

# ТЕХНОЛОГИИ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА, СНИЖАЮЩИЕ РИСКИ УВЕЛИЧЕНИЯ ОБВОДНЕННОСТИ СКВАЖИНЫ

## FRACTURING TECHNOLOGIES DIMINISHING THE RISKS OF WELL WATERING

Процесс гидравлического разрыва пласта (ГРП) является одним из наиболее востребованных методов интенсификации работы скважины. Успешность проведения процесса зависит от многих факторов: строения пласта, состояния скважины, выбранной технологии ГРП, качества жидкости разрыва. В лабораториях научно-образовательного центра (НОЦ) промышленной химии при РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина разработаны технологии ГРП, уменьшающие риски увеличения процента обводненности нефти после проведения операции интенсификации.

Fracturing process is one of the most demanded methods of production enhancement. Its success depends on many factors like the composition of the formation, the state of the well, the selected fracturing technologies, the quality of fracturing fluid. The laboratory of Industrial Chemistry Scientific and Educational Center at I. M. Gubkin Russian State Oil and Gas University developed a technology that brings down the risks of oil watering after production enhancement operations.

Л.А. МАГАДОВА, д. т. н., профессор; М.А. СИЛИН, д. х. н., профессор; Д.Н. МАЛКИН, В.А. ЦЫГАНКОВ, к. т. н., В.Г. САВАСТЕЕВ, Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина

L. MAGADOVA, EngD, prof.; M. SILIN, D.Chem., prof.; D. MALKIN, V. TSYHANKOV, Cand.Sc.; V. SAVASTEEV, Gubkin Russian State University of Oil and Gas

В настоящее время гидравлический разрыв пласта (ГРП) является одним из самых популярных методов интенсификации нефтедобычи (ИН) и повышения нефтеотдачи пластов (ПНП). На примере ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» (рис. 1) видно, что эффективность гидроразрыва была доказана временем, прослеживается динамика увеличения количества операций по годам. На месторождениях «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» ГРП стали применять около двух десятилетий назад. С тех пор выполнено более 12 тыс. скважино-операций, а дополнительная добыча нефти превысила 24 млн т [1].

В начале 1990-х годов количество операций гидроразрыва исчислялось десятками, но к концу 2000-х годов счет перешел на сотни и тысячи. К примеру, только в 2011 году на месторождениях «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» проведено более 1300 операций.

Из представленных данных, безусловно, прослеживается актуальность проведения данного процесса. Однако повальное применение ГРП часто может приводить к проблемам,

At present hydraulic fracturing is one of the most popular methods of production stimulation and enhanced oil recovery. The example of LUKOIL-Western Siberia (Fig. 1) shows that the efficiency of hydraulic fracturing has been proven over time – the number of operations has increased from year to year. Hydraulic fracturing was first used in the fields of LUKOIL-Western Siberia around two decades ago. Since then over 12 thousand jobs have been performed and the incremental oil production has exceeded 24 million tons.

In the early 1990s the number of hydraulic fracturing operations were several dozen whereas in the late 2000s their number reached hundreds and thousands. For instance, only in 2011 over 1300 operations were performed in the fields of LUKOIL-Western Siberia.

The reports prove beyond doubt the applicability of this process. However, indiscriminate use of hydraulic fracturing can cause problems related to increased well watering (Table 1).

Increased post-frac well watering can be attributed to premature water breaking through the body of the fracture; to the penetration of the fracture into the upper and lower water-saturated interlayers; to behind-

связанным с повышенной обводненностью (табл. 1) [2].

Рост обводненности после ГРП может быть связан с кинжальным прорывом нагнетаемой воды по телу трещины; с проникновением трещины в выше- или нижележащие водонасыщенные пропластки; с заколонными перетоками при нарушении герметичности цементного камня из-за действия повышенного давления; со снижением фазовой проницаемости по нефти и ростом ее по воде.

Порой добывающие компании, руководствуясь текущей рентабельностью мероприятий по интенсификации нефтегазодобычи, не придают должного значения существующим рискам. Именно поэтому «плохая» вода может в течение всего нескольких лет стать причиной «гибели» скважины.

В качестве примера негативного воздействия процесса ГРП на объект разработки можно рассмотреть одно из нефтяных месторождений Республики Казахстан, на котором в 2003 году с целью увеличения добычи нефти был внедрен метод гидравлического разрыва пласта (ГРП).

Объект характеризуется следующими параметрами: терригенный коллектор, малая глубина залегания – до 1100 м, невысокая пластовая температура 40 °С, большая неоднородность по проницаемости – от 0,03 до 1,5 мкм<sup>2</sup>. Средняя обводненность продукции на 2003 год составляла 81,2%.

В период с 2004 по 2009 год в общей сложности было проведено более 400 операций ГРП, в результате которых была получена дополнительная добыча нефти в районе 2,6 млн т, однако, несмотря на увеличение общей добычи нефти, было отмечено увеличение обводненности продукции до 88,5%. Операции гидроразрыва пласта в массовом порядке были прекращены и возобновились только в 2011 году в виде точечных работ на объектах после бурения.

К 2014 году средняя обводненность по месторождению составила около 89,4%. Однако вследствие падения общей добычи нефти и ввиду того, что гидроразрыв пласта является одним из наиболее эффективных методов повышения нефтеотдачи, стало необходимым совершенствование процесса ГРП с целью возможности применения данного метода на объектах с повышенной обводненностью либо близлежащей зоной ВНК.

В 2000-х годах зарубежные и отечественные компании начали вести активные работы по поиску и внедрению новых технологий ГРП, позволяющих снизить обводненности после проведения операций гидроразрыва.

Можно выделить три основные группы технологий, зарекомендовавших себя в качестве эффективных. Каждая из этих групп направлена на решение конкретной проблемы, способствующей повышению обводненности скважинной продукции после проведения ГРП.



**Рисунок 1 – Динамика выполнения ГРП по территориально-производственным предприятиям ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»**

**Figure 1 – History of hydraulic fracturing jobs by territorial branches of LUKOIL-Western Siberia**

**Таблица 1 – Результаты ГРП по ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» за 2005 год**

**Table 1 – Fracching results at LUKOIL-Western Siberia in 2005**

ТПП / TRP	Количество скважин Number of wells	Средняя вскрытая толщина пласта, м Average penetrated thickness, m	Объем проппанта на одну скважину, т Amount of proppant per well, tons	Прирост дебиты нефти, т/сут Incremental oil rate, tons/day	Средняя обводненность, % Average watering, %		Количество скважин с ростом обводненности Number of wells with increased watering		Дополнительная добыча нефти с начала года, тыс. т Incremental oil production since the beginning of the year, thousand tons
					до ГРП before fracching	после ГРП after fracching	< 30 %	> 30 %	
ЛНГ LNG	103	10	23	9,2	42,6	61,1	58	45	154,5
УНГ UNG	112	7,8	18,1	11,5	84	54	94	18	207,9
КНГ KNG	433	8,3	30,2	15,4	35,2	82,1	20,3	230	932,3
ПНГ PNG	149	5,6	26,4	11,7	57,5	59	99	50	220,9
Л-ЗС LZS	797	7,9	26,9	13,7	47,7	71,1	454	343	1515,6

the-casing flows in case of leakages in the cement stone caused by increased pressure, and to decreased oil relative permeability and increased water relative permeability.

Occasionally producing companies motivated by the current cost efficiency of oil and gas production stimulation do not attach due significance to the existing risks. That is the reason why in the course of several years 'bad' water can cause 'demise' of the well.

One of the oilfields in Kazakhstan, where in 2003 hydraulic fracturing was introduced to enhance oil recovery, can serve as an example of adverse impact of fracching on the production site.

The site has the following characteristics: terrigenous reservoir, shallowness – up to 1100 m, low reservoir temperature – 40 °С, high permeable heterogeneity – from 0.03 to 1.5 μ<sup>2</sup>. The average watering in 2003 was 81.2%.

From 2004 to 2009 a total of 400 fracching jobs had been performed which yielded around 2.6 million tons of incremental ultimate recovery; however, despite the increase in the total oil production, reportedly, watering increased up to 88.5%. Mass-scale fracching

1. Применение модификаторов относительной фазовой проницаемости во время проведения операций ГРП с целью снижения притока подстилающей или законтурной воды. Данная группа технологий эффективна к применению в условиях близкого водонефтяного контакта в высокообводненных скважинах, причем в скважинах с большей начальной обводненностью данная технология показывает более высокий эффект. Эффект достигается за счет адсорбции полимера-модификатора на породе и его селективному набуханию в водной среде [3].
2. Ограничение неконтролируемого роста трещины в высоту при отсутствии достаточной контрастности горизонтальных напряжений между нижележащим и вышележащим пропластками. Эффект достигается за счет размещения искусственных пропантных барьеров в продуктивном пласте при предварительной закачке смеси пропантов разных фракций перед основным ГРП. Осаждение смеси в процессе развития трещины ограничивает ее рост в высоту.
3. Ограничение роста трещины в высоту за счет снижения эффективного давления, достигающегося применением маловязких жидкостей разрыва. К маловязким жидкостям разрыва можно отнести линейные полисахаридные гели или бесполимерные жидкости на основе поверхностно-активных веществ. За счет невысокой вязкостной составляющей таких жидкостей их утечка в пласт является значительной, что помогает держать эффективное давление на достаточно низком уровне, однако их высокая упругая составляющая позволяет безбоязненно применять такие жидкости для транспортировки пропантанта.

В лабораториях научно-образовательного центра (НОЦ) «Промысловая химия» при РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина проводится разработка новых химических реагентов и технологий, направленных на оптимизацию процесса ГРП и увеличение эффективности от обработки.

Специалистами НОЦ «Промысловая химия» были разработаны и внедрены технологии пропантного гидравлического разрыва, уменьшающие риск повышения обводненности добываемой продукции:

- пропантный ГРП с применением маловязких жидкостей разрыва;
- пропантный ГРП с изоляцией водопритока.

Остановимся на данных технологиях подробнее.

Как уже было описано в статье, при проведении ГРП на горизонтах с близкорасположенными зонами ВНК и ГНК существует большой риск прорыва межпластовых перемычек жидкостью разрыва и резкого обводнения (вплоть до 100%) или насыщения продукции скважины попутными

operations were suspended and then resumed only in 2011 in the form of post-drilling pin-point jobs.

By 2014 the average field watering was around 89.4%. However, as a result of the decline in oil production and due to hydraulic fracturing being one of the most efficient methods of enhanced oil recovery it became necessary to improve the fracturing process to ensure the applicability of this technique on sites with high watering or a nearby oil-water contact zone.

In 2000s foreign and domestic companies started active search for and introduction of new hydraulic fracturing technologies which would reduce post-frac watering.

It is possible to single out three main groups that proved to be efficient. Each of those groups aim to solve a specific issue which facilitates high post-frac watering.

1. Use of relative permeability modifiers during hydraulic fracturing to reduce the influx of bottom or edge water. This group of technologies is efficient when used in close oil-water contact in highly watered wells; moreover, better effect is achieved in wells with higher initial watering. The effect is produced due to the absorption of polymer modifier and its selective swelling in water.
2. Restriction of uncontrolled fracture in-height growth in the absence of sufficient contrast of horizontal stresses between the lower and upper interlayers. The effect is achieved by placing artificial proppant barriers in the producing formation with the preliminary injection of the blend of propping agents with different fractions before the main hydraulic fracturing. Sedimentation of the blend during the fracture widening restricts its growth in height.
3. Restriction of fracture in-height growth by reducing the effective pressure achieved by using low-viscosity fracturing fluids. Low-viscosity fracturing fluids include linear polysaccharide gels or polymer-free fluids based on surface-active agents. Due to the low-viscosity component of such fluids their leakage into the formation is considerable which allows maintaining the effective pressure at a sufficiently low level; however, their highly elastic component ensures easy use of such fluids to deliver the proppant.

The laboratories of the science and study center Promyslovaya khimiya (Oilfield Chemistry) at Gubkin Russian State University of Oil and Gas are developing new chemical reagents and technologies aimed at optimizing hydraulic fracturing and increasing the efficiency of treatment.

Specialists from the Center have developed and implemented technologies of proppant fracturing which reduce the risk of increased watering:

- proppant fracturing using low-viscosity fracturing fluids;
- proppant fracturing with water zone isolation.

Let's discuss the above technologies more in detail.

As it has already been mentioned in the article, when performing hydraulic fracturing in horizons with close oil-water contact and gas-oil contact zones, there is a great risk of the fracturing fluid

газами. Одним из способов контроля развития трещины по высоте является применение средне- и маловязких жидкостей разрыва. Как известно, раствор полисахарида – так называемый линейный гель – обладает гораздо меньшей вязкостью, чем обычно применяемые сшитые гели, но, как правило, его технологические показатели (фильтратоотдача и способность транспортировать проппант) снижаются при уменьшении вязкости. Однако разработанные в НОЦ «ПХ» маловязкие жидкости обладают малой фильтратоотдачей, приближенной к сшитым полисахаридным гелям, и решают одну из упомянутых проблем, что повышает эффективность жидкости ГРП.

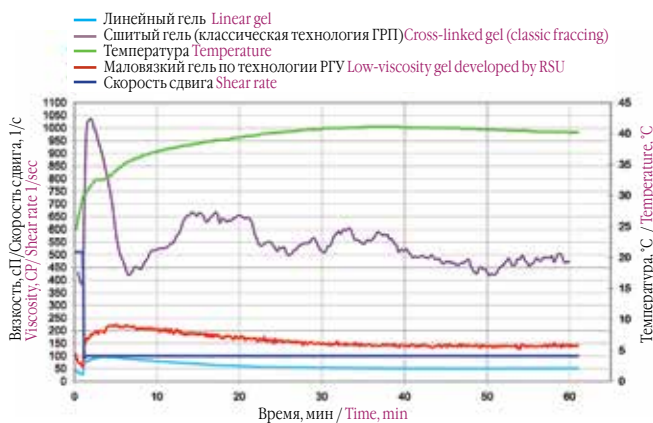
Маловязкие жидкости разрыва включают в себя:

Полисахарид гуарового ряда – гелеобразователи ГПГ-1 или ГПГ-слорри в концентрациях 2,0–3,0 кг/м<sup>3</sup> и 5,0–6,0 л/м<sup>3</sup> соответственно;

ПАВ комплексного действия – ПАВ-РД;

Сшивающий агент – сшиватель БС-1 или СП-РД в концентрациях 0,2–0,5 л/м<sup>3</sup> и 2,0–4,0 л/м<sup>3</sup> соответственно.

Примером хорошей работоспособности сшитого маловязкого геля в сравнении с линейным гелем служит график температурной стабильности, жидкостей разрыва – сшитого, маловязкого и линейного геля – с нагрузкой гелеобразователя 3,0 кг/м<sup>3</sup>, представленный на рис. 2.



**Рисунок 2 – Термостабильность сшитого, маловязкого и линейного полисахаридного геля. Загрузка гелеобразователя ГПГ-1 – 3,0 кг/м<sup>3</sup>, температура – 40 °С**

**Figure 2 – Temperature stability of the cross-linked, low-viscosity and linear polysaccharide gel. GPG-1 gelation agent fed at 3.0 kg/m<sup>3</sup>, temperature 40 °C**

Вязкостные характеристики жидкости измерялись на приборе Fann 50 в соответствии с ISO 13503-1.

Исследования статической фильтрации проводились согласно ISO 13503-4. Результаты фильтрационных исследований представлены в табл. 2.

В 2013 году было проведено 5 обработок ГРП с маловязкими жидкостями разрыва по технологии РГУ, при этом технологический процесс – темпы закачки, объемы и концентрации проппанта, объемы жидкости разрыва – оставались

breaking through the inter-reservoir barrier and of rapid watering (up to 100%) or saturation of the well products with associated gases. One of the ways to control the fracture growth in height is to use medium and low-viscosity fracturing fluids. As it is well-known, polysaccharide solution – so called linear gel – has much lower viscosity than commonly used cross-linked gels; but, as a rule, its technical characteristics (filtrate return and ability to transport the proppant) deteriorate with the decrease in viscosity. However, the low-viscosity fluids developed by the Center have low filtrate return similar to cross-linked polysaccharide gels and solve the above mentioned problem which improves the efficiency of fracturing fluid.

Low-viscosity fracturing fluids include:

Guar-type polysaccharide – gelation agents GPG-1 or GPG-slurry concentrated 2.0–3.0 kg/m<sup>3</sup> and 5.0–6.0 l/m<sup>3</sup> respectively;

Surface-active agent with combined effect – PAV-RD;

Cross-linking agent – cross-linker BS-1 or SP-RD concentrated 0.2–0.5 l/m<sup>3</sup> or 2.0–4.0 l/m<sup>3</sup> respectively.

An example of the high performance of a cross-linked low-viscosity gel compared to a linear gel is given in the diagram of temperature stability of the fracturing fluids – cross-linked, low-viscosity or linear gel – with the gelation agent fed at 3.0 kg/m<sup>3</sup> as shown in Fig. 2.

The viscosity characteristics of the fluid have been measured using Fann 50 according to ISO 13503-1.

Filtration tests have been run according to ISO 13503-4. The results of the filtration tests are given in Table 2.

**Таблица 2 – Фильтрационные характеристики сшитого, маловязкого и линейного полисахаридного геля при температуре 40 °С и перепаде давления 1000 psi (6,89 МПа)**

**Table 2 – Filtration characteristics of the cross-linked, low-viscosity and linear polysaccharide gel at the temperature of 40 °C and pressure differential of 1000 psi (6.89 MPa)**

Жидкость разрыва Fracturing fluid	Коэффициент коркообразования, $C_w \cdot 10^{-4} \text{ м/мин}^{1/2}$ Wall building coefficient, $C_w \cdot 10^{-4} \text{ m/min}^{1/2}$	Потери при мгновенной фильтрации, $S_D \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{м}^2$ Losses at instantaneous filtration, $S_D \cdot 10^{-4} \text{ m}^3/\text{m}^2$
Линейный гель Linear gel	11,4	11,9
Маловязкий гель по технологии РГУ нефти и газа Low-viscosity gel developed by RSU of Oil and Gas	7,1	5,4
Сшитый гель (классическая технология ГРП) Cross-linked gel (classic fracturing)	5,4	1,7

In 2013 five fracturing treatments were performed using low-viscosity fracturing fluids with the technology developed by RSU; furthermore, the technological process – the injection rate, proppant volumes and concentrations, fracturing fluid volumes – remained the

такими же, как и при классическом ГРП. График проведения процесса представлен на рис. 3.

Еще одним способом предотвращения увеличения обводненности добываемой продукции является совмещение процессов изоляции притока воды и интенсификации добычи нефти.

Сущность разработанной в НОЦ «ПХ» технологии ГРП с изоляцией водопритоков (ГРП с ИВП) заключается в закачке в пласт на стадии «буфера» гелированной жидкости на углеводородной основе, которая, с одной стороны, создает трещину ГРП необходимой геометрии, а с другой стороны, является селективным водоизолирующим агентом. На второй стадии происходит закачка жидкости-песконосителя на водной полисахаридной основе с проппантом. Схематично процесс ГРП с ИВП можно представить, как показано на рис. 4.

Остановимся подробнее на механизме действия водоизолирующего агента. Углеводородный гель представляет собой дизельное топливо, загущенное реагентами комплексов гелирующих «Химеко-Т» либо «Химеко-Н».

В состав комплекса гелирующего «Химеко-Т» входят:

- Гелеобразователь «Химеко-Т» – является смесью органических ортофосфорных эфиров.
- Активатор «Химеко-Т» – представляет собой углеводородный раствор органических соединений алюминия.

Состав комплекса гелирующего «Химеко-Н» включает в себя:

- гелеобразователь «Химеко-Н» – является смесью органических эфиров ортофосфорной кислоты и высокомолекулярных спиртов;
- активатор «Химеко-Н» – представляет собой мицеллярный раствор соединений трехвалентного железа.

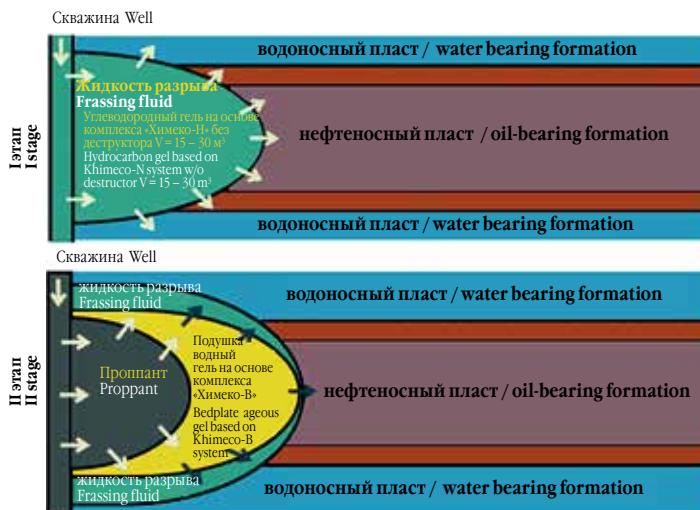


Рисунок 4 – Схема проведения процесса проппантного ГРП с ИВП по технологии РГУ нефти и газа

Figure 4 – Diagram of proppant hydraulic fracturing with water influx isolation according to the technology developed by RSU of Oil and Gas

same as during classic hydraulic fracturing. The process diagram is shown in Fig. 3.

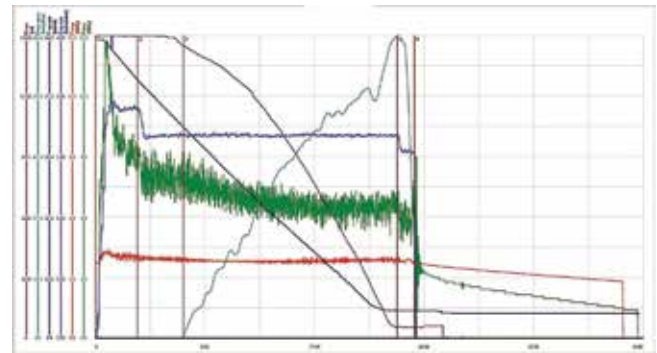


Рисунок 3 – График проведения процесса ГРП с применением маловязкого геля по технологии РГУ нефти и газа. Объем закачанного проппанта – 12 т, средняя концентрация проппанта – 350 кг/м³ смеси

Figure 3 – Diagram of hydraulic fracturing using a low-viscosity gel developed by RSU of Oil and Gas. The amount of injected proppant is 12 tons, the average concentration of the proppant is 350 kg/m³ of the blend

One more way to prevent increased watering is to combine water influx isolation and oil production stimulation.

The essence of the fracturing technology accompanied by water influx isolation developed by the Oilfield Chemistry Center lies in injecting oil-based gelatinized fluid into the reservoir at the ‘buffer’ stage; on the one hand, this fluid will create a fracture of the required geometry and on the other hand it will serve as a selective water-isolating agent. At the second stage, a sand-carrier on a polysaccharide basis with a proppant are injected. Figure 3 shows a schematic diagram of hydraulic fracturing with water influx isolation.

Let’s discuss the mechanism of action of the water-isolating agent. A hydrocarbon gel is diesel fuel thickened by the reagents of the gelling systems Khimeco-T or Khimeco-N.

The gelling system Khimeco-T consists of:

- gelling agent Khimeco-T – a blend of organic orthophosphates.
- Khimeco-T activator – a hydrocarbon solution of aluminum organic compounds.

The gelling system Khimeco-N consists of:

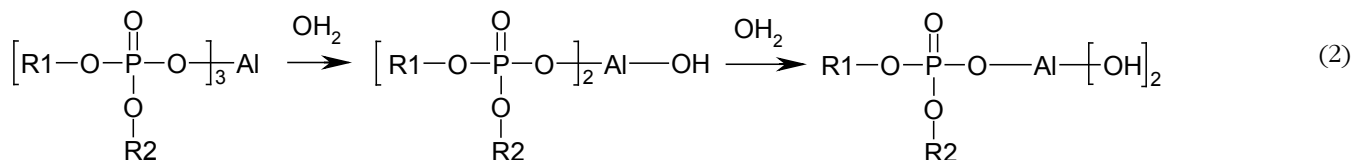
- gelling agent Khimeco-N – a blend of organic orthophosphates and high-molecular alcohols;
- Khimeco-N activator – a micelle solution of ferric compounds.

In such hydrocarbon systems viscous cross-linked gels are created thanks to complex compounds – due to aluminum or ferric, depending on the given reagent, salts of organic orthophosphoric esters.

If we consider the formation of salts of organic orthophosphoric esters by the example of the gelling system Khimeco-T, we’ll see that upon interaction of the gelling agent with the activator Khimeco-T in hydrocarbon medium tri-basic salts of aluminum and orthophosphates are created (Reaction 1).

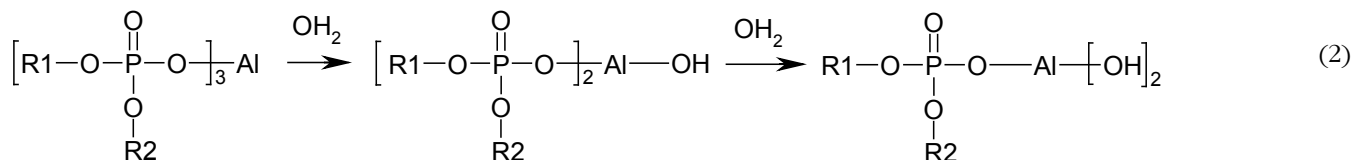
В таких углеводородных системах вязкие структурированные гели образуются благодаря комплексным соединениям – алюминиевым (или железным, в зависимости от выбранного реагента) солям органических ортофосфорных эфиров.

Если рассматривать образование солей органических ортофосфорных эфиров на примере комплекса гелирующего «Химеко-Т», то видно, что при взаимодействии гелеобразователя и активатора «Химеко-Т» в углеводородной среде образуются тризамещенные соли алюминия и эфира ортофосфорной кислоты (реакция 1).



#### Реакция 1 / Reaction 1

Subsequently, the newly-formed aluminum alkyl phosphates when contacting water react with it (are hydrolyzed) creating an adherent deposit of aluminum hydroxyphosphate (a selective isolating agent) illustrated by Reaction 2.



#### Реакция 2 / Reaction 2

Впоследствии образовавшиеся алкилфосфаты алюминия, встречаясь с водой, вступают с ней в реакцию (гидролизуются) с образованием липкого осадка гидроксифосфатов алюминия (селективного изолирующего агента) по реакции 2.

Полученные гидроксифосфаты алюминия обладают высокой адгезией к породе и являются маслорастворимыми ПАВ – не растворяются в воде и солевых растворах, однако растворяются в нефти и нефтепродуктах.

В свою очередь углеводородный гель на основе комплекса гелирующего «Химеко-Н» в результате взаимодействия с водой образует помимо нерастворимых в воде основных солей – гидроксифосфатов железа, – устойчивую обратную эмульсию, что способствует дополнительному снижению проницаемости при фильтрации воды [4].

Углеводородные гели, полученные с применением комплексов гелирующих «Химеко-Т» и «Химеко-Н», закачиваются без деструктора, но после проведения ГРП снижают свою вязкость при контакте с углеводородами за счет разбавления и снижения концентрации гелеобразующих веществ.

Водоизолирующие свойства углеводородных гелей исследовались на фильтрационной установке HP-CFS в лаборатории экспериментального центра физического моделирования перспективных методов повышения нефтеотдачи пластов НОЦ «Промысловая химия». В экспериментах использовались водонасыщенные насыпные модели пласта с набивкой фракцией кварцевого песка заданного времени помола.

Длина каждой модели составляла 48,7 см.

Площадь поперечного сечения – 7,5 см<sup>2</sup>.

Температура экспериментов – 80 °С.

В фильтрационном эксперименте применялась модель пластовой воды хлоркальциевого типа с суммарным содержанием катионов Ca<sup>2+</sup> и Mg<sup>2+</sup> 1000 мг/л.

The obtained aluminum hydroxyphosphates have high adhesion to the rock and are oil-soluble surface-active agents – they are not soluble in water and salting liquids, yet they are soluble in oil and petroleum products.

In its turn the hydrocarbon gel based on the gelling system Khimeko-N upon contacting water forms in addition to water-insoluble basic salts – ferric hydroxyphosphates – a stable inverted emulsion which facilitates further reduction of the permeability during water filtration.

Hydrocarbon gels obtained by using gelling systems Khimeko-T and Khimeko-N are injected without a destructor but after hydraulic fracturing their viscosity decreases upon contacting hydrocarbons due to dilution and lowering of the concentration of gelling substances.

Water shut-off properties of hydrocarbon gels were tested at the filtration system HP-CFS in the laboratory of the research center for physical simulation of enhanced oil recovery methods Oilfield Chemistry. Water-saturated sand-packed reservoir models and a silica-sand packing with the specified grinding time were used in the experiment.

Each model was 48.7 cm long.

The cross-section area was 7.5 cm<sup>2</sup>.

The experiment temperature was 80 °C.

The filtration experiment used the model of calcium-chloride stratum water with the total contents of Ca<sup>2+</sup> and Mg<sup>2+</sup> cations of 1000 mg/l.

Table 3 shows the results of the filtration studies of the plugging and selective properties of hydrocarbon gels.

As it has been mentioned before, the function of the sand-carrier fluid in this technique is performed by polysaccharide-based gel using the chemical reagents developed by Oilfield Chemistry Center. The formulas for polysaccharide fluids are designed based on the geophysical characteristics of the reservoir, fracturing fleet configuration features, customer's requests and preferences.

В таблице 3 представлены результаты фильтрационных экспериментов по изучению тампонирующих и селективных свойств углеводородных гелей [5].

Как уже упоминалось ранее, в качестве жидкости-песконосителя для данной технологии выступает гель на полисахаридной основе с применением химических реагентов, разработанных в НОЦ «Промысловая химия». Рецептуры полисахаридной жидкости подбираются исходя из геолого-физических характеристик пласта, особенностей комплекта флота ГРП, требований и пожеланий заказчиков.

Линейка комплекса гелирующего на полисахаридной основе представлена различными реагентами:

- гелеобразователи на основе полисахарида гуарового класса – сухой гелеобразователь ГПГ-1 и «жидкий» суспендированный в углеводородной среде гелеобразователь ГПГ-слорри позволяют готовить раствор полисахарида (линейный гель) как предварительным гелированием в емкостях, так и «в потоке» с применением гидратационной установки;
  - боратные шиватели БС-1 и БС-2 позволяют получать сшитый полисахаридный гель в условиях пластовых температур от 20 до 120 °С, причем время образования сшитой структуры зависит от применяемого реагента и может варьироваться в интервале от 5 до 300 секунд;
  - деструкторы окислительного и кислотного действия – деструктор ХВ, деструктор капсулированный, активатор деструкции;
  - добавки в жидкость разрыва – ПАВ-регулятор деструкции, биоцид «Биолан», термостабилизатор полисахаридных гелей ТС-1.
- Подробнее о реагентах для получения полисахаридной жидкости ГРП, разработанных в РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, рассказывается в статьях [6], [7].

В условиях нефтяного месторождения Республики Казахстан были проведены пробные операции ГРП с ИВП. Объектами обработки были выбраны скважины со средней добычей нефти 2,1 т/сут и обводненностью 92,3%. Все технологические операции прошли успешно, планируемый объем проппанта был размещен в трещине. График одной из проведенных технологических операций представлен на рис. 5.

После проведения работ средняя добыча нефти увеличилась в 2,5 раза, при практически неизменной обводненности – 91,3%.

Лаборатории НОЦ «Промысловая химия» продолжают исследования, направленные на разработку новых, более эффективных технологий и реагентов для гидравлического разрыва пласта, которые позволят решить проблему валового увеличения обводненности пластов при одновременном увеличении общей добычи нефти.

**Таблица 3 – Результаты фильтрационных экспериментов тампонирующих и селективных свойств углеводородных гелей**

**Table 3 – Results of the filtration studies of the plugging and selective properties of hydrocarbon gels**

№ п/п	Этапы эксперимента <i>Stages of the experiment</i>	Объем фильтрации <i>Filtrate volume</i>	Проницаемость по фильтруемой жидкости, мкм <sup>2</sup> <i>Filtrated fluid permeability, μm<sup>2</sup></i>	
			Углеводородный гель «Химеко-Т» <i>Hydrocarbon gel Khimeko-T*</i>	Углеводородный гель «Химеко-Н» <i>Hydrocarbon gel Khimeko-N**</i>
1.	Фильтрация воды плотностью 1012 кг/м <sup>3</sup> с постоянным расходом и определением проницаемости по ней <i>Filtration of water with the density of 1012 kg/m<sup>3</sup> and constant flow rate and determination of its permeability</i>	До стабилизации перепада давления <i>Before stabilizing pressure differential</i>	2,331	3,106
2.	Закачка углеводородного геля в прямом направлении <i>Direct injection of the hydrocarbon gel</i>	1 поровый объем <i>1 pore volume</i>	Не определялась <i>Not determined</i>	
3.	Фильтрация воды плотностью 1012 кг/м <sup>3</sup> в обратном направлении с постоянным расходом и определением конечной проницаемости по ней <i>Reverse filtration of water with the density of 1012 kg/m<sup>3</sup> and constant flow rate and determination of its permeability</i>	До стабилизации перепада давления <i>Before stabilizing pressure differential</i>	0,018	0,038
4.	Закачка дизельного топлива в обратном направлении и определение конечной проницаемости по нему <i>Reverse injection of diesel fuel and determination of its end-point permeability</i>	До стабилизации перепада давления <i>Before stabilizing pressure differential</i>	0,535	1,295

\* Углеводородный гель содержит 0,9% гелеобразователя и 0,3% активатора «Химеко-Т».

\*\* Углеводородный гель содержит 1,2% гелеобразователя и 1,4% активатора «Химеко-Н».

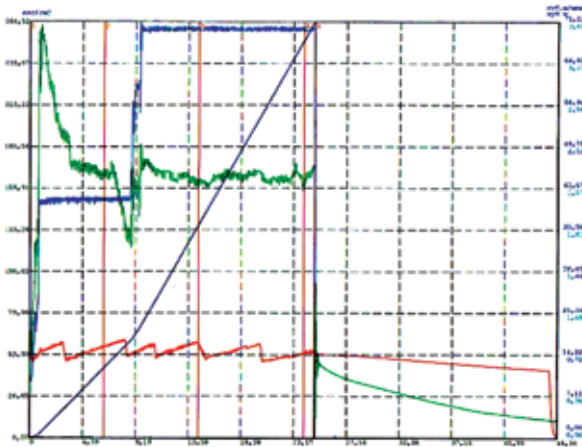
\* The hydrocarbon gel contains 0.9% of gelling agent and 0.3% of Khimeko-T activator.

\*\* The hydrocarbon gel contains 1.2% of gelling agent and 1.4% of Khimeko-N activator.

The line of the polysaccharide-based gelling system is represented by various reagents:

- gelling agents based on guar-type polysaccharide – dry gelling agent GPG-1 and ‘liquid’ gelling agent

Конечно, основываясь только на узкоспециализированном химическом подходе к разработке реагентов, нельзя создать универсальное технологическое решение для всех проблем.



**Рисунок 5 – График проведения процесса ГРП с ИВП. Объем закачанного пропанта – 10,0 т, средняя концентрация пропанта – 350 кг/м<sup>3</sup> смеси**

**Figure 5 – Diagram of hydraulic fracturing with water inflow isolation. The amount of injected proppant is 10.0 tons; the average proppant concentration is 350 kg/m<sup>3</sup> of the blend**

Так, в частности, выбор объекта и технологии для гидравлического разрыва пласта должен производиться не одним человеком, а группой специалистов из различных областей – геофизики и геологии, разработки месторождений и химии, механики и экономики. Поэтому во всем мире нефтяными и сервисными компаниями создаются ситуационные центры, являющиеся самой современной формой реализации системы поддержки принятия решений, основанной на технологиях моделирования и анализа ситуаций, предельно концентрированном представлении информации и обеспечивающей интегральное управление.

Аналогом такого центра в РГУ нефти и газа является коммуникационная площадка ЦУРМ (центр управления разработкой месторождения).

ЦУРМ совместно с автоматизированными рабочими местами специалистов (АРМ) Губкинского университета представляют собой комплекс специально организованных рабочих мест, оборудованных самыми современными программно-аппаратными продуктами, средствами визуализации данных и коммуникации, для персональной и коллективной аналитической работы. В ходе такой работы может осуществляться мониторинг состояния объекта управления, прогнозирование развития ситуации на основе анализа поступающей информации, моделирование последствий управленческих решений с использованием информационно-аналитических систем, экспертная оценка принимаемых решений и их оптимизация и управление в кризисной ситуации. ▶

suspended in hydrocarbon medium GPG-slurry allow preparing polysaccharide solutions (linear gel) by both preliminary gelation in tanks and ‘in the flow’ using a hydration unit;

- borate crosslinkers BS-1 and BS-2 make it possible to obtain a cross-linked polysaccharide gel at the reservoir temperatures of 20 to 120 °C; furthermore, the time required to form a cross-linked structure depends on the reagent used and can vary from 5 to 300 seconds;
- oxidizing and acidizing destructors – XB destructor, capsular destructor, destruction activator;
- fracturing fluid additives – destruction regulating surface-active agent, Biolan biocide, heat stabilizers of polysaccharide gels TS-1.

More information about the reagents required to obtain the polysaccharide fracturing fluid developed by Gubkin RSU of Oil and Gas is given in the article ‘New reagents for hydraulic fracturing’ by L. Magadova, M. Silin, D. Malkin, E. Gayeva, V. Marinenko, V. Magadov.

Pilot operations of hydraulic fracturing with water inflow isolation were performed in an oilfield in Kazakhstan. Wells with the average oil production of 2.1 tons/day and watering of 92.3% were chosen as treatment sites.

All technological operations were successful; the intended amount of proppant was placed in the fracture.

The diagram of one of the performed technological operations is given in Fig. 5.

In the aftermath of the operations the average oil production increased 2.5-fold while the watering kept practically at the same level of 91.3%.

The laboratories of the Oilfield Chemistry Center continue studies aimed at developing new more effective technologies and reagents for hydraulic fracturing which solve the problem of watering while enhancing oil production.

Obviously, it is not possible to create a universal technological solution to all problems based only on a highly-specialized chemical approach.

In particular, the site and the technology for hydraulic fracturing should not be determined by one individual but by a group of specialists in various areas – geophysics and geology, field development and chemistry, mechanics and economics. That is why oil and service companies worldwide set up situation centers which are the most advanced form of decision-support based on modeling technologies and situation analysis, provision of highly focused information and integrated management.

The communication platform FDMC (Field Development Management Center) is an example of such a center at RSU of Oil and Gas.

The FDMC along with specialists’ automated workstations from Gubkin University form a set of specially organized workstations equipped with the cutting-edge software and hardware, data visualization and communication devices intended for personal and team analytical work. Such work can be accompanied by monitoring of the site, forecasting of the situation development based on the analysis of the incoming data, modeling of the consequences of managerial decisions using information and analysis system, expert evaluation of decisions and their optimization and crisis management. ▶



#### ЛИТЕРАТУРА

1. Макиенко В.В., Валиуллин А.С., Самойлова И.А. Гидроразрыв в Западно-Сибирском формате//Нефтесервис. – № 4. – 2002.
2. Магадова Л.А., Силин М.А., Глущенко В.Н. Нефтепромысловая химия. Технологические аспекты и материалы для гидравлического разрыва пласта. – Издательский центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. – 2012.
3. Oil&Gas Eurasia. Новые технологии. – № 10. – 2008. – С. 10–12.
4. Магадова Л.А. Разработка жидкостей разрыва на водной и углеводородной основах и технологий их применения для совершенствования процесса гидравлического разрыва пласта. Дис. доктора технических наук. – Москва, 2007.
5. Магадова Л.А., Магадов Р.С., Силин М.А., Гаевой Е.Г., Рудь М.И., Губанов В.Б., Магадов В.Р., Баженов С.Л., Трофимова М.В. Способ гидравлического разрыва пласта в сочетании с изоляцией водопритоков в добывающих скважинах с применением гелеобразующих жидкостей на углеводородной и водной основах//Патент РФ № 2256787. 20.07.2005. Бюл. № 20.
6. Магадова Л.А., Силин М.А., Малкин Д.Н., Гаевой Е.Г., Мариненко В.Н., Магадов В.Р. Новые реагенты для гидравлического разрыва пласта//Территория Нефтегаз. – № 11. – 2011. – С. 48–51.
7. Магадова Л.А., Силин М.А., Малкин Д.Н., Цыганков В.А., Савастеев В.Г. Новые реагенты для гидравлического разрыва пласта//Время колтюбинга. – № 2 (044). – 2013. – С. 64–69.