

## **АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА САБАНЧИНСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**

**Арутюнов Т.В.<sup>1</sup>, Березовский Д.А.<sup>2</sup>, Кусов Г.В.<sup>3</sup>**

<sup>1</sup>*Отдел проектирования и мониторинга разработки месторождений Ставропольского края ООО «НК «Роснефть» - НТЦ», 8-918-47-44-984,*

*[arutyunov-tatos@mail.ru](mailto:arutyunov-tatos@mail.ru)*

<sup>2</sup>*Заместитель начальника цеха филиала ООО «Газпром добыча Краснодар», Каневское газопромысловое управление, тел. 8-928-122-48-90, [daberezovskiy-gaz@rambler.ru](mailto:daberezovskiy-gaz@rambler.ru)*

*[daberezovskiy-gaz@rambler.ru](mailto:daberezovskiy-gaz@rambler.ru)*

<sup>3</sup>*Аспирант ФГАОУ ВО «Северо-Кавказский федеральный университет», тел. 8-918-49-011-69, [de\\_france@mail.ru](mailto:de_france@mail.ru)*

*[de\\_france@mail.ru](mailto:de_france@mail.ru)*

В процессе разработки нефтяных месторождений встречаются различные осложнения при эксплуатации нефтяных скважин. Наиболее распространённым среди них является снижение проницаемости призабойной зоны пласта. Промышленная разработка Сабанчинского месторождения ведётся с 1974 года, объект находится на третьей стадии разработки – характеризующейся значительной выработкой извлекаемых запасов, растущей обводнённостью, неуклонным падением добычи нефти и увеличением выбытия скважин из эксплуатации. Но благодаря проведению таких высокоэффективных геолого-технических мероприятий, как гидроразрыв пласта, на месторождении стабилизировались уровни добычи.

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта; стадии процесса ГРП; подбор скважин-кандидатов для ГРП; схема размещения оборудования при ГРП; данные для проектирования ГРП; проектирование операции ГРП; характеристика материалов и реагентов.

### **1. Введение**

В административном отношении Сабанчинское нефтяное месторождение расположено в северной части Бавлинского района Республики Татарстан, в 12 км к юго-востоку от разрабатываемого Ромашкинского месторождения и 20 км севернее Бавлинского. На юго-востоке оно граничит с Туймазинским месторождением, разрабатываемым объединением «Башнефть». Месторождение относится к сложным, насчитывая по разрезу четыре продуктивных горизонта, которые, в свою очередь, подразделяются на пласты и пропластки. Первооткрывательницей Сабанчинского месторождения явилась в 1963 году скважина № 27, заложенная в сводовой части бобриковского поднятия. При бурении поисковой скважиной № 4 в 1965 году промышленный приток нефти был получен из пласта Д<sub>1</sub> пашийского горизонта. В 1975 году разведочная скважина № 71, пробуренная на севере месторождения, открыла залежь нефти в фаменском ярусе.

Сабанчинское месторождение введено в промышленную разработку в 1979 году согласно технологической схемы разработки. Основные положения этой работы:

- разбуривание залежи равномерной квадратной сеткой плотностью 25 га/скв.;
- система заводнения избирательно внутриконтурная в сочетании с законтурной.

В связи с разбуриванием месторождения в 1979 году были уточнены технико-экономические показатели Сабанчинского месторождения, и дальнейшее разбуривание и разработка осуществлялась уже согласно технологической схемы, составленной в 1979 году.

Были рекомендованы следующие положения:

- переход от избирательного к линейному заводнению при пятирядном размещении эксплуатационных скважин с сохранением на отдельных участках очагового, а также законтурного заводнения;
- размещение скважин по сетке 500×500 м и 400×400 м в местах расширения контура, а также сгущение сетки до 350×500 м в зонах стягивания контура;
- проектный фонд скважин по уточнённым данным составил 709, в том числе 163 резервных, 15 оценочных, 429 эксплуатационных, 102 нагнетательных.

В 1981 году на основе утверждённых в ГКЗ запасов составлена техническая схема разработки Сабанчинского месторождения с уточнением технологических показателей разработки по залежам  $C_{1ВВ}$  и  $D_1$ .

В работе для бобриковского горизонта рекомендован вариант, предусматривающий дальнейшее разбуривание месторождения до достижения проектного числа скважин:

- на разбуренной и разрабатываемой части месторождения сложившаяся линейная система заводнения остается неизменной;
- на разбуриваемой части месторождения, где геологическое строение горизонта пока недостаточно изучено, рекомендовано организовать избирательную систему заводнения;
- как метод повышения нефтеотдачи предусматривает закачку серной кислоты;
- бурение 327 проектных скважин и ввод в эксплуатацию 257 добывающих скважин и 52 нагнетательных.

К настоящему времени по бобриковскому горизонту в активной разработке находятся запасы нефти 6 блоков (1, 2, 3, 4, 5 и 8), причём 8 блок введён в разработку в последние годы, а 6 и 7 блоки практически не разрабатываются. Наиболее выработанными являются 1, 2 и 3 блоки, по которым отобрано соответственно 85,97 %, 93,17 %, 98,48 % от НИЗ. 4 и 5 были введены в активную разработку позднее первых трёх и по состоянию выработанности ниже, по ним отобрано соответственно 61,89 %, 50,59 %, от НИЗ. По 6, 7 и 8 отобрано 15,72 %, 3,63 %, 21,51 %.

Анализ состояния выработки запасов по пластам бобриковского горизонта, проведённый институтом «ТатНИПИнефть», показывает, что в соответствии с характером заводнения коллекторов в условиях высокой литологической связанности пластов выработанность запасов нефти увеличивается сверху вниз. Установлено, что пласт  $B_4$  в разработке не участвует ввиду особенностей своего геологического строения. Анализ состояния выработки запасов по пластам показал, что в соответствии с состоянием заводнения коллекторов выработанность запасов увеличивается сверху вниз от 57,7 % по пласту  $B_3$  до 89,1 % по пласту

Б<sub>1</sub>. В целом по горизонту определяющей в добыче нефти является нефтяная зона, на которую приходится 84,7 % общей добычи и из которой отобрано 68,8 % от начальных извлекаемых запасов, что обусловлено высокой эффективностью линейной системы её разработки:

- поддержание пластового давления осуществляется путём разрезания залежи на блоки, система заводнения в целом является эффективной и обеспечивает достаточно высокие темпы разработки, применение циклики повышает эффективность заводнения;

- закачка ПАВ в условиях данного месторождения экономически не оправдался; от закачки АСК эффект получен, но технология экологически опасна; воздействие на пласт с помощью гидравлического разрыва показало высокую оценку, но технология проведения достаточно дорогостоящая и связана с экологической опасностью требующая особо тщательного анализа для дальнейшего использования, закачка ОЭЦ показала высокую эффективность, применение технологии надо продолжать.

Исходя из текущего состояния, дальнейшая разработка Сабанчинского месторождения должна быть направлена на решение следующих задач:

- 1) разбуривание и вовлечение в разработку невовлечённых и трудноизвлекаемых запасов (5, 6, 7 и 8 блоки, ВНЗ, линзы и тупиковые зоны);

- 2) совершенствование системы ППД для широкого внедрения метода циклической закачки с переменной направлением фильтрационных потоков;

- 3) увеличение коэффициента нефтеизвлечения за счёт внедрения новых физико-химических методов (СПС).

В 2016 году по бобриковскому горизонту добыто 631,792 тыс. тонн нефти, темп отбора от НИЗ составил 2,28 %. С начала разработки отобрано 26185,54 тыс. тонн нефти, текущий коэффициент извлечения нефти (КИН) достиг значения 0,300. От начальных извлекаемых запасов отобрано 79,7 %. За год отобрано 3447,910 тыс. тонн пластовой воды, среднегодовая обводнённость равна 85,4 %. С 2007 года произошёл незначительный рост обводнённости с 81,1 до 85,5 %. С начала разработки вместе с нефтью добыто 72183,36 тыс. тонн

воды, водонефтяной фактор равен 2,76. Накопленный отбор жидкости составил 96748,3 тыс. тонн.

Бобриковский горизонт разрабатывается с применением законтурного и линейного заводнения. Разрезающими рядами нагнетательных скважин месторождение разделено на 8 блоков. Внутри блоков формируется более компактные зоны стягивания.

За 2016 год через нагнетательные скважины в бобриковский горизонт было закачано 4321,116 м<sup>3</sup> воды, при компенсации отбора закачкой 111,6 %. Накопленная закачка воды составила 84338,614 тыс. м<sup>3</sup>, а компенсация отбора закачкой 103,5 %. Пластовое давление на 01.01.2017 г. равно 10,8 МПа. Надо отметить, что в течение последних 10 лет пластовое давление стабильно и составляет 10,1-10,9 МПа.

## **2. Характеристика методов воздействия на призабойные зоны пласта для интенсификации добычи нефти**

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) – процесс обработки призабойной зоны скважины с целью расширения и углубления естественных и образования новых трещин в породах призабойной зоны скважины, в результате чего увеличивается средняя проницаемость пласта в зоне распространения трещин и значительно улучшается условия притока жидкости. Достигается это путём создания высоких давлений на забоях закачкой в пласт вязких жидкостей при больших расходах, что обеспечивает повышение давления на забое. При достижении давления, превышающее гидростатическое примерно в 1,5-2,0 раза, расширяются естественные и образуются новые трещины. Для сохранения трещин в раскрытом состоянии их заполняют песком, который вводят вместе с вязкой жидкостью.

Гидравлический разрыв пласта применяют для:

- увеличения продуктивности нефтяных и приёмистости нагнетательных скважин;

- регулирование протоков и приёмистости по продуктивной мощности пласта;
- создания водоизоляционных экранов в обводнённых скважинах.

Различают три основных вида процесса ГРП:

- однократный;
- многократный;
- направленный (поинтервальный).

При однократном разрыве предполагается создание одной трещины в продуктивной мощности пласта, многократном – образование нескольких трещин по всей вскрытой мощности пласта. При направленном гидроразрыве трещины образуются в заранее предусмотренных интервалах мощности пласта.

По прибытию на скважину всё необходимое оборудование устанавливается по схеме, показанной на рисунке 1. После установки оборудования, сборки нагнетательной линии, производится опрессовка нагнетательной линии скважины. Опрессовка служит проверкой для собранной линии высокого давления. После опрессовки, если всё в порядке с линией нагнетания, происходит процесс ГРП. Далее определяют глубину забоя скважины, промывают её для удаления пробки и загрязняющих отложений. Затем скважину исследуют на приток. Иногда для снижения давлений разрыва и повышения эффективности процесса применяют гидropескоструйную перфорацию, солянокислотную обработку скважин или перестрел отверстий фильтра. Затем в скважину на НКТ спускают пакер с якорем, устанавливают его на верхних отверстиях фильтра, а устье скважины оборудуют специальной головкой, к которой подключают агрегаты для нагнетания в скважину жидкости разрыва.

Сам процесс ГРП можно разделить на три стадии:

**1 стадия** – создание трещины. Чтобы создать трещину в пласте, необходимо увеличить фактор разрыва пород. Это достигается закачиванием в пласт определённого раствора в темпе, более быстром, чем тот при котором пласт мог бы принять. Давление закачиваемой жидкости увеличивают до тех пор, пока не возрастают силы сжатия в пласте, и порода не разрывается;

**2 стадия** – поддержание её в открытом состоянии. Когда появляется трещина, в раствор добавляют проппант, который потоком жидкости уносится в неё. Концентрация проппанта будет возрастать, пока не обеспечит хорошую герметичность трещины. Когда процесс закончен, давление снижается, проппант удерживает трещину в открытом положении и проводит пластовые жидкости;

**3 стадия** – откачка из скважины раствора ГРП. Прежде, чем начать добычу нефти из скважины после ГРП, следует откачать раствор, применявшийся для ГРП. Из раствора ГРП необходимо извлечь загущающиеся добавки. Глубинные температуры могут превратить этот раствор в пар, тем самым, облегчая его извлечение. Все загущенные растворы, закачиваемые в скважину, имеют точку разрыва, поэтому важно следовать схеме.

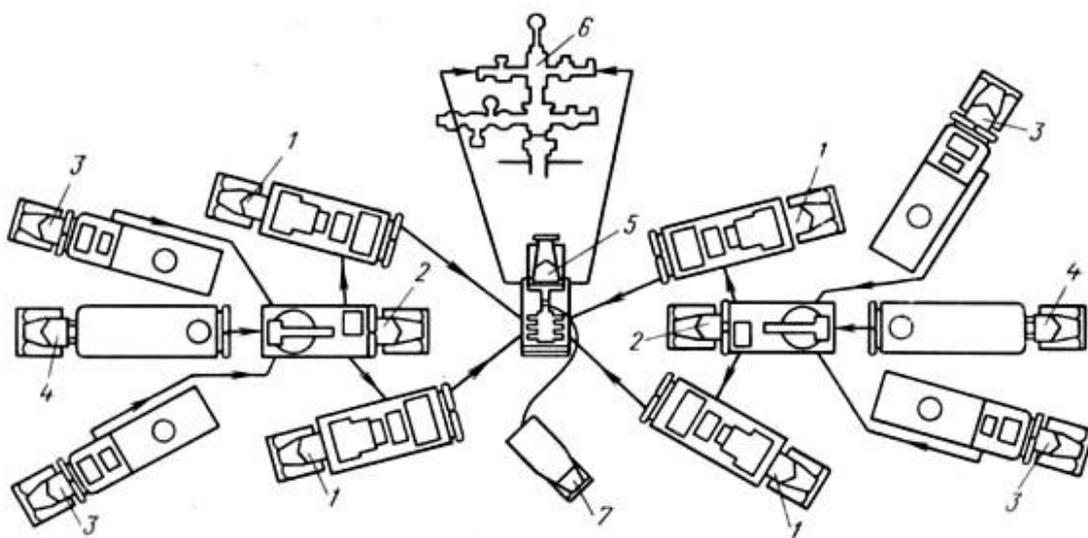


Рисунок 1 – Схема расположения оборудования при ГРП:

- 1 – насосные агрегаты 4АН-700; 2 – пескосмесительные агрегаты ЗПА;
- 3 – автоцистерны ЦР-20 с технологическими жидкостями; 4 – песковозы;
- 5 – блок манифольдов высокого давления; 6 – арматура устья 2АУ-700;
- 7 – станция контроля и управления процессом  
(расходомеры, манометры, радиосвязь) на высокое давление

Подбор кандидатов на ГРП осуществляется по следующим критериям:

- толщина пласта не более 10 м;
- расстояние до ближайшей нагнетательной скважины не менее 250 м;
- обводнённость скважины не должна превышать 70 % – для скважин, перфорированных в каналы, и 50 % для скважин, перфорированных в региональные пески;
- хорошее состояние цемента выше и ниже интервала перфорации 10 м;
- толщина глинистой перемычки до ближайшего обводнённого пласта не меньше 4-6 м.

Многokратный поинтервальный гидравлический разрыв с применением закупоривающих материалов проводят следующим образом. Вначале проводят гидравлический разрыв по обычной технологии, а затем в скважину вместе с жидкостью вводят вещества, временно закупоривающие образовавшиеся трещины или перфорационные отверстия против интервала разрыва. Это приводит к повышению давления и разрыва пласта в другом интервале. После этого в скважину вместе с жидкостью вводят закупоривающие материалы и добиваются разрыва в новом интервале. Таким образом, осуществляют 2-3-кратный разрыв пласта. При освоении скважины закупоривающие вещества либо растворяются в нефти (нафталин) и удаляются из трещин, либо выносятся потоком жидкости на поверхность (шарики из пластмассы).

Объём жидкости разрыва устанавливают исходя из конкретных условий. По опытным данным института «ТатНИПИнефть» при плотных породах рекомендуется (при вскрытой мощности пласта не более 20 м) жидкость разрыва брать из расчёта 4-6 м<sup>3</sup> на 1 м мощности пласта. При вскрытой мощности пласта более 20 м – на каждые 10 м мощности количество жидкости разрыва должно быть увеличено на 1-2 м<sup>3</sup>. Для слабосцементированных рыхлых пород количество жидкости разрыва должно быть увеличено в 1,5-2,0 раза по сравнению с предыдущим. Гидроразрыв пласта является одним из наиболее эффективных методов увеличения нефтеотдачи, заключающийся в создании высоко-

проницаемых каналов фильтрации путём заполнения образовавшихся в пласте трещин песком или каким-либо другим наполнителем.

Вертикальная трещина, образовавшаяся в пласте, распространяется вверх, вниз и в глубину пласта. Развитие трещины вверх и вниз происходит в пределах проницаемой части пласта и ограничивается покрывающими и подстилающими продуктивный пласт породами, имеющими, как правило, более высокие показатели прочности (градиенты разрыва). После закачки необходимого объёма песка в пласт процесс нагнетания прекращают (останавливают насосные агрегаты), давление в трещине уменьшается, и под действием сжимающего горного давления происходит смыкающие трещины. Однако полного смыкания трещины не происходит из-за наличия в ней песка.

Технология ГРП включает следующие операции:

- перфорация;
- спуск в скважину высокопрочных НКТ с пакером и якорем на нижнем конце;
- проведение теста, для корректировки закачки основного агента;
- закачку по НКТ в пласт жидкости-разрыва, жидкости-песконосителя и продавочной жидкости;
- демонтаж оборудования, освоение скважины и пуск скважины в работу.

Подготовка жидкостей ГРП производится на кусте скважин, непосредственно перед закачкой её в пласт. Система подготовки жидкости ГРП включает: песковоз, ёмкость с водой или дизтопливом, смесительный агрегат (блендер). В смесителе смешиваются жидкости разрыва, химические компоненты и расклинивающие частицы. Смеситель является центральным оборудованием в этой операции, так как через него проходят все жидкости и добавки, которые затем перемещаются в насосные установки. При соответствующей производительности и давлении эти установки закачивают суспензию в скважину для образования и расклинивания намеченной трещины.

## **2.1. Подготовка исходных данных для проектирования ГРП**

Для составления оптимального плана проведения операции ГРП необходимо иметь данные о геологическом строении пласта, режим работы залежи, характеристика пластового флюида и физико-химических свойствах продуктивного пласта.

Исходными для проектирования являются следующие данные.

### **2.1.1. Литологические и минералогические характеристики пласта:**

- пористость и проницаемость, необходимы для расчёта величин проводимости и длины трещины;
- механические свойства пласта (прочность и сжимаемость) необходимы для определения степени вдавливания песчинок в породу пласта их разрушение под нагрузкой; в зависимости от величины напряжения пород могут быть выбраны различные способы заполнения песком трещины: либо многослойное, либо отделёнными зонами (участками) и т.д.;
- петрографические характеристики пород (зернистость, размер пор, тип минералов глин, их расположение внутри матрицы породы) необходимы для определения характера взаимодействия жидкости разрыва с породой пласта и насыщающим её флюидом и оценки возможного закупоривания пор пласта продуктами реакции;
- растворимость пород характеризует количественное растворение объёма матрицы породы в кислоте; в некоторых случаях при высокой степени разрушение породы кислотой создаются каналы фильтрации такой раскрытости, что их необязательно заполнять песком;

### **2.1.2. Механические свойства породы пласта:**

- модуль Юнга является определяющим параметром, влияющим на раскрытость трещины и возможность получения высокопроводимого канала;

- коэффициент Пуассона определяет величину горизонтального напряжения пород пласта, а, следовательно, градиент разрыва;

- горизонтальные напряжения матрицы пород, слагающих кровлю и подошву пласта, дают информацию о возможном распространении трещины в покрывающей и подстилающей продуктивный горизонт пласты; зоны с низкими горизонтальными напряжениями (низкими коэффициентами Пуассона), очевидно, не станут служить ограничивающими барьерами для развития трещины. Пластические глины и глинистые сланцы, имеющие высокие значения коэффициента Пуассона, ограничивают развитие трещины, направляя её в твёрдые породы известняков и доломитов.

### **2.1.3. Свойства пластовой жидкости и энергия пласта:**

- свойства нефти – вязкость, способность образовывать эмульсии, содержание асфальтенов, характеристика парафинообразования – должны быть учтены при выборе и регулирование свойств рабочей жидкости;

- свойство газа – содержание в жидкости, компонентный состав, давление насыщения – определяют возможность его выделения в пласте, что необходимо учитывать при расчёте фильтрации двухфазной жидкости в скважине; если подвергается обработке газовый пласт, то закачка жидкости на нефтяной основе может привести к снижению относительной проницаемости газа.

## **3. Результаты применения методов воздействия на призабойные зоны пласта для интенсификации добычи нефти из выбранного объекта**

### **3.1. Проектирование ГРП**

Для проектирования операции ГРП необходимо иметь следующие данные о скважине и пласте.

### 3.1.1. Скважина:

- диаметр обсадной колонны  $D_{ок}$ , мм.

### 3.1.2. Пласт:

- глубина залегания  $H$ , м;
- мощность продуктивной части  $h$ , м;
- проницаемость  $K$ , Дарси ( $m^2$ );
- пористость  $m$ , %;
- степень загрязнения  $S$  или ОП;
- модуль упругости  $E$ , МПа;
- пластовое давление  $P_{пл}$ , МПа;
- радиус дренирования  $r_{дрен}$ , м;
- площадь дренирования  $S_{дрен}$ ,  $m^2$ ;
- градиент разрыва  $L$ , МПа/м.

Сначала производится выбор типа жидкости-разрыва и наполнителя – песка.

### 3.1.3. Жидкость разрыва:

- состав;
- добавки;
- вязкость  $\mu$ , Па · с.

### 3.1.4. Песок:

- тип;
- плотность;
- средний диаметр песчинок  $d_n$ , м.

Затем задаются несколькими значениями:

- объём закачиваемой жидкости  $V_{ж}$ ,  $m^3$ ;

- расход жидкости при закачке  $q$ , м<sup>3</sup>/с;
- объём песка  $V_n$ , м<sup>3</sup>;
- концентрации песка  $C_n$ , т/м<sup>3</sup>.

Давление гидроразрыва может быть определено по результатам испытания кернового материала на прочность. Тогда, зная прочность образца на разрыв, можно подчитать необходимое давление разрыва.

## 3.2. Расчёт показателей ГРП

### 3.2.1. Расчёт давления разрыва пласта

Давление разрыва пласта определяется по следующей формуле:

$$P_p = P_{вг} - P_{пл} + Q_p,$$

где  $P_{вг}$  – вертикальное горное давление, МПа;  $Q_p$  – давление расслоения горных пород ( $Q_p = 1,5$  МПа)

$$P_{вг} = \rho_n \cdot g \cdot H,$$

где  $\rho_n$  – плотность вышележащих пород ( $\rho_n = 2500$  кг/м<sup>3</sup>);

$$P_{вг} = 2500 \cdot 9,81 \cdot 1251 = 31,9 \text{ МПа.}$$

Тогда

$$P_p = 31,9 - 12,6 + 1,5 = 20,8 \text{ МПа.}$$

### 3.2.2. Расчёт допустимого давления на устье скважины при закачке жидкости-песконосителя

Допустимое давление на устье скважины при закачке жидкости-песконосителя вычисляется по формуле:

$$P_{уст} = P_p - \rho_{жп} \cdot g \cdot H + P_{тр},$$

где  $\rho_{жп}$  – плотность жидкости с песком, кг/м<sup>3</sup>:

$$\rho_{жп} = \rho'_{жп} \cdot (1 - b_n) + \rho_n \cdot b_n$$

где  $\rho'_{жп}$  – плотность жидкости песконосителя, кг/м<sup>3</sup> ( $\rho'_{жп} = 945$  кг/м<sup>3</sup>);

$\rho_n$  – плотность песка ( $\rho_n = 2500$  кг/м<sup>3</sup>);

$b_n$  – объёмная концентрация песка в смеси:

$$b_n = \frac{\frac{C_n}{\rho_n}}{\frac{C_n}{\rho_n} + 1},$$

где  $C_n$  – концентрация песка в смеси (зависит от вязкости жидкости-песконосителя и темпа её закачки) ( $C_n = 250 \div 300$  кг/м<sup>3</sup>).

Отсюда

$$b_n = \frac{\frac{275}{2500}}{\frac{275}{2500} + 1} = 0,1.$$

Тогда

$$\rho_{жсп} = 945 \cdot (1 - 0,1) + 2500 \cdot 0,1 = 1100 \text{ кг/м}^3.$$

Потери давления на трение  $P_{тр}$  определяются по формуле:

$$P_{тр} = 8 \cdot \lambda \cdot \frac{H \cdot Q^2}{\pi^2 \cdot d_{вн}^5} \cdot \rho_{жсп},$$

где  $\lambda$  – коэффициент гидравлического сопротивления ( $\lambda = 0,136$ );  $Q$  – темп закачки, м<sup>3</sup>/с ( $Q = 0,01$  м<sup>3</sup>/с):

$$P_{тр} = 8 \cdot 0,136 \cdot \frac{1251 \cdot 0,01^2}{3,14^2 \cdot 0,054^5} \cdot 1100 = 32,9 \text{ МПа}.$$

Тогда допустимое давление на устье скважины при закачке жидкости-песконосителя равно:

$$P_{уст} = 20,8 - 1100 \cdot 9,81 \cdot 1251 + 32,9 = 40,2 \text{ МПа}.$$

### 3.2.3. Расчёт объёма жидкости разрыва

Объём жидкости разрыва  $V_p$  устанавливают, исходя из условий. По данным объём жидкости разрыва изменяется от 4 до 6 м<sup>3</sup> на 10 м толщины пласта.

### 3.2.4. Расчёт объёма жидкости-песконосителя

Объём жидкости-песконосителя определяется по следующей формуле:

$$V_{жп} = \frac{Q_n}{C_n},$$

где  $Q_n$  – количество песка, кг (целесообразно закачивать 6-10 тонн песка).

$$V_{жп} = \frac{6000}{275} = 21,8 \text{ м}^3.$$

### 3.2.5. Расчёт объёма продавочной жидкости при закачке в НКТ

Объём продавочной жидкости при закачке в НКТ определяется по следующей формуле:

$$V_{np} = 0,785 \cdot d_{вн}^2 \cdot H ;$$

$$V_{np} = 0,785 \cdot 0,054^2 \cdot 1251 = 2,8 \text{ м}^3.$$

### 3.2.6. Расчёт необходимого числа насосных агрегатов

Необходимое число насосных агрегатов определяется по следующей формуле:

$$N = \frac{P_{уст} \cdot Q}{P_{агр} \cdot Q_p \cdot k} + 1,$$

где  $Q$  – темп закачки ( $Q = 0,015 \text{ м}^3/\text{с}$ );

$P_{агр}$  – рабочее давление агрегата на IV скорости, МПа ( $P_{агр} = 29 \text{ МПа}$ );

$Q_p$  – подача агрегата при данном давлении  $P_{агр}$ ,  $\text{м}^3/\text{с}$  ( $Q_p = 0,0146 \text{ м}^3/\text{с}$ );

$k$  – коэффициент технического состояния агрегата ( $k = 0,5 \div 0,8$ ).

$$N = \frac{40,2 \cdot 0,015}{29 \cdot 0,0146 \cdot 0,5} + 1 = 2,89 = 3.$$

### 3.2.7. Расчёт общей продолжительности процесса гидроразрыва

Общая продолжительность процесса гидроразрыва определяется по следующей формуле:

$$t = \frac{V_p + V_{жсo} + V_{np}}{Q_p};$$

$$t = \frac{6 + 21,8 + 2,8}{0,0146} = 2095 \text{ с} = 34,9 \text{ мин.}$$

### 3.2.8. Расчёт радиуса горизонтальной трещины

Радиус горизонтальной трещины рассчитывается по следующей формуле:

$$R_{mp} = \frac{c \cdot (Q \cdot 10^{-9} \cdot \mu \cdot t_p)^{0,5}}{K},$$

где  $c$  – эмпирический коэффициент, зависящий от горного давления и характеристики горных пород, который для скважины глубиной 1200 м принимается равным 0,02;

$Q$  – расход жидкости разрыва, л/мин.;

$\mu$  – вязкость жидкости разрыва (можно принять как вязкость жидкости-песконосителя), Па · с;

$K$  – проницаемость пород, м<sup>2</sup>;

$t_p$  – время закачки жидкости разрыва, с, которое вычисляется по формуле:

$$t_p = \frac{V_p \cdot 1440}{Q_{сут}},$$

где  $Q_{сут}$  – суточный расход рабочей жидкости, м<sup>3</sup>/сут.

$$t_p = \frac{6 \cdot 1440}{1300} = 6,6 \text{ мин.}$$

Тогда

$$R_{mp} = \frac{0,02 \cdot (900 \cdot 10^{-9} \cdot 0,039 \cdot 6,6)^{0,5}}{50 \cdot 10^{-15}} = 12,9 \text{ м.}$$

### 3.3. Анализ результатов расчёта

При применении маловязкой необработанной нефти коэффициент использования рабочей жидкости оказывается весьма низким: раскрытость трещины не превышает 3 мм, а глубина трещины находится в пределах 8-25 м. В такую

трещину невозможно закачать планируемых объёмов песка. Как следует из расчетов, в трещину может поступить только  $0,15 \div 1,0 \text{ м}^3$  песка, т.е. 0,25-1,7 тонны, что составляет  $\sim 5 \%$  планируемого веса песка. Для жидкостей более высокой вязкости удаётся закачать в пласт большие объёмы песка и создать трещину большой протяжённости и раскрытости. Эффективность таких операций при малых расходах закачки выше, чем при маловязких жидкостях. Однако при этом высокие устьевые давления возникают гораздо раньше по мере роста расхода. Уже при расходе 50 л/с возникают устьевые давления, превышающие 60 МПа.

Из расчётов следует, что при использовании маловязкой жидкости для выбранных пластовых условий невозможно добиться эффективного проведения ГРП – ожидаемый прирост дебита не превышает 1,2-1,5.

### **3.4. Увеличение продуктивности скважин в результате ГРП**

Продуктивность скважин увеличивается в результате проведения ГРП вследствие того, что:

- происходит изменение условий притока жидкости к скважине (изменяется характер фильтрации жидкости к забою скважины – из плоскорадиального на линейный);
- снимается сопротивление потоку жидкости в загрязнённой призабойной зоне пласта вследствие создания высокопроводящих каналов в этой зоне;
- происходит соединение трещиной высокопроницаемых локальных зон пласта и подсоединение их к скважине.

Следует указать, что при проведении операций ГРП с целью устранения повышенных сопротивлений фильтрации в загрязнённой зоне пласта нет необходимости создания глубоких трещин: достаточно создание и заполнение песком трещины длиной, превышающей радиус зоны загрязнения пласта. Степень повышения продуктивности скважины, подверженной гидроразрыву, зависит также от характера развития трещины в пласте, определяемого геологическими факторами и напряжённым состоянием горных пород. Так как геолого-

геофизические характеристики пластов в определённой мере известны при разработке нефтяной залежи, то они могут быть учтены при прогнозировании направления развития трещины.

В трещиноватых карбонатных отложениях, а также в терригенных глинистых песчаниках, отличающихся неоднородностью по простираению, могут иметься локальные невысокопроницаемые зоны. При соединении этих высокопроницаемых участков пласта со скважиной возможно резкое увеличение продуктивности последней. Основная же причина увеличения продуктивности скважины связана с созданием высокопроводимого канала-трещины (по отношению к проводимости самого пласта) большой длины.

### **3.5. Характеристика материалов и реагентов**

Для успешной интенсификации притока пластовых флюидов, жидкость гидроразрыва должна обладать определенными физико-химическими свойствами. Трещиноформирующий флюид является наиболее важным компонентом при ГРП. Главной его задачей является вскрытие трещин и транспортировка абразивного компонента вдоль трещин, при этом очень важны реологические параметры технологических растворов. Жидкость для гидроразрыва выполняет ряд функций и в связи с этим должна удовлетворять следующим условиям:

- иметь низкое трение при закачке;
- обеспечивать адекватный контроль потерь;
- обеспечивать эффективный гидроразрыв;
- подвергаться очистке;
- иметь невысокую стоимость и др.

В идеальном варианте технологическая жидкость должна быть эффективной на протяжении всей операции ГРП. Достигается это путём сочетания (вначале) высокой вязкости жидкости с добавлением химреагентов, снижающих показатель фильтрации, повышенными песконесущими способностями, а также регулируемой в сторону понижения вязкости (по окончании) за счёт специальных реагентов-разгелевателей. Для обработки высокотемпературных скважин

жидкость гидроразрыва должна быть термостабильной, т.е. при термодеструкции она не должна быстро терять свою вязкость.

На основании вышеизложенного можно выделить основные свойства, которых следует придерживаться при выборе базовой жидкости для гидроразрыва:

- совместимость с пластовой жидкостью;
- достаточные структурно-реологические свойства, способные обеспечить взвешенное состояние проппанта в жидкости;
- низкая фильтруемость.

Проведение геолого-технических мероприятий, предназначенных для интенсификации притока нефти к скважинам и снижения обводнённости добываемой продукции, является одним из перспективных и быстроразвивающихся направлений технического прогресса в нефтяной промышленности. Во всех нефтегазодобывающих регионах ухудшение структуры запасов и истощение высокопродуктивных залежей приводит к возрастанию доли трудноизвлекаемых запасов с низкими дебитами скважин. При этом успешность геолого-технических мероприятий снижается, что проявляется в связи с обводнением скважин.

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) является одним из наиболее эффективных средств повышения дебитов скважин, поскольку не только интенсифицирует выработку запасов, находящихся в зоне дренирования скважины, но и при определённых условиях существенно расширяет эту зону, приобщив к выработке слабодренируемые зоны и прослой, и, следовательно, позволяет достичь более высокой конечной нефтеотдачи. Нами были проанализированы факторы, влияющие на эффективность ГРП в зависимости от фильтрационно-емкостных и коллекторских свойств пластов на примере Сабанчинского нефтяного месторождения. При этом рассматривались два различных коллектора: бобриковский горизонт и пашийский горизонт, которые имеют различные коллекторские свойства. Продуктивные пласты бобриковского горизонта, залегающие на глубине порядка 1215 м, сложены преимущественно чистыми мономинеральными кварцевыми песчаниками, содержащими глинистый материал с концентрацией до 9-10 %.

Причём распределение глины в пласте носит достаточно неравномерный характер, доля пластов с глинистостью менее 4 % составляет 40 %, а с глинистостью менее 4 % от 5 до 10-60 %. В соответствии с этим очевидно ожидать, что распределение проницаемости в бобриковском горизонте также будет носить неравномерный характер, доля пластов с относительно низкой проницаемостью (< 80 мДарси) составляет 75 %, а с более высокой проницаемостью (> 90-100 мДарси) составляет только 25 %.

Распределение значений пористости также отличается достаточно большой неравномерностью, которая проявляется в том, что пласты с пористостью ниже 17 % составляют только 40 %, а пласты с пористостью более 18 % составляют 60 % и более. Для анализа геолого-промысловых факторов, влияющих на эффективность ГРП, были исследованы промысловые данные по 20 скважинам. Технологический эффект по каждому ГРП оценивался, исходя из динамики изменения текущего (помесячного) дебита нефти или воды относительно начального (базового) уровня, по которой вычислялась не только величина полученной накопленной добычи нефти или воды, но также её продолжительность.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. РД 153-39.1-004-96. Методическое руководство по оценке технологической эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи пластов. – Минтопэнерго РФ, 1994. – 87 с.
2. Сургучёв М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М.: Издательство «Недра», 1985. – 308 с.
3. Усачёв П.М. Гидравлический разрыв пласта. – М.: Издательство «Недра», 1986. – 168 с.
4. Эффективность гидроразрыва пласта по Сабанчинскому месторождению [Электронный ресурс]. Режим доступа: [http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65635a3bd69b5c43b89521306d27\\_0.html](http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65635a3bd69b5c43b89521306d27_0.html)
5. Антониади Д.Г., Савенок О.В., Шостак Н.А. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие. – Краснодар: ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 203 с.
6. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар: ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 539 с.
7. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин: учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар: ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
8. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: в 4 томах. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2012-2015. – Т. 1-4.

9. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин»: в 4 томах: учебное пособие. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2013-2014. – Т. 1-4.
10. Савенок О.В., Борисайко Я.Ю., Яковлев А.Л. Управление продуктивностью скважин: методические указания по изучению дисциплины «Управление продуктивностью скважин» для студентов-бакалавров всех форм обучения и МИППС по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело». – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2016. – 68 с.
11. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2016. – 576 с.
12. Запорожец Е.П., Шостак Н.А., Антониади Д.Г., Савенок О.В. Способ гидравлического разрыва пласта. Патент № 2507389. Заявка № 2012133791. Приоритет изобретения 07 августа 2012 г. Зарегистрировано в Государственном реестре изобретений Российской Федерации 20 февраля 2014 г. Срок действия патента истекает 07 августа 2032 г. Патентообладатель: Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Кубанский государственный технологический университет» (ФГБОУ ВПО «КубГТУ»).
13. Антониади Д.Г., Арутюнов Т.В., Савенок О.В. База данных «Гидравлический разрыв пласта». Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2015620811. Заявка № 2015620282. Дата поступления 27 марта 2015 г. Дата государственной регистрации в Реестре баз данных 25 мая 2015 г.
14. Савенок О.В., Кусов Г.В. Повышение эффективности газоконденсатоотдачи с помощью гидроразрыва пласта на Ново-Уренгойском газоконденсатном месторождении // Аналитический научно-технический журнал «ГеоИнжиниринг». – Краснодар: Изд-во ЗАО НИ-ПИ «ИнжГео», 2006. – № 2. – С. 88-91.
15. Яковлев А.Л., Березовский Д.А., Кусов Г.В. Техника и технология проведения кислотного гидравлического разрыва пласта // Сборник статей научно-информационного центра «Знание» по материалам XXI Международной заочной научно-практической конференции «Развитие науки в XXI веке» (16 января 2017 года, г. Харьков). – Х.: научно-информационный центр «Знание», 2017. – Часть 2. – С. 25-40.
16. Яковлев А.Л., Кусов Г.В., Машаду Мартинью Лимбин Батишта, Очередыко Т.Б. Анализ эффективности применения ГРП на Ельниковском нефтяном месторождении // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2017. – № 1. – С. 128-151.
17. Арутюнов Т.В., Березовский Д.А., Кусов Г.В. Анализ технологии проведения гидравлического разрыва пласта в условиях объекта Ю<sub>1</sub> Снежного месторождения // Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования. – 2017. – № 02; URL: [vsn.esrae.ru/2-9](http://vsn.esrae.ru/2-9) (дата обращения: 21.11.2017)
18. Savenok O.V., Arutyunyan A.S., Petrushin E.O., Likhacheva O.N., Kusov G.V. Secondary opening of productive layers // Advances in Engineering Research, volume 133 Proceeding of the International Conference «Actual Issues of Mechanical Engineering» 2017 (AIME 2017) Pages: 734-741 Режим доступа: <http://www.atlantis-press.com/proceedings/aime-17/articles?q=savenok>
19. Savenok O.V., Arutyunyan A.S., Datsenko E.N., Orlova I.O., Likhacheva O.N., Petrushin E.O. Technology and Field Tests of Cement Slurry Treatment by Means of Electrical Hydropulse Device in the Initial Period of WOC // International Journal of Advanced Biotechnology and Research (IJBR) Volume 8, Issue 4, 2017, pp. 1061-1066 ISSN 0976-2612, Online ISSN 2278-599X  
Режим доступа: [https://drive.google.com/file/d/1We1PZT4aPJK\\_SB69iLvVZugUvZuJ4LAN/view](https://drive.google.com/file/d/1We1PZT4aPJK_SB69iLvVZugUvZuJ4LAN/view)

## REFERENCES

1. RD 153-39.1-004-96. Metodicheskoe rukovodstvo po ocenke tekhnologicheskoy ehffektivno-sti primeneniya metodov uvelicheniya nefteotdachi plastov. – Mintopehnergo RF, 1994. – 87 s.
2. Surguchyov M.L. Vtorichnye i tretichnye metody uvelicheniya nefteotdachi plastov. – M.: Izdatel'stvo «Nedra», 1985. – 308 s.
3. Usachyov P.M. Gidravlicheskiy razryv plasta. – M.: Izdatel'stvo «Nedra», 1986. – 168 s.
4. EHffektivnost' gidrorazryva plasta po Sabanchinskomu mestorozhdeniyu. EHlektronnyj resurs. Rezhim dostupa: [http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65635a3bd69b5c43b89521306d27\\_0.html](http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65635a3bd69b5c43b89521306d27_0.html)
5. Antoniadi D.G., Savenok O.V., SHostak N.A. Teoreticheskie osnovy razrabotki neftyanyh i gazovyh mestorozhdenij: uchebnoe posobie. – Krasnodar: OOO «Prosveshchenie-YUG», 2011. – 203 s.
6. Bulatov A.I., Savenok O.V. Zakanchivanie neftyanyh i gazovyh skvazhin: teoriya i praktika. – Krasnodar: OOO «Prosveshchenie-YUG», 2010. – 539 s.
7. Bulatov A.I., Voloshchenko E.YU., Kusov G.V., Savenok O.V. EHkologiya pri stroitel'stve neftyanyh i gazovyh skvazhin: uchebnoe posobie dlya studentov vuzov. – Krasnodar: OOO «Prosveshchenie-YUG», 2011. – 603 s.
8. Bulatov A.I., Savenok O.V. Kapital'nyj podzemnyj remont neftyanyh i gazovyh skva-zhin: v 4 tomah. – Krasnodar: OOO «Izdatel'skiy Dom – YUG», 2012-2015. – T. 1-4.
9. Bulatov A.I., Savenok O.V. Praktikum po discipline «Zakanchivanie neftyanyh i gazovyh skvazhin»: v 4 tomah: uchebnoe posobie. – Krasnodar: OOO «Izdatel'skiy Dom – YUG», 2013-2014. – T. 1-4.
10. Savenok O.V., Borisajko YA.YU., YAKovlev A.L. Upravlenie produktivnost'yu skvazhin: metodicheskie ukazaniya po izucheniyu discipliny «Upravlenie produktivnost'yu skva-zhin» dlya studentov-bakalavrov vsekh form obucheniya i MIPPS po napravleniyu 21.03.01 «Neftegazovoe delo». – Krasnodar: OOO «Izdatel'skiy Dom – YUG», 2016. – 68 s.
11. Bulatov A.I., Savenok O.V., YAreimichuk R.S. Nauchnye osnovy i praktika osvoeniya neftyanyh i gazovyh skvazhin. – Krasnodar: OOO «Izdatel'skiy Dom – YUG», 2016. – 576 s.
12. Zaporozhec E.P., SHostak N.A., Antoniadi D.G., Savenok O.V. Sposob gidravlicheskogo razryva plasta. Patent № 2507389. Zayavka № 2012133791. Prioritet izobreteniya 07 av-gusta 2012 g. Zaregistrirvano v Gosudarstvennom reestre izobretenij Rossijskoj Fe-deracii 20 fevralya 2014 g. Srok dejstviya patenta istekaet 07 avgusta 2032 g. Patent-obladatel': Federal'noe gosudarstvennoe byudzhethoe obrazovatel'noe uchrezhdenie vysshego professional'nogo obrazovaniya «Kubanskiy gosudarstvennyj tekhnologičeskij universitet» (FGBOU VPO «KubGTU»).
13. Antoniadi D.G., Arutyunov T.V., Savenok O.V. Baza dannyh «Gidravlicheskiy razryv plasta». Svidetel'stvo o gosudarstvennoj registracii bazy dannyh № 2015620811. Za-yavka № 2015620282. Data postupleniya 27 marta 2015 g. Data gosudarstvennoj registracii v Reestre baz dannyh 25 maya 2015 g.
14. Savenok O.V., Kusov G.V. Povyshenie ehffektivnosti gazokondensatootdachi s pomoshch'yu gidrorazryva plasta na Novo-Urengojskom gazokondensatnom mestorozhdenii // Anali-ticheskij nauchno-tekhnicheskij zhurnal «GeoInzhiniring». – Krasnodar: Izd-vo ZAO NIPI «InzhGeo», 2006. – № 2. – S. 88-91.
15. YAKovlev A.L., Berezovskij D.A., Kusov G.V. Tekhnika i tekhnologiya provedeniya ki-slotnogo gidravlicheskogo razryva plasta // Sbornik statej nauchno-informacionnogo centra «Znanie» po materialam XXI Mezhdunarodnoj zaochnoj nauchno-prakticheskoy konferencii «Razvitie nauki v XXI veke» (16 yanvarya 2017 goda, g. Har'kov). – H.: nauchno-informacionnyj centr «Znanie», 2017. – CHast' 2. – S. 25-40.
16. YAKovlev A.L., Kusov G.V., Mashadu Martin'yu Limbin Batishta, Ochered'ko T.B. Analiz ehffektivnosti primeneniya GRP na El'nikovskom neftyanom mestorozhdenii // Nauchnyj zhurnal NAUKA. TEKHNKA. TEKHNLOGII (politekhnicheskij vestnik). – Krasnodar: OOO «Izdatel'skiy Dom – YUG», 2017. – № 1. – S. 128-151.

17. Arutyunov T.V., Berezovskij D.A., Kusov G.V. Analiz tekhnologii provedeniya gidravlicheskogo razryva plasta v usloviyah ob"ekta YU1 Snezhnogo mestorozhdeniya // Vestnik studencheskoj nauki kafedry informacionnyh sistem i programmirovaniya. – 2017. – № 02; URL: vsn.esrae.ru/2-9 (data obrashcheniya: 21.11.2017)
18. Savenok O.V., Arutyunyan A.S., Petrushin E.O., Likhacheva O.N., Kusov G.V. Secondary opening of productive layers // Advances in Engineering Research, volume 133 Proceeding of the International Conference «Actual Issues of Mechanical Engineering» 2017 (AIME 2017) Pages: 734-741 Режим доступа: <http://www.atlantis-press.com/proceedings/aime-17/articles?q=savenok>
19. Savenok O.V., Arutyunyan A.S., Datsenko E.N., Orlova I.O., Likhacheva O.N., Petrushin E.O. Technology and Field Tests of Cement Slurry Treatment by Means of Electrical Hydropulse Device in the Initial Period of WOC // International Journal of Advanced Biotechnology and Research (IJBR) Volume 8, Issue 4, 2017, pp. 1061-1066 ISSN 0976-2612, Online ISSN 2278-599X Режим доступа: [https://drive.google.com/file/d/1We1PZT4aPJk\\_SB69iLvVZugUvZuJ4LAN/view](https://drive.google.com/file/d/1We1PZT4aPJk_SB69iLvVZugUvZuJ4LAN/view)

## ANALYSIS OF THE EFFECTIVENESS OF HYDRAULIC FRACTURING AT THE SABANCHINSKOYE OIL FIELD

Arutyunov T.V., Berezovskiy D.A.<sup>2</sup>, Kusov G.V.<sup>3</sup>

<sup>1</sup>*The design and monitoring department of the field development of the Stavropol territory LLC «Oil Company «Rosneft» - Scientific and Technical Center»,  
+7(918)-47-44-984, [arutyunov-tatos@mail.ru](mailto:arutyunov-tatos@mail.ru)*

<sup>2</sup>*Deputy chief of department of the branch LLC «Gazprom mining Krasnodar»,  
Kanevskoe gas field management*

<sup>3</sup>*Graduate student North-Caucasian Federal University*

During the development of oil fields, various complications occur in the operation of oil wells. The most common among them is a decrease in the permeability of the bottomhole formation zone. Industrial development of the Sabanchinskoye field has been underway since 1974, the facility is in the third stage of development – characterized by significant extraction of recoverable reserves, growing water supply, a steady decline in oil production and an increase in the number of wells out of operation. But thanks to the implementation of such highly effective geological and technical measures as hydraulic fracturing of the reservoir, the production levels stabilized at the field.

**Keywords:** hydraulic fracturing of the formation; stages of the hydraulic frac-

turing process; selection of wells for hydraulic fracturing; arrangement for equipment placement during fracturing; data for hydraulic fracturing design; designing the fracturing operation; characteristics of materials and reagents.