



СТРЕМИМСЯ
К БОЛЬШЕМУ!



Цыкунов О.И.¹, Каешков И.С.²

¹НОЦ «Газпромнефть-Политех»

²Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»)

O. Tsykunov¹, I. Kaeshkov²

¹SEC Gazpromneft-Polytech

²Gazpromneft-STC LLC

Газпром нефть: исследование и опыт применения технологии водного huff and puff на нефтяном месторождении с низкопроницаемым коллектором

Gazprom Neft: The Research and Experience of Applying Water Huff and Puff Technology in a Tight-Oil Reservoir

Введение

Сегодня разработка нефтяных месторождений с низкопроницаемым коллектором связана с большим количеством проблем. Одной из них является низкая эффективность системы поддержания пластового давления (ППД), когда добывающие скважины не реагируют на закачку воды в соседние нагнетательные скважины, что приводит к снижению коэффициента извлечения нефти. В качестве примера в статье рассмотрено одно из месторождений

Introduction

There are a number of different challenges associated with the development of oil fields with low permeable reservoirs. One of them is the low efficiency of the formation's pressure maintenance system, when producing wells have no reaction to water injection, which reduces the oil recovery factor. One of the fields developed by Gazprom Neft is used as an example in this article. Wells, penetrating such reservoirs, have low oil flows and high depletion rates, resulting in multiple wells within the field that operate with flow rates

«Газпром нефти». Скважины, вскрывающие такой коллектор, имеют низкие дебиты нефти и высокие темпы падения, из-за чего множество скважин данного месторождения работают с дебитами менее 5 т/сут. В процессе разработки их часто переводят в ППД, так как дебит становится ниже предела экономической эффективности. В некоторых случаях скважины по технологическим причинам переводили обратно в добычу. В ходе анализа подобных переводов было выявлено, что после возврата скважины в добычу дебит нефти зачастую оставался на уровне базового. С таким же эффектом столкнулись иностранные исследователи [3, 9], после чего было проведено множество лабораторных исследований и ОПР. Данная технология была названа Huff and Puff. Она состоит из цикла трех фаз:

- закачка воды в добывающую скважину (фаза Huff);
- остановка скважины на непродолжительное время — в пределах месяца;
- возврат скважины в добычу (фаза Puff).

Физика процесса

Технология основана на том, что в низкопроницаемом коллекторе более половины поровых каналов не участвует в фильтрации и нефть в них находится в запертом состоянии, так как поры имеют очень маленький размер. Если коллектор гидрофильный, то извлечь эту нефть можно с помощью инициирования капиллярной пропитки водой. Капиллярное давление, отвечающее за пропитку, определяется следующим образом:

$$P_k = \frac{2\sigma \cos\theta}{r_c},$$

Где r_c — радиус капилляра, σ — поверхностное натяжение, θ — угол смачивания, P_k — капиллярное давление.

Также известно, что капиллярное давление — это разность давлений в фазе нефти и воды. То есть потенциальная энергия капилляра расходуется на подъем воды капиллярной силой на определенную высоту.

Из формулы 1 следует, что чем меньше радиус капилляра, тем выше сила, с которой в гидрофильном капилляре вода будет вытеснять нефть. Так как размеры капилляра очень малы, то капиллярное давление превышает стандартную депрессию в пласте в десятки раз, что позволяет воде вытеснять нефть из субкапиллярных пор.

Так как в низкопроницаемых коллекторах система ППД малоэффективна, скважины обычно работают с минимальной обводненностью, из чего следует,

that are lower than 5 tons per day. Such wells are often converted to injection wells, since their production rates drop below the level of economic viability. In some cases, the wells were converted back into production well stock for certain technological reasons. The analysis of such conversions revealed that after a well was brought back to production its flow rate remained at a base level. A similar effect was discovered by some foreign researchers as well [3, 9], whereafter multiple laboratory tests and pilot projects were conducted. This technology received the name of “Huff and Puff”. It is a cycle consisting of three phases as follows:

- Water injection into a producing well (the Huff phase);
- Well shutdown for a short period of time — within a month;
- Bringing the well back into production (the Puff phase).

The Physics of the Process

The technology is based on the fact that over a half of pore spaces remain closed in a low permeable reservoir, since the pores are very small in size. If it is a hydrophilic reservoir, oil can be recovered using water capillary imbibition. Capillary pressure, responsible for the imbibition, can be defined using the following formula:

$$P_k = \frac{2\sigma \cos\theta}{r_c},$$

Where r_c is capillary radius, σ — is capillary tension, θ — is contact angle, P_k — is capillary pressure.

It is also known that capillary pressure is the difference in pressure values between the oil and water phases. That is the potential energy of a capillary micro channel is spent by the capillary force to lift water to a certain height.

As is seen in Formula 1 the shorter the capillary radius, the higher the force of the water in the hydrophilic capillary pore that replaces the oil. Since the size of a capillary channel is very small, the capillary pressure would be tens of times higher than the common formation depression which enables the water to replace oil in the sub capillary pores.

Since using a formation pressure maintenance system in low permeable reservoirs is inefficient, wells are usually operated with the minimum of water cut, hence it follows that capillary imbibition has no potential to start. To start it, one needs to inject a certain amount of water into the well. The basic risk is a decreased phase of permeable oil in the bottom-hole formation zone, and for a successful application of this technology it is necessary that the volume of the oil replaced from the sub capillary pores is higher than oil losses caused by changed phase permeability in the bottom-hole formation zone.

The Worldwide Application Experience

The mathematical simulations for some fields in China [5, 9, 10] demonstrated the efficiency of this technology with water

что капиллярная пропитка не инициируется. Чтобы ее начать, необходимо закачать в скважину некоторый объем воды. Основным риском является уменьшение фазовой проницаемости по нефти в призабойной зоне пласта (ПЗП), и для успешности применения технологии необходимо, чтобы объем нефти, вытесненной из субкапиллярных пор, был больше потерь нефти из-за изменения фазовой проницаемости в ПЗП.

Мировой опыт применения

Работы по математическому моделированию в условиях китайских месторождений [5, 9, 10] показывают эффективность данной технологии при закачке воды. Экспериментальные работы по Huff and Puff на керне с китайского месторождения Changqing с применением ядерно-магнитного резонанса [8] это подтверждают. В статье [6] приводятся результаты ОПР на месторождении Yanchang, характеристики которого почти аналогичны рассматриваемому месторождению. В результате ОПР было получено увеличение дебита нефти на 80 % только за один цикл закачки. Также в статье приводятся успешные ОПР на месторождениях Niujuanhu, Toutai a Tahe.

ВПЕРВЫЕ В РОССИИ ПРИМЕНЕНА ТЕХНОЛОГИЯ HUFF AND PUFF. НЕСМОТЯ НА ОТСУТСТВИЕ ПОЛОЖИТЕЛЬНОГО ЭФФЕКТА, ИССЛЕДОВАНИЯ НЕОБХОДИМО ПРОДОЛЖИТЬ И ПРОВЕСТИ ОПР С ОСОБЫМ КОНТРОЛЕМ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ.

Исследования кернов различных американских месторождений [7] с применением данной технологии показывают эффективность лишь при использовании поверхностно-активных веществ (ПАВ). В работах [2, 4] приводится полный анализ существующего опыта применения Huff and Puff. При применении технологии на месторождении в США, Северная Дакота [1] результата получено не было, как и на месторождении Parshall Field [3], однако на данных месторождениях коллектор не являлся гидрофильным.

Таким образом, несмотря на отсутствие положительного эффекта на американских месторождениях, опыт применения в Китае показал, что во всех случаях была получена дополнительная добыча нефти. Причиной неудач в США может являться гидрофобность коллектора, что обуславливает использование ПАВов, и, возможно, недостаточное время остановки скважины.

Гидродинамическое моделирование

Для проведения опытно-промышленных работ на выбранном месторождении было необходимо

injections. The experimental Huff and Puff projects, using core samples from China's Changqing field with nuclear magnetic resonance logging, just confirm that. The article [6] presents the results of the pilot project at the Yanchang field whose properties are almost identical to the field under our consideration. As a result of the pilot project, the oil flow rate increased by 80% just using a single cycle of injection. The article also presents successful pilot operations carried out at the Niujuanhu and Toutai a Tahe fields.

FOR THE FIRST TIME IN RUSSIA, THE HUFF AND PUFF TECHNOLOGY WAS APPLIED. IN SPITE OF THE LACK OF DESIRABLE EFFECT, RESEARCH MUST CONTINUE AND PILOT PROJECTS SHOULD BE CONDUCTED WITH SPECIAL EFFORT MADE TO CONTROL FORMATION PRESSURE.

The core analyses from various American fields [7] using this technology showed better efficiency when surfactants were applied. The projects [2, 4] presented comprehensive analysis of applying Huff and Puff technology. The use of this technology at the US field in the North Dakota [1] did not produce any results, with the same outcome at the Parshall Field [3], however these reservoirs were not hydrophilic fields.

Therefore, in spite of the lack of desirable effect at the US fields, China's application experience showed that incremental oil production was obtained in all of the cases. Failures at the US fields may have been caused by the hydrophobic nature of their reservoirs, which stipulates the use of surfactants, and possibly by insufficient well shutdown time frames.

Hydrodynamic Simulation

To conduct the pilot project, it was necessary to define the most effective modes of operation and phase timing, since both the duration of injections and shutdowns have a significant impact. To achieve this, a synthetic hydrodynamic model of a well was built using the tNavigator software.

To speed up the computation process it was decided to simulate just a quarter of the formation only. Thus, the flow rate of a well should be multiplied by 4 to obtain a real value. The computational mesh of the model is a parallelepiped of 500x500 meters, and 10 meters thick.

The process of capillary imbibitions was calculated using the dual porosity and permeability model. Since we have a system of large size pores, where filtration takes place, and a system of small size pores, where filtration is missing, one can compare this with the following system – the matrix-fracture system, where the fracture means large size pores and the matrix is a system of small sized pores. To simulate a fractured reservoir, we have the dual porosity function, where the reservoir is simulated using two overlapping layers. The



RUSSIAN ENERGY
EVENTS EXPERTS

КАЛЕНДАРЬ МЕЖДУНАРОДНЫХ ВЫСТАВОК И КОНФЕРЕНЦИЙ

2022

НЕФТЬ И ГАЗ | ЭНЕРГЕТИКА | ГОРНОЕ ДЕЛО | ТРАНСПОРТ | ТЕЛЕКОМ



АЗЕРБАЙДЖАН



27-я АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА
НЕФТЬ И ГАЗ КАСПИЯ
CASPIAN OIL & GAS 2022



10-я АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
**ЭНЕРГЕТИКА И
АЛЬТЕРНАТИВНАЯ
ЭНЕРГИЯ**
CASPIAN POWER 2022

1-3 ИЮНЯ 2022 | БАКУ



27-й БАКИНСКИЙ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ФОРУМ
**BAKU ENERGY FORUM
2022**

2-3 ИЮНЯ 2022 | БАКУ

ИТАЛИЯ



33-я МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ
ПО ПРИРОДНОМУ
ГАЗУ, СПГ И ВОДОРОДУ
GASTECH 2022

5-8 СЕНТЯБРЯ 2022 | МИЛАН

КАЗАХСТАН



28-я КАЗАХСТАНСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ
НЕФТЬ И ГАЗ
KIOGE 2022

28-30 СЕНТЯБРЯ 2022 | АЛМА-АТА

ТУРКМЕНИСТАН



15-я ТУРКМЕНИСТАНСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ
КОНФЕРЕНЦИЯ
**ПО ТЕЛЕКОММУНИ-
КАЦИЯМ И
ИНФОРМАЦИОННЫМ
ТЕХНОЛОГИЯМ**
TURKMENTEL 2022

НОЯБРЬ 2022 | АШХАБАД

УЗБЕКИСТАН



24-я УЗБЕКИСТАНСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА И
КОНФЕРЕНЦИЯ
НЕФТЬ И ГАЗ
OGU 2022

18-20 МАЯ 2022 | ТАШКЕНТ



16-я УЗБЕКИСТАНСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА И ФОРУМ
**ГОРНОЕ ДЕЛО,
МЕТАЛЛУРГИЯ И
МЕТАЛЛООБРАБОТКА**
**MININGMETALS
UZBEKISTAN 2022**



18-я УЗБЕКИСТАНСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА
**ТРАНСПОРТ И
ЛОГИСТИКА**
**TRANSLOGISTICA
UZBEKISTAN 2022**

2-4 НОЯБРЯ 2022 | ТАШКЕНТ

ЮАР



27-я МЕЖДУНАРОДНАЯ
КОНФЕРЕНЦИЯ И
ВЫСТАВКА
**АФРИКАНСКАЯ
НЕФТЯНАЯ НЕДЕЛЯ**
AFRICA OIL WEEK 2022

3-7 ОКТЯБРЯ 2022 | КЕЙПТАУН



**RE3 – RUSSIAN ENERGY
EVENTS EXPERTS**

**АрИТри – РАШН ЭНЕРДЖИ
ЭВЕНТС ЭКСПЕРТС**

T +7 499 348 85 00
E info@re3.events
www.re3.events

определить наиболее эффективные режимы и сроки фаз, так как продолжительности закачки и остановки имеют значительное влияние. Для этого была построена синтетическая гидродинамическая модель скважины в ПО tNavigator.

Для ускорения расчета было принято решение моделировать только четверть пласта. Таким образом, дебит скважины необходимо умножать на 4 для получения реального значения. Расчетная сетка модели — параллелепипед 500 500 метров с толщиной 10 метров.

Процесс капиллярной пропитки рассчитывался с помощью модели двойной пористости и проницаемости. Так как существует система пор большого размера, по которым идет фильтрация, и система малых пор, в которых фильтрации отсутствует, можно сравнить это с системой матрица — трещина, где трещина — большие поры, матрица — система малых пор. Для моделирования трещиноватых пластов существует функция двойной пористости, где пласт задается двумя слоями, которые накладываются друг на друга. Матрица задана средой с горизонтальной проницаемостью $0,045 \cdot 10^{-3}$ мкм², а проницаемость системы трещин — $0,45 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Так как в симуляторе нельзя задать дополнительный градиент давления между матрицей и трещиной, вызванный капиллярными силами, единственным выходом является преобразование этого градиента в изменение проницаемости. Однако нельзя увеличивать проницаемость в количество раз, равное дополнительному градиенту, ее необходимо умножать на отношение суммы депрессий к исходной депрессии без пропитки. Для определения депрессии между средами требуется определить ключевой параметр для модели двойной пористости — сигма-фактор. Он физически выражает площадь контакта между трещиной и матрицей и рассчитывается по формуле:

$$\sigma = 4\left(\frac{1}{l_x^2} + \frac{1}{l_y^2} + \frac{1}{l_z^2}\right),$$

Где l_x, l_y, l_z — размеры блока по направлениям

Так как две среды равномерно распределены друг в друге, сигма-фактор должен стремиться к бесконечности, что приведет к бесконечной проводимости между средами, в реальности же матрица не вовлекается в разработку и не обменивается флюидом с трещиной. Если сигма-фактор нулевой, то обмен между фазами будет невозможен.

matrix is defined with a horizontal permeability of $0.045 - 10^{-3}$ mkm², while the permeability of the fracture system is $0.45 - 10^{-3}$ mkm².

Since the simulator does not make it possible to define an additional pressure gradient between the matrix and the fracture, caused by the capillary force, the only solution would be to transform this gradient into the lateral permeability change. However, it is impossible to increase permeability by the number of times equal to the additional gradient - it needs multiplying by the ratio of the depression values summed to the value of the initial depression without imbibition. To calculate the depression between the structures, a key parameter should be defined in the dual porosity model, which is the sigma-factor. It physically expresses the area of contact between the fracture and the matrix and it can be calculated using the following formula:

$$\sigma = 4\left(\frac{1}{l_x^2} + \frac{1}{l_y^2} + \frac{1}{l_z^2}\right),$$

where l_x, l_y, l_z — are sizes of the block by axes

Since the two structures are evenly distributed inside each other, the sigma-factor must go to infinity, which would result in the infinite conductivity between the structures; however, the matrix is actually not involved in production and does not interchange fluid with the fracture. In case the sigma-factor is zero, the interchange between the phases would be impossible. Therefore, it is necessary to define it in such a way that the lag of the depression in the matrix structure could be seen relative to the fracture structure; therefore, the sigma-factor was set to 0.1.

Capillarmetric studies were performed on the wells. It should be noted that the study stops with a set pore diameter value and the latest pressure value is recorded which is then assigned to all the pores with a smaller diameter. However, capillary pressure may reach greater values in the real world. To take it into account a correlation was built between the additional pressure gradient: a function was derived from the experimental research which was taken as a basis, and this was then extrapolated.

Further on, the recalculation was carried out relative to the water saturation and the pore diameter using the same methodology that was applied during the laboratory research. As a result, a mean pore diameter was assumed in the matrix equal to 0.07 mkm. with capillary pressure of 20 bar. This being the case, a function was defined in the simulator's arithmetic, designed to multiply the matrix's permeability when it passes the water saturation threshold. As a result, a graph of the relationship between the oil flow rate and timing was obtained and a graph of cumulative production, which are presented in Fig.1. Following the

14 Сентября 2022
Москва



“Возвращение к бизнесу”

9-й Форум RDCCR Скважинный Инжиниринг, RDCCR-2022

Скважинные технологии будущего доступны уже сегодня

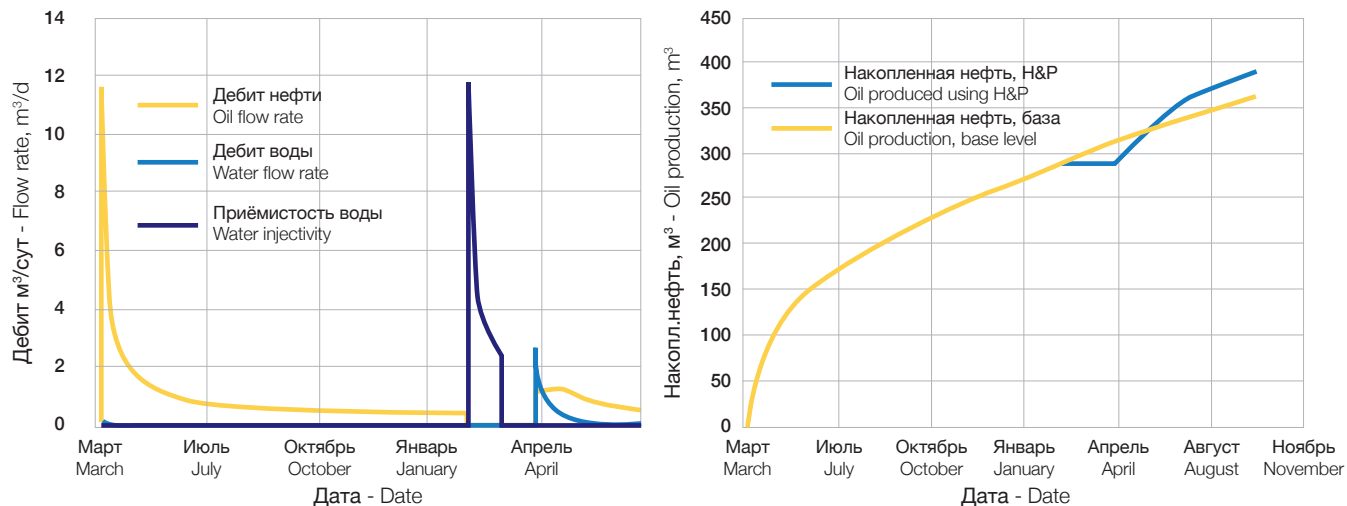


Рис 1: Зависимость дебитов нефти и воды и накопленной добычи нефти от времени. Составлено авторами

Fig. 1: Relation of oil and water production rates and cumulative oil production and time. Compiled by the authors

Следовательно, необходимо задавать его таким образом, чтобы в модели наблюдалось отставание воронки депрессии в среде матрицы от среды трещин, поэтому сигма-фактор принят равным 0,1. По скважинам были проведены исследования по капиллярметрии. Стоит отметить, что при определенном значении диаметра пор исследование останавливается и записывается последнее значение давления, которое присваивается всем порам меньшего диаметра.

natural decline in oil flow rate due to the loss of reservoir pressure, water injection is carried out, and the well is shutdown for a soak treatment, whereafter the flow rate becomes three times higher, and the production rate is kept steady due to the oil withdrawn from the matrix, and then it planes down. To select an optimum injection condition and shutdown timing, multivariant calculations were carried out. The relationship between incremental oil production and injection timing with various well shutdown time frames is presented in Fig.2. It is seen from the graph

График зависимости дополнительной добычи от времени закачки и остановки
Dependency diagram between incremental oil production and well shutdown time frames

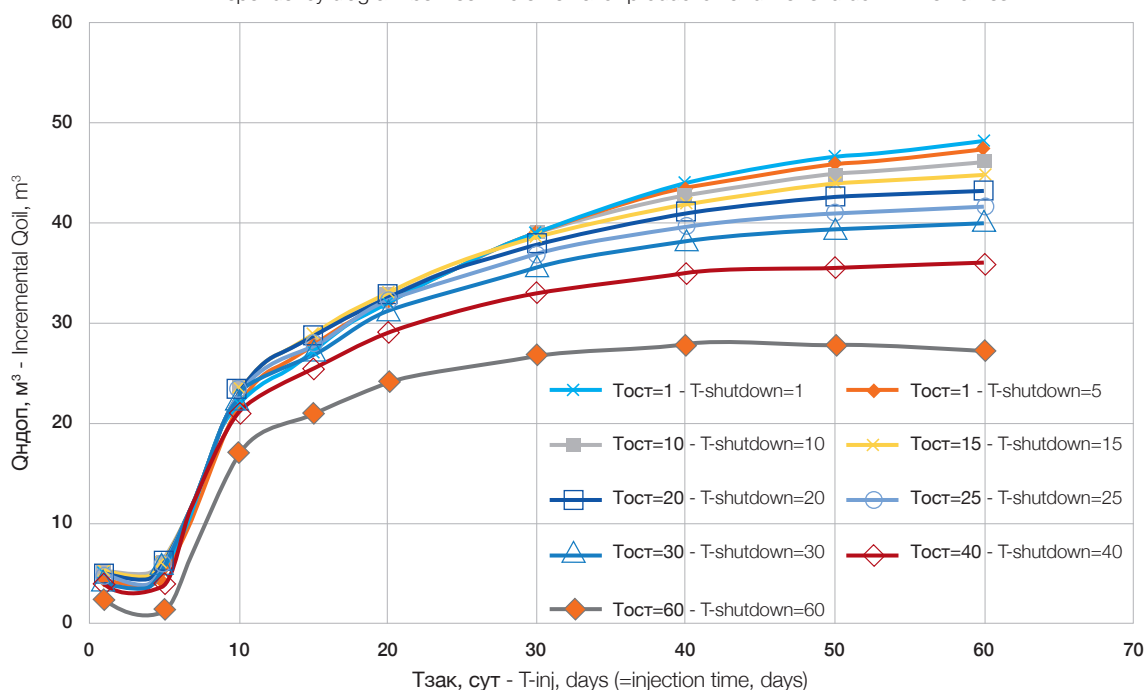


Рис 2: Графики зависимости дополнительной добычи от времени закачки при различном времени остановки. Составлено авторами

Fig. 2: Plots of additional oil production versus time for different shutdown times. Compiled by the authors

Однако в реальных порах малого размера капиллярное давление может достигать огромных значений. Для его учета в виде дополнительного градиента давления была построена корреляция: за основу была взята функция, полученная по экспериментальным исследованиям, а уже для нее была произведена экстраполяция.

Далее был произведен пересчет из водонасыщенности в диаметр пор по той же методике, что используется при лабораторном исследовании. В результате был принят средний диаметр пор в матрице в 0,07 мкм с капиллярным давлением в 20 бар. Исходя из этого, в арифметике симулятора была задана функция домножения проницаемости матрицы при переходе через порог водонасыщенности. В результате были получены график зависимости дебита нефти от времени и график накопленной добычи, представленные на рис. 1.

После естественного снижения дебита из-за падения пластового давления производится закачка

that the maximum build-up of incremental production was observed during the first 10 days of injection, however such a time duration results in considerable costs due to the frequent changes in well operation, therefore 20 days would be the optimum period for well injection.

Implementation and Results of the Pilot Project

The pilot project was conducted at four wells. The candidate wells were selected from the wells that had been planned for conversion to formation pressure maintenance, which makes it possible to mitigate the risks of losses in oil production (the technology is applied on non-profitable wells with a minimum oil flow rate).

The conditions for well shutdown and injection were defined in accordance with the company's capabilities to perform the run-in-hole/put-out-of-hole operations within the set time frames because of which two wells failed to deliver the cycles of injection and shutdown optimal for the experiment.

Table 1 presents the list of tested wells and the time frames of their shutdowns and injections.

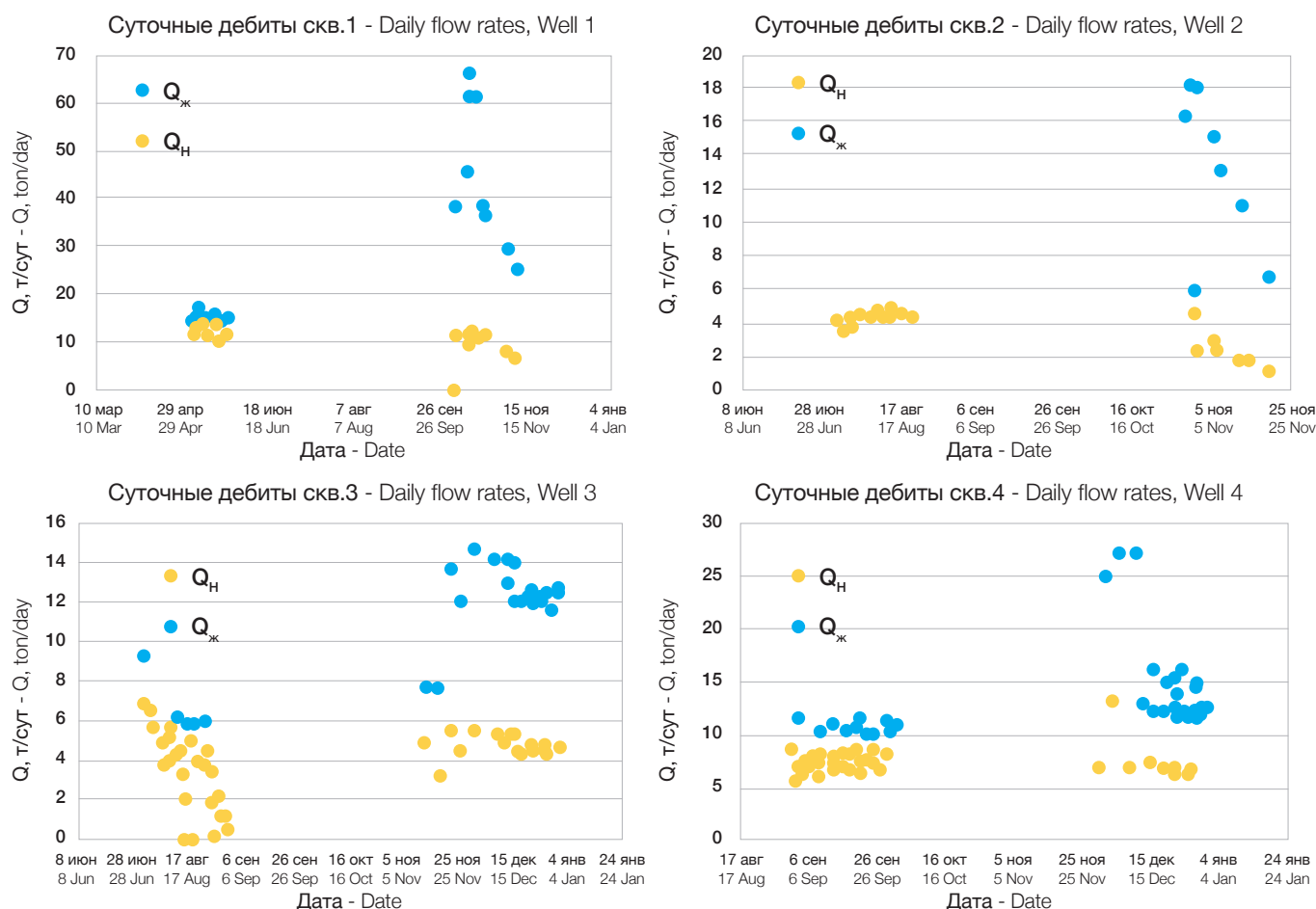


Рис 3: Суточные показатели работы скважин в ходе ОПР. Составлено авторами

Fig. 3: Daily performance of wells during pilot works. Compiled by the authors

Скважина Well	Тип Well Type	Срок закачки Injection period	Срок остановки Shutdown period
1	Горизонтальная Horizontal well	3 мес. 3 months	1,5 мес. 1,5 months
2	Наклонно-направленная Deviated well	1 мес. 1 month	1 мес. 1 month
3	Наклонно-направленная Deviated well	1 мес. 1 month	1 мес. 1 month
4	Наклонно-направленная Deviated well	1 мес. 1 month	0,5 мес. 0,5 months

Таблица 1: Скважины ОПР

Table 1: Pilot works well

воды и остановка на пропитку, в результате чего дебит становится в три раза выше, а за счет извлеченной из матрицы нефти добыча держится постоянной, после чего плавно снижается. Для подбора оптимальных режимов закачки и времени остановки были произведены многовариантные расчеты. Зависимость дополнительной добычи от времени закачки при разном времени остановки изображена на рис. 2. По графику видно, что максимальный прирост дополнительной добычи наблюдается в первые 10 дней закачки, но такая длительность приведет к значительным затратам на частое изменение режима, поэтому оптимальным сроком закачки является 20 дней.

Проведение и результаты опытно-промышленных работ

Опытно-промышленные работы проводились на четырех скважинах. Скважины-кандидаты выбраны из скважин, на которых запланирован перевод в ППД, что позволяет снизить риски потери добычи нефти (технология применяется на нерентабельных скважинах с минимальной добычей нефти).

Режимы остановки и закачки были определены возможностями предприятия провести операции спуска-подъема в заданные сроки, из-за чего на двух скважинах не удалось получить оптимальные для эксперимента сроки циклов закачки и остановки.

В табл. 1 представлен список испытанных скважин и сроки остановок и закачек.

На рис. 3 представлены графики суточных показателей скважины, а в табл. 2 приведены основные технологические показатели.

Из всех 4 скважин, на которых была проведена технология Huff and Puff, незначительный

Fig. 3 illustrates the graphs of daily well data, while Table 2 contains the key engineering parameters.

Of all the 4 wells where the Huff and Puff technology was applied, only Well 3 delivered inconsiderable desirable effect.

That said, formation pressure measurements performed at Well 2 showed that it was 97 atm before injection and it became 54 atm. after it, which is much lower than the value of the formation pressure. Such values might have been caused by the consequences of the capillary imbibitions, which is unlikely though.

Well 1 failed to deliver the optimum duration of phases. The real time frames of well injection and shutdown amounted to 3 and 1.5 months respectively. Therefore, it was possible to use Wells 3 and 4 for research. The first one yielded some desirable effect, the second one did not show any significant changes in oil flow rate.

When water is injected into a producing well, the relative permeability of oil formation pay zone usually decreases, and the initial oil flow rate as a rule declines with the follow up fluid withdrawal. This enables us to make an assumption that capillary imbibitions did have place in the wells under consideration, since oil flow rate did not change against the base flow rate.

It is also possible to conclude that a more durative shutdown period usually more positively results in oil flow rate, since Well 3 was shut down for one month, while Well 4 – just for 15 days.

Список литературы - References

1. Hoff man B. Todd. Improved Oil Recovery IOR projects in the Bakken formation. SPE-180270-MS.
2. J. O. Alvarez, F. D. Tovar, 2018. Improving Oil Recovery in the Wolfcamp Reservoir by Soaking / Flowback Production Schedule with Surfactant Additives. SPE-187483.
3. James A. Sorensen. Historical Bakken Test Data Provide Critical Insights On EOR In Tight Oil Plays.
4. James J. Sheng. Critical review of fi eld EOR projects in

Скв.	Q _н ср. до операций, т/сут	Q _н ср. после операций, т/сут	Изменение Q _н , %	Q _ж ср. до операций, т/сут	Q _ж ср. после операций, т/сут	Изменение Q _ж , %	Проблемы
1	12,51	11,8	-6%	15,8	47,3	+199%	Не соблюдены сроки закачки и остановки
2	4,8	2,5	-48%	6,4	13,8	+116%	Пониженное пластовое давление после закачки воды
3	4	5	+25%	6,8	12,6	+85%	-
4	7,2	7	-3%	10	18	+80%	-

Таблица 2: Технологические показатели ОПР

Well	Ave. Q _{oil} prior to operations, t/day	Ave. Q _{oil} after operations, t/day	Change in Q _{oil} , %	Q _{FL} prior to operations, t/day	Q _{FL} after operations, t/day	Change in Q _{FL} , %	Problems
1	12,51	11,8	-6%	15,8	47,3	+199%	Injection and shutdown time frames were not complied with
2	4,8	2,5	-48%	6,4	13,8	+116%	Decreased formation pressure after water injection
3	4	5	+25%	6,8	12,6	+85%	-
4	7,2	7	-3%	10	18	+80%	-

Table 2: Production data of pilot wells

положительный эффект дала только скважина 3.

При этом на скважине 2 замеры пластового давления показали, что до закачки оно составляло 97 атм, а после закачки — 56 атм, что намного меньше пластового давления. Причинами таких показаний могут быть последствия капиллярной пропитки, что маловероятно.

На скважине 1 не удалось получить оптимальные продолжительности фаз. Реальные сроки закачки и остановки составили 3 и 1,5 месяца соответственно. Следовательно, оставить в рассмотрении можно только скважины 3 и 4. Первая дала небольшой положительный эффект, вторая не показала изменений дебита нефти.

При закачке воды в добывающую скважину обычно снижается фазовая проницаемость ПЗП по нефти, и при последующем отборе жидкости стартовый дебит нефти снижается. Из этого можно сделать предположение о том, что в исследуемых скважинах происходила капиллярная пропитка, так как дебит нефти не изменился относительно базового.

Также можно сделать вывод о том, что более продолжительная остановка положительно сказывается на дебите нефти, так как скважина 3 была остановлена на месяц, а скважина 4 — всего на 15 дней.

shale and tight reservoirs. J. Pet. Sci. Eng. 2017, vol. 159, pp. 654–655.

5. Jie Bai, Huiqing Liu. CO₂, Water and N₂ Injection for Enhanced Oil Recovery with Spatial Arrangement of Fractures in Tight-Oil Reservoirs Using Huff -n-puff. Energies 2019, vol. 12, pp. 823. <https://doi.org/10.3390/en12050823>

6. Li Zhongxing, Qu Xuefeng. Development modes of Triassic Yanchang Formation Chang 7 Member tight oil in Ordos Basin, NW China. Petrol. Explor. Develop., 2015, vol. 42(2), pp. 241–246.

7. Tadesse Weldu Teklu, Xiaopeng Li. Low-salinity water and surfactants for hydraulic fracturing and EOR of shales. J. Pet. Sci. Eng. 2018, vol. 162, pp. 367–377.

8. Ting Chen, Zhengming Yang. Waterflooding Huff -n-puff in Tight Oil Cores Using Online Nuclear Magnetic Resonance. Energies. 2018, vol. 11, pp. 1524.

9. Wang, D., Cheng, L., Cao, R., Jia, P., Fang, S., Rao, X., Dai, D. The effects of the boundary layer and fracture networks on the water huff -n-puff process of tight oil reservoirs. J. Pet. Sci. Eng. 2019, pp. 466–480.

10. Xiang Rao, Linsong Cheng, Renyi Cao. A modified embedded discrete fracture model to study the water blockage effect on water huff -n-puff process of tight oil reservoirs. J. Pet. Sci. Eng. 2019, pp. 149. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106232>

Published with thanks to Gazprom Neft & PROneft Magazine

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