



В.В. Родионов, Д.И. Торба, Д.В. Кашапов, А.С. Продан, А.В. Бочкарев, А.И. Лисицын ООО «Инжиниринговый центр МФТИ по трудноизвлекаемым полезным ископаемым»
 Д.Ф. Бухаров, О.В. Буков ООО «Технологический центр «Бажен»

Rodionov V.V., Torba D.I., Kashapov D.V., Prodan A.S., Bochkarev A.V., Lisitsyn A.I. MIPT Center for Engineering and Technology LLC, RF, Saint-Petersburg D.F. Bukharov, O.V. Bukov Bazhen Technology Centre LLC, RF, Saint-Petersburg

Комплексный подход к планированию операций многостадийного гидроразрыва пласта как инструмент повышения добычи в условиях низкопроницаемых трещиноватых коллекторов

A Comprehensive Approach to Increase Oil Production from Low Permeable Fractured Reservoirs with Multistage Hydraulic Fracturing

Введение

Масштабная разработка залежей трудноизвлекаемых запасов – низкопроницаемых трещиноватых коллекторов, таких как пласты баженовской свиты, в Российской Федерации начата относительно недавно и в настоящее время находится на стадии проведения опытно-промышленных работ (ОПР). Результаты ОПР свидетельствуют о недостижении прогнозных дебитов скважин после выполненных обработок, в связи с чем потребовался комплексный подход,

Introduction

The Ambitious development of hard-to-recover reserves from low permeability fractured reservoirs, such as the Bazhenov horizons, has been started relatively recently in the Russian Federation, and, to date, it is in a stage of experimental commercial development. The outcomes of the experimental commercial developments suggest that the estimated well flow rates were not achieved upon completion of wellflow back operations, due to which a more comprehensive approach was demanded, that would take into account the aspects of

учитывающий аспекты геолого-геомеханического строения пласта и технологических параметров воздействия. В настоящее время одним из основных подходов к разработке таких нетрадиционных объектов, как баженовская свита, является создание «искусственного коллектора», или стимулированного объема пласта (SRV), представляющего собой разветвленную сеть трещин, которая позволяет дренировать значительную часть пласта. В данной работе рассмотрен комплексный подход к проектированию, моделированию и проведению многостайного гидроразрыва пласта (МГРП) в условиях низкопроницаемого трещиноватого коллектора – баженовской свиты, учитывающий как геолого-геомеханические особенности объекта, так и технологические параметры проведения операций МГРП. В результате применения данного подхода разработан и внедрен план выполнения МГРП, позволивший увеличить стартовый дебит нефти и накопленную добычу в сравнении с аналогичными параметрами ранее пробуренных скважин

Подготовка геомеханической модели

Для пластов баженовской свиты характерны наличие локальных дизъюнктивных нарушений, естественная трещиноватость, а также неоднородное напряженно-деформированное состояние. Следовательно, для качественного моделирования МГРП в горизонтальной скважине (ГС) с учетом формирования разветвленной сети трещин сначала необходимо построить геолого-геомеханическую 3D модель пласта, провести оценку дизъюнктивных нарушений, построить модель естественной трещиноватости в районе проектируемой скважины, а также 1D геомеханическую модель пласта для точек инициации трещин – стадий МГРП. 1D геомеханическая модель, подготавливаемая для каждой стадии МГРП, представляет собой вертикальный разрез целевого и перекрывающих пластов с определением основных геомеханических параметров: модуля Юнга, коэффициента Пуассона, минимального горизонтального напряжения и др. Результатом выполненного в коммерческом программном обеспечении расчета инверсионной модели напряжений являются карты плотности, угла падения и простирания трещин каждого типа: сдвига, растяжения, сжатия. При помощи программного комплекса (ПК) «РОСТ МГРП» осуществляется построение двумерной модели дискретной сети трещин DFN (Discret Fracture Network) для трещин каждого типа в каждой расчетной ячейке области моделирования. Число трещин в ячейке нормируется по минимальному и максимальному значениям плотности их распределения, полученной в результате расчета инверсионной модели напряжений. Итогом построения DFN модели

the geological and geomechanical seam structure and the process-dependent parameters of the formation stimulation. The Bazhenov Suite deposits have been developed in horizontal wells with the use of multi-stage hydraulic fracturing techniques. This being said, some complex reservoir structures of the Bazhenov Suite, as well as a high heterogeneity of its properties, both along the cross-section and within the whole area of the license blocks, make it impossible to create a universal approach for commercial oil production. This is also due to the fact that a small number of horizontal wells successfully operated with the use of multi-stage hydraulic fracturing could not provide a sufficient amount of statistical data about the outcomes of the performed multi-stage hydraulic fracturing operations. At present, one of the basic approaches to the development of such non-traditional targets, as the Bazhenov Suite, is to create an “artificial reservoir” or stimulated reservoir volume (SRV), which is an extensive network of fissures, making it possible to produce from a considerable part of a reservoir. Due to the significant differences of the Bazhenov Suite from a conventional reservoir (extremely low matrix permeability, natural fracturing, low anisotropy of rock stresses, etc.) it became necessary to make a hydraulic fracturing simulator which would enable the simulation of both planar fissures, and an extensive network. The Russia-made software system “ROST MGRP” (Calculation of the Optimal Fracturing System) has used as a simulator. The developed software product provides a way of simulating a multi-stage hydraulic fracturing with a glance to forming both stimulated reservoir volume, and single planar fissures. The given article presents a comprehensive approach to design, simulation and execution of hydraulic fracturing jobs in the conditions of a low permeable fractured reservoir, i.e. the Bazhenov Suite, taking into account both the geological and geomechanical properties of the target, and the multi-stage hydraulic fracturing job parameters. This approach resulted in an elaboration and the introduction of a plan for the execution of multi-stage hydraulic fracturing jobs, which made it possible to enhance the initial flow rate and cumulative production, compared with similar parameters of the previously drilled wells.

Development of the Geomechanical Model

The Bazhenov Suite reservoirs are featured with local disjunctive faults, natural fracturing, as well as heterogeneous strain-stress states. Consequently, to have a quality simulation of a multi-stage hydraulic fracturing job in a horizontal well, with a glance to forming an extensive network of fissures, it is first necessary to build a geological and geomechanical 3D model of a formation, taking an assessment of disjunctive faults, building a model of natural fracturing in the area of a projected well, as well as building a

естественной трещиноватости является карта трещин с заданными координатами и азимутом падения каждой трещины.

Полученные результаты проведения МГРП в скважинах, пробуренных на баженовскую свиту, и результаты моделирования добычи нефти по дизайну инжинирингового центра МФТИ Позволяют сделать вывод об эффективности комплексного подхода к проектированию, моделированию и проведению операций гидроразрыва пластов баженовской свиты.

Еще одним результатом построения 3D геолого-геомеханической модели пласта, используемым в ПК «РОСТ МГРП», является карта поля напряжений моделируемого участка, которая представляет собой значения минимального и максимального горизонтальных напряжений (учет анизотропии) и значения азимута максимального напряжения (азимут преимущественного распространения трещин ГРП) в каждой расчетной ячейке области моделирования.

Подготовка дизайна ГРП

По результатам ретроспективного анализа были выделены два основных дизайна ГРП, применяемых в скважинах баженовской свиты: на гибридной системе жидкости и на сшитом геле. На опытно-промышленном участке месторождения X пробурены скважины, вскрывающие продуктивные интервалы баженовской свиты. Во всех скважинах реализованы

formation 1D geomechanical model for fissure initiation points i.e. multi-stage hydraulic fracturing stages. A 1D geomechanical model, built up for each stage of a multi-stage hydraulic fracturing job, is an upright projection of the target formation and its overlying strata, with key parameters determined, such as, Young's modulus of elasticity, Poisson's ratio, minimum horizontal stress, etc. The calculation of the inversion stress model, performed with the use of commercial software, resulted in a chart of thickness, dip angle, and strike of each type of fractures: shear fracture, extension fracture, and contraction fracture. Using the software complex "ROST MGRP" (Calculation of the Optimal Fracturing System), a 2D model of Discrete Fracture Network (DFN) was built for fractures of each type, in each calculation cell of the simulation area. The number of fractures in a cell has been rated according to the minimum and maximum values of their distribution density, obtained as a result of the calculated inversion stress model. The buildup of the DFN model of natural fracturing resulted in a map of fractures, with indication of each fracture predetermined position and dip azimuth.

The results obtained from the multi-stage hydraulic fracturing jobs performed in the Bazhenov Suite of drilled wells, and the results of the oil production simulation in accordance with the design of the MIPT Center for Engineering and Technology LLC makes it possible to conclude about the efficiency of the comprehensive approach to design, simulation, and implementation of hydraulic fracturing jobs for deposits of the Bazhenov Suite.

Параметры ГРП Hydraulic Fracturing Parameters	Номер скважины/пачки - Well/bench			
	1/II	2/II	3/IV	4/IV
Число стадий - Number of stages	7	6	7	7
Дизайн Design	На сшитом геле Crosslinked gel design	Гибридный Hybrid design	Гибридный Hybrid design	Гибридный Hybrid design
Средний расход жидкости на стадию, м³/мин Average fluid consumption per 1 stage, m³/min	5,5	6	6	6
Средний объем жидкости на стадию, м³ Average fluid volume per 1 stage, m³	450	1300	700	1300
Средняя масса проппанта на стадию, т Average weight of proppant per 1 stage, ton	80	65	70	66
Фракция проппанта - Proppant volume fraction	40/70, 30/50	40/70, 30/50	40/70, 30/50	40/70, 30/50

По результатам ретроспективного анализа были выделены два основных дизайна ГРП, применяемых в скважинах баженовской свиты: на гибридной системе жидкости и на сшитом геле. На опытно-промышленном участке месторождения X пробурены скважины, вскрывающие продуктивные интервалы баженовской свиты. Во всех скважинах реализованы типовые ГРП, их основные показатели представлены в таблице. В скв. 1 с зарезкой бокового ствола был проведен семистадийный МГРП на сшитом

One more outcome of the 3D geological and geomechanical model of a formation, built with the use of the software package "ROST MGRP" (Calculation of the Optimal Fracturing System) has been the stress field map of the simulated area, which introduces the values of the minimum and the maximum horizontal stress (anisotropy accounted for) and the value of the maximum stress azimuth (the azimuth of predominant hydraulic fracture propagation) in each calculation cell of the simulation area.



ПРОДВИЖЕНИЕ ПОСТАВЩИКОВ ТЭК

СОТРУДНИКАМ КОМПАНИЙ ТЭК И СМЕЖНЫХ ОТРАСЛЕЙ



ВСТРЕЧИ СПЕЦИАЛИСТОВ ТЭК
n-g-k.ru



АКТУАЛЬНЫЕ ВИДЕО О ТЭК
tek-tv.ru



АГРЕГАТОР СТАТЕЙ СПЕЦИАЛИСТОВ ТЭК
tek-ads.ru/f



ДОСКА КОММЕРЧЕСКИХ ОБЪЯВЛЕНИЙ ТЭК
tek-ads.ru



**ПРЕЗЕНТАЦИИ КОМПАНИЙ-ПОСТАВЩИКОВ ТЭК.
БИОГРАФИИ И ДНИ РОЖДЕНИЯ РУКОВОДИТЕЛЕЙ**
tek-all.ru



НАСТЕННЫЕ КАРТЫ ПРОЕКТОВ В ТЭК
tek-map.ru



РЕЙТИНГ ПОСТАВЩИКОВ ТЭК
tek-r.ru



+7 (495) 514-44-68, 514-58-56



info@n-g-k.ru

геле, расход которого составил 5,5 м³/мин. ГРП на сшитом геле включает проведение операции исключительно на высоковязком геле с постоянным увеличением концентрации проппанта. Гидроразрыв пласта на сшитом геле имеет следующие преимущества: – возможность использования проппанта крупных фракций; – высокая конечная концентрация проппанта; – отсутствие проблемы оседания проппанта в призабойной зоне пласта; – достаточная ширина трещины ГРП для переноса проппанта. Помимо преимуществ, существуют и недостатки, к которым можно отнести следующие. – Возможный рост трещины в высоту (в зависимости от особенностей профиля механических свойств), что увеличивает вероятность вскрытия нецелевых интервалов. – Подход стандартен для мощных проницаемых пластов, являющихся полной противоположностью пластам баженовской свиты. – Закачиваемый в пласт под высоким давлением сшитый гель после размещения проппанта под действием деструктора образует в трещине трудноудаляемый осадок, что снижает проводимость трещины ГРП. Основное ограничение применения дизайна ГРП на сшитом геле в пластах баженовской свиты – отсутствие формирования стимулированного объема пласта. Образование малоразветвленной сети трещин или преимущественно планарных трещин происходит прежде всего из-за высокой вязкости жидкости, в результате чего чаще всего реализуется сценарий пересечения гидравлической трещины ГРП и естественной трещины без раскрытия и последующего закрепления последней [5]. Такой подход может применяться для приобщения структурных нарушений. Кроме того, проведение стандартного ГРП на сшитом геле предполагает использование меньших объемов жидкости, что является причиной меньшей гидравлической полудлины создаваемых трещин, следовательно, снижается вероятность пересечения естественной трещины и трещины ГРП. Гибридный дизайн предполагает применение различных типов жидкости в ходе одной операции ГРП. Использование большого объема маловязкой жидкости способствует удлинению техногенных трещин и более активному формированию их разветвленной сети (рис. 1). Для закрепления проппантом созданных гидравлических трещин используется большое количество проппантных пачек. Однако при проведении данного типа ГРП закачивается большое количество жидкости, что приводит к следующим осложнениям: – формирование гидродинамически не связанных участков сети трещин;

– наполнение трещин проппантом малой концентрации, что в процессе работы скважины

Development of Hydraulic Fracturing Design

Based in the outcomes of the post-event analysis, two basic hydraulic fracturing designs were singled out, which are now being used in the Bazhenov Suite wells, namely, fracs with hybrid-fluid system and crosslinked gel fracs. Some wells were drilled in the experimental commercial development area of the X-field, which penetrated pay intervals of the Bazhenov Suite.

Standard fracs were implemented in all the wells, their main aspects are presented in the Table on the previous page.

A seven-stage hydraulic fracturing job was carried out in the sidetracked Well 1, using crosslinked gel, whose consumption amounted to 5.5 m³/min. A crosslinked gel hydraulic fracturing job pumps an exclusive high viscosity gel with a constant increase in proppant concentration.

Crosslinked gel hydraulic fracturing job has the following set of advantages:

- it enables the use of a coarse fraction proppant
- high final proppant concentration;
- no proppant-settling problem in the bottom-hole area;
- hydraulic fracturing fissures are wide enough to transfer proppant.

Along with the advantages, some shortages are present, which are as follows:

Potential vertical growth of fractures (depending on mechanical property profile) which increases the likelihood that no-target intervals may be penetrated.

- The process is standard for thick permeable formations which are a direct opposite to the Bazhenov Suite deposits.
- After the proppant is delivered, the crosslinked gel is injected into the formation under high pressure, forms under the effect of a breaker fluid hard-to-remove sediment, which can reduce hydraulic fracture conductivity.

The main limitation to the use of the crosslinked gels for hydraulic fracturing in the deposits of Bazhenov Suite is non-development of the stimulated reservoir volume (SRV). The formation of poorly branched fracture networks, or predominantly planar fractures, takes place, first of all, because of the high viscosity of the fluid, which often results in the scenario of intersections between the hydraulic fracture and an intrinsic fracture, without opening and consequently reinforcing the latter [5]. Such an approach can be applied for commingling of structural faults. Besides, using the standard crosslinked gel, operations suggests lower volumes of fluid, which causes lower half-length of the created hydraulic fractures, hence, the probability of intersection between

6th KDR Well Engineering Forum

Autumn 2020



Held in conjunction with our General Partners and Platinum Sponsors
JSC NC KazMunayGas & KMG Engineering

The forum will address important issues including:

- Drilling • Drilling fluids • Wellbore stability • Well completions • Cementing
- Multistage hydraulic fracturing • Work over • Production • EOR • HSE

Event partners



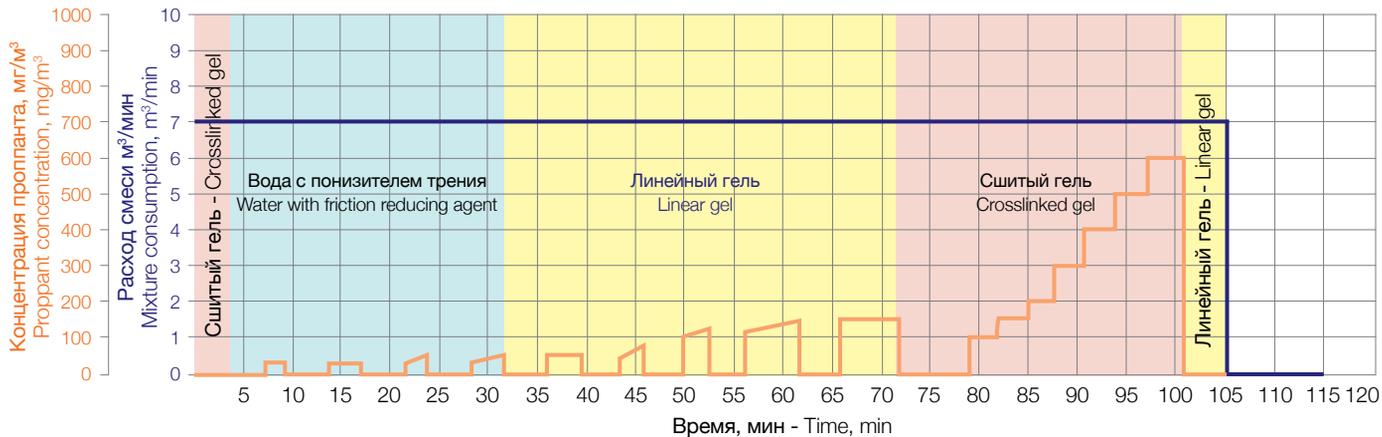


Рис.1: Типовой гибридный дизайн ГРП для скв. 2, 3 и 4 Fig.1: Standard hybrid hydraulic fracturing design for Wells 2, 3 and 4

снижает ширину и проводимость трещины до нулевых значений; – разрушение и вдавливание пропанта в стенки трещины вследствие его низкой концентрации. Анализ значений стартовых дебитов, а также тренда их падения показал, что скв. 4 и 1 имеют схожие стартовые дебиты и накопленную добычу (рис. 2). У скв. 4 стартовый дебит выше, но в процессе отбора жидкости произошло его быстрое падение. Одной из причин является потеря части SRV из-за смыкания незакрепленных трещин либо трещин, с малой концентрацией пропанта по причине его вдавливания в стенки трещины ГРП. Скв. 1 имеет меньший стартовый дебит, однако текущий дебит стабилен в течение почти 2 лет. МГРП в данной скважине проведен на сшитом геле, что приводит к формированию преимущественно

natural fractures and hydraulic ones decrease. The hybrid design suggests the use of different types of fluid in the course of a single hydraulic fracturing operation. The use of large volume of low viscous fluids facilitates the expansion of man-made fractures and a more active formation of their extensive network (Fig.1). To reinforce the hydraulic fractures created with proppants, a large number of proppant slugs are used. However, when carrying out this type of hydraulic fracturing operation, a significant amount of fluid is injected, which results in the following complications:

- Formation of hydrodynamically isolated fracture network sections;
- Fractures are filled with low concentrations of proppant, which, while the well is operated, reduces the width and conductivity of a fracture to zero;

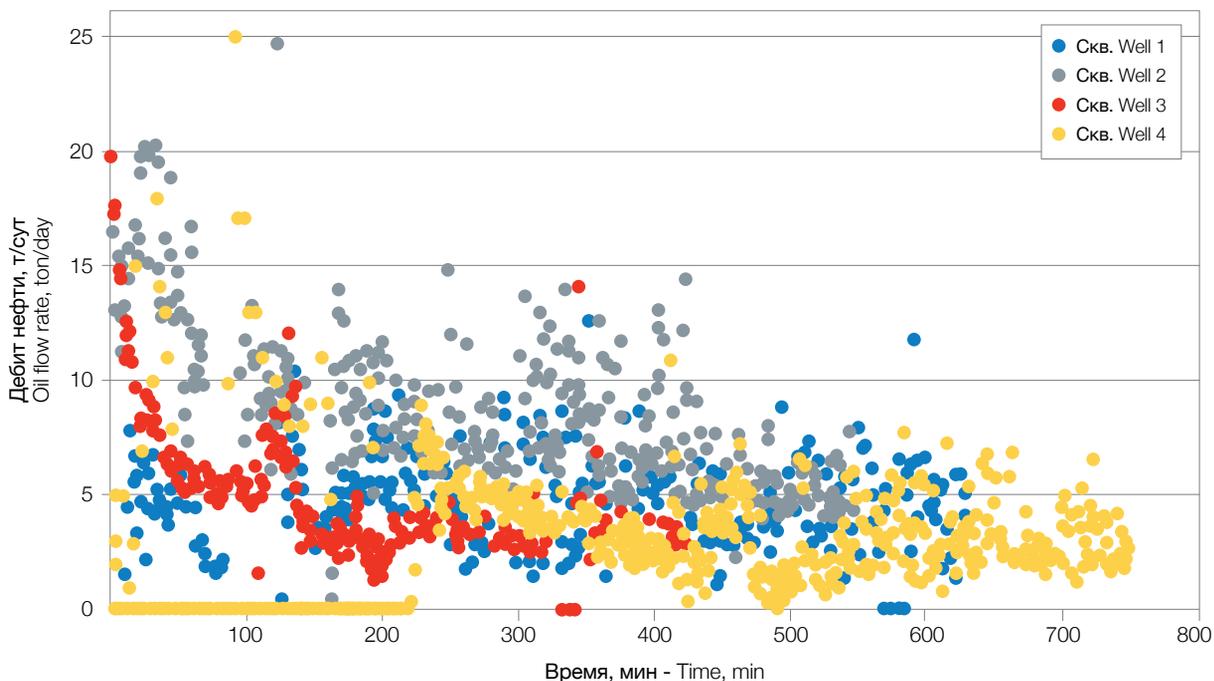


Рис.2: Динамика дебита скважин на месторождении X после проведения операций МГРП Fig.2: Dynamics of well flow rate at the X field upon completion of multi-stage hydraulic fracturing jobs

планарных трещин. Сква. 2 и 3 характеризуются более высокими стартовыми и текущими дебитами, а также

более высокой накопленной добычей. В скв. 3 использовано меньше жидкости ГРП при неизменной средней массе проппанта, т.е. создана сеть трещин с повышенной концентрацией проппанта. Вследствие этого проводимость трещин в процессе работы снижается менее значительно. В скв. 2 ситуация схожа с ситуацией в скв. 4. Аналогичный дизайн закачки позволил добиться максимального стартового дебита (около 20 т/сут), однако в дальнейшем произошло его резкое падение. С учетом накопленного опыта проведения гидроразрыва пластов баженовской свиты, анализа работы скважин после ГРП, геолого-геомеханических факторов (неоднородное поле напряжений, карта естественной трещиноватости в окрестностях скважины, 1D геомеханическая модель для каждой стадии), а также мирового опыта разработки сланцевых залежей специалистами Инжинирингового центра МФТИ и Технологического центра «Баженов» для условий баженовской свиты разработан альтернативный дизайн МГРП (рис. 3).

Он представляет собой гибридный ГРП, включающий три различных типа жидкости: воду с понизителем трения, линейный и сшитый гели. Во избежание деградации сети трещин снижен общий объем жидкости за счет уменьшения объема жидкости продавки между слоями пачками. Использование большой доли маловязкой жидкости способствует более активному формированию сети трещин. Для наиболее равномерного закрепления сформированной сети трещин предлагается закачка проппантных

- Disintegration of the proppant, due to its low concentration, and being impressed into the walls of a fracture.

The analysis of the initial flow rates, including the trends of its decline, revealed that Well 4 and Well 1 have similar initial flow rates and cumulative production (Fig.2). Well 4 had a higher initial flow rate, but its rapid decline took place in the course of fluid withdrawal. One of the causes of this has been partial loss of SRV due to closing of unreinforced fractures, or the fractures having a low concentration of proppant, as it gets pressed into their walls. Well 1 had lower initial flow rate, however its current productive rate has been stable for almost 2 years now. The multi-stage hydraulic fracturing job performed in this well, used crosslinked gel, which resulted in formation of predominantly planar fractures. Well 2 and Well 3 are featured with higher initial and current flow rates, as well as with higher cumulative production. Lower fluid volumes were used in Well 3, with an unchanged average proppant weight, it has an extensive network of fractures which were created with a higher proppant concentration. Due to this, the conductivity of fractures in the course of well operation decreases less considerably. In the case of Well 2 the results are similar to the ones of Well 4. The similar injection design made it possible to achieve a maximum initial flow rate (circa 20 ton/day), however, it decreased considerably afterwards. Taking into account the gathered experience of performing hydraulic fracturing of the Bazhenov Suite reservoirs, the post hydraulic fracturing well operation analysis, the geological and geomechanical factors (heterogeneous stress fields, well area natural fracture map, 1D geological and geomechanical model for each stage), as well as the worldwide experience of developing shale deposits, the specialists of MIPT Center for Engineering and Technology “Bazhenov” developed an alternative multi-

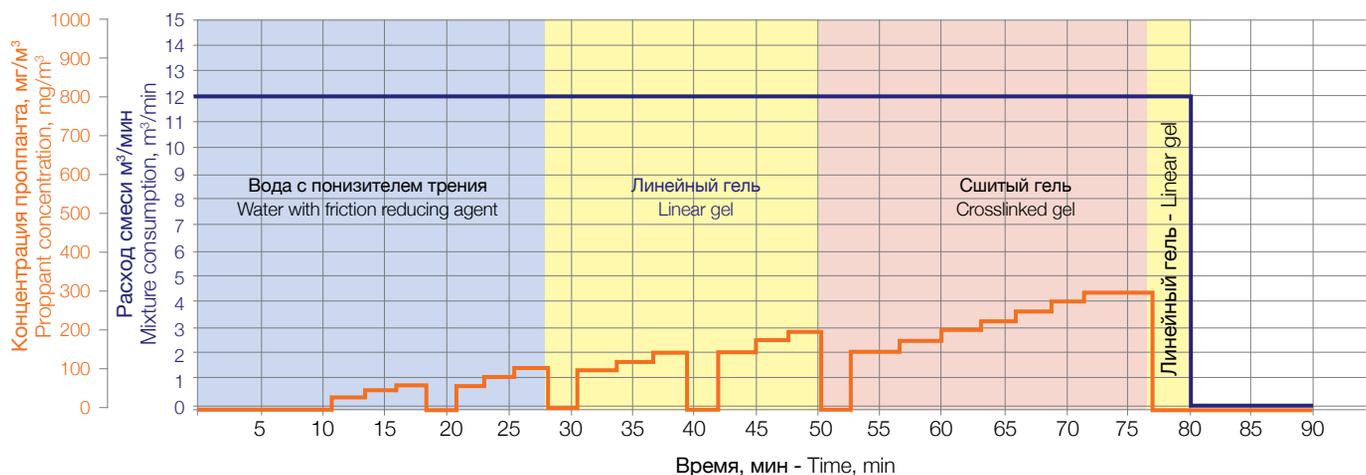


Рис.3: Альтернативный гибридный дизайн ГРП, разработанный в ООО «Инжиниринговый центр МФТИ»

Fig.3: Alternative hybrid hydraulic fracturing design, developed by “MIPT Center for Engineering and Technology LLC”

пачек с постепенным увеличением концентрации пропанта, что способствует закреплению более мелких и удаленных трещин в отличие от типового дизайна ГРП. Также пошаговое увеличение концентрации пропанта способствует увеличению проводимости трещин по мере приближения удаленной стимулированной зоны пласта к призабойной. Для переноса пропанта в маловязкой жидкости одним из главных факторов является использование высокорасходного флота ГРП. В данном случае высокий расход служит для поддержания раскрытия системы трещин и компенсации утечек при активации

stage hydraulic fracturing design for the conditions of Bazhenov Suite (Fig 3).

It corresponds to a hybrid hydraulic fracturing job comprising three different types of fluid: water with fraction reducers, linear gel and crosslinked gel. To avoid degradation of the fracture network, the total amount of fluid was reduced due to lower amount of overflush fluid used between proppant slugs. The use of large volume of low viscosity fluid facilitates more active formation of the fracture network. To more uniformly reinforce the formed fracture network, injection of proppant slugs with gradual increase in proppant concentration was

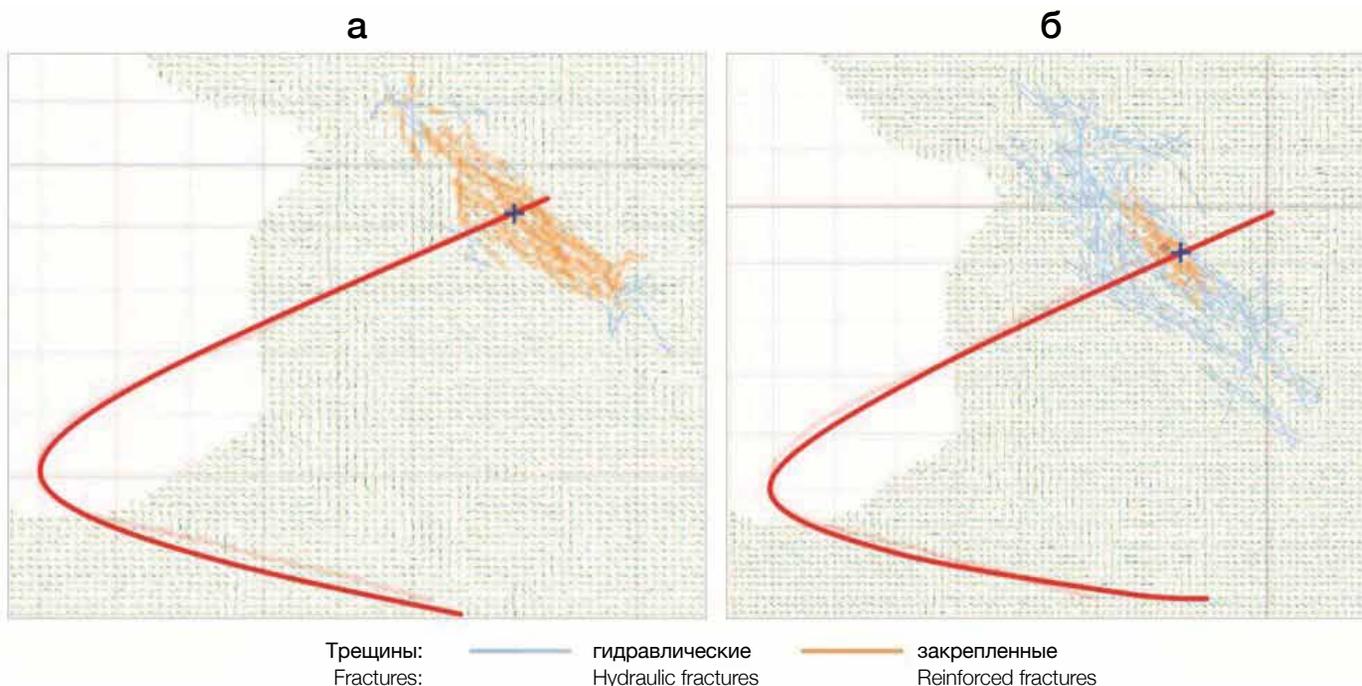


Рис.4: Графическое представление развития SRV при альтернативном (а) и типовом (б) дизайнах ГРП
 Fig.4: Graphic representation of the SRV development in case of (a) alternative hydro-frac design (b) standard hydro-frac design

трещиноватости. Использование относительно небольшого объема сшитой жидкости обеспечивает формирование трещин в продуктивном интервале баженовской свиты. Снижение доли сшитого геля обеспечивает минимальное загрязнение трещины продуктами деструкции геля ГРП. По результатам моделирования (рис. 4) отмечается эффективное применение разработанного дизайна ГРП.

Гидродинамическое моделирование

Для подтверждения эффективности проведения операций МГРП по различным планам обработки, а также прогноза дебита нефти после МГРП было проведено моделирование в гидродинамическом симуляторе PEVI. Данный симулятор позволяет рассчитывать прогнозируемый дебит жидкости и нефти с учетом сформированной сети трещин, полученной в симуляторе «РОСТ МГРП». По

proposed, which would contribute to reinforcement of massively smaller and distant fractures, in difference from the standard hydraulic fracturing design. Besides, the stepwise increase of proppant concentration contributes to increasing conductivity of fractures as the uninvaded stimulated reservoir zone nears the bottom hole area. To transfer proppant in low viscosity fluid, one of the major factors is using high rate hydraulic fracturing fleet. The high rate, in this case, serves to support the opening of the fracture system and compensation of leaking when the fracturing process becomes active. The use of relatively small amounts of crosslinked gel provides formation of cracks in a productive reservoir of Bazhenov Suite. The reduced amount of crosslinked gel provides the minimal contamination of fractures with products of hydrofrac gel decomposition. The simulation results (Fig.4) speak for an efficient use of the developed hydraulic fracturing design.

результатам гидродинамического моделирования стартовый дебит для ГС с 15 стадиями ГРП составляет 88 т/сут. Высокий модельный стартовый дебит позволяет сделать вывод об эффективности применения дизайна ГРП Инжинирингового центра МФТИ. В связи с этим было принято решение о проведении МГРП с альтернативным дизайном в проектируемой скв. 5. В данной скважине по результатам моделирования было запланировано проведение 15-стадийного ГРП с применением альтернативного плана обработки. Полученный SRV имеет большее число трещин, закрепленных проппантом.

Заключение (анализ полученных данных)

В ходе проведения операции ГРП в скв. 5 согласно утвержденному плану работ осложнений не возникло. На рис. 5 приведена динамика прогнозного и фактического дебитов нефти после вывода скв. 5 на режим. В уравнениях материального баланса при гидродинамическом моделировании учитывались объем закачанного

флюида в ходе проведения операции МГРП, а также последующая его отработка. После отработки жидкости стартовый дебит нефти скв. 5 составил 88 т/сут, что показывает хорошую сходимость с фактическим стартовым дебитом – 83 т/сут. Фактический тренд падения добычи нефти совпадает с расчетным, что свидетельствует о достаточной прогнозной способности данной модели. Полученные результаты проведения МГРП в скважинах, пробуренных на баженовскую свиту, и результаты

Hydrodynamic Modeling

To confirm the efficiency of multi-stage hydraulic fracturing operations based on various designs, as well as the predicted oil flow rate after multi-stage hydraulic fracturing operation, hydrodynamic modeling was carried out in the Perpendicular Bisection (PEBI) Hydrodynamic simulator. The given simulator makes it possible to calculate the predicted flow rate for fluid and oil, taking into account the formed fracture network, obtained in the simulator “ROST MGRP” (Calculation of the Optimal Fracturing System). Based on the results of the hydrodynamic modeling, the initial flow rate for horizontal wells with 15-stage hydraulic fracturing job amounts to 88 ton/day. The high simulated initial flow rate brings us to conclusion that the hydraulic fracturing design developed by the MIPT Center for Engineering and Technology has been effective. Due to this, it was decided to carry out a multi-stage hydraulic fracturing operation with alternative design in projected Well 5. Based on the results of the modeling, a 15-stage hydraulic fracturing job was planned in this well, with the use of alternative treatment design. The obtained SRV has greater number of cracks reinforced with proppant.

Conclusion (Data Analysis)

The hydraulic fracturing jobs carried out in Well 5, according to the approved work plan, had no complications. Fig.5 presents the dynamics of the predicted and actual oil production rate after bringing the Well 5 to stable production. The volume of the fluid injected

in the course of the multi-stage hydraulic fracturing operation, as well as its further treatment, were

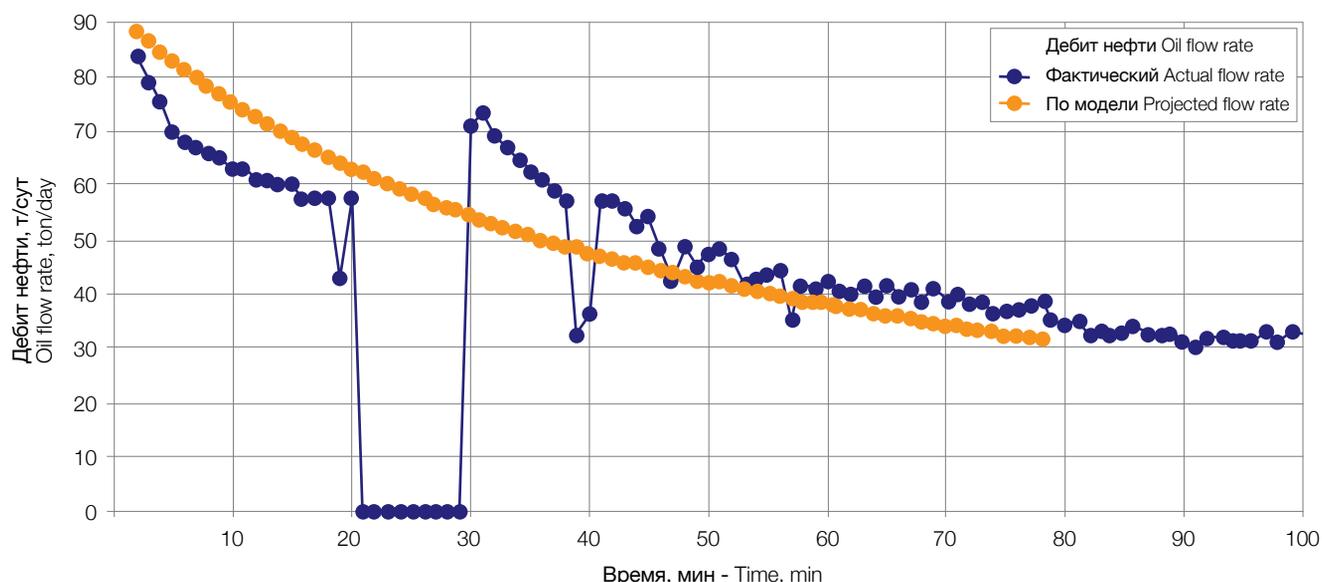


Рис.5: Динамика фактического и полученного по результатам моделирования дебитов нефти скв.5

Fig.5: Dynamics of the actual and projected flow rate obtained a result of modeling oil flow rates of Well 5

моделирования добычи нефти по дизайну Инжинирингового центра МФТИ позволяют сделать вывод об эффективности комплексного подхода к проектированию, моделированию и проведению операций гидроразрыва пластов баженовской свиты. МГРП, выполненный согласно разработанному дизайну, приводит к значительному увеличению стимулированного объема пласта, что подтверждается как результатами моделирования по фактическим данным закачек, так и увеличением дебита в результате обработки в 2 раза по сравнению с дебитом соседних скважин, простимулированных по типовому плану

Список литературы

1. Оптимизация конструкции многостадийного ГРП в условиях баженовской свиты / А.В. Бочкарев, С.А. Буденный, Р.Н. Никитин [и др.] // Нефтяная промышленность. – 2017. – № 3. – С. 50–53.
2. Оценка влияния реактивированных природных трещин на общий SRV при многостадийном гидроразрыве (на русском) / А. Гула, А. Бочкарев, А. Вишневский [и др.] // SPE-191629-18RPTC-RU. – 2014. – DOI:10.2118/191629-18RPTC-RU.
3. Дифференцированный подход к оценке ресурсной базы нефтематеринских отложений. Общество инженеров-нефтяников / А.Д. Алексеев, А.А. Антоненко, В.В. Жуков, К.В. Стрижнев // SPE-182074-RU. – 2016.
4. Опыт построения 3D геомеханических моделей (на примере одного из месторождений Западной Сибири) / Ю.В. Овчаренко, С.В. Лукин, О.А. Татур [и др.] // SPE-182031-RU. – 2016.
5. Yew C.H., Weng X. Mechanics of hydraulic fracturing. – Gulf Professional Publishing, 2014. – 244 p.

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

Published with thanks to Gazprom Neft & PROneft Magazine



taken into account in the material balance equations during the hydrodynamic simulation. After flow back of the well the initial oil flow rate of Well 5 amounted to 88 ton/day, which indicates a good convergence of it with the actual initial flow rate i.e. 83 ton/day. The actual trend of oil production decline agrees with the predicted one, which speaks for sufficiently good predictability of this model. The data obtained as the result of the multi-stage hydraulic fracturing jobs carried out in the wells drilled in Bazhenov Suite deposits, and the results of the oil production simulation according to the design developed by the MIPT Center for Engineering and Technology, make it possible for us to conclude that the comprehensive approach to design, modeling and carrying out of hydraulic fracturing operations in the formations of Bazhenov Suite are efficient. The hydraulic fracturing job carried out in accordance with the developed design resulted in considerable increase in stimulated reservoir volume (SRV), which has been confirmed both by the results of modeling based on actual injection volumes, and by the production rate increased by double, as a result of the treatment, compared with the flow rate of the neighboring wells stimulated in accordance with a standard plan.

Reference

1. Bochkarev A.V., Budenny S.A., Nikitin R.N., Mitrushkin D.A., Erofeev A.A., Zhukov V.V., Optimization of multi-stage hydraulic fracturing design in conditions of Bazhenov formation (In Russ.), Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 2017, no. 3, pp. 50–53.
2. Gula A., Bochkarev A., Vishnivetskiy A., Nikitin R., Ovcharenko Yu., Alchibaev D., Assessment of reactivated natural fractures influence on overall SRV during multi-stage hydraulic fracturing (In Russ.), SPE-191629-18RPTC-RU, 2018, <https://doi.org/10.2118/191629-18RPTC-RU>
3. Alekseev A.D., Antonenko A.A., Zhukov V.V., Strizhnev K.V., The differentiated approach of the reserves estimation for source rock formations (In Russ.), SPE-182074-RU, 2016, <https://doi.org/10.2118/182074-RU>
4. Ovcharenko Yu.V., Lukin S.V., Tatur O.A., Kalinin O.Yu., Kolesnikov D.S. et al., Experience in 3D geomechanical modeling, based on one of the West Siberia oilfield (In Russ.), SPE-182031-RU, 2016, <https://doi.org/10.2118/182031-RU>
5. Yew C.H., Weng X., Mechanics of hydraulic fracturing, Gulf Professional Publishing, 2014, 244 p.