontal wells. In this case, there is a risk of early gas or water breakthroughs that is almost impossible to prevent- it is only possible to delay the breakthrough for a certain period of time [4]. Subsequently, it is required to reduce the depression on reservoir or to stop the well from time to time, or even to withdraw it from operations. This factor is particularly important when developing the Van-Yegan field, as there is no infrastructure for gas transport or utilization.

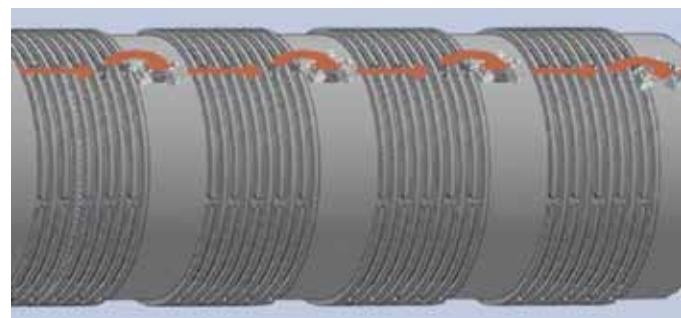


Рисунок 5. Схема УКП с «Адаптивной системой»

Figure 5. Scheme of an inflow control device with adaptive system

In order to resolve this problem, the Russian engineers have also developed an additional option for the soft choke- an adaptive system, which is suitable for developing the oil rims by horizontal wells. This system can be self-adjusted, depending on speed, fluid pressure and its phase structure. Special-purpose valves (Fig. 5) regulate the volumes of inflow: «Adaptive system» allows limiting the maximum flow through each filter at a certain level, regardless of pressure difference. Therefore, the system provides an opportunity to align the inflow profile and to delay the moment of gas breakthrough; in addition, it reduced the gas flow to the breakout area, providing long-term well operation without significant increase of gas factor.

In-built fluorescent tracers for the filter ensure the monitoring of smart completion systems. One part of the in-built tracer is dissolved upon contact with water, the other one- when interfering with oil. Color marking tracers relate to a specific segment of the horizontal wellbore, allowing defining the operation at each section.

Conclusion

Therefore, the main factor responsible for pre-term water/gas breakthrough in the well from reservoir BV₈² and

Мониторинг работы интеллектуальных систем заканчивания осуществляется за счет встроенных в фильтр флуоресцентных трассеров. Одна часть вложенного трассера растворяется при контакте с водой, другая – при контакте с нефтью. Цвет трассеров-маркеров соответствует определенному сегменту горизонтального ствола, что позволяет определить работу каждого участка.

Заключение

Таким образом, основным фактором, обуславливающим ранний прорыв воды/газа в скважины пластов БВ_8^2 и ЮВ_1^1 Ван-Еганского месторождения, является их неоднородность по проницаемости. В пласте ЮВ_1^1 прорыв газа возможен также перпендикулярно напластованию. Для выравнивания профиля притока к горизонтальному стволу и равномерной выработки запасов нефти из залежи с подстилающей водой пласта БВ_8^2 можно использовать УКП «Мягкий дроссель». Для пласта ЮВ_1^1 оптимальным вариантом заканчивания является использование УКП с «Адаптивной системой», что позволит ограничить приток газа и увеличить время работы скважины с низким газовым фактором.

Предложенные интеллектуальные системы заканчивания скважин позволяют значительно продлить время эксплуатации скважины, увеличить КИН и существенно улучшить экономические показатели разработки.

Список литературы

1. Семенов А.А., Исламов Р.А., Нукаев М.Т. Дизайн устройств пассивного контроля притока на Ванкорском месторождении // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 11. – С. 20-23.
2. Оценка эффективности применения оборудования для контроля притока в горизонтальных скважинах / Д.А. Антоненко, Р.В.Мурдыгин, Е.И. Хатмуллина, С.Л. Амирян // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 11. – С. 84-87.
3. Особенности оборудования для строительства горизонтальных скважин / М. Нукаев, О. Журавлев, Р. Щелушкин, О. Андрианов // Neftagaz. – 2014. – № 4. – Р. 20-24.
4. Семенов А.А., Киселев В.М. Моделирование работы горизонтальных скважин в условиях неоднородности распределения свойств пласта // «Engineering & Technologies». – 2011. – Вып.4. – С. 429-437.

YuV_1^1 at the Van-Yegan oilfield, is a lack of reservoir heterogeneity in terms of permeability. The gas breakthrough in YuV_1^1 is also possible perpendicularly to the stratification. It is possible to use the soft choke to align the inflow profile and to ensure a uniform development of the oil reserves from accumulations with underlying water reservoir in the BV_8^2 formation. The best completion option for the YuV_1^1 formation is to use an ICD with adaptive system that would limit the inflow of gas and increase the well operation time with low gas factor.

The proposed completion systems will significantly extend the well life cycle, increase the recovery and significantly improve the economic indicators of the development.

References

1. Semenov A.A., Islamov R.A., Nukhaev M.T., Design of Inflow Control Devices At Vankor field (in Russian). Oil Industry, 2009, no. 11, pp. 20-23
2. Antonenko D.A., Murdygin R.V., Khatmullina E.I., Amiryam S.L. Estimation of Efficiency of Inflow Control Equipment for Horizontal Wells (in Russian). Oil Industry, 2007, no. 11, pp. 84-87.
3. Nukhaev M., Zhuravlev O., Shchelushkin R., Andrianov O. Specific Features of Horizontal Drilling Equipment (in Russian). Neftagaz, 2014, no. 4, pp. 20-24.
4. Semenov A.A., Kiselev V.M. Modelling the Horizontal Well Operation in Conditions of Non-Homogeneous Reservoir Properties (in Russian). Engineering&Technologies, 2011, no. 4, pp. 429-437

Статья опубликована в научно-техническом Вестнике ОАО «НК «Роснефть» № 1, 2015 г., стр. 36; ISSN 2-74-2339.

Публикуется с разрешения редакции.

The article was published in the ROSNEFT Scientific and Technical Newsletter (Nauchno-technicheskiy Vestnik OAO "NK "Rosneft") No.1, 2015, pp.36. ISSN 2-74-2339. Printed with permission from the Editorial Board.

