

Ю.А.Лимбергер, независимый эксперт

Yuri A. Limberger, Independent Expert

Симуляторы гидроразрыва: возможности и ограничения

Is There a Fault in Fracture Modeling?

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) в настоящее время востребованная технологическая операция по интенсификации добычи углеводородов из разных видов коллекторов и увеличению приёмистости нагнетательных скважин. Предназначение ГРП – создание в массиве горных пород сети трещин. Планирование, сопровождение, оптимизация операций гидроразрыва осуществляются на основе использования пакетов специализированных программ, разработанных отдельными компаниями в рамках так называемых симуляторов гидроразрыва. Программы могут быть проданы потребителю для самостоятельного использования либо расчёты в них предоставляются как часть сервисных услуг. Планирование гидроразрыва заключается в проведении расчётов с целью оценки необходимых данных для выполнения разрыва пород в конкретной скважине. Таких, например, как: забойное давление разрыва, плотность и вязкость жидкости с пропантом, объём продавочной жидкости, длина и раскрытость трещин разрыва и др. Соответствующие решения и зависимости для расчётов получены на основе умозрительных представлений о

Currently, hydraulic fracturing is a highly demanded technological operation for the intensification of hydrocarbon production from different types of reservoirs and increasing the injectivity of injection wells. The purpose of hydraulic fracturing is to create a network of fractures in the rock. Planning, support, and optimizing hydraulic fracturing operations is carried out using packages of specialized software developed by individual companies - so-called hydraulic fracturing simulators. The software can be sold to the customers for their own use or as part of services. Hydraulic fracturing planning includes performing calculations to assess the necessary data for fracturing of rocks in a particular well. The data may include: bottomhole fracturing pressure, density and viscosity of the fluid with proppant, the volume of the displacement fluid, the length and openness of fractures, etc. The relevant solutions and dependencies for the calculations are obtained on the basis of theoretic ideas about the processes that occur when the pressure in the well is increased using the frac fluid. All calculations assume that fractures develop symmetrically in the axis of the well. The type of fractures that are considered for oil and gas industry are mainly vertical.

процессах, происходящих при повышении давления в скважине с помощью нагнетаемой жидкости. Основа базируется на предположении образования трещин разрыва симметрично оси скважины. Для нефтегазовой промышленности рассматривается образование преимущественно вертикальных трещин.

Теория гидравлического разрыва горных пород

Теория гидроразрыва представляет собой анализ процессов, происходящих при образовании и распространении трещин от стенок скважины в среде с заданными свойствами при использовании определённых жидкостей для разрыва и продвижения трещин вглубь массива пород. Большинство теоретических исследований, объясняющих механизм гидроразрыва пород, опираются на критерии разрыва, установленные в механике сплошных сред для плотных, однородных, изотропных образцов, предполагаемых упругими вплоть до разрыва.

Основные теоретические решения опубликованы в 50-60 г.г. авторами, в честь которых позже были названы аналитические модели ГРП. Приоритетное решение было представлено в работе [2], оригинальность которой заключается в анализе распределения эффективных давлений вокруг скважины в процессе закачки флюида в предположительно пористую, проницаемую, упругую породу. В момент образования трещины давления, созданные объёмными силами, порождаемыми фильтрацией закачиваемой жидкости, разгружают вертикальные и горизонтальные напряжения, действующие на скелет породы, снижая таким образом эффективные давления. Позже J. Geertsma дополнил аналитику указанной работы предложив учитывать сжимаемость пород. Решение этих авторов представляет модель KGD (Kristianovich-Zhel'tov, Geertsma-de Klerk).

Другая модель PKN (Perkins, Kern, Nordgren). Отличие моделей заключается в том, что в первой деформация является плоской в горизонтальном сечении, а во второй - в вертикальном.

Упомянем также радиальную модель (Radial) – осесимметричная модель распространения трещины – где течение описывается одномерным уравнением, в качестве пространственной координаты в котором выступает расстояние от скважины до точек трещины. Перечисленные модели являются двумерными аналитическими моделями (2D). Предполагают, что эти модели не позволяют учесть реальное геологическое строение пласта и с появлением так называемых псевдотрёхмерных моделей использование двумерных стали ограничивать. По сути, псевдотрёхмерные модели - это расширенный вариант 2D моделей.

Theory of Rock Hydraulic Fracturing

The theory of hydraulic fracturing is an analysis of the processes that occur during the formation and propagation of fractures from the well into the formation, using certain fluids to break and expand fractures deep into the rock. Most of the theoretical studies explaining the mechanism of hydraulic fracturing are based on the fracturing criteria in continuum dynamics for dense, homogeneous, isotropic samples that are assumed to be elastic all the way through to fracturing.

The main theoretical solutions were published in the 1950s-1960s by the authors, after whom analytical models of hydraulic fracturing were later named. The priority solution was presented in paper [2]. The originality of this paper lies in the analysis of the distribution of the effective pressure around the well during fluid injection into supposedly permeable, elastic rock. At the moment of the fracture formation, filtration of injected fluid generates volumetric forces that create pressure. This pressure relieves vertical and horizontal stresses acting on the rock matrix, thus reducing effective pressure. Later on, J. Geertsma supplemented the analytics of this work by proposing to consider the compressibility of rocks. The solution of these authors is the KGD model (Kristianovich-Zhel'tov, Geertsma-de Klegk).

Another model is PKN (Perkins, Kern, Nordgren). The difference between the models is that in the first model deformation is plain in horizontal section, and in the second model deformation is plain in vertical section.

There is also a radial model - an axisymmetric model of fracture propagation. In this model the flow is described by a one-dimensional equation, in which the distance from the well to the fracture is a spatial coordinate.

The listed models are two-dimensional analytical models (2D). It is assumed that these models do not take into account the real geological structure of the reservoir and with the emergence of so-called pseudo-three-dimensional models the use of two-dimensional models started to be restricted. In fact, pseudo-three-dimensional models are an extended versions of the 2D models.

The Pseudo3D is an advanced PKN model. The primary difference from the 2D model is that it takes into account the vertical distribution of minimum horizontal stresses. A number of subtypes of the Pseudo3D model are used for numerical implementation.

The flat three-dimensional model Planar3D is characterized by a small number of simplifying assumptions, which resulted in a wide application. As compared to the previous model, it requires significantly longer calculation time.

For rocks with a lot of natural fractures, it is assumed that the frac fluid flows through a branched system of existing

Модель Pseudo3D представляет усовершенствованную PKN модель. Принципиальным отличием от 2D модели является учёт распределения минимальных горизонтальных напряжений по вертикали. При численной реализации используют ряд подвидов Pseudo3D модели.

Плоская трёхмерная модель Planar3D характеризуется малым числом упрощающих предположений, вследствие чего получила широкое применение. Относительно предыдущей модели требует значительно большей продолжительности расчётов.

Для горных пород с развитой естественной трещиноватостью допускается, что жидкость разрыва продвигается по разветвлённой системе существующих трещин (в этом случае форма трещин не является плоской, в отличие от принимаемой в других моделях). Соответствующая модель - наиболее известная UFM (Unconventional Fracture Model) - применяется при моделировании ГРП в «нетрадиционных коллекторах», для которых эта модель позволяет, якобы, оценить стимулированный гидроразрывом объём пород.

Отметим, что в теории гидравлического разрыва рассматривается также образование горизонтальной трещины разрыва. Причём образованию таких трещин уделяется не меньшее внимание, чем образованию вертикальных трещин.

Лабораторные эксперименты

Предпринимались попытки прояснить теоретические представления проведением экспериментов в лабораторных условиях. В работе [12] приведены результаты более 100 опытов имитации гидроразрыва. Опыты проводились преимущественно на образцах однородных и изотропных песчаников Fontainebleau и слоистых глинистых песчаников Vosges.

Проницаемость песчаников Fontainebleau, определённая в начале каждого опыта, изменяется от нескольких мД до нескольких сотен мД при изменении пористости от 4% до 11%. Предел прочности на сжатие: от 200-300 бар до 2000-3000 бар; предел прочности на растяжение: 10-50 бар. Модуль упругости заключён между 300000-400000 бар; коэффициент Пуассона 0,15-0,25 [единица давления бар использована в оригинале публикации].

Проницаемость глинистых песчаников Vosges: от 500 мД до 1-2 Д при пористости 15-18%. Модуль упругости 100000-200000 бар; предел прочности на растяжение вдоль плоскости стратификации очень мал и достигает 30-50 бар в перпендикулярном направлении.

fractures (in this case, the shape of the fractures is not flat, as opposed to other models). The corresponding model - the best known UFM (Unconventional Fracture Model) - is used in fracturing simulation in unconventional reservoirs. Allegedly, this model allows to estimate the volume of rock stimulated by fracturing.

It should be noted that in the theory of hydraulic fracturing the process of development of horizontal fracture is also considered. Moreover, the development of such fractures is given as much attention as the formation of vertical fractures.

Laboratory Testing

Laboratory testing operations were designed to refine theoretical concepts with. Paper [12] presents the results of more than 100 experiments of hydraulic fracturing simulation. The experiments were conducted mainly on samples of homogeneous and isotropic Fontainebleau sandstones and layered clayey Vosges sandstones.

The permeability of Fontainebleau sandstones, determined at the beginning of each experiment, varies from several mD to several hundred mD with porosity changes from 4% to 11%. Compressive strength: from 200-300 bar to 2000-3000 bar; tensile strength: 10-50 bar. Modulus of elasticity between 300000-400000 bar; Poisson's coefficient 0.15-0.25 [pressure unit «bar» used in original publication].

The permeability of clayey sandstones of Vosges: from 500 mD to 1-2 D at porosity 15-18%. Modulus of elasticity 100000-200000 bar; ultimate tensile strength along the stratification plane is very small and reaches 30-50 bar in perpendicular direction.

The samples for the experiments were cylinders with a diameter and height of 10 cm. Inside of each cylinder an 8mm diameter hole («well») was drilled along the axis. Injectors (micro packers) were installed into the hole. Then the sample was saturated in oil under vacuum for 1 day. Individual samples were covered with a layer of epoxy glue from below and above to ensure impermeability of the upper and lower sections of the rock. The prepared samples were placed in a three-axis fracturing chamber. The vertical load on the sample was created by a hydraulic press, a separate pump allowed to apply a side load, a manually operated pump was used to create formation pressure. Pumping units with adjustable flow rate can create a pressure of frac fluid up to 1000 bar. The fracturing process is recorded and controlled by special measuring tools.

Injectors used in hydraulic fracturing experiments allow either circular-radial or spherical flow of the injected fluid. In the first case, the flow is carried out either through the tube with holes drilled along its length (the tube is inserted into

Образцы для опытов представляли собой цилиндры диаметром и высотой по 10 см, внутри которых по оси просверлено отверстие диаметром 8 мм («скважина»). В отверстие устанавливались инжекторы (микропакеры). Затем образец насыщался в масле под вакуумом в течение 1 сут. Отдельные образцы снизу и сверху покрывались слоем эпоксидного клея с целью обеспечения непроницаемости верхних и нижних срезов породы. Подготовленные образцы помещались в камеру разрыва трёхосного типа. Вертикальную нагрузку на образец создаёт гидравлический пресс, отдельный насос позволяет приложить боковую нагрузку, для создания пластового давления предназначен ручной насос. Насосная группа с регулируемым дебитом может создать давление жидкости разрыва до 1000 бар. Процесс разрыва регистрируется и контролируется соответствующими измерительными приборами.

Инжекторы, использованные в опытах гидроразрыва, позволяют осуществить либо циркулярно-радиальное, либо сферическое истечение нагнетаемой жидкости. В первом случае истечение осуществляется через трубку с просверленными по её длине отверстиями (трубка вставляется в «скважину»), либо через два металлических наконечника, не связанных между собой и плотно закреплённых на краях образца. Первое приспособление имитирует гидроразрыв скважины через перфорированную обсадную колонну, второе – гидроразрыв в открытом стволе.

Сферическое истечение в центре образца достигалось с помощью трубки, в которой в плоскости сечения круга просверлены 4 взаимно (попарно) перпендикулярных отверстия, либо с помощью двух трубок, не связанных между собой. Первый вариант истечения обуславливал образование вертикальной трещины разрыва, тогда как второй – горизонтальной трещины разрыва.

В лаборатории моделировали разнообразное сочетание вертикальных и горизонтальных нагрузок на испытываемый образец, также как и различные способы истечения жидкости разрыва. Данные лабораторных экспериментов сопоставлялись с данными гидроразрывов в скважинах.

Основные результаты и выводы, полученные на основе лабораторных экспериментов, заключаются в следующем:

1. При проведении гидроразрыва в перфорированной колонне или в открытом стволе скважины направление трещины определяется отношением вертикального напряжения (σ_v) к горизонтальному напряжению (σ_h). При $\sigma_v / \sigma_h > 1,5$ – вертикальный разрыв; при $\sigma_v / \sigma_h < 1,4$ – горизонтальный разрыв.

the «well») or through two metal end caps, not connected to each other and tightly fixed at the edges of the sample. The first end cap simulates hydraulic fracturing of the well through a perforated casing string, the second end cap simulates hydraulic fracturing in an open hole.

Spherical flow in the center of the sample was achieved with a tube in which 4 mutually perpendicular (in pairs) holes were drilled in the plane of the circle cross-section, or by means of two tubes not connected with each other. The first flow option caused the development of vertical fracture, while the second option – horizontal fracture.

The tests simulated a variety of combinations of vertical and horizontal loads on the test sample, as well as different options of frac fluid flow. The data from the laboratory experiments were compared with the data from hydraulic fracturing in wells.

The main results and conclusions obtained from laboratory experiments are as follows:

1. When fracturing in a perforated string or in an open hole, the fracture direction is determined by the ratio of vertical stress (σ_v) to horizontal stress (σ_h). At $\sigma_v / \sigma_h > 1.5$ – vertical fracturing; at $\sigma_v / \sigma_h < 1.4$ – horizontal fracturing.
2. In laboratory experiments it is necessary to distinguish between the pressure of fracture development (usually difficult to detect) and the pressure of complete fracturing of the rock cylinder, which corresponds to the maximum pumping pressure. In real conditions, the fracture initiation pressure coincides with the total pressure of the rock fracturing.
3. Very few perforation holes lead to significant pressure losses, and a very large number of perforation holes lead to decrease of the pressure of the injected fluid, which leads to a reduction in the length of the fracture. In practice, it is important to establish the «golden mean» between the perforation density and the distance between perforation intervals.
4. The fracture develops mainly in the most permeable area of the rock. The pressure of the fracture decreases with increasing mobility of the fracture fluid, and, on the contrary, low-filtration fluid is preferable for the growth of the fracture length.
5. Uncertainly located natural fracture does not affect either the development of the fracture (direction and pressure) or its subsequent growth.
6. During fracturing a single fracture develops both in a homogeneous reservoir and in different permeability zones. Initiation of two fractures symmetrical about the

2. В лабораторных опытах необходимо отличать давление образования трещины (обычно трудно выявляемое) и давление полного разрыва цилиндра породы, которое соответствует максимальному давлению закачки. В реальных условиях давление образования трещины практически совмещается с давлением полного разрыва породы.
3. Очень малое число отверстий перфорации приводит к значительным потерям давления, очень большое их количество ведёт к ослаблению закачиваемой жидкости, что приводит к уменьшению длины трещины. Для практики важно установить «золотую середину» между плотностью перфорации и расстоянием между интервалами перфорации.
4. Трещина появляется преимущественно в наиболее проницаемой зоне породы. Давление разрыва уменьшается с увеличением подвижности жидкости разрыва, а для роста протяжённости трещины, наоборот, предпочтительнее малофильтрующаяся жидкость.
5. Неопределённо расположенная естественная трещина не влияет ни на образование трещины разрыва (направление и давление), ни на её последующий рост.
6. При гидроразрыве развивается единственная трещина как в однородном пласте, так и в разных по проницаемости зонах. В образцах наблюдалась инициализация двух трещин, симметричных относительно оси «скважины», но при дальнейшем увеличении давления происходил рост только одной из них.
7. Вертикальный разрыв развивается преимущественно с одной стороны скважины, что соответствует асимметричной геометрии теории разрыва Желтова-Христиановича.
8. Если образовывалась горизонтальная трещина, то на расстоянии не более 4 радиусов скважины от её стенки направление трещины менялось на вертикальное.

Авторы работы [12] считают, что экспериментальные результаты хорошо согласуются с теорией гидроразрыва. Тем не менее они предостерегают от автоматического переноса данных, полученных в лаборатории, в производственную практику. В лабораторных экспериментах различные факторы, влияющие на разрыв, известны или могут быть оценены; для конкретного гидроразрыва нагрузки, действующие на породу, можно оценить лишь по результатам самого испытания.

axis of the «well» was observed in the samples, but further increase in pressure led to the growth of only one of the fractures.

7. Vertical fracture develops mainly from one side of the well, which corresponds to the asymmetric geometry of Zheltov-Khristianovich's theory of fracturing.
8. After a horizontal fracture is developed, the direction of the fracture starts to be vertical at a distance of no more than 4 radii of the well from its wall.

The authors of the paper [12] believe that the experimental results are in good alignment with the theory of fracturing. However, the authors warn against automatic transfer of data obtained in the laboratory into field practice. In laboratory experiments, the various factors affecting the fracture are known or can be estimated; for a particular fracturing operation, the loads acting on the rock can only be estimated from the operation itself.

In addition, the conclusions are based on the hypothesis that the fracturing fluid flows in a constant mode, while for the rock the fluid filtration rate (transient mode) should be taken into account. It should also be noted that the various boundary conditions simulated in the laboratory never fully simulate those that exist in reservoirs. Experimental study of the hydraulic fracturing mechanism can provide general guidance that allows to approach the natural conditions to some extent. However, for each particular case, no model can correctly simulate the real conditions existing in the rock and reservoir.

Field Experiments

In recent years, several experiments have been carried out in wells, allowing to advance the understanding and interpretation of the results of hydraulic fracturing. Of particular interest are data from experimental operations performed at special testing facilities and in separate wells.

The National Energy Technology Laboratory (NETL), an agency of the U.S. Department of Energy (US DoE), has established a group of field laboratories to maintain energy security and competitiveness in the independent oil and gas industry in the United States. Below are the most important experimental results obtained through the NETL program.

One of the first field labs is Marcellus Shale Energy and Environmental Laboratory (MSEEL) located in West Virginia [13]. It is funded by the Department of Energy's (Office of Fossil Energy) and coordinated by a consortium of the University of West Virginia and Ohio State University. The universities manage NETL projects and provide engineering supervision. Initially, the research program was focused on the testing area at Northeast Natural Energy (NNE). Operations started in 2014.

Кроме того, выводы покоятся на гипотезе истечения жидкости разрыва в постоянном режиме, тогда как для породы следует учитывать скорость фильтрации жидкости (переходный режим). Не следует также забывать, что различные граничные условия, моделируемые в лаборатории, никогда полностью не воспроизводят условий, существующих в недрах. Экспериментальное изучение механизма гидравлического разрыва пород может дать общие указания, позволяющие в некоторой степени приблизиться к природным условиям. Однако для каждого конкретного случая любая принятая модель не может никогда верно воспроизвести реальные условия, существующие в породе и коллекторе.

Полевые эксперименты

В последние годы выполнен ряд экспериментов непосредственно в скважинах, позволяющих продвинуться в понимании и интерпретации результатов гидравлического разрыва пород. Особый интерес представляют данные опытных работ, выполненных на специальных полигонах и в отдельных скважинах.

Национальная лаборатория энергетических технологий (NETL) - агентство Министерства энергетики США (US DOE) - создала группу полевых лабораторий с целью поддержания энергетической безопасности и конкурентоспособности независимой нефтегазовой отрасли США. Ниже представлены наиболее важные результаты экспериментов, полученные в рамках проведённых работ по программе NETL.

Одной из первых полевых лабораторий является Marcellus Shale Energy and Environmental Laboratory (MSEEL), расположенная в штате Западная Виргиния [13]. Она финансируется Управлением ископаемой энергии Министерства энергетики и координируется консорциумом Университета Западной Виргинии и Университета штата Огайо. Университеты управляют проектами NETL и осуществляют технический надзор. Программа исследований первоначально была сосредоточена на полигоне производственной площадки Northeast Natural Energy (NNE). Начало работ в 2014 г.

Основной целью исследований по изучению нетрадиционных коллекторов Marcellus Shale являлось: выявление оптимального расстояния между скважинами для эффективной добычи газа, совершенствование конструкции заканчивания скважин, рациональное размещение кластеров перфорации. Последнее направление исследований чрезвычайно важно не только для этого участка, т.к. при проведении многостадийных разрывов 50-60% стадий ГРП приток углеводородов не обеспечивают.

The main objective of Marcellus Shale's unconventional reservoir studies was to identify the optimum spacing between wells for efficient gas production, improve well completion design and placement of perforation clusters. The latter direction of research is extremely important not only for this area, because during multistage fracturing 50-60% of the fracturing stages do not provide hydrocarbon inflow.

At first, a variety of information on previously drilled wells was collected and analyzed. Logging and core sampling were conducted in a special well. For monitoring of hydraulic fracturing, the well was equipped with a set of seismic receivers. Then two production wells 3H and 5H were drilled.

When drilling the well 3H, 111 feet (~ 34 m) of 4-inch diameter core was taken from the Marcellus reservoir and more than 50 1.5-inch diameter rock samples were taken using a sidewall coring tool. These 50 samples were used for geochemical, microbiological and geomechanical studies. A number of logging studies has been carried out in the vertical and horizontal sections of the well including gamma logging, borehole image with bedding sinusoids, fracture density, minimum horizontal stress, cement bond logging. The horizontal part of the borehole was equipped with a fiber optic cable outside the casing for microseismic monitoring and temperature measurements along the entire length. In total, 26 planned stages of hydraulic fracturing were performed.

It is stated (without details) that these studies allowed to improve well completion design, minimize the impact of rock inhomogeneity on fracture initiation, define the optimum placement of perforation clusters in rocks with similar mechanical properties, identify differences in completion efficiency between different stages of hydraulic fracturing and different placement of perforation clusters. Access to the numerous wells drilled in Marcellus Shale has enabled the rapid identification and implementation of new, cost-effective technologies and scientific advances aimed at increasing production and reducing environmental and social impacts.

The results of operations at the testing area proved the following:

- increased sand concentrations of 100 mesh (0.149 mm) do not degrade reservoir performance as compared to larger sand proppants;
- lower perforation density and smaller hole sizes can be used for each fracturing stage;
- lower perforation density and smaller hole sizes increase the flow rate of the fracturing fluid, which, in turn, increases the fracture pressure and fracturing efficiency;
- the improved completion design has allowed NNE to increase the testing area reserves by 20%, bring old

Сначала была собрана и проанализирована разнообразная информация по ранее пробуренным скважинам. Для сбора детальных данных о недрах использована специальная научная наблюдательная скважина, в которой проведены геофизические исследования и отобран керн. С целью мониторинга гидроразрывов скважину оборудовали набором сейсмоприёмников. Затем были пробурены две эксплуатационные скважины 3Н и 5Н.

При бурении скв. 3Н отобрали 111 фут (~ 34 м) керна диаметром 4 дюйма из формации Marcellus и более 50 образцов породы диаметром 1,5 дюйма боковым грунтоносом. На последних проводились геохимические, микробиологические и геомеханические исследования. В вертикальном и горизонтальном участках скважины выполнен комплекс геофизических исследований, включающий, в том числе, гамма каротаж, синусоидальное напластование, плотность трещин, минимальное горизонтальное напряжение, цементометрия. Горизонтальную часть ствола оборудовали снаружи обсадной колонны волоконно-оптическим кабелем для микросейсмического мониторинга и температурных измерений по всей длине. Запланировали и провели 26 стадий гидравлического разрыва.

Утверждается (без детализации), что выполненные исследования позволили усовершенствовать конструкцию заканчивания скважин, минимизировать влияние неоднородностей пород на инициирование трещин разрыва, обосновать размещение кластеров перфорации в породах со сходными механическими свойствами, выявить различия в эффективности завершения между различными стадиями гидроразрыва и размещением кластеров перфорации. Доступ к многочисленным скважинам, пробуренным в Marcellus Shale, позволил оперативно выявлять и внедрять новые, экономически эффективные технологии и научные достижения, направленные на увеличение добычи и снижение экологических и социальных последствий.

Результаты работ на полигоне доказали:

- повышенные концентрации песка размером 100 меш (0,149 мм) не ухудшают эксплуатационные характеристики пласта по сравнению с более

wells into the normal operation mode and use these wells as best practices.

Another testing area is located in Reagan County, Texas. High-quality 3D seismic surveys has been previously performed at this area, a lot of vertical and horizontal production wells have been drilled. This testing area has the logging data and core samples obtained during drilling vertical and horizontal wells. In addition, the results of microseismic and microstrain measurements obtained during hydraulic fracturing were collected for specific wells.

2 old vertical wells were re-commissioned and re-equipped and 11 new wells were drilled. The length of each horizontal well was ~ 10,000 feet (~ 3050 m). Six wells were drilled in Upper Wolfcamp sediments and five wells in Middle Wolfcamp sediments. The wells form a staggering pattern at 660 feet (~ 200 meters) transversely and 450 feet (~ 137 meters) diagonally. The direction of horizontal wells is north-south, presumably perpendicular to the direction of the maximum horizontal stress of the rocks. Then a pilot vertical well was drilled through Wolfcamp formation sediments.

Multistage hydraulic fracturing (over 400 stages in total) was performed in all the horizontal wells. The proppant

was sand. Radioactive and chemical tracers were used for hydraulic fracturing. Colored proppant markers were used in two wells. Fracturing with variable injection rate was tested. During fracturing a microseismic monitoring was performed in each well. The operations also included logging, injection tests to analyze fractures and seismic studies between three wells before and after fracturing.



Then, a deviated well (81° angle) was drilled into the fracture zone of two horizontal wells, where colored proppant markers were used for hydraulic fracturing. A 4-inch full-hole core was sampled from Upper Wolfcamp (437 feet - ~133 m) and Middle Wolfcamp (158 feet - ~ 48 m) sediments. Sensors were later installed in the well to monitor pressure changes during production.

The entire core was studied in detail by specialists from two universities and participating companies. There were two main directions of development of natural fractures cemented with calcite: north-east - south-west and west, north-west - east, south-east. 11 faults have been

- крупными песчаными проппантами;
- для каждой стадии гидроразрыва можно использовать меньшую плотность перфорации и меньшие размеры отверстий;
- меньшая плотность перфорации и меньшие размеры отверстий увеличивают скорость истечения жидкости разрыва, что, в свою очередь, увеличивает давление разрыва и повышает эффективность ГРП;
- усовершенствованная конструкция заканчивания позволила компании NNE увеличить запасы участка на 20%, включить старые скважины в нормальный рабочий процесс и далее использовать как лучшие практики в своей деятельности.

Другой полигон расположен в округе Reagan штата Техас. На участке ранее проводилась высококачественная трёхмерная сейсморазведка, пробурено множество вертикальных и горизонтальных эксплуатируемых скважин, имеются данные геофизических исследований и результатов изучения керна, отобранного при бурении вертикальных и горизонтальных стволов. Дополнительно по отдельным скважинам были собраны результаты микросейсмичности и измерений микродеформаций, полученные в процессе гидроразрыва пород.

На полигоне были реанимированы и переукомплектованы 2 старые вертикальные скважины и пробурены 11 новых скважин, протяжённость горизонтальных стволов которых составила ~10000 фут (~3050 м) в каждой из них. Шесть скважин пробурены в отложения Upper Wolfcamp и пять скважин в отложения Middle Wolfcamp. Расположены скважины в шахматном порядке на расстоянии 660 фут (~200 м) друг от друга в поперечном направлении и 450 фут (~137 м) – по диагонали. Направление горизонтальных стволов север-юг, предположительно перпендикулярно ориентации максимального горизонтального напряжения пород. Затем пробурили пилотную вертикальную скважину через отложения формации Wolfcamp.

Во всех горизонтальных стволах проведён многостадийный гидравлический разрыв пород (общим количеством свыше 400). Проппантом служил песок. При ГРП использовались радиоактивные и химические трассеры. В двух скважинах при ГРП применены цветные маркеры проппанта. Опробован гидроразрыв с переменной скоростью закачки. В процессе ГРП проводился микросейсмический мониторинг каждой скважины. Выполнены геофизические исследования, инъекционные тесты для диагностики трещин, сейсмические исследования между тремя скважинами до и после ГРП.

Затем в зону трещиноватости двух горизонтальных стволов, при ГРП которых использовали цветные

идентифицированы, все в Upper Wolfcamp осадках. Более 700 трещин были идентифицированы - естественные трещины, трещины, вызванные гидравлическим разрывом, трещины, вызванные изменениями напряжения во время бурения и подъёма, а также трещины, вызванные шлифовкой алюминиевых образцов. Ядро было проанализировано с помощью 3D лазера и затем распилено на отдельные куски. Содержимое открытых трещин было отобрано в целях определения наполнителя, распределения и размера частиц проппанта.

Два теста были выполнены: один для оценки взаимодействия 11 горизонтальных скважин и один для оценки взаимодействия 13 скважин.

Согласно данным с операций на испытательной площадке в округе Reagan, основные результаты следующие [4-11, 14]:

1. Гидравлический разрыв не создаёт сети трещин (как это обычно представляется). Согласно J. Gale, который изучил сотни образцов ядра, «мы не имеем дело с плоскими двукрылыми объектами» [10]. Распространены крылья бабочки. Существует только одна трещина на одной стороне скважины.
2. Нет очевидной гидравлической связи между скважинами, пробуренными в Upper Wolfcamp и Middle Wolfcamp осадках.
3. Наблюдённая гидравлическая связь между горизонтальными скважинами в тех же осадках указывает на то, что расстояние между скважинами слишком мало для ранее одобренного завершения, особенно для Middle Wolfcamp осадков. Выбор правильного расстояния между скважинами и завершения скважины уменьшит количество необходимых скважин.
4. Высота трещин, заполненных проппантом, которые наиболее вероятно являются каналами для углеводородов, не превышает 30 футов (~9 м). В то же время, высоты трещин, рассчитанные с помощью микросейсмических данных, значительно переоценены: эти высоты варьируются от 550 футов (~168 м) до 1,100 футов (~335 м); средняя высота трещины для 11 скважин составляет 830 футов (~253 м).
5. В то же время, микросейсмические данные показывают отсутствие роста трещин от нижней стенки горизонтального ствола, т.е. гидравлический разрыв не создаёт гидравлической связи между нефтеносными и водоносными частями резервуара.
6. Наибольшая плотность трещин наблюдается в ядре скважин, ближайших к скважинам с гидравлическим разрывом.
7. Наблюдённое распределение проппанта в трещинах является случайным: некоторые трещины содержат высокую плотность проппанта, некоторые трещины без проппанта. Большинство идентифицированных исследователями трещин

маркеры проппанта, была пробурена наклонная под 81° скважина. В ней отобран сплошной керн диаметром 4 дюйма из отложений Upper Wolfcamp (437 фут - ~133 м) и Middle Wolfcamp (158 фут - ~48 м). Позже в скважину установили датчики для наблюдения за изменением давления во время добычи.

Весь керн подробно изучен специалистами двух университетов и компаний-соучастников проекта. Установлены два основных направления развития естественных трещин, сцементированных кальцитом: северо-восток – юго-запад и запад, северо-запад – восток, юго-восток. Идентифицированы 11 сбросов, все в отложениях Upper Wolfcamp. Определено более 700 трещин (естественных, гидроразрыва, обусловленных изменением напряжения при выбурировании и подъёме керна, а также вызванных фрезерованием алюминиевых керноприёмников). Керн был просканирован 3D лазером и затем распилен на отдельные куски. Из открытых трещин отобрали их содержимое с целью определения заполнителя, распределения и размеров частиц проппанта.

Выполнены два теста: по оценке взаимодействия 11 горизонтальных скважин и по оценке взаимодействия 13 скважин.

По данным работ, проведённых на полигоне в округе Reagan, основные результаты заключаются в следующем [4-11, 14]:

1. Гидравлический разрыв пород не создаёт сеть многочисленных трещин (как это обычно представляют). По заявлению J. Gale, изучившей сотни образцов керна, «мы не имеем дело с плоскими крыльями» {we are not dealing with planar bi-wing things} [10]. Подразумеваются расправленные крылья бабочки. Развивается единственная трещина по одну сторону от скважины.
2. Между скважинами, пробуренными на отложения Upper Wolfcamp и Middle Wolfcamp, очевидная гидравлическая взаимосвязь не отмечена.
3. Наблюдавшаяся гидравлическая взаимосвязь между горизонтальными стволами в одних и тех же отложениях указывает на то, что расстояние между скважинами слишком мало для принятой конструкции их заканчивания, особенно для отложений Middle Wolfcamp. Правильный выбор расстояния между скважинами и конструкции заканчивания поможет снизить число скважин.
4. Высота трещин разрыва, заполненных проппантом и, наиболее вероятно, фильтрующих углеводороды, не превышала 30 фут (~9 м).

caused by hydraulic fracturing are characterized by very low openness. Only three fractures filled with proppant with 5-10 mm openness were found, and all of these fractures belong to Upper Wolfcamp deposits. At the same time, it was found that there is much more proppant in the Middle Wolfcamp core than in the Upper Wolfcamp core. Although the fracture zone in the Middle Wolfcamp was farther from the deviated well than the Upper Wolfcamp fracture zone.

8. The sand grains sampled from the fractures were very fine. Most of them were 1/2 to 1/3 of the grain size passing through a 100-mesh screen. Three slugs of proppant with high volumes of larger grains were an exception.
9. Sporadic distribution of proppant correlates with rapidly decreasing rate of hydrocarbon production.
10. One well with variable fracturing fluid injection rate provided an average 20% increase in production as compared to the nearest 4 wells where the fracturing was performed at constant pump pressure. The increase was observed not only immediately after the fracturing but also in total production after 24 months.
11. The industry trend to increase the length of horizontal wells, the volume of injected proppant and perforation density leads to a significant increase in short-term production, but not to the optimal well design in terms of NPV - net present value.
12. The head of the \$25 million federal grant for operations at the testing area in Texas stated that «The «incredible complexity» observed was «far beyond what current simulations can model and predict» [10].

Fracturing Pressure Calculation

Fracturing pressure can be calculated with a different method from the one used in stimulators. This method is based on the following. Drilling of a well results in the disturbance of the initial stress state formed in the rocks before drilling. For an empty cylindrical well, the new stress state is described in the long-known equations:

$$\sigma_z = \sigma_{ver} - 2\nu(\sigma_1 - \sigma_2) r_w^2/r^2 \cos 2\phi \quad (1),$$

$$\sigma_r = 0,5(\sigma_1 + \sigma_2)(1 - r_w^2/r^2) + 0,5(\sigma_1 - \sigma_2)(1 - 4r_w^2/r^2 + 3r_w^4/r^4) \cos 2\phi \quad (2),$$

$$\sigma_\theta = 0,5(\sigma_1 + \sigma_2)(1 + r_w^2/r^2) - 0,5(\sigma_1 - \sigma_2)(1 + 3r_w^4/r^4) \cos 2\phi \quad (3),$$

where:

σ_{ver} , σ_1 , σ_2 - Initial vertical, minimum and maximum horizontal stresses, respectively;

σ_z , σ_r , σ_θ - new vertical, radial, tangential stresses, respectively;

ν - Poisson's coefficient;

r_w - radius of the well;

Тогда как высота трещин, оценённая по материалам микросейсмики, существенно завышена: варьирует от 550 фут (~ 168 м) до 1100 фут (~ 335 м); среднее по 11 скв. - 830 фут (~ 253 м).

5. Одновременно материалы микросейсмики свидетельствуют об отсутствии роста трещин вниз от нижнего основания горизонтального ствола, т.е. гидравлическая связь между нефтеносной и водоносной частями залежи вследствие ГРП не образуется.
6. Трещины разрыва наиболее распространены в секциях керна, ближайших к скважинам с ГРП.
7. Наблюдаемое распределение проппанта в трещинах спорадическое: где то густо, где-то пусто. Подавляющее большинство трещин, выделенных исследователями в качестве трещин разрыва, характеризуются очень низкой раскрытостью. Обнаружены только три трещины раскрытостью 5-10 мм заполненные проппантом и все они относятся к отложениям Upper Wolfcamp. Одновременно установлено, что в керне из отложений Middle Wolfcamp проппанта гораздо больше, чем в керне из Upper Wolfcamp. Хотя зона ГРП в Middle Wolfcamp находилась дальше от наклонной скважины, чем зона ГРП в Upper Wolfcamp.
8. Песчинки, отобранные из предполагаемых трещин разрыва, были очень мелкими. Большинство из них составляли 1/2 - 1/3 размера зерна, проходящего через сито 100 меш. Исключением являлись три пакета проппанта с большим количеством более крупных зёрен.
9. Спорадическое распределение проппанта коррелирует с быстро снижающимся темпом отбора углеводородов.
10. Скважина, в которой ГРП проведён с переменной скоростью закачки жидкости разрыва, дала в среднем 20% прирост добычи по сравнению с ближайшими 4-мя скважинами, в которых ГРП проводился при постоянном давлении насосов. Прирост наблюдался не только сразу после проведения гидроразрыва, но и в суммарной добыче через 24 месяца.
11. Отраслевая тенденция к увеличению протяжённости горизонтальных стволов, росту объёма закачиваемого проппанта, уплотнению сетки перфорации приводит к значительному увеличению краткосрочной добычи; но не оптимальному дизайну скважины с точки зрения NPV – чистой приведённой стоимости.

r - current radius;
 ϕ - vectorial angle.

For further calculation the tangential stress on the well walls is of the greatest practical use. Provided $r = r_w$:

$$\sigma_{\theta} = \sigma_1 + \sigma_2 - 2(\sigma_1 - \sigma_2) \cos 2\phi \quad (4).$$

If the horizontal stresses are equal ($\sigma_1 = \sigma_2$) and the vectorial angle in the horizontal plane changes from 0° to 90° , the tangential stress is $\sigma_{\theta} = 2\sigma_1 = 2\sigma_2$. Thus, in an empty vertical borehole, tangential stress compresses rocks on the borehole contour with a force equal to twice the value of initial horizontal stress (stress concentration coefficient $K_{con} = 2$). For the horizontal well, the initial vertical stress is used instead of the initial horizontal stress.

Filling the well with flushing fluid is equivalent to partial recovery of the initial stress state of rocks and reducing the compressive effect of tangential stress. Mathematically, this is recorded by the equation:

$$\sigma_{\theta} = [\sigma_1 + \sigma_2 - 2(\sigma_1 - \sigma_2) \cos 2\phi] - P_{bot} \quad (5),$$

where P_{bot} - the solution pressure in the well at the calculation depth.

During hydraulic fracturing the pressure in the well increases up to the moment of fracture initiation. In terms of the previous reasoning, the fracture development occurs in two stages: neutralization of σ_{θ} and then exceeding the tensile strength limit of the rock (fracturing). When the bottomhole pressure P_{bot} is equal to the value of the term in square brackets of the equation (5) and equal to $2\sigma_1 = 2\sigma_2$, the impact of tangential stress will be neutralized. In other words, at this moment the stress state of the rocks that existed before the well drilling will be restored. Further increase of the injection pressure of the frac fluid will be used to exceed the tensile strength limit of the rock. The sign will switch, and tangential stress will change from compressive stress to tensile stress. Since the tensile strength limits of the rock fracturing are significantly lower than compressive strength limits, the further increase in bottomhole pressure up to a fracturing fracture (P_{frac}) is insignificant as compared to bottomhole pressure neutralizing the compressive effect of the tangential stress.

Once the rock is fractured, the bottomhole pressure will decrease. This is because after the fracture is developed, further support for its opening requires less effort than for the fracture itself. That is, the pressure to support the fracture in the open state and to push it deep into the rock $P_{sup} > K_{con} \cdot \sigma_1$. When the pumps stop and the injection of the frac fluid stops, the rock will tend to restore to the original state (before fracturing) and close the fracture. Fracture closure pressure $P_{close} \approx K_{con} \cdot \sigma_1$. This equation provides estimation of σ_1 . Fig.1 illustrates the calculation of P_{frac} , P_{sup} , P_{close} .

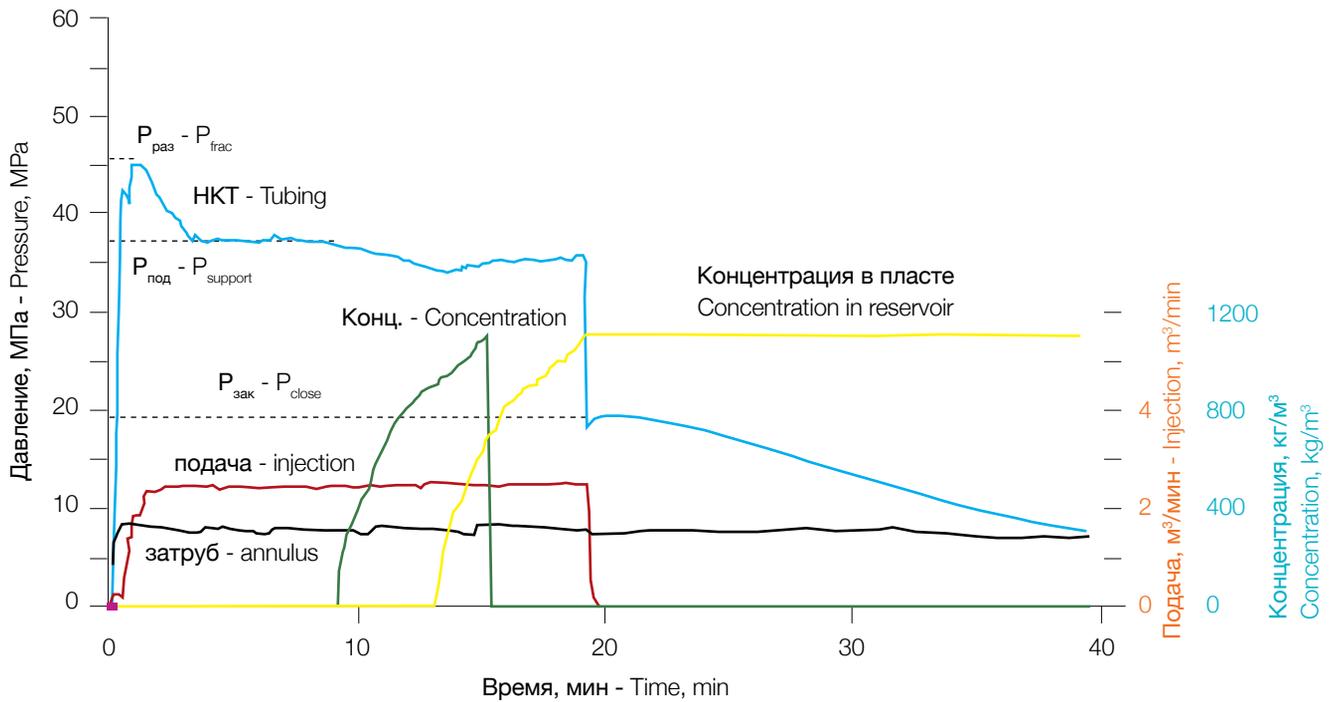


Рис.1: Пример регистрации процесса гидравлического разрыва пласта
 Fig. 1: The example of monitoring of hydraulic fracturing

12. Руководитель федерального гранта работ на полигоне в штате Техас стоимостью \$25 млн заявил, что «наблюдаемая сложность находится далеко за пределами того, что могут моделировать и предсказать существующие симуляторы» [10].

Оценка давления разрыва

Давление разрыва можно рассчитать способом, отличающимся от применяемого в стимуляторах и основанного на следующем. Бурение скважины приводит к нарушению начального напряжённого состояния, сложившегося в породах до начала бурения. Для пустой цилиндрической выработки новое напряжённое состояние описывается давно известными уравнениями

$$\sigma_z = \sigma_{вер} - 2\nu(\sigma_1 - \sigma_2) r_c^2/r^2 \cos 2\phi \quad (1),$$

$$\sigma_r = 0,5(\sigma_1 + \sigma_2)(1 - r_c^2/r^2) + 0,5(\sigma_1 - \sigma_2)(1 - 4r_c^2/r^2 + 3r_c^4/r^4) \cos 2\phi \quad (2),$$

$$\sigma_\theta = 0,5(\sigma_1 + \sigma_2)(1 + r_c^2/r^2) - 0,5(\sigma_1 - \sigma_2)(1 + 3r_c^4/r^4) \cos 2\phi \quad (3),$$

где $\sigma_{вер}$, σ_1 , σ_2 – начальные вертикальное, минимальное и максимальное горизонтальное напряжения, соответственно;

σ_z , σ_r , σ_θ – новые вертикальное, радиальное, тангенциальное напряжения, соответственно;

ν – коэффициент Пуассона;

r_c – радиус скважины;

r – текущий радиус;

ϕ – полярный угол.

Для дальнейшего наибольший практический интерес представляет тангенциальное напряжение на стенках

Verification of the above described approach was carried out based on the data of rock fracturing in two reservoirs (A and B). In both reservoirs, the oil-bearing layer was composed of sandstones. Depth of reservoir A: $-(2775 \div 2885)$ m. Depth of reservoir B: $-(2870 \div 2920)$ m. The graph of pressure change during hydraulic fracturing provided the values of P_{frac} , P_{sup} , P_{close} . As the values were recorded at the wellhead in all wells, the pressure of the fluid column in the well from the wellhead to the hydraulic fracturing interval was considered additionally. After evaluation of the minimum horizontal stress, the difference between P_{frac} and $2\sigma_1$ was taken as the tensile strength limit $\sigma_{tensile}$.

Then simple averages were calculated:

- reservoir A (114 fracturing stages) - $P_{fracture} = 47.3$ MPa;

$\sigma_{tensile} = 8.4$ MPa; $\sigma_1 = 22.24$ MPa;

- reservoir B (34 fracturing stages) - $P_{fracture} = 49.92$ MPa;

$\sigma_{tensile} = 7.0$ MPa; $\sigma_1 = 23.26$ MPa.

Following the above logic ($P_{fracture} = 2\sigma_1 + \sigma_{tensile}$) the calculated average fracture pressure for reservoir A is 52.88 MPa and for reservoir B - 53.52 MPa. Comparison of the calculations with the actual data showed that for sandstones of reservoir A most often the fracture pressure is within the range 51-54 MPa, for sandstones of reservoir B - within the range 52-55 MPa. The proposed approach can be applied without the use of fracturing simulators.

Fracture Density

The main purpose of hydraulic fracturing, as mentioned earlier, is to create a system of fractures in the rock. What

скважины, т.е. при условии $r = r_c$:

$$\sigma_\theta = \sigma_1 + \sigma_2 - 2(\sigma_1 - \sigma_2) \cos 2\phi \quad (4).$$

При равенстве горизонтальных напряжений ($\sigma_1 = \sigma_2$) и изменении полярного угла в горизонтальной плоскости от 0° до 90° тангенциальное напряжение $\sigma_\theta = 2\sigma_1 = 2\sigma_2$. Таким образом, в пустой вертикальной скважине тангенциальное напряжение сжимает породы на контуре скважины усилием, равным удвоенному значению начального горизонтального напряжения (коэффициент концентрации напряжений $K_{\text{кон}} = 2$). Для горизонтальной скважины вместо начального горизонтального напряжения используется начальное вертикальное напряжение.

Заполнение скважины промывочной жидкостью эквивалентно частичному восстановлению первоначального напряжённого состояния пород и снижению сжимающего действия тангенциального напряжения. Математически это записывается уравнением:

$$\sigma_\theta = [\sigma_1 + \sigma_2 - 2(\sigma_1 - \sigma_2) \cos 2\phi] - P_{\text{заб}} \quad (5),$$

где $P_{\text{заб}}$ - давление раствора в скважине на глубине расчёта.

При проведении гидроразрыва пород давление в скважине повышается до момента образования трещины разрыва. С точки зрения предыдущих рассуждений образование трещины разрыва происходит в два этапа: нейтрализация σ_θ и затем превышение предела прочности пород на растяжение (разрыв). Когда забойное давление $P_{\text{заб}}$ сравнивается по величине со слагаемым, стоящим в квадратных скобках уравнения (5) и равным $2\sigma_1 = 2\sigma_2$, воздействие тангенциального напряжения будет нейтрализовано. Иначе говоря, в этот момент будет восстановлено напряжённое состояние пород, существовавшее до бурения скважины. Дальнейшее увеличение давления закачки жидкости разрыва будет направлено на преодоление предела прочности породы на растяжение. Произойдёт смена знака и тангенциальное напряжение вместо сжимающего станет растягивающим. Так как пределы прочности пород на разрыв заметно меньше пределов их прочности на сжатие, то дальнейший рост забойного давления до образования трещины разрыва ($P_{\text{раз}}$) незначителен относительно забойного давления, нейтрализующего сжимающее действие тангенциального напряжения.

Как только порода будет разорвана, забойное давление снизится. Это происходит потому, что после образования трещины дальнейшая поддержка её раскрытой требует меньших усилий, чем для образования самой трещины. Т.е. давление поддержки трещины разрыва в раскрытом состоянии и её

is needed to know about fractures in this case? Direction, openness, length and height. Fracturing simulators are used to calculate fracture openness and length. There is no verification of these calculations so far. In some cases, passive seismic monitoring provides an idea of the fracture direction [1]. In the beginning of hydraulic fracturing, seismic waves are observed on both sides of the well, but with further injection of the fracturing fluid – seismic waves are observed only in one direction. In our opinion, this result indicates the initialization of fractures symmetrically about the axis of the well, but only one fracture develops further (similarly to laboratory experiments). Passive seismic monitoring technology increases the cost of hydraulic fracturing. This technology is not widely spread.

The paper [3] «...provides an overview and systematization of the main widely used hydraulic fracturing simulation methods, features, areas of application and key assumptions». Notably, the authors attribute the further development of hydraulic fracturing simulators to the complication of the hydrodynamic model for multicomponent fluid and taking into account porous and elastic effects. Not a single word about fracturing design.

Summary and Main Conclusions

So, what do we actually know about fracturing? We know only what's shown in Figure 1 and similar simulations. To what extent do the results coincide with the simulator calculations? There is no info as companies don't publish such information. The reasoning about the created fracture and corresponding illustrations reflect purely theoretic ideas of the authors.

Based on the results obtained during laboratory and field experiments and taking into account some theoretical solutions, it is possible to formulate the main conclusions useful for practice:

- when the rock fracturing pressure is reached, two fractures are initiated symmetrically about the axes of the well, but only one fracture develops deep into the rock (in this regard the term «fracture half-length» is nonsense);
- the fracture plane is parallel to the axis of the vertical wellbore and perpendicular to the axis of the horizontal wellbore;
- regardless of the direction of the wellbore, the fracture propagates along the path of least resistance - perpendicular to the direction of the minimum horizontal stress;
- proppant distribution in the fracture is sporadic, which correlates with the rapidly decreasing hydrocarbon production rate;
- natural fractures in the rock do not affect either the development of the fracture or its growth deep in the rock;
- in multistage fracturing, at least 50% of the hydrocarbon fracture stages will not produce hydrocarbons;
- the results of microseismic studies significantly

продвижения вглубь массива пород $P_{\text{под}} > K_{\text{кон}} \cdot \sigma_1$. В момент остановки насосов и прекращения закачки жидкости разрыва порода будет стремиться к восстановлению первоначального состояния (до разрыва) и закрытию трещины разрыва. Давление закрытия трещины разрыва $P_{\text{зак}} \approx K_{\text{кон}} \cdot \sigma_1$. Отсюда можно оценить σ_1 . Рис.1 иллюстрирует определение $P_{\text{раз}}, P_{\text{под}}, P_{\text{зак}}$.

Проверка изложенного подхода проведена по данным гидроразрывов пород на двух залежах (А и Б). В обеих залежах нефтеносный пласт сложен песчаниками. Глубина залегания (-2775 ÷ -2885 м) в залежи А и (-2870 ÷ -2920 м) в залежи Б. С кривой изменения давления в процессе ГРП считывались величины $P_{\text{раз}}, P_{\text{под}}, P_{\text{зак}}$. Так как регистрация показаний во всех случаях проводилась на устье скважин, то дополнительно учитывалось давление столба жидкости в скважине от устья до интервала проведения ГРП. После оценки минимального горизонтального напряжения разница между $P_{\text{раз}}$ и $2\sigma_1$ принималась за предел прочности на растяжение $\sigma_{\text{раст}}$.

Затем были рассчитаны среднеарифметические значения, которые составили:

- залежь А (114 ГРП) - $P_{\text{раз}} = 47,3$ МПа; $\sigma_{\text{раст}} = 8,4$ МПа; $\sigma_1 = 22,24$ МПа;

- залежь Б (34 ГРП) - $P_{\text{раз}} = 49,92$ МПа; $\sigma_{\text{раст}} = 7,0$ МПа; $\sigma_1 = 23,26$ МПа.

Следуя вышеизложенной логике ($P_{\text{раз}} = 2\sigma_1 + \sigma_{\text{раст}}$) расчётное среднее давление разрыва для залежи А равно 52,88 МПа и для залежи Б – 53,52 МПа. Сравнение расчётов с фактическими данными показало, что для песчаников залежи А чаще всего давление разрыва находится в диапазоне 51-54 МПа, для песчаников залежи Б – в диапазоне 52-55 МПа. Предлагаемый подход приемлем без использования симуляторов ГРП.

Трещиноватость

Главное предназначение гидравлического разрыва пласта, как об этом упоминалось ранее, создание системы трещиноватости в массиве горных пород. Что необходимо в этом случае знать о трещинах? Их направление, раскрытость, протяжённость, высоту. В рамках программ симуляторов ГРП рассчитывают раскрытость и протяжённость трещины разрыва. Подтверждаемость подобных расчётов с реалиями до сих пор отсутствует. В отдельных случаях пассивный сейсмический мониторинг даёт представление о направлении трещины разрыва [1]. Характерно, что в начале гидроразрыва источники сейсмоземиссионного излучения фиксируются по обе стороны скважины, в которой выполняют ГРП, но при дальнейшей закачки жидкости разрыва – только в какую-то одну сторону. Такой результат, по нашему мнению, указывает на

overestimate the height of the fracture;

- high fracturing efficiency is possible with reduced perforation density, reduced perforation holes size, application of variable fracturing fluid injection rate;
- none of the applied hydraulic fracturing simulators reflect the real design of fracture fractures, i.e. the simulators do not solve the main task of hydraulic fracturing.

Literature

1. Alexandrov S.I., G.N. Gogonenkov, A.G. Pasyнков Passive Seismic Monitoring for Control of Geometric Parameters of Hydraulic Fracturing. Neftyanoye Khozyaystvo, 2007, №3, p.51-53.
2. Zheltov Yu.P., Khristianovich S.A. About hydraulic fracturing of oi reservoir. Izv. of the USSR Academy of Sciences, OTN, 1955, No. 5, pp. 3-41.
3. Khasanov, M.M.; Paderin, G.V.; Shel, E.V.; Yakovlev, A.A.; and Pustovskikh, A.A. Approaches to Hydraulic Fracturing Simulation and Areas for Development. Gazpromneft STC LLC, 25 January 2018.
4. Ciezobka J. Hydraulic Fracturing Test Site. DE-FE0024292. Presentation, August 15, 2018.
5. Ciezobka J., Courtie J., Wicker J. Hydraulic Fracturing Test Site - Project overview and summary of results. URTEC - 2937168, 2018.
6. Elliot S.J., Gale J.F.W. Analysis and distribution of proppant recovered from fracture faces in the HFTS slant core drilled through a stimulated reservoir. URTEC-2902629, 2018.
7. Gale J.F.W., Elliot S.J., Laubach S.E. Hydraulic fractures in core from stimulated reservoirs: core fracture description of HFTS slant core, Midland Basin, West Texas. URTEC-2902624, 2018.
8. Hydraulic Fracturing Test Site (HFTS), Project Number DE-FE0024292.
9. Maity D., Ciezobka J., Eisenlord S. Assessment of in-situ proppant placement in SRV using through-fracture core sampling at HFTS. URTEC - 2902364, 2018.
10. Rassenfoss S. Real fractured rock is so complex it's time for new fracturing models. Journal Petroleum Technology, 2018, vol.70, Issue:11.
11. Stegent N., Candle C. Downhole microseismic mapping of more than 400 fracturing stages on a multiwell pad at the HFTS. URTEC - 2902311, 2018.
12. Le Tirant P., Baron G. Fracturation hydraulique des roches sédimentaires en conditions de contraintes de fond. Comptes rendus 3 Colloque de l'A.R.T.F.P., Paris, 1969, p.361-420.
13. Vagnetti R., Ciferno J. Federal field laboratories improving production efficiency, minimizing environmental impacts. World Oil, May 2019, Vol.240, №5.

инициализацию трещин разрыва симметрично оси скважины, но развитие получает только одна трещина (аналогия с лабораторными экспериментами). Технология пассивного сейсмического мониторинга увеличивает расходы на проведение ГРП и массового применения для практики не получила.

В работе [3] «...приведены обзор и систематизация основных широко используемых методов моделирования ГРП, их особенностей, областей применения и ключевых предположений». Характерно, что дальнейшее направление развития моделей ГРП авторы связывают с усложнением гидродинамической модели для многокомпонентной жидкости и с учётом пороупругих эффектов. О дизайне трещиноватости ни единого слова.

Итог и основные выводы

Так что фактически нам известно о гидроразрыве? Только то, что показано на Рис.1 и аналогичных ему. В какой степени полученные результаты совпадают с данными расчётов в рамках симуляторов? Неизвестно, так как компании такие сведения не публикуют. Рассуждения о созданной трещиноватости в массиве пород и соответствующие иллюстрации отражают сугубо умозрительные представления их авторов.

На основе результатов, полученных при проведении лабораторных и полевых экспериментов и с учётом некоторых теоретических решений, можно сформулировать основные выводы, полезные для практики:

- при достижении давления разрыва породы инициируются две трещины, симметричные оси скважины, но вглубь массива продвигается только одна из них (в этой связи применение термина «полудлина трещины» - нонсенс);
- плоскость трещины разрыва параллельна оси вертикального ствола и перпендикулярна оси горизонтального ствола;
- независимо от направления ствола трещина разрыва распространяется по пути наименьшего сопротивления - перпендикулярно направлению действия минимального горизонтального напряжения;
- распределение проппанта в трещине спорадическое, что коррелирует с быстро снижающимся темпом отбора углеводородов;
- естественная трещина в породе не оказывает влияния ни на образование трещины разрыва, ни на её рост вглубь массива пород;
- при проведении многостадийных ГРП не менее 50% стадий разрыва углеводороды не продуцируют;
- результаты микросейсмических исследований существенно завышают высоту трещины разрыва пород;

- увеличение эффективности гидроразрыва возможно при уменьшении плотности перфорации, уменьшении размера отверстий, применении переменной скорости закачки жидкости разрыва;
- ни один из применяемых симуляторов ГРП не отражает реальный дизайн трещин разрыва, т.е. не решает главную задачу предназначения гидроразрыва.

Литература

1. Александров С.И., Гогоненков Г.Н., Пасынков А.Г. Пассивный сейсмический мониторинг для контроля геометрических параметров гидроразрыва пласта. Нефтяное хозяйство, 2007, №3, с.51-53.
2. Желтов Ю.П., Христианович С.А. О гидравлическом разрыве нефтеносного пласта. Изв.АН СССР, ОТН, 1955, №5, с.3-41.
3. Хасанов М.М., Падерин Г.В., Шель.Е.В., Яковлев А.А., Пустовских А.А. Подходы к моделированию гидроразрыва пласта и направления их развития. ООО «Газпромнефть НТЦ», 25 января 2018.
4. Ciezobka J. Hydraulic Fracturing Test Site. DE-FE0024292. Presentation, August 15, 2018.
5. Ciezobka J., Courtie J., Wicker J. Hydraulic Fracturing Test Site – Project overview and summary of results. URTEC – 2937168, 2018.
6. Elliot S.J., Gale J.F.W. Analysis and distribution of proppant recovered from fracture faces in the HFTS slant core drilled through a stimulated reservoir. URTEC-2902629, 2018.
7. Gale J.F.W., Elliot S.J., Laubach S.E. Hydraulic fractures in core from stimulated reservoirs: core fracture description of HFTS slant core, Midland Basin, West Texas. URTEC-2902624, 2018.
8. Hydraulic Fracturing Test Site (HFTS), Project Number DE-FE0024292.
9. Maity D., Ciezobka J., Eisenlord S. Assessment of in-situ proppant placement in SRV using through-fracture core sampling at HFTS. URTEC – 2902364, 2018.
10. Rassenfoss S. Real fractured rock is so complex it's time for new fracturing models. Journal Petroleum Technology 2018, vol.70, Issue: 11.
11. Stegent N., Candle C. Downhole microseismic mapping of more than 400 fracturing stages on a multiwall pad at the HFTS. URTEC – 2902311, 2018.
12. Le Tirant P., Baron G. Fracturation hydraulique des roches sédimentaires en conditions de contraintes de fond. Comptes rendus 3 Colloque de l'A.R.T.F.P., Paris, 1969, p. 361-420.
13. Vagnetti R., Ciferno J. Federal field laboratories improving production efficiency, minimizing environmental impacts. World Oil, May 2019, Vol.240, №5.
14. Wood T., Leonard R., Senters C., Squires C., Perry M. Interwell communication study of UWC and MWC wells in the HFTS. URTEC-2902960, 2018.