

## **АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИИ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА В УСЛОВИЯХ ОБЪЕКТА Ю<sub>1</sub> СНЕЖНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

**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», тел. 8-918-47-44-984, [arutyunov-tatos@mail.ru](mailto:arutyunov-tatos@mail.ru)*

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

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

В настоящее время в разработку широко вовлекаются трудноизвлекаемые запасы нефти, приуроченные к низкопроницаемым, слабодренируемым, неоднородным и расчленённым коллекторам. Одним из эффективных методов повышения продуктивности скважин, вскрывающих такие пласты, и увеличения темпов отбора нефти из них является гидравлический разрыв пласта. Гидравлический разрыв может быть определён как механический метод воздействия на продуктивный пласт, при котором порода разрывается по плоскостям минимальной прочности благодаря воздействию на пласт давления, создаваемого закачкой в пласт флюида. В результате проведения гидроразрыва пласта кратно повышается дебит добывающих или приёмистость нагнетательных скважин за счёт снижения гидравлических сопротивлений в призабойной зоне и увеличения фильтрационной поверхности скважины, увеличивается конечная нефтеотдача за счёт приобщения к выработке слабодренируемых зон и пропластков.

Ключевые слова: сущность ГРП; подготовительные работы при ГРП; технология проведения ГРП; оборудование, используемое при ГРП; промывка

скважины после ГРП; зависимость эффективности ГРП от коллекторских свойств пласта; анализ эффективности ГРП.

**Keywords:** essence of hydraulic fracturing; preparatory work for the hydraulic fracturing; technology of hydraulic fracturing; equipment used in fracturing; flushing of the well after fracturing; dependence of hydraulic fracturing efficiency on reservoir properties; analysis of the efficiency of hydraulic fracturing

## 1. Введение

Снежное месторождение нефти и газа (рисунок 1) находится в Каргасокском районе Томской области, относящейся к региону Западной Сибири – крупнейшей нефтегазоносной области в мире. От административного центра района, села Каргасок, участок отстоит на 73 км, а от областного центра, находящегося на южной границе – на 410 км по карте.

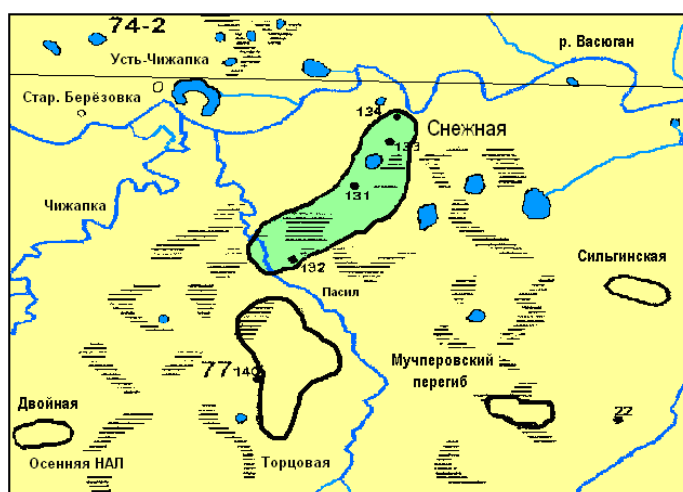


Рисунок 1 – Обзорная карта Снежного нефтяного месторождения

Снежное месторождение располагается на участке, получившем лицензию под номером 77, который принадлежит дочерней структуре британской *Imperial Energy* – «Норд Империял», проводящей разработку нефтегазовых промыслов в Томской области и Казахстане. Срок лицензии на разработку и добычу углеводородов на Снежном месторождении действует до конца 2029 года. Всего на территории Снежного месторождения установлены 44 скважины, из которых 32 эксплуатационные. В свою очередь, из них семь пробурено кустовым

способом, т.е. имеют горизонтальные ответвления. 11 скважин пробурено с целью поиска и разведки. Добыча углеводородного сырья для промышленных целей проводится из 29 скважин.

Установлено, что пласты в верхней части юрских отложений Снежного нефтяного месторождения нефтегазонасыщены и их незначительные притоки объясняются плохими коллекторскими свойствами пород, слагающих их. Пределы коллектора следующие: коэффициент пористости – 0,101; проницаемость – 0,56 мДарси. В целом по залежи пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> по промыслово-геофизическим данным коллектора характеризуются следующими средними значениями параметров: пористость – 13,9 %, нефтенасыщенность – 60,6 %, проницаемость – 2,4 мДарси. Пласты Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> содержат признаки нефтенасыщения в керне и сложены мелкозернистыми, крепко сцементированными песчаниками.

Из интервала 2395-2404 м получен приток газа дебитом 35,7 м<sup>3</sup>/сут. на 5 мм штуцере. При испытании пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> в колонне из интервала 2419-2433 м получен приток нефти дебитом 0,24 м<sup>3</sup>/сут. на штуцере 1 мм. Таким образом, подтверждается наличие газовой и нефтяной залежей в пластах Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> наунакской свиты в пределах Снежного поднятия. За счёт работы газовой залежи пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> газовый фактор составил 264 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. До гидроразрыва дебит скважины составлял 0,24 м<sup>3</sup>/сут. на штуцере 1 мм. При совместном испытании пластов Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> после проведённого гидроразрыва из интервалов 2409,1-2412,2 м и 2423,4-2432,0 м получен приток нефти с дебитом 32 м<sup>3</sup>/сут. на штуцере 8 мм.

## **2. Сущность гидравлического разрыва пласта (ГРП)**

Одним из эффективных методов повышения продуктивности скважин, вскрывающих пласты с низкими коллекторскими свойствами, и увеличения темпов отбора нефти из них, является гидравлический разрыв пласта. Характеризуемый как механический метод воздействия на продуктивный пласт, при котором порода разрывается вдоль плоскости, расположенной перпендикулярно на-

правлению минимальных напряжений, благодаря воздействию на пласт давления, создаваемого закачкой в пласт флюида. Флюиды, посредством которых с поверхности на забой скважины передаётся энергия, необходимая для разрыва, называются жидкостями разрыва. После разрыва под воздействием давления жидкости трещина увеличивается, возникает её связь с системой естественных трещин, не вскрытых скважиной, и с зонами повышенной проницаемости. Это приводит к расширению области пласта, дренируемой скважиной. В образованные трещины жидкостями разрыва транспортируется зернистый материал (проппант), закрепляющий трещины в раскрытом состоянии после снятия избыточного давления.

Проведение ГРП преследует две главные цели:

- 1) повышение продуктивности пласта путём увеличения эффективного радиуса дренирования скважины;
- 2) создание высокопроницаемого канала притока в повреждённой призабойной зоне.

В итоге кратно повышается дебит добывающих или приёмистость нагнетательных скважин за счёт снижения гидравлических сопротивлений в призабойной зоне и увеличения фильтрационной поверхности скважины, а также, увеличивается конечная нефтеотдача за счёт выработки слабодренируемых зон и пропластков. Наиболее высокая эффективность этого метода может быть достигнута при проектировании ГРП как элемента системы разработки с учётом системы размещения скважин и оценкой их взаимовлияния при различных сочетаниях обработки добывающих и нагнетательных скважин. Эффект от проведения ГРП неодинаково проявляется в работе отдельных скважин, поэтому необходимо рассматривать не только прирост дебита каждой скважины вследствие гидроразрыва, но и влияние взаимного расположения скважин, распределения неоднородности пласта и др. Таким образом, систематический авторский надзор за внедрением ГРП позволяет принимать оперативные меры для повышения его эффективности.

### 3. Применяемые жидкости

Применяемые для ГРП жидкости приготавливаются либо на нефтяной, либо на водной основе. Сначала использовались вязкие жидкости на нефтяной основе для уменьшения поглощения жидкости пластом и улучшения песконесущих свойств этих жидкостей. С развитием и усовершенствованием технических средств для ГРП, увеличением подачи насосных агрегатов удаётся обеспечить необходимые расходы и песконесущую способность при маловязких жидкостях на водной основе. Переход на жидкости на водной основе привёл к тому, что гидростатические давления за счёт увеличения плотности этих жидкостей возросли, а потери на трение в НКТ уменьшились. Это в свою очередь уменьшило необходимые для ГРП давления на устье. По своему назначению жидкости разделяются на три категории: жидкость разрыва, жидкость-песконоситель и продавочная жидкость.

Жидкость разрыва должна хорошо проникать в пласт или в естественную трещину, но в то же время иметь высокую вязкость, так как в противном случае она будет рассеиваться в объёме пласта, не вызывая необходимого расклинивающего действия в образовавшейся трещине. В качестве жидкостей разрыва используют:

- сырые дегазированные нефти с вязкостью до  $0,3 \text{ Па} \cdot \text{с}$ ;
- нефти, загущенные мазутными остатками;
- нефтекислотные эмульсии (гидрофобные);
- водонефтяные эмульсии (гидрофильные) и кислотно-керосиновые эмульсии.

Эмульсии приготавливаются путём механического перемешивания компонентов центробежными или шестерёнчатыми насосами с введением необходимых химических реагентов. Как правило, жидкости на углеводородной основе применяют при ГРП в добывающих скважинах. В нагнетательных скважинах в качестве жидкости разрыва используют чистую или загущенную воду. К загустителям относятся компоненты, имеющие крахмальную основу, полиакриламид, сульфит-спиртовая барда (ССБ), КМЦ (карбоксиметилцеллюлоза). При

использовании жидкости на водной основе необходимо учитывать её взаимодействие с породой пласта, так как некоторые глинистые компоненты пластов чувствительны к воде и склонны к набуханию. В таких случаях в жидкости на водной основе вводят химические реагенты, стабилизирующие глины при смачивании. Обычно рецептура жидкостей составляется и исследуется в промышленных лабораториях и НИИ.

Жидкости-песконосители также изготавливают на нефтяной и водной основах. Для них важна пескоудерживающая способность и низкая фильтруемость. Это достигается как увеличением вязкости, так и приданием жидкости структурных свойств. В качестве жидкостей-песконосителей используются те же жидкости, что и для разрыва пласта. Для оценки фильтруемости используется стандартный прибор ВМ-6 для определения водоотдачи глинистых растворов. При высокой фильтруемости перенос песка в трещине жидкостью ухудшается, так как довольно быстро скорость течения её по трещине становится равной нулю, и развитие ГРП затухает в непосредственной близости от стенок скважины. Хорошей песконесущей способностью обладают эмульсии, особенно кислотно-керосиновые, обладающие высокой стойкостью, не разрушающиеся в жаркую погоду и выдерживающие длительную транспортировку с наполнителем. Известные трудности возникают при закачке песконосительной жидкости, так как из-за большой вязкости, наличия в ней наполнителя – песка и необходимости вести закачку на большой скорости возникают большие устьевые давления. Кроме того, насосные агрегаты, хотя и делаются в износостойком исполнении, при работе на высоких давлениях быстро изнашиваются. Для снижения потерь давления на трение на 12-15 % разработаны химические добавки к растворам на мыльной основе, которые хотя несколько увеличивают вязкость, но уменьшают трение при движении жидкости по НКТ. Другим типом таких добавок являются тяжёлые высокомолекулярные углеводородные полимеры. Заметим, что недостаточная песконесущая способность жидкости может быть всегда компенсирована увеличением её расхода. В качестве жидкости-песконосителя в нагнетательных и в добывающих скважинах используется чистая вода.

Продавочные жидкости закачивают в скважину только для того, чтобы довести жидкость-песконоситель до забоя скважины. Таким образом, объём продавочной жидкости равен объёму НКТ, через которые ведётся закачка жидкости-песконосителя. К расчётному объёму НКТ прибавляется объём затрубного пространства между башмаком НКТ и верхними дырами фильтра. В качестве продавочной жидкости используется практически любая недорогая жидкость, имеющаяся в достаточном количестве, и чаще всего обычная вода.

Наполнитель служит для заполнения образовавшихся трещин и предупреждения их смыкания при снятии давления. Известны факты эффективного ГРП без применения наполнителя. Однако в этих случаях эффект менее продолжителен. Наполнитель при заполнении трещины воспринимает нагрузку от горного давления после снижения давления жидкости. В результате он частично разрушается, а частично вдавливаются в породу стенок трещин. Поэтому он должен обладать высокой прочностью на смятие. В идеале наполнитель должен иметь плотность, равную плотности жидкости-песконосителя. В этом случае перенос его по трещине и её заполнение были бы наиболее успешными. Размеры зёрен наполнителя должны обеспечить его проникновение в самые удалённые части трещины и высокую их проницаемость при последующей эксплуатации скважин. Для ГРП применяют песок размером от 0,5 до 1,2 мм. В первые порции жидкости-песконосителя замешивается более мелкая фракция (0,5-0,8 мм), а в последующую часть расчётного объёма – более крупные фракции.

В качестве наполнителя наиболее часто используется чистый кварцевый песок. Однако песок имеет очень большую плотность ( $2650 \text{ кг/м}^3$ ), которая сильно отличается от плотности жидкости, что способствует его оседанию из потока жидкости и затрудняет заполнение трещин. Кроме того, его плотность на смятие в ряде случаев бывает недостаточной. В связи с этим в мировой практике в последнее время находят применение в качестве наполнителя стеклянные шарики, а также зёрна агломерированного боксита соответствующего размера и молотая скорлупа грецкого ореха. Плотность стеклянных шариков примерно равна плотности кварца, т.е.  $2650 \text{ кг/м}^3$ , но они прочнее и меньше вдавливаются

в породе. Плотность порошка агломерированного боксита  $1400 \text{ кг/м}^3$ . Производятся промышленные испытания наполнителя из особо прочных искусственных синтетических полимерных веществ, имеющих плотность, близкую к плотности жидкости-песконосителя ( $1100 \text{ кг/м}^3$ ).

В настоящее время современная техника и применяемые жидкости позволяют осуществлять успешную закачку при средней концентрации песка порядка  $200 \text{ кг/м}^3$  жидкости. Однако применяются как большие, так и меньшие концентрации. Количество закачиваемого песка, расходуемого на одну операцию ГРП, по данным компании «Halliburton», к настоящему времени доведено в среднем до 22,5 тонн, а количество закачанной жидкости в среднем (жидкость разрыва + жидкость-песконоситель) до  $151,4 \text{ м}^3$ .

#### **4. Определение места образовавшейся трещины**

Для определения места образовавшейся трещины используют активированный радиоактивными изотопами песок, который в небольшом объёме вводят в последние порции закачиваемого наполнителя. Сравнивая результаты гамма-каротажа, снятого до и после ГРП, определяют глубину с повышенной по сравнению с естественным фоном интенсивностью гамма-излучения. Для той же цели используют специальные шарики из синтетического материала диаметром 3-5 мм, активированные также радиоактивными изотопами. Перед завершением закачки наполнителя в него вводят через лубрикатор 7-10 шт. таких шариков, местоположение которых определяют с помощью гамма-каротажа.

#### **5. Жидкости разрыва**

Важнейшей частью проектирования гидроразрыва является подбор жидкости разрыва. При этом следует рассмотреть следующие факторы.

##### **5.1. Нарушение проницаемости пласта**

При проведении гидроразрыва происходит поглощение жидкости в зоне, прилегающей к поверхности трещины. Из-за повышенного насыщения жидко-



стью зоны вторжения, относительная проницаемость по пластовой жидкости понижается. Если проницаемость по пластовой жидкости низка, а по жидкости разрыва ещё ниже, это может привести к полному блокированию притока. Кроме того, в пласте могут быть пучинистые глины, которые набухают при контакте с жидкостью разрыва и понижают проницаемость.

## **5.2. Нарушение проницаемости песчаной пробки**

Проницаемость песчаной пробки, так же, как и зоны вторжения жидкости, может быть нарушена в результате насыщения жидкостью. Приток по трещине может быть также ограничен наличием в песчаной пробке остаточных после воздействия мехпримесей или полимеров.

## **5.3. Пластовые жидкости**

Многие жидкости склонны к образованию эмульсий или к осадкообразованию. Во избежание риска при выборе надлежащих химических компонентов следует провести лабораторные испытания.

## **5.4. Стоимость**

Разброс по стоимости для различных жидкостей разрыва весьма различен. Наиболее дешева вода, тогда как метанол и кислоты довольно дороги. Следует также учитывать стоимость гелеобразующего компонента.

В любом случае надо сопоставлять выгоды обработки пласта соответствующими жидкостями и химикатами с их стоимостью.

# **6. Виды жидкостей**

## **6.1. Жидкости на водной основе**

Жидкости разрыва на водной основе используются сегодня в большинстве обработок. Хотя это было не так в первые годы гидроразрывов, когда жидкости

на нефтяной основе использовались фактически на всех обработках. Этот вид жидкости имеет ряд преимуществ над жидкостью на нефтяной основе:

1) жидкости на водной основе экономичнее (базовый компонент – вода намного дешевле, чем нефть, конденсат, метанол и кислота);

2) жидкости на водной основе дают больший гидростатический эффект чем нефть, газ и метанол;

3) эти жидкости невоспламеняемы; следовательно, они не взрывоопасны;

4) жидкости на водной основе легко доступны (этот тип жидкости легче контролируется и загущается).

## **6.2. Линейные жидкости разрыва**

Необходимость загущения воды, чтобы помочь транспортировать расклинивающий материал (проппант), уменьшить потерю жидкости, и увеличить ширину трещины была очевидной для ранних исследователей. Первый загуститель воды был крахмал. В начале 1960-х была найдена замена – гуаровый клей – это полимерный загуститель. Он используется и в наше время. Также используются и другие линейные гели в качестве жидкости разрыва: гидроксипропил, гидроксипропилцеллюлоза, карбоксиметил, ксантан и в некоторых, редких случаях полиакриламиды.

## **6.3. Соединяющиеся жидкости разрыва**

Впервые были использованы в конце 1960-х, когда было уделено большое внимание ГРП. Развитие этого типа жидкости решило много проблем, которые возникали, когда было необходимо закачивать линейные гели в глубокие скважины с высокой температурой. Соединяющаяся реакция такова, что молекулярный вес базового полимера в значительной степени увеличивается, связывая вместе различные молекулы полимера в структуру. Первой соединяющейся жидкостью был гуаровый клей. Типичный соединяющийся гель в конце 1960-х состоял из  $9586 \text{ г/м}^3$  гуарового соединителя с боритовой сурьмой. Сурьмовая

среда была с относительно низким показателем рН в жидкости разрыва. Боровая среда была с высоким показателем рН.

#### **6.4. Замедляющие соединительные системы**

Достойны внимания своего развития в 1980-е годы, когда они использовались как жидкости разрыва с контролируемым временем соединения, или замедленной реакцией соединения. Время соединения определено как время, чтобы базовая жидкость имела однородную структуру. Очевидно, что время соединения – это время, необходимое чтобы достичь очень большого увеличения вязкости и становления жидкости однородной. Значительное количество исследований было проведено, чтобы понять важность использования соединительных систем жидкости. Эти исследования показали, что замедляющие соединительные системы показывают лучшую дисперсность соединителя, дают большую вязкость, и увеличивают в жидкости разрыва термостабильность. Другое преимущество этих систем это пониженное трение при закачке. Как результат этого, замедляющие соединительные системы используются больше чем обычные соединительные системы.

Достоинства:

- 1) они могут достигнуть вязкости намного выше при ГРП по сравнению с нагрузкой геля;
- 2) система наиболее эффективна с точки зрения контроля потери жидкости;
- 3) соединительные системы имеют лучшую термостабильность;
- 4) соединительные системы более эффективны в цене за фут полимера.

#### **6.5. Жидкости на нефтяной основе**

Самый простой на нефтяной основе гель разрыва, возможен сегодня, это продукт реакции фосфата алюминия и базовый, типичный алюминат соды. Эта реакция присоединения, которая преобразует созданную соль, что даёт вязкость в дизельных топливах или сдерживает до высоко гравитационной сырую систему. Гель фосфата алюминия улучшает более сырые нефти и увеличивает тер-

мостабильность. Фосфат алюминия может быть использован, чтобы создать жидкость с повышенной стабильностью к высоким температурам и хорошей ёмкостью для транспортировки пропанта для использования в скважинах с высокими температурами: более 127 °С. Основным недостатком использования жидкостей на нефтяной основе это пожаровзрывоопасность. Также надо отметить, что приготовление жидкостей на нефтяной основе требует большого технического и качественного контроля. Приготовление же жидкости на водной основе значительно облегчает процесс.

### **6.6. Жидкости на спиртовой основе**

Метанол и изопропанол использовались как компоненты жидкости на водной основе и жидкости на кислотной основе в течение многих лет. Спирт, который уменьшает поверхностное натяжение воды, направленно использовался для удаления водяных препятствий. В жидкостях разрыва спирт нашел широкое применение как температурный стабилизатор, так как он действует как удерживатель кислорода. Полимеры повысили возможность загустить чистый метанол и пропанол. Эти полимеры, включая гидроксипропилцеллюлозу и гидроксипропилгуар, заменили. Гуаровая смола поднимает вязкость на 25 % выше, чем метанол и изопропанол, и даёт осадок. В пластах, чувствительных к воде, жидкости на гидрокарбонатной основе более предпочтительны, чем жидкости на спиртовой основе.

### **6.7. Эмульсионные жидкости разрыва**

Этот вид жидкости разрыва использовался на протяжении многих лет. Даже некоторые первые жидкости разрыва на нефтяной основе, были внешне нефтяными эмульсиями. У них много недостатков и они используются в очень узком спектре, потому, что крайне высокое давление трения это результат присутствия им вязкости и из-за отсутствия снижения трения. Эти жидкости разрыва были изобретены в середине 1970-х. Стоимостная эффективность нефтяной эмульсии подразумевает, что закачанная нефть может быть добыта назад и

продана. Эти эмульсии были очень популярными, когда сырая нефть и конденсат стоили 19-31 \$ за м<sup>3</sup>. Использование эмульсий типа «нефть в воде» направленно сокращалось с ростом цены на нефть.

## **7. Подготовительные работы при ГРП**

Гидроразрыву пласта предшествует большой объём подготовительных работ, связанных с изучением геолого-промысловых материалов, исследованием скважины и обследованием её технического состояния, а также по технико-технологическому обеспечению процесса. Основными источниками информации являются геологические, геофизические и петрофизические исследования, лабораторный анализ кернa, а также результаты промыслового эксперимента, заключающегося в проведении микро- и мини-гидроразрывов. В первую очередь, к скважине доставляется всё необходимое для подготовительных работ оборудование:

- агрегат А-50 для ремонта скважин;
- стеллажи для труб;
- устьевое и внутрискважинное оборудование;
- инструмент;
- ёмкости для технологических жидкостей и т.п.

При необходимости перед началом работ по ГРП производится замена жидкости в скважине, на которой запланировано проведение ГРП, скважина глушится и отключается от действующих трубопроводов. Бригада КРС с помощью агрегата для ремонта скважин извлекает из скважины глубинно-насосное оборудование, производит спуск насосно-компрессорных труб со скошенным концом (перо) и производит промывку скважины до забоя. Если предусмотрено проектом, то производится дополнительное исследование.

## **8. Технология проведения ГРП**

**8.1.** Геологической службой управления составляется информация установленной формы для расчёта проекта гидроразрыва пласта.

**8.2.** Составляется программа проведения гидроразрыва по результатам расчёта на ЭВМ.

**8.3.** На территории скважины подготавливается площадка для размещения оборудования и агрегатов по ГРП.

**8.4.** Устанавливается специальное устьевое оборудование на скважине.

**8.5.** Мастер КРС передаёт скважину ответственному по ГРП соответственно акта для проведения ГРП установленной формы.

**8.6.** Размещение агрегата и оборудования производится инженером ГРП согласно приложенной схеме.

**8.7.** Проводится испытание на герметичность устьевого оборудования, манифольдов и соединений нагнетательных линий от агрегатов к скважине под давлением 700 атм. в течение 10 мин.

**8.8.** При установлении герметичности соединений в скважину подаётся чистая загеленная жидкость разрыва для осуществления ГРП. Свидетельством достижения разрыва является увеличение приемистости скважины по диаграмме на компьютере.

**8.9.** После достижения разрыва в скважину, согласно программе, нагнетается чистая загеленная жидкость разрыва (подушка до 450 м<sup>3</sup>).

**8.10.** За жидкостью разрыва производится закачка загеленной жидкости с подачей расчётной дозы проппанта от 100 до 1200 кг/м<sup>3</sup> до определённой стадии объёма закачки по намеченной программе при давлениях до 450 атм. Для закрепления трещин закачивается 200-300 тонн проппанта.

**8.11.** Непосредственно за смесью проппанта и жидкости закачивается жидкость продавки в объёме до кровли пласта. Управление процессом ГРП осуществляется с пульта управления и по радиосвязи.

**8.12.** Темп нагнетания жидкости выдерживается расчётный, в пределах 3-7 м<sup>3</sup>/мин. в зависимости от геолого-промысловых данных пласта.

**8.13.** Скважина оставляется на распад геля, на 24 часа под остаточным давлением, с регистрацией изменения давления в виде графика на ЭВМ.

**8.14.** В процессе гидроразрыва ведётся непрерывная регистрация следующих параметров: давления нагнетания, темпа закачки, затрубного давления, количества проппанта, плотности жидкости, количества химреагентов. Регистрация параметров ведётся одновременно в виде графика на экране ЭВМ, записи в памяти ЭВМ, записи на дискету, распечатки на принтере и записи в таблицу данных. Выдача документации по гидроразрыву с ЭВМ производится в форме: сводки ГРП, графиков изменения параметров в процессе ГРП, графика изменения остаточного давления после ГРП.

## **9. Оборудование, используемое при ГРП**

Организация гидроразрыва состоит в приготовлении соответствующих реагентов в качестве жидкости гидроразрыва и последующей закачки её в продуктивную зону с низким расходом и под высоким давлением с тем, чтобы расклинить породу, образовать в результате трещину как результат гидравлического воздействия. Прежде всего, чистая жидкость закачивается в скважину для инициирования трещин и её продвижение в пласте. После этого суспензия продолжает развивать трещину. Подготовка жидкости ГРП производится на кусте скважин непосредственно перед закачкой её в пласт. Система подготовки жидкости ГРП включает: песковоз, ёмкости с гелеобразной жидкостью, смесительный агрегат (блендер). При приготовлении гелеобразной жидкости для ГРП

главное подготовить воду. Если в воде будут бактерии, то гель начнёт распадаться и жидкость для ГРП испортится, что повлечёт срыв ГРП.

Обвязка системы имеет 1,5-кратный запас прочности. Перед началом ГРП, оборудование и обвязка опрессовываются на рабочее давление. Управление непосредственно ГРП осуществляется через компьютерный центр.

Для производства ГРП используется следующая техника:

- 1) УРАЛ-ЦА 320;
- 2) УРАЛ-4320 пожарная машина;
- 3) MERCEDES песковоз;
- 4) MERCEDES хим. фургон;
- 5) Пескосмесительный агрегат ЗПА на базе КРАЗ-257;
- 6) КРАЗ-257 насосная установка;
- 7) MERCEDES цементировочный агрегат;
- 8) MERCEDES трубовоз;
- 9) MERCEDES лаборатория;
- 10) УАЗ-3962 санитарный фургон;
- 11) К-700 вакуумная установка.

Для осуществления ГРП применяются специальные насосные агрегаты (рисунок 2) в износостойком исполнении, смонтированные на шасси трёхосных тяжёлых грузовых машин КраЗ-257 грузоподъёмностью 10-12 тонн. В качестве привода к силовому насосу используется дизельный двигатель мощностью 588 кВт. Двигатель установлен на платформе и через коробку скоростей связан с приводным валом силового насоса. Для приготовления жидкости-песконосителя служат пескосмесительные агрегаты, иногда со сложными автоматическими дозирующими жидкость и песок устройствами. Обычный пескосмесительный агрегат ЗПА (рисунок 3) представляет собой смонтированный на шасси тяжёлого грузовика КраЗ-257 бункер 5 с коническим дном. Бункер перегороден продольной перегородкой для перевозки мелкого и крупного песка. Под дном бункера имеется два горизонтальных шнековых вала, приводимых во вращение тяговым двигателем через коробку отбора мощности.



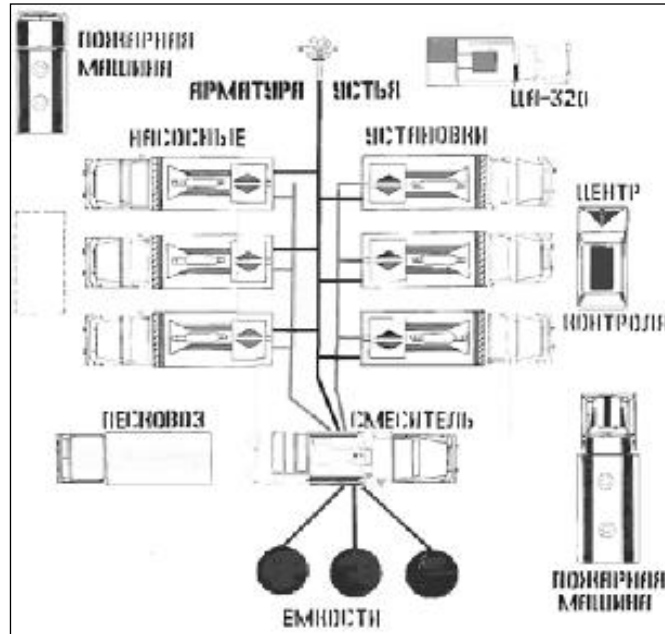


Рисунок 2 – Принципиальная схема расстановки оборудования при ГРП и оборудования забоя скважины

Скорость вращения шнека можно изменять как путём переключения скоростей коробки передачи, так и изменением числа оборотов двигателя автомобиля. Общая ёмкость бункера – 10 тонн песка. Горизонтальные шнеки подают песок из одного или другого отсека к наклонному шнеку 4 для подачи песка в смесительную камеру 3, расположенную позади кабины автомашины. Одновременно по трубопроводам в смесительную камеру подаётся жидкость-песконоситель из автоцистерн. Смесительная камера ёмкостью 0,5 м<sup>3</sup> имеет три четырёхлопастные мешалки с приводом от бензинового двигателя 2 (ГАЗ-51 мощностью 50 кВт), установленного также позади кабины.

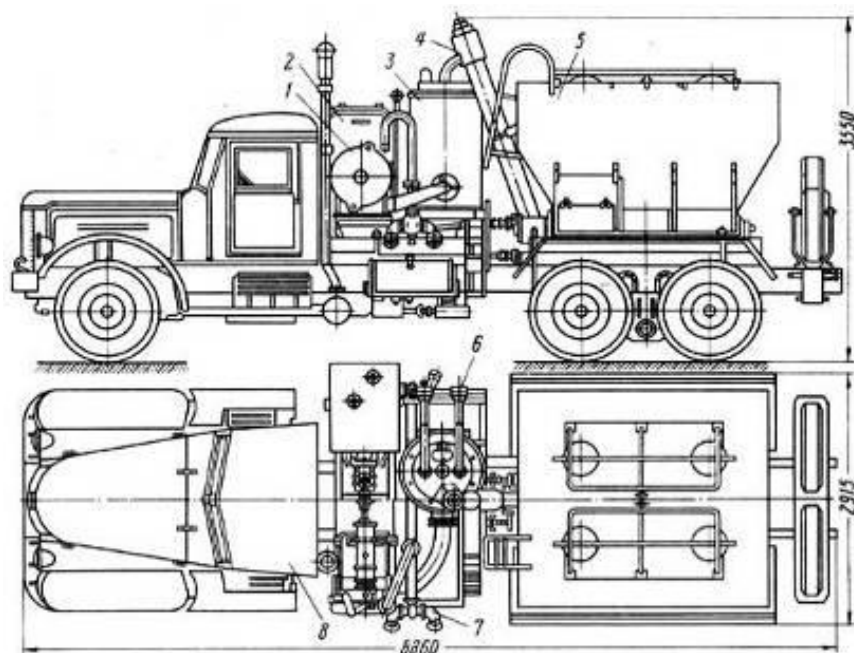


Рисунок 3 – Пескосмесительный агрегат ЗПА:

- 1 – центробежный насос 4ПС; 2 – силовой блок двигателя ГАЗ-51;
- 3 – смесительное устройство; 4 – наклонный шнек; 5 – бункер для песка;
- 6 – приёмный трубопровод; 7 – раздаточный трубопровод;
- 8 – автомобиль КраЗ-257

Приготовленная песчано-жидкостная смесь центробежным песковым насосом 4ПС9 с приводом от бензинового двигателя (ГАЗ-51) 2 подаётся на приём главного насосного агрегата высокого давления (рисунок 4). Песковой насос 4ПС9 развивает напор до 30 м при 1460 оборотах в минуту и имеет подачу при этом напоре 16,6 л/с (60 м<sup>3</sup>/ч).

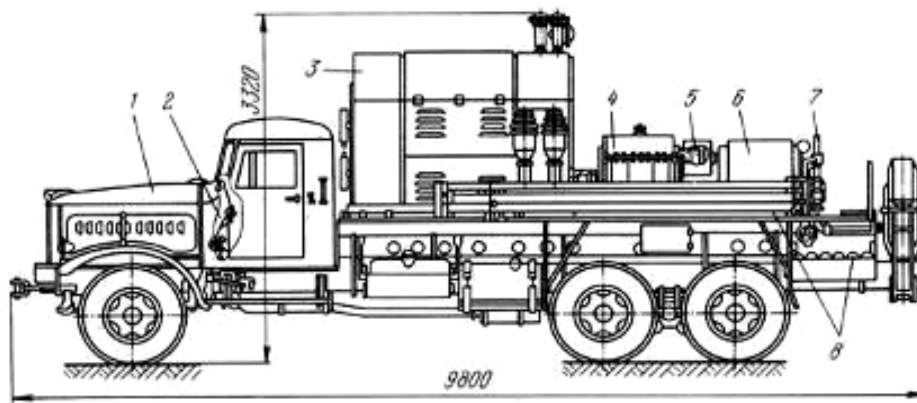


Рисунок 4 – Насосный агрегат для ГРП 4АН-700:

- 1 – автомобиль КрАЗ-257; 2 – кабина управления; 3 – силовой агрегат;  
4 – коробка скоростей; 5 – муфта сцепления; 6 – насосный агрегат;  
7 – выкидной манифольд; 8 – соединительные трубы высокого давления

Песковый насос и двигатель ГАЗ-51 расположены между кабиной водителя и бункером. В зарубежной практике получили распространение мощные агрегаты, служащие только для перевозки наполнителя и подачи его с помощью шнековых винтов ко второму специальному агрегату – смесителю, снабжённому шнековыми винтами, насосом, подающим жидкость-песконоситель в смесительную камеру, и различными дополнительными механизмами, автоматизирующими дозировку жидкости и наполнителя в зависимости от установленной нормы (концентрации) и темпов закачки песконосителя в скважину. Бункерный агрегат и смесительная машина монтируются на шасси тяжёлых грузовиков.

Автоцистерны. Для перевозки жидкостей, необходимых для ГРП, применяют автоцистерны различных конструкций. Автоцистерна ЦР-20 смонтирована на автоприцепе 4МЗАП-552, транспортируемом седельным тягачом КрАЗ-258. На шасси прицепа, кроме автоцистерны, смонтированы вспомогательный двигатель ГАЗ-51, центробежный насос 8К-18 и трёхплунжерный насос 1В. Насосы приводятся в действие через коробку скоростей и редукторы от двигателя ГАЗ-51. Цистерна имеет ёмкость 17 м<sup>3</sup> поплавковый указатель уровня и змеевик для подогрева жидкости от передвижной паровой установки (ПНУ) при работе в зимнее время. Трёхплунжерный насос 1В, снабжённый воздушным компенсатором, имеет подачу 13 л/с и наибольшее давление 1,5 МПа при 140 ходах в минуту. Обвязка насоса позволяет переключать его на заполнение цистерны, отбор жидкости из цистерны и перекачку жидкости потребителю из любой другой ёмкости. Время заполнения цистерны 22 мин. Центробежный насос 8К-18 имеет подачу 60-100 л/с (по воде), напор до 20 м и предназначен для подачи жидкости на пескосмесительный агрегат. Промышленностью выпускаются и другие автоцистерны.

**9.1.** Напорный коллектор из кованой стальной коробки с шестью отводами для присоединения шести насосных агрегатов, рассчитанный на давление 70 МПа. Коллектор имеет центральную трубу с датчиками давления, плотномера и расходомера, с дистанционной регистрацией показаний на станции контроля и управления процессом ГРП. На коллекторе также предусмотрено шесть пробковых кранов и шесть предохранительных клапанов. Напорный коллектор присоединяется к устью скважины с помощью двух линий высокого давления.

**9.2.** Распределительный коллектор, рассчитанный на давление 2,5 МПа, служит для распределения рабочих жидкостей между насосными агрегатами. Он имеет большое проходное сечение (100 мм), предусматривает возможность подключения десяти присоединительных линий и снабжен предохранительным клапаном на 2,5 МПа.

**9.3.** Комплект вспомогательных трубопроводов высокого давления и комплект быстросъёмных шарнирных соединений.

**9.4.** Крановая арматура, резиновые шланги высокого давления, вспомогательное оборудование и инструмент для сборки, крепления, опрессовки и разборки соединительных манифольдов.

**9.5.** Арматура устья скважины (1АУ-700 или 2АУ-700), герметизирующая затрубное пространство и НКТ. Арматура 2АУ-700 (рисунок 5) отличается от арматуры 1АУ-700 возможностью подключения её к НКТ диаметром 73 и 89 мм, а также наличием гибких соединений двух боковых отводов. Верхняя трубная головка кроме двух отводов имеет в верхней части манометр с масляным разделителем.

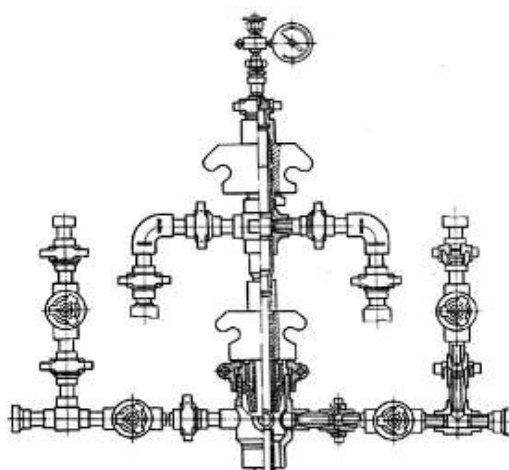


Рисунок 5 – Арматура устья скважины 2АУ-700 для гидравлического разрыва пласта

Нижняя устьевая головка, рассчитанная на давление 32,0 МПа, имеет две подсоединительные линии с кранами, тройниками и быстросъемными соединениями для сообщения с кольцевым пространством скважины. Общая масса устьевой арматуры 2АУ-700 – 500 кг. Для дистанционного контроля за процессом служит специальная станция контроля и управления на автомобиле, укомплектованная необходимой контрольно-измерительной и регистрирующей дистанционной аппаратурой, а также усилителями и громкоговорителями для звуковой и телефонной связи с отдельными агрегатами и исполнителями. Для соблюдения техники безопасности все агрегаты располагаются радиаторами от скважины, чтобы можно было беспрепятственно отъехать от нее при аварийной или пожарной опасности. Это особенно важно при использовании жидкостей на нефтяной основе.

## 10. Промывка скважины после ГРП

Как только ГРП завершено, все клапаны, задвижки арматуры скважины должны быть закрыты, и скважина передана бригаде КРС, которая затем приступает к работам по освоению скважины после ГРП:

- произвести монтаж оборудования для обратной промывки;

- произвести запись на выходе из скважины, ставить давление в ёмкости на поверхности, если это необходимо;
- смонтировать подъёмник КРС. Монтаж производить внешними канатами;
- убедиться, что давление в НКТ не превышает 45 атм.;
- отсоединить арматуру ГРП, поднять её для открытия перепускного клапана и уравнивать давления;
- демонтировать арматуру ГРП и смонтировать ПВО;
- сорвать пакер и поднять из скважины несколько соединений НКТ перед промывкой.

Если после ГРП в трубах остался проппант, необходимо промыть подвеску ГРП, если её невозможно поднять из-за ограничений грузоподъёмности труб НКТ. В случае «стопа» или оставшегося проппанта в трубах: всегда поднимать НКТ из скважины. Подвеска постоянно должна подниматься, чтобы избежать попадания проппанта в верхнюю часть пакера из-за разности давления. Если давление превышает допустимое, стравить давление в скважине в ёмкости на поверхности или в эксплуатационную линию:

- определить верх песчаной пробки в подвески ГРП;
- приподнять колонну труб на одну трубу, промывочную головку с вертлюгом;
- собрать нагнетательную линию от насоса агрегата до отвода на «столе-тройнике», обратную линию от блока долива до НКТ (предпочтительная обратная циркуляция для обеспечения большей скорости выноса песка на поверхность);
- вызвать циркуляцию и осторожно достичь верха песчаной пробки;
- признаком дохождения НКТ до пакера будет жёсткая посадка стоп кольца на посадочное гнездо в пакере;
- промыть скважину не менее двух объёмов для отчистки зоны непосредственно под пакером, контролировать выход песка.

После завершения промывки, необходимо приступить к срыву пакера согласно технологии и произвести подъем НКТ с пакером:

- поднять НКТ, уложить подъемное оборудование и превентор;
- приступить к срыву и подъёму пакера.

## **11. Промывка ствола**

Перед запуском скважины её нужно промыть до искусственного забоя.

- спустить необходимое количество НКТ-73 мм с пером-воронкой;
- определить осторожно верх песка;
- приподнять подвеску НКТ на одну трубу, установить промывочный сальник и вертлюг;
- собрать нагнетательную обратную линию от насосного агрегата до затрубного пространства, обратную линию от НКТ до блока долива (предпочтительна обратная циркуляция для обеспечения большей скорости выноса песка на поверхность);
- вызвать циркуляцию и начать промывку;
- промыть скважину до искусственного забоя;
- промыть скважину (два цикла после выхода песка). Убедиться, что скважина заглушена;
- поднять подвеску НКТ.

Не следует наращивать следующую трубу, не дождавшись выхода песка на поверхность.

## **12. Зависимость эффективности ГРП от коллекторских свойств пласта**

Основной целью производства ГРП является интенсификация выработки запасов нефти, сосредоточенных в прерывистых коллекторах, в зонах трудноизвлекаемых запасов, где сконцентрирован основной объём остаточных запасов нефти. За период с 2013 по 2016 годы гидроразрыв пласта произведён на шести

добывающих скважинах. В результате проведения гидроразрыва пласта произошло существенное улучшение технологических показателей. Так как ГРП производились сразу после бурения, мы можем сравнивать только разность притоков до ГРП и после дебит скважины. Исследование проводилось на разведывательных скважинах, и приток колебался от 1,1 тонн/сут. до 5 тонн/сут. Средний приток составляет 3,5 тонн/сут. В связи с тем, что при ГРП было закачано много жидкости, а также после работы КРС на данный момент анализ воды показывает, что это раствор глушения и раствор ГРП. Но и на первоначальном этапе видно, что качество ГРП, обводненность и дебит по скважинам, где проводилась интенсификация с помощью ГРП, зависит от коллекторских свойств пласта.

### **13. Анализ эффективности ГРП**

ГРП является технологией, позволяющей увеличить область дренирования пласта. Без ГРП осуществляется радиальный приток жидкости, направленный к одной точке элемента – забою скважины. После ГРП создающаяся зона трещиноватости, является активной дренажной системой, позволяющей увеличить удельную поверхность породы, участвующей в фильтрации. После разрыва пласта и закрепления трещины пропантом образуется двойная среда трещины (высокопроводящие каналы) и поровые блоки (исходная матрица породы). Фильтрация флюидов происходит аналогично и в микрообъеме пласта (в керне). В первую очередь вытеснение нефти происходит из наиболее крупных пор, характеризующихся лучшими коллекторскими свойствами, и одновременно с этим начинается фильтрация нефти из более мелких пор в более крупные.

В случае с гидроразрывом первоначальное движение флюидов осуществляется по трещинам (высокопроводящим каналам) и одновременно с этим происходит фильтрация нефти из поровых блоков (матрицы породы) в трещины.

Основной целью производства ГРП является интенсификация выработки запасов нефти, сосредоточенных в прерывистых коллекторах, в зонах трудноизвлекаемых запасов, где сконцентрирован основной объем остаточных запасов



нефти. Для проведения работ по ГРП использовался фонд скважин, пробуренных в пласт Ю<sub>1</sub> характеризуемый как малодобитный. Средний коэффициент продуктивности скважин для пласта Ю<sub>1</sub> составил около 3,75 м<sup>3</sup>/сут./МПа при нулевом скин-факторе, средней проницаемости 2,7 мДарси и средней мощности 19,7 м. В результате проведения гидроразрыва пласта произошло существенное улучшение технологических показателей. Исследование показали, что до проведения ГРП приток на скважине № 392Р составлял  $Q = 1,1$  м<sup>3</sup>/сут. при пластовом давлении 28,4 МПа. После проведения ГРП приток составил 31,8 м<sup>3</sup>/сут. по жидкости – по нефти 23,3 м<sup>3</sup>/сут. и по воде 8,5 м<sup>3</sup>/сут. при давлении 28,4 МПа.

Согласно данным, степень реализации потенциала, созданного после проведения ГРП, достаточно высока. Таким образом, проведенный анализ показал, что эффект от ГРП в условиях объекта Ю<sub>1</sub> Снежного месторождения достаточно стабилен, прирост дебита жидкости составляет в среднем 35 м<sup>3</sup>/сут. и продолжительность его не ограничивается анализируемым периодом. Непродолжительный период эксплуатации после ГРП пока не позволяет сделать однозначных выводов. Однако эксплуатация скважин со значительно высоким притоком по нефти, чем до интенсификации, позволяет извлечь больший объём углеводородов за срок жизни скважин, тем самым, способствуя увеличению конечного коэффициента нефтеизвлечения.

Положительное влияние от проведения ГРП на дальнейшую эксплуатацию скважин в значительной мере зависит от степени сформированности системы воздействия на объект. В свою очередь, темпы и динамика обводнения зависят от направления геологического строения и структуре запасов, но и геометрии распространения трещин. В связи с этим дальнейшее решение проблемы эффективной эксплуатации добывающих скважин и участков проведения ГРП работ по ГРП связано с исследовательскими работами по определению направления трещин и адаптации системы заводнения по отношению к ориентации зоны трещиноватости. В результате проведения ГРП имеем значительное увеличение дебитов скважин, (относительно базового варианта, без ГРП). Необходимо отметить также, что область применения ГРП не ограничивается низкопродуктив-

ными зонами, проведение ГРП также возможно в песчаных телах, не имеющих гидродинамической связи с зоной закачки.

В целом отмечается высокая продолжительность эффекта, обусловленная стабилизацией, как обводнённости, так и дебитов жидкости. Для оценки прироста дебита жидкости и продолжительности эффекта после производства работ по интенсификации была построена динамика показателей эксплуатации скважин, в которых проводились работы, приведённая к одной дате начала проведения ГРП во избежание влияния временных факторов. Результаты показывают, что на объекте Ю<sub>1</sub> эффект от ГРП, достаточно стабилен и сохранение его не ограничивается анализируемым периодом.

В связи с тем, что ГРП проводят сразу после бурения, берётся базовый приток, полученный при исследовании разведывательных скважин, который колеблется от 1,1 до 5,0 м<sup>3</sup>/сут. Чем ниже проницаемость, тем медленнее происходит процесс фильтрации, тем выше коэффициент падения дебита жидкости скважин в процессе эксплуатации.

Оценивая эффективность ГРП, следует отметить его положительное влияние на полноту вовлечения запасов нефти в разработку. Одним из основных параметров, определяющих объём извлекаемых запасов, является коэффициент охвата, учитывающий степень дренирования пластовой нефти.

Создание систем трещин в слабопроницаемых коллекторах, безусловно, увеличивает степень вскрытия и приведенный радиус скважин, создает дополнительно высокопроницаемые каналы, по которым осуществляется фильтрация. Это позволяет более эффективно эксплуатировать скважины в сложных геологических условиях, что в свою очередь приводит к увеличению текущего коэффициента нефтеизвлечения.

Массовое внедрение ГРП на объекте Ю<sub>1</sub> Снежного месторождения позволило увеличить приток скважин, вывести их на рентабельный уровень эксплуатации и, в конечном итоге, обеспечить благоприятную динамику выработки запасов нефти.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бухаленко Е.И., Вергинова В.В. Нефтепромысловое оборудование. – М.: Издательство «Искра», 2000. – 421 с.
2. Ентов В.М., Зазовский А.Ф. Гидродинамика процессов повышения нефтеотдачи. – М.: Издательство «Недра», 1989. – 233 с.
3. Ильина Г.Ф., Алтунина Л.К. Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов западной Сибири. – Томск: Издательство ТПУ, 2006. – 166 с.
4. Кучумов А.И., Зенкиев М.Я. Диагностирование эффективности ГРП в условиях Западной Сибири. – Мегион: Издательство «Мегион Экспресс», 2002. – 432 с.
5. Молодых П.В. Отчёт пробной эксплуатации Майского месторождения, 2007. – 397 с.
6. Отчёты по ГРП ЗАО СП «МеКаМиннефть». – Мегион: Издательство «Мегион Экспресс», 2007. – 110 с.
7. Показатели текущего состояния разработки Майского месторождения 2013-2015 гг. и первый квартал 2016 г.
8. Сургучёв М.Л. Вторичные и третичные методы повышения нефтеотдачи пластов. – М.: Издательство «Недра», 2001. – 308 с.
9. Усачёв П.М. Гидравлический разрыв пласта. – М.: Издательство «Недра», 1986. – 165 с.
10. Технология проведения гидравлического разрыва пласта на месторождении «Снежное» [Электронный ресурс]. Режим доступа: [http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65625a2bc69b4d43b88521316c27\\_0.html](http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65625a2bc69b4d43b88521316c27_0.html)
11. 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.
12. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар: ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 539 с.
13. 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.
14. 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.
15. 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.
16. 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.
17. 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.
18. 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 НИПИ «ИнжГео», 2006. – № 2. – С. 88-91.
19. 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.
20. 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.

## REFRRENSSES

1. Buhalenko E.I., Verginova V.V. Neftepromyslovoe oborudovanie. – M.: Izdatel'stvo «Iskra», 2000. – 421 s.
2. Entov V.M., Zazovskij A.F. Gidrodinamika processov povysheniya nefteotdachi. – M.: Izdatel'stvo «Nedra», 1989. – 233 s.
3. Il'ina G.F., Altunina L.K. Metody i tekhnologii povysheniya nefteotdachi dlya kollektorov zapadnoj Sibiri. – Tomsk: Izdatel'stvo TPU, 2006. – 166 s.
4. Kuchumov A.I., Zenkiev M.YA. Diagnostirovanie ehffektivnosti GRP v usloviyah Zapadnoj Sibiri. – Megion: Izdatel'stvo «Megion EHkspress», 2002. – 432 s.
5. Molodyh P.V. Otchyot probnoj ehkspluatacii Majsogo mestorozhdeniya, 2007. – 397 s.
6. Otchyoty po GRP ZAO SP «MeKaMineft'». – Megion: Izdatel'stvo «Megion EHkspress», 2007. – 110 s.
7. Pokazateli tekushchego sostoyaniya razrabotki Majsogo mestorozhdeniya 2013-2015 gg. i pervyj kvartal 2016 g.
8. Surguchyov M.L. Vtorichnye i tretichnye metody povysheniya nefteotdachi plastov. – M.: Izdatel'stvo «Nedra», 2001. – 308 s.
9. Usachyov P.M. Gidravlicheskiy razryv plasta. – M.: Izdatel'stvo «Nedra», 1986. – 165 s.
10. Tekhnologiya provedeniya gidravlicheskogo razryva plasta na mestorozhdenii «Snezhnoe»  
EHlektronnyj resurs. Rezhim dostupa:  
[http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65625a2bc69b4d43b88521316c27\\_0.html](http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65625a2bc69b4d43b88521316c27_0.html)
11. 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.
12. Bulatov A.I., Savenok O.V. Zakanchivanie neftyanyh i gazovyh skvazhin: teoriya i praktika. – Krasnodar: OOO «Prosveshchenie-YUG», 2010. – 539 s.
13. 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.
14. Bulatov A.I., Savenok O.V. Kapital'nyj podzemnyj remont neftyanyh i gazovyh skvazhin: v 4 tomah. – Krasnodar: OOO «Izdatel'skiy Dom – YUG», 2012-2015. – T. 1-4.
15. 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.
16. Savenok O.V., Borisajko YA.YU., YAKovlev A.L. Upravlenie produktivnost'yu skvazhin: metodicheskie ukazaniya po izucheniyu discipliny «Upravlenie produktivnost'yu skvazhin» dlya studentov-bakalavrov vsekh form obucheniya i MIPPS po napravleniyu 21.03.01 «Neftegazovoe delo». – Krasnodar: OOO «Izdatel'skiy Dom – YUG», 2016. – 68 s.
17. Bulatov A.I., Savenok O.V., YAremitichuk R.S. Nauchnye osnovy i praktika osvoeniya neftyanyh i gazovyh skvazhin. – Krasnodar: OOO «Izdatel'skiy Dom – YUG», 2016. – 576 s.
18. Savenok O.V., Kusov G.V. Povyshenie ehffektivnosti gazokondensatootdachi s pomoshch'yu gidrorazryva plasta na Novo-Urengoj'skom gazokondensatnom mestorozhdenii // Analiticheskij nauchno-tekhnikeskij zhurnal «GeoInzhiniring». – Krasnodar: Izd-vo ZAO NIPI «InzhGeo», 2006. – № 2. – S. 88-91.
19. YAKovlev A.L., Berezovskij D.A., Kusov G.V. Tekhnika i tekhnologiya provedeniya kislotnogo 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.
20. 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

## **ANALYSIS OF THE TECHNOLOGY OF HYDRAULIC FRACTURING IN THE CONDITIONS OF THE OBJECT Yu<sub>1</sub> OF THE SNEZHNOYE OIL FIELD**

**Arutyunov T.V.<sup>1</sup>, 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»*

<sup>2</sup>*Department of the branch LLC «Gazprom mining Krasnodar» Kanevskoe gas field management*

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

Currently difficult to extract oil reserves are widely involved in development, confined to low permeable, weakly drained, heterogeneous and dismembered reservoirs. One of the effective methods to increase the productivity of wells that open such layers and increase the rate of oil recovery from them is hydraulic fracturing of the formation. Hydraulic fracture can be defined as a mechanical method of influencing the productive formation, in which the rock is torn along the planes of minimum strength due to the impact on the formation of the pressure created by injection into the formation fluid. As a result of hydraulic fracturing, the production rate or injectivity of injection wells is multiply increased by lowering the hydraulic resistances in the bottomhole zone and increasing the filtration surface of the well, and the final oil recovery increases due to the introduction of weakly draining zones and interlayers.

**Keywords:** essence of hydraulic fracturing; preparatory work for the hydraulic fracturing; technology of hydraulic fracturing; equipment used in fracturing; flushing of the well after fracturing; dependence of hydraulic fracturing efficiency on reservoir properties; analysis of the efficiency of hydraulic fracturing