

УДК 622.276.66

**АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ МНОГОСЕКЦИОННОГО ГРП
НА ПРИМЕРЕ ПЛАСТА ЮС₂¹ РУССКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

**ANALYSIS OF THE EFFICIENCY
OF MULTI-SECTION HYDRAULIC FRACTURING
ON THE EXAMPLE OF YuS₂¹ RESERVOIR OF THE RUSSKINSKOYE FIELD**

Цику Магомет Хизирович

студент,
института Нефти, газа и энергетики,
Кубанский государственный
технологический университет

Савенок Ольга Владимовна

доктор технических наук,
профессор кафедры Нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный
технологический университет
olgasavenok@mail.ru

Аннотация. Для повышения нефтеотдачи горизонтальных участков скважин разработана новая технология ГРП – многосекционный ГРП (МС ГРП). Актуальность рассматриваемой темы решает очень важную проблему по увеличению коэффициента нефтеотдачи, что ведёт к росту добываемой продукции и повышению прибыли предприятия от дополнительной добычи нефти, полученной в результате МС ГРП. Выполнив анализ проведения МС ГРП на Русскинском месторождении в течение 2013–2016 гг. и судя по показателям, видно, насколько эффективно его применение. Для достижения этой цели нами рассмотрена геологическая характеристика Русскинского месторождения; описано оборудование и материалы, применяемые при проведении МС ГРП, а также технологии проведения МС ГРП; проанализированы результаты проведённых МС ГРП; выполнен расчёт основных технологических параметров МС ГРП и экономической эффективности; произведена общая оценка эффективности проведения МС ГРП на примере пласта ЮС₂¹ Русскинского месторождения.

Ключевые слова: применяемые материалы при проведении ГРП; оборудование и техника для проведения ГРП; технология многосекционного ГРП; проведение работ по многосекционному ГРП; анализ результатов проведения многосекционного ГРП; расчёт основных параметров многосекционного ГРП; расчёт экономической эффективности МС ГРП.

Tsiku Magomet Khizirovich

Student,
Institute of Oil, Gas and Energy,
Kuban state technological university

Savenok Olga Vadimovna

Doctor of technical sciences,
Professor of oil and gas
engineering department
named after professor G.T. Vartumyan,
Kuban state technological university
olgasavenok@mail.ru

Annotation. To increase the oil recovery of horizontal sections of wells, a new technology of hydraulic fracturing was developed – multi-section hydraulic fracturing. The relevance of the topic under consideration solves a very important problem of increasing the oil recovery factor, which leads to an increase in output and an increase in the company's profit from the additional oil production resulting from the multi-section hydraulic fracturing. Having carried out an analysis of the multi-section hydraulic fracturing on the Russkinskoye field during 2013–2016, and judging by the indicators, it is clear how effective its use is. To achieve this goal, we considered the geological characteristics of the Russkinskoye field; describes the equipment and materials used in the implementation of the multi-section hydraulic fracturing, as well as the technology of the multi-section hydraulic fracturing; the results of the multi-section hydraulic fracturing were analyzed; the calculation of the main technological parameters of the multi-section hydraulic fracturing and economic efficiency; the general estimation of efficiency of carrying out of multi-section hydraulic fracturing the example of YuS₂¹ reservoir of the Russkinskoye field.

Keywords: applied materials during fracturing; equipment and machinery for hydraulic fracturing; multi-section hydraulic fracturing technology; implementation of multi-section hydraulic fracturing; analysis of the results of multi-section hydraulic fracturing; calculation of the main parameters of multi-section hydraulic fracturing; calculation of economic efficiency of multi-section hydraulic fracturing.

Общие сведения о месторождении

Русскинское нефтяное месторождение (рис. 1) находится в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа – Югра, в 124 км к северу от г. Сургута, месторождение открыто в 1982 году, введено в разработку в 1987 году.

В эксплуатации Рускинского месторождения находятся пласты БС₁₁¹, ЮС₁¹, ЮС₁², ЮС₂¹, ЮС₂². Коллекторские и геолого-физические характеристики исследуемых объектов отражены в таблице 1.

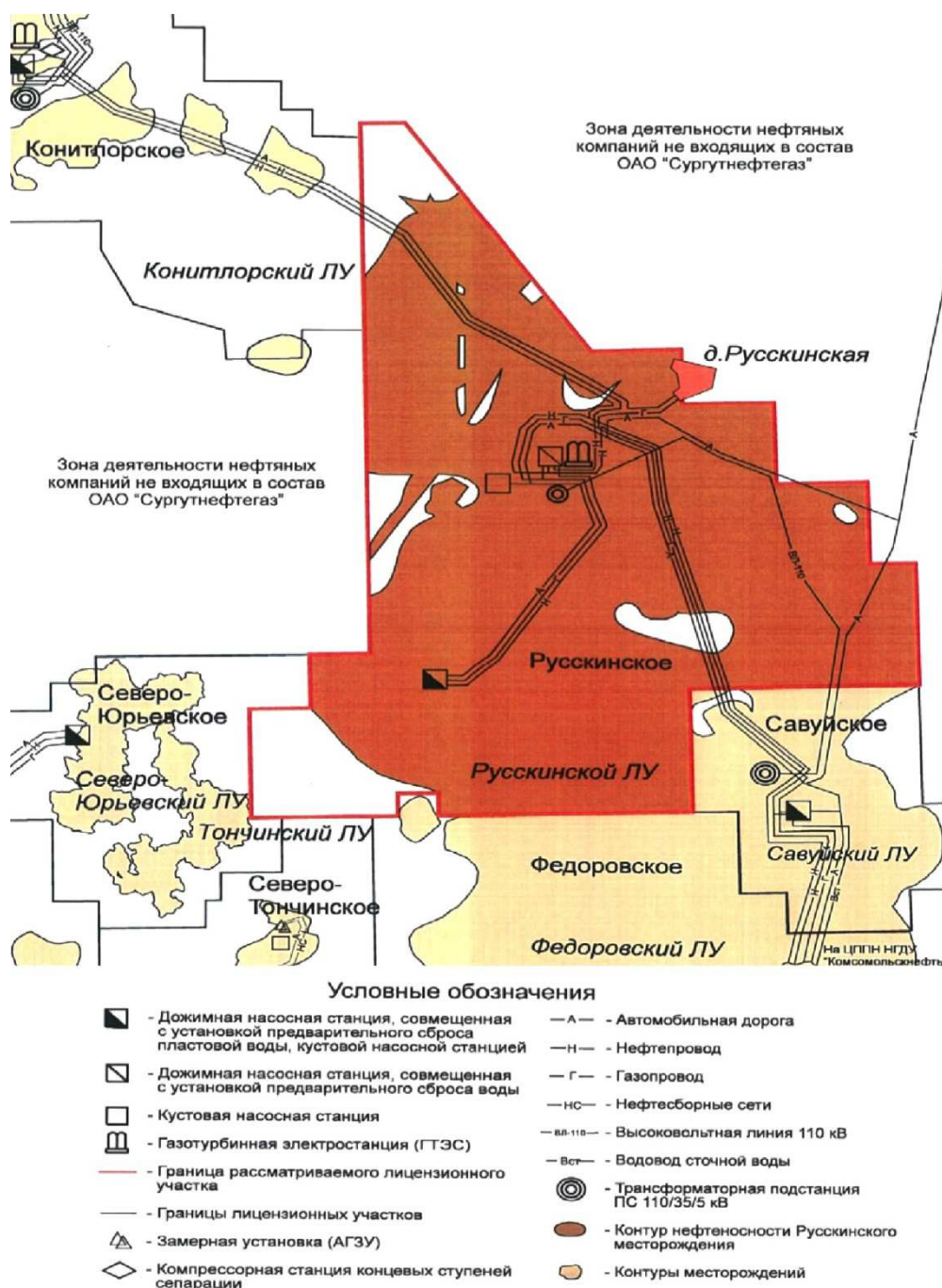


Рисунок 1 – Обзорная карта Рускинского месторождения

За весь период эксплуатации на месторождении отмечаются два периода стабилизации добычи жидкости: в 1992–1998 гг. на уровне 2,8 млн тонн, в 2002–2005 гг. на уровне 5,0–5,5 млн тонн.

Утверждённый проектный фонд по месторождению в целом составляет всего 2455 скважин, в том числе: добывающих – 1539, из них горизонтальных – 65, нагнетательных – 757, контрольных – 9, водозаборных – 30, резервных – 120. По состоянию на 01.01.2017 г. на месторождении числится 1337 скважин, в том числе: добывающих – 804, нагнетательных – 395, наблюдательных – 7, пьезометрических – 107, водозаборных – 24, основной проектный фонд реализован на 57 %.

Таблица 1 – Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов юрских отложений

Параметры	Пласты	
	ЮС ₁ ¹	ЮС ₂ ²
Тип коллектора	поровый	
Средняя общая толщина, м	17,1	9,6
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	3,8	2,4
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	–	1,2
Коэффициент пористости, доли ед.	0,16	0,15
Коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.	0,66	0,56
Проницаемость, $\times 10^{-3}$ мкм ²	7	7
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,36	0,31
Расчленённость, ед.	5,2	2,3
Начальная пластовая температура, °С	86	86
Начальное пластовое давление, МПа	28,6	28,6
Вязкость нефти в пластовых условиях, МПа·с	3,94	3,94
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,827	0,827
Давление насыщения нефти газом, МПа	8,6	8,6
Газовый фактор, м ³ /т	36	36
Коэффициент продуктивности, м ³ /сут·МПа	7,27	2,26

Объект ЮС₂ введён в разработку в 1990 году на основании «Технологической схемы разработки». В 2016 году объём добычи нефти составил 1798,7 тыс. тонн, добычи жидкости – 3778,5 тыс. тонн, закачки воды 6547,6 тыс. м³, текущая компенсация отбора жидкости закачкой воды 155,9 %, накопленная – 155,6 %.

По состоянию на 01.10.2017 г. проектный фонд скважин на объекте реализован на 45 % и составляет 798 скважин, в том числе добывающих – 723. Объект ЮС₂ представлен двумя пластами ЮС₁¹ и ЮС₂² и характеризуется сложным строением как по разрезу, так и по площади простираения. Средняя начальная нефтенасыщенная толщина по исследованным скважинам составляет 6,6 м.

Перфорацией вскрыто 66 % эффективной нефтенасыщенной части пласта. Неполное вторичное вскрытие связано с близостью слабонасыщенных интервалов и водонасыщенной части пласта ЮС₂². В 152 добывающих скважинах (69 % исследованного фонда) отмечается участие в работе неперфорированных интервалов.

На объекте опытно-промышленные работы по определению наиболее эффективной системы разработки проводятся с 1990 года. За этот период на площади объекта в пределах четырёх опытных участков реализовывались площадные системы разработки:

- девятиточечная с наклонно-направленными скважинами;
- пятиточечная с горизонтальными скважинами;
- семиточечная, формируемая возвратным фондом (в том числе боковыми наклонно-направленными и горизонтальными стволами);
- семиточечная с наклонно-направленными скважинами.

Виды и технологии ГРП

Гидравлический разрыв пласта – это управляемый процесс развития естественных или образования и развития искусственных трещин, в продуктивном пласте за счёт нагнетания специализированных жидкостей и смесей при режимах превышающих предел прочности горных пород. В образованные трещины жидкостями разрыва транспортируется проппант, закрепляющий трещины в раскрытом состоянии после снятия избыточного давления. В результате повышаются дебит добывающих или приёмистость нагнетательных скважин за счёт снижения гидравлических сопротивлений в призабойной зоне.

Классификация и выбор видов и технологий ГРП

В зависимости от объёма проппанта, упакованного в пласт при проведении операции, различают три вида ГРП:

- стандартный (с массой проппанта до 30 тонн);
- объёмный (с массой проппанта от 30 до 60 тонн);
- многообъёмный (с массой проппанта от 60 тонн и более).

Технология проведения ГРП классифицируется по следующим признакам:

- количество интервалов ГРП и число воздействий;
- способ инициации, развития и закрепления трещин;
- тип технологической жидкости;
- тип расклинивающего материала.

Выбор технологии проведения ГРП обусловлен геологическим строением пласта, текущим состоянием разработки объекта, конструктивными особенностями скважин и заключается в определении последовательности действий, обеспечивающих максимальную эффективность и технологическую успешность. Основу технологии ГРП составляет набор технологических приёмов, разработанных с учётом применяемых материалов и технических возможностей оборудования и адаптированных к объекту применения.

Внедрение новых типов оборудования, материалов и реагентов, технологий производится в рамках ОПР, направленных на определение критериев, области применения и условий обеспечивающих высокую технологическую успешность мероприятий.

Количество интервалов ГРП и число воздействий

Многоэтапный ГРП. Объектами применения являются залежи, характеризующиеся большой мощностью вскрытых продуктивных отложений, обеспечение равномерной выработки которых в силу объективных геолого-технологических ограничений требует выполнения не менее двух операций. Разобщение между целевыми интервалами ГРП обеспечивается селективными перфорационными работами, установкой изоляционных мостов, применением сдвоенных пакеров и другими способами.

Повторный ГРП характеризуется совпадением целевых интервалов первичного и каждого последующего воздействия. Такие операции выполняются с целью восстановления утраченной или повышения текущей проводимости трещин, а также для оптимизации их геометрических параметров.

Способ инициации, развития и закрепления трещин

Стандартный ГРП. Технология состоит в последовательной закачке в скважину с постоянным расходом в процессе всей операции буферной жидкости (подушки), геле-проппантовой смеси с нарастающей концентрацией расклинивающего материала от минимальных до максимальных значений и её продавки в пласт. Проектирование графика закачки осуществляется по методике, предусматривающей равномерное размещение проппанта в созданных трещинах с соответствующей её максимальной величине в конце обработки.

Метод концевого экранирования. Стандартная технология ГРП с модифицированным графиком закачки, обеспечивающим формирование «песчаного барьера», ограничивающего протяжённость трещин и повышающего их высоту и раскрытость. Это достигается путём сокращения объёма подушки, увеличения продолжительности начальных стадий подачи проппанта и других приёмов, способствующих повышению агрессивности графика подачи расклинивающего агента.

ГРП с технологической остановкой закачки. Стандартная технология ГРП с модифицированным графиком закачки, содержащим одну или несколько кратковременных остановок подачи технологической жидкости (5–30 мин.) на стадии развития трещин (стадия подушки).

ГРП с циклической закачкой проппанта. Стандартная технология ГРП с модифицированным графиком закачки, представляющим последовательность из нескольких циклов, но не менее двух, каждый из которых включает в себя основные стадии базовой технологии (подушка, подача и продавка проппанта в пласт).

ГРП с *обратным оттоком*. Стандартная технология ГРП с «принудительным» закрытием созданных трещин за счёт отработки скважины непосредственно после завершения операции. Величина расхода отработки определяется числом и размером перфорационных отверстий, изменяясь в диапазоне от 0,04 до 0,5 м³/мин.

Селективный ГРП. Технология ГРП, обеспечивающая локализацию трещин в пределах целевого интервала пласта и сохранение герметичности естественных экранов. Селективность созданных трещин достигается за счёт снижения вязкости технологической жидкости, темпа закачки и длительности операции, а также локализации интервала инициации трещин (избирательная перфорация, установка изолирующих мостов, сдвоенных пакерующих систем и др.).

Струйный ГРП. Модификация стандартной технологии ГРП с инициацией, развитием и укреплением трещин через гидropескоструйный перфоратор. Воздействие осуществляется в два этапа: гидropескоструйная перфорация и реализация предусмотренного графика закачки через созданные отверстия.

Экраноустанавливающий ГРП. Модификация стандартной технологии ГРП с дополнительной стадией, предусматривающей закачку оторочки цементного раствора или других изолирующих материалов в процессе развития созданных трещин (стадия закачки подушки). Параметры этой стадии определяются объёмом трещин, созданных вне целевого интервала пласта.

Гибридный ГРП. Технология состоит в нагнетании при режимах гидроразрыва пласта больших объёмов маловязких составов (товарной или «загущенной» нефти, технической воды, линейного геля и т.д.), создающих условия формирования развитой сети микротрещин, укрепление которых производится посредством закачки оторочек расклинивающего материала, размерность и концентрация которого определяется параметрами созданных трещин. Основным требованием к рабочей жидкости на стадиях подачи проппанта является обеспечение его эффективного переноса на требуемое расстояние по созданным трещинам.

К материалам, применяемым при проведении ГРП, относятся технологические жидкости и расклинивающий материал.

Тип технологической жидкости

Композиции на водной основе – сшитые полимерные системы, рецептура приготовления которых определяется свойствами и термобарическими условиями пласта и экранов, а также требованиями к формированию трещин (размеры, ориентация и т.д.).

Композиции на углеводородной основе – сшитые полимерные системы, где в качестве жидкости-основы используется нефть, дизельное топливо, ШФЛУ и другие углеводородные системы. Рецептура приготовления определяется свойствами и термобарическими условиями пласта и экранов, а также требованиями к формированию трещин (размеры, ориентация и т.д.).

Кислотные системы – использование в качестве основы технологических жидкостей загущенных кислот или специальных кислотных систем. Область применения таких составов распространяется на породы чувствительные к воздействию кислот (карбонатные коллектора и терригенные породы с повышенной карбонатизацией и т.п.).

Бесполимерные системы предполагают использование специализированных реагентов, не содержащих длинномолекулярных соединений. В качестве жидкости-основы используются вода, кислота и др.

Линейный гель – раствор полимерных составов в базовых типах жидкости (вода, дизельное топливо, кислота) без создания в них поперечных межмолекулярных связей (без сшивания).

Пенная система – газожидкостные смеси на основе базовых технологических жидкостей (сшитые и бесполимерные системы на основе воды, дизельного топлива, кислоты) и газовых систем (воздух, азот, СО₂ и др.) с качеством пены выше 45 %.

Газированная система – газожидкостные смеси на основе базовых технологических жидкостей (сшитые и бесполимерные системы на основе воды, дизельного топлива, кислоты) и газовых систем (воздух, азот, СО₂ и др.) с качеством пены ниже 45 %.

В зависимости от целей ГРП, также могут применяться различные комбинации технологических жидкостей. В отчётной документации это отражается указанием номенклатуры и объёмов соответствующих технологических жидкостей.

Тип расклинивающего материала

Проппанты фракций 12/18, 16/20, 16/30, 20/40 и др. без специального покрытия и добавок в состав гранул.

Без закрепления созданных трещин.

Осмоленные проппанты – материалы с полимерным покрытием, обеспечивающим объединение гранул в конгломераты после смыкания созданных трещин.

Меченые проппанты – проппанты, в состав вещества которых или в состав их покрытия включены специальные добавки – маркеры, позволяющие выполнять исследования по контролю размещения расклинивающего материала в интервале созданных трещин.

Облегчённые проппанты – расклинивающий материал с минеральной плотностью вещества ниже 2600 кг/м^3 .

Утяжелённые проппанты – расклинивающий материал с минеральной плотностью вещества выше 3600 кг/м^3 .

Проппанты нестандартной формы – расклинивающий материал с гранулами цилиндрической, овальной и др. форм, отличной от стандартов, предусмотренных ГОСТ Р 51761.

Упругие проппанты – расклинивающий материал с деформируемыми при смыкании трещин гранулами.

Кислотостойкие проппанты – расклинивающий материал, гранулы которого обладают пониженной, относительно требований ГОСТ Р 51761, реакционной способностью к неорганическим кислотам и другим агрессивным средам.

В зависимости от целей ГРП допускается комбинированное использование различных типов и фракций проппантов. В отчётной документации это отражается указанием номенклатуры, количества соответствующих материалов и особенностей их подачи в трещину.

Основные этапы реализации ГРП:

- планирование применения ГРП;
- моделирование процесса развития и закрепления трещин;
- подготовительные работы перед ГРП;
- выполнение операции ГРП;
- заключительные работы и освоение скважины после ГРП.

Оборудование и техника для проведения ГРП

В состав подземного оборудования для проведения операций по гидравлическому разрыву пласта входят:

- воронка – предназначена для исключения осложнений и аварий в процессе выполнения геофизических работ, а также при использовании комплексов «непрерывная труба». При выполнении струйных ГРП данный элемент является конструктивным узлом гидropескоструйного перфоратора. Отсутствие воронки возможно в случае применения сдвоенных, селективных пакерных систем или других компоновках подземного оборудования, где её использование не предусмотрено;

- насосно-компрессорные трубы маркой прочности не ниже «Л» или аналогичных по прочностным характеристикам, других товарных марок, рассчитанных на рабочее давление не ниже 700 атм. Выбор требуемой прочности технологических колонн определяется планируемыми режимами операции. Так, для гибридного ГРП подземное оборудование должно обеспечивать возможность повышения давления до 1000 атм.;

- пакерно-якорное оборудование обеспечивает герметичность затрубного пространства при ожидаемых режимах предполагаемой операции ГРП. Исключение данных элементов из компоновки возможно только в случае планирования проведения струйного ГРП;

- гидropескоструйный перфоратор – применяется при планировании проведения струйного ГРП, предполагающего гидромониторную резку колонны, намыв каверн в пласте и последующую инициацию, а также развитие трещин через созданные отверстия. В зависимости от целей ГРП и конструкции данного оборудования возможно совместное использование нескольких перфораторов с соосно-ориентированными соплами;

• реперный патрубок – предназначен для привязки различных элементов подземного оборудования геофизическими методами и является неотъемлемой частью подземного оборудования для ГРП.

В случаях, предусмотренных планом работ, в состав оборудования могут быть включены глубинные приборы, которые устанавливаются в специальные карманы на внешней стороне хвостовика под пакером, либо доставляются на забой на кабеле геофизической партией. Подземное оборудование должно иметь максимальное проходное сечение, во всех элементах его компоновки (пакер, НКТ, переводники и др.), с учётом конструктивных особенностей скважины и предполагаемой технологии её стимуляции.

Состав комплекса ГРП

В зависимости от технологии и планируемых показателей операции в базовый состав комплекса ГРП входит следующая специализированная техника:

- пескосмеситель (блендер) 1–2
- насосные агрегаты 4–7
- блок манифольдов 1–2
- песковоз 1–7
- машина химических добавок 1–2
- гидратационная установка 1–2
- станция управления 1
- вспомогательная специализированная техника (ЦА-320, вакуумный насос).

В ОАО «Сургутнефтегаз» применяют насосные агрегаты FC-2251 производства «Stewart & Stevenson», которые монтируются на шасси грузового автомобиля Mercedes-Benz или «Kenworth». Полная установка гидроразрыва (рис. 2), смонтированная на грузовом шасси, включает усиленное грузовое шасси повышенной проходимости с компоновкой «кабина над двигателем» и формулой привода 8x8/4, с двигателем мощностью 503 л.с. и 16-скоростной трансмиссией. Силовой агрегат MTU/DDC 4000 имеет мощность до 3000 л.с. Трёхплунжерный насос для обслуживания скважин установлен на задней части установки и имеет свою интеллектуальную систему управления (IPC). Применяется для закачивания технологических жидкостей гидроразрыва.

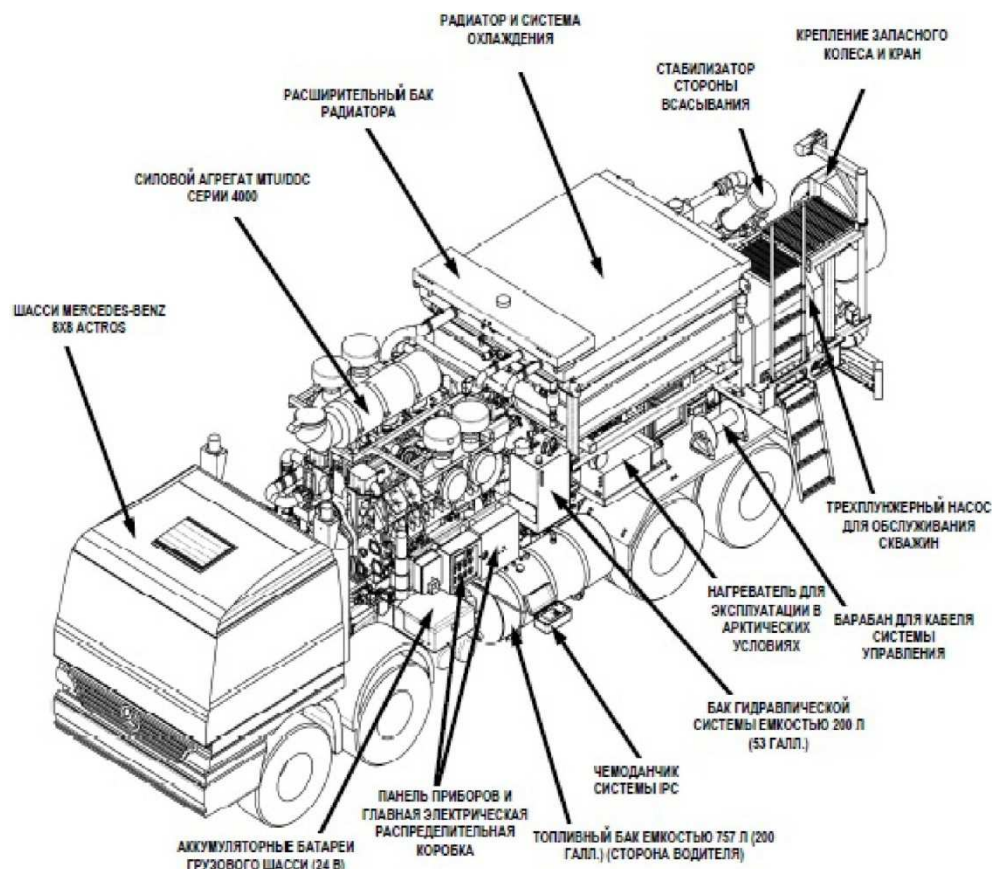


Рисунок 2 – Установка гидроразрыва

Смесительная установка (блендер) для гидроразрыва смонтирована на грузовом шасси с силовыми агрегатами и приводами аналогичными с установкой гидроразрыва (рис. 3). Модель установки МС-60 имеет производительность 9540 л в минуту. Включает в себя центробежный насос, смесительный бак, баки для химикатов, нагнетательные коллекторы жидких химикатов, систему подачи сухих химикатов, бункер и шнеки для проппанта, расходомеры, кабину управления смесителем. Установка предназначена для выполнения широкого круга задач, связанных с приготовлением рабочих составов ГРП.

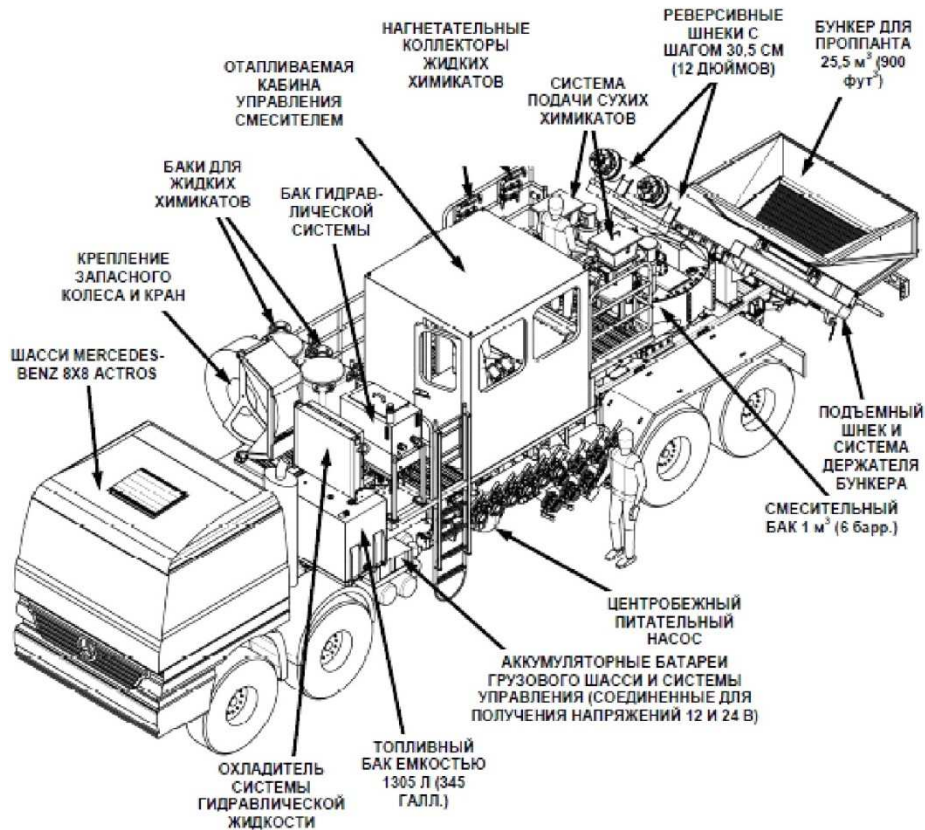


Рисунок 3 – Смесительная установка

Проппant доставляется песковозом. Установка транспортировки проппанта (рис. 4) включает в себя усиленное грузовое шасси повышенной проходимости, с компоновкой «кабина над двигателем» и формулой привода 8x8/4, с двигателем мощностью 503 л.с., 16-скоростной трансмиссией. Установка имеет самосвальный кузов ёмкостью 40 тонн. Пульт управления оператора приводят в действие все гидравлические системы. Кроме доставки проппанта на место проведения работ, установка способна хранить и производить непосредственную подачу проппанта в бункер смесительной установки со скоростью, соответствующей максимальному выходному значению расхода смесителя.

Станция управления (модель ЕС-22ACD) (рис. 5) регистрирует данные с блендера и насосных агрегатов. В ней находятся рабочие места инженеров и операторов, которые осуществляют контроль и управление за операциями по гидроразрыву. Станция смонтирована на грузовом шасси с формулой привода 6x6 и имеет силовые агрегаты трансмиссию, на которых смонтированы предыдущие установки. Так же станция управления имеет силовую установку переменного тока или возможность подключения к местному источнику электропитания. В корпусе фургона для сбора данных имеются отдельные отапливаемые и вентилируемые помещения диспетчерской и лаборатории. Станция может управлять шестнадцатью насосами с интеллектуальными системами управления (IPC), четырьмя насосами, не оборудованными системами IPC, и системами дозирования химикатов. Система сбора данных обеспечивает передачу параметров в реальном времени в программу анализа проведения ГРП. В ОАО «Сургутнефтегаз» используется программное обеспечение FRACPRO, предназначенное для моделирования процесса ГРП.

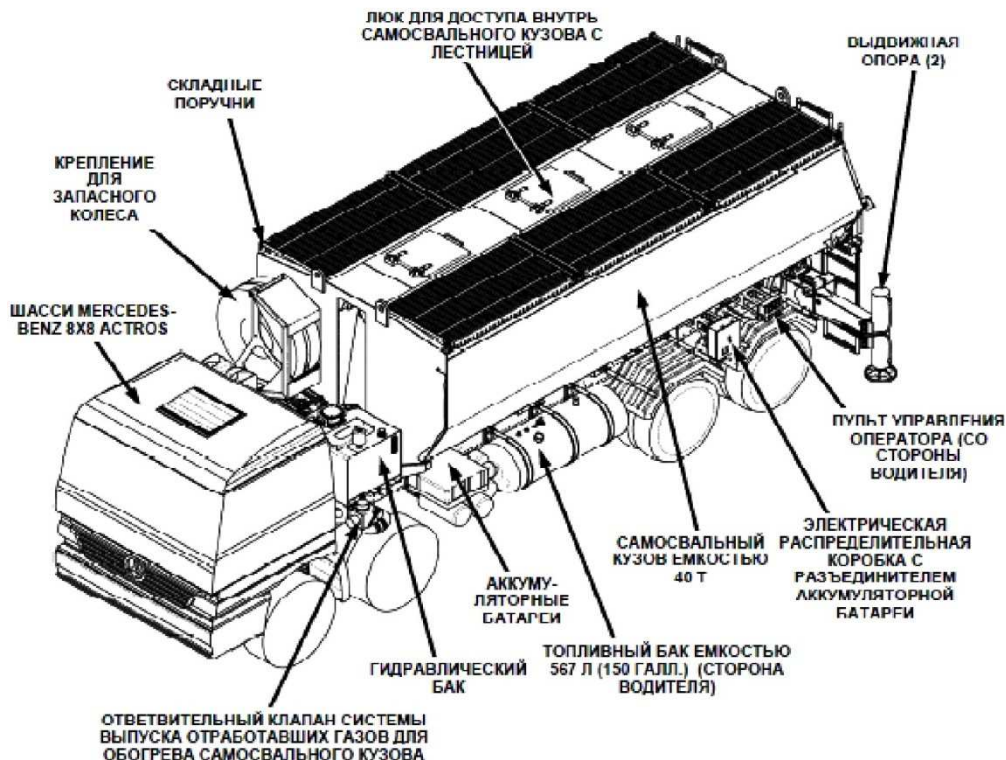


Рисунок 4 – Установка транспортировки пропелланта

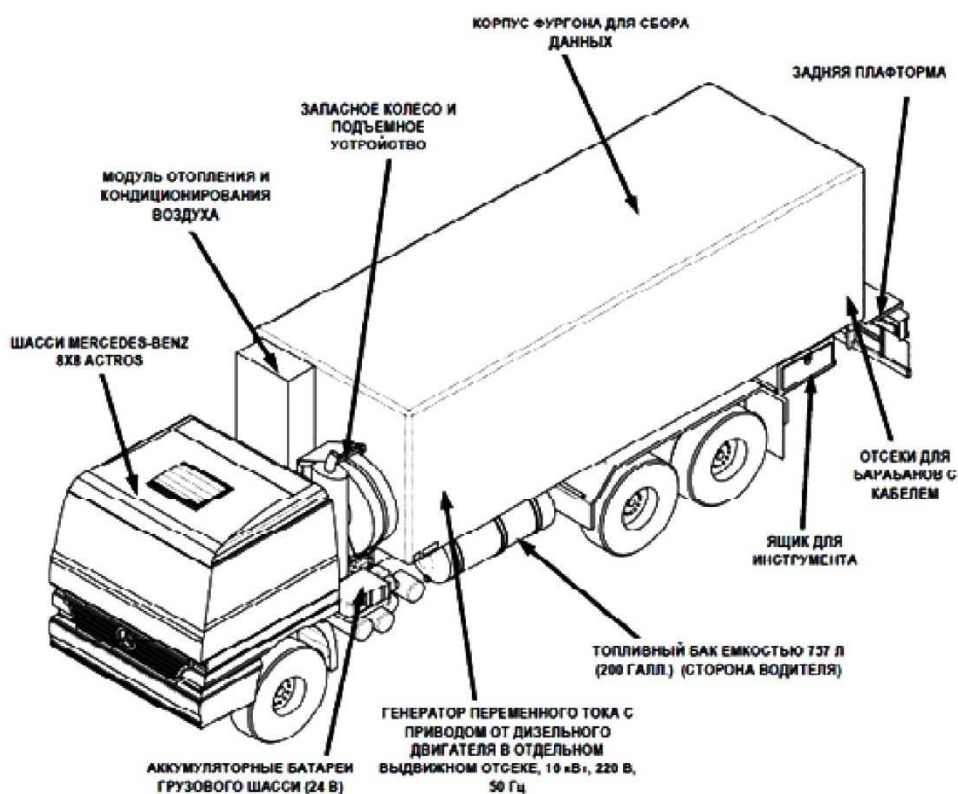


Рисунок 5 – Станция управления

Установка блока манифольдов (рис. 6) предназначена для перевозки опорной рамы манифольда и установки её на месте выполнения работ. Установка манифольда, смонтированная на грузовом шасси с формулой привода 8x8/4, включает агрегаты аналогичные для предыдущих установок. Модель IC-320 имеет платформу для опорной рамы манифольда и гидравлический кран «Сорташ» со складной стрелой смонтированы на установке.

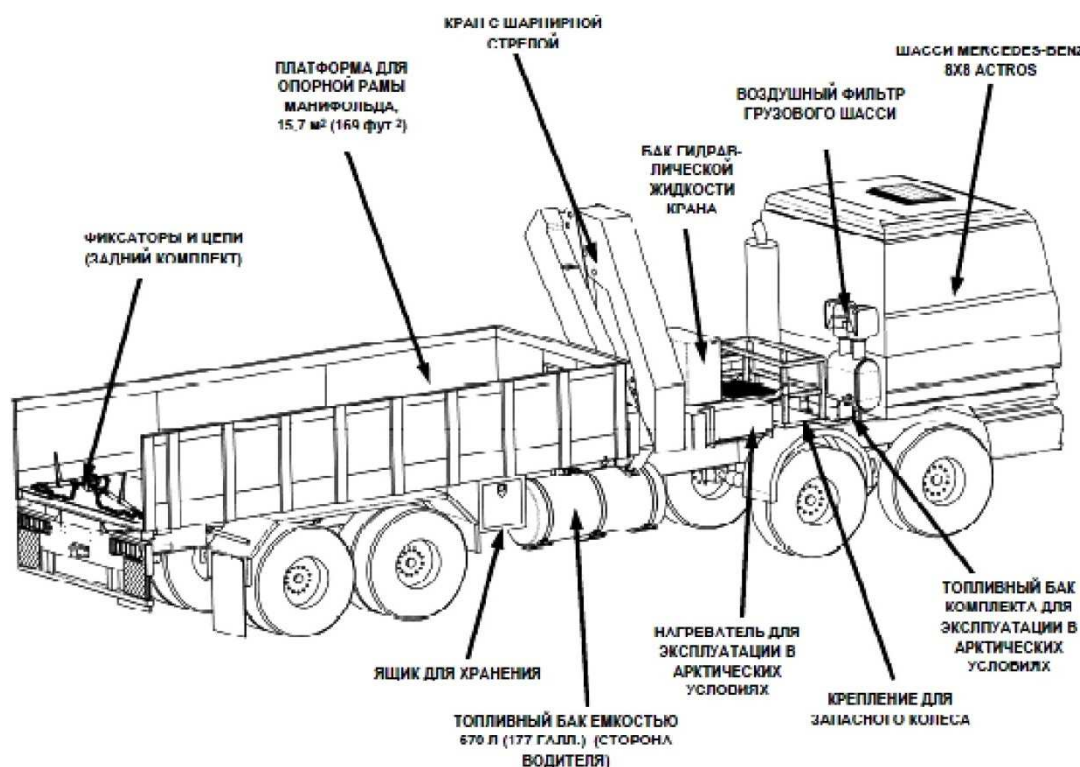


Рисунок 6 – Установка манифольдов

CC5-CAS – машина химических добавок представлена на рисунке 7.

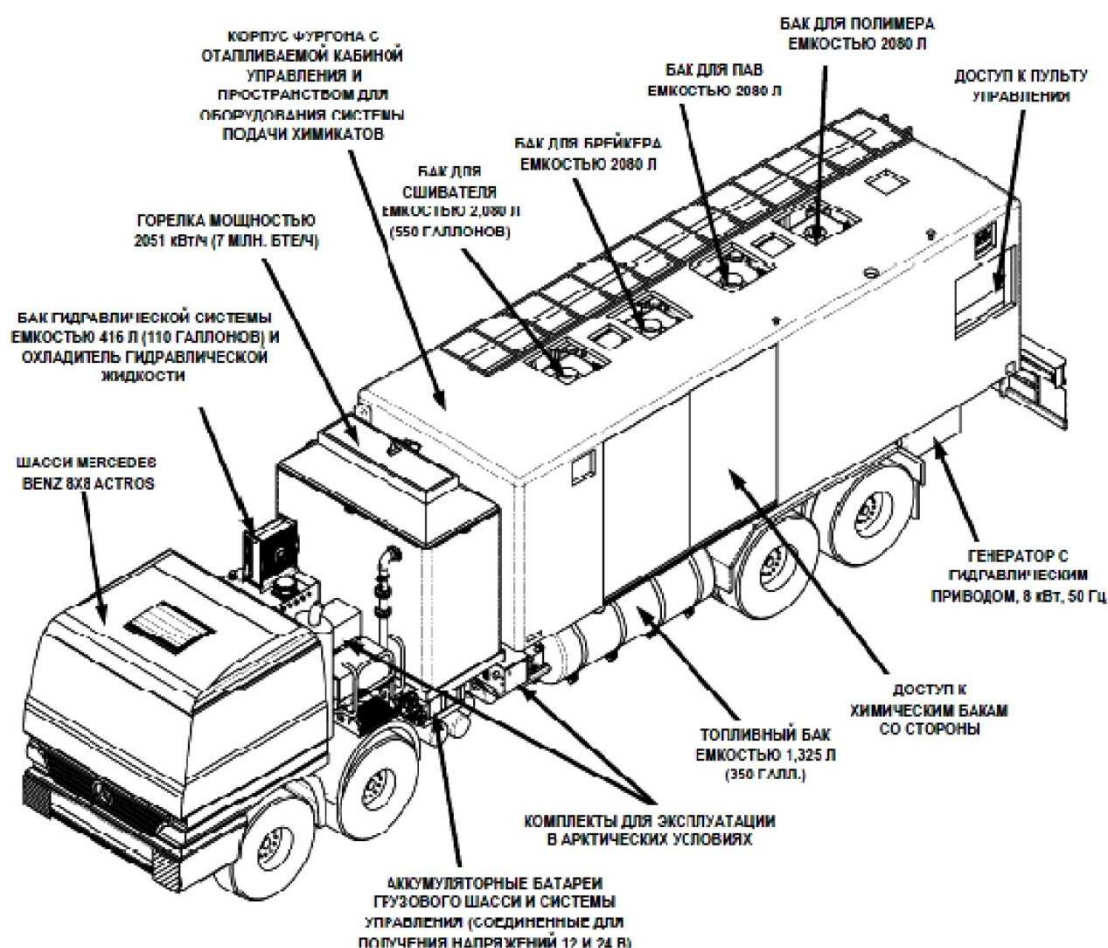


Рисунок 7 – Система дозирования химикатов

Система дозирования химикатов (рис. 7) СС5-CAS (машина химических добавок) имеет емкость 8320 л и применяется для транспортировки и закачивания жидких химикатов. Установка смонтирована на грузовом шасси, которое имеет колесную формулу 8x8 и сдвоенную ось усиленного типа. Двигатель и трансмиссия установлены как на предыдущих установках. Имеет несколько гидравлических баков с емкостями по 2080 л (для ПАВ, полимеров, сшивателя), гидравлические насосы, систему нагрева жидкости для гидроразрыва, расходомеры и автоматические контроллеры. В корпусе фургона находится отопливаемая кабина управления.

На месте проведения работ применяется установка гидратации НС301, которую используют для перемешивания и гидратации полимерных гелей, жидких и сухих химикатов и базовых жидкостей. А также может использоваться вспомогательная специализированная техника (ЦА-320, вакуумный насос).

Принципиальная схема расстановки техники при гидроразрыве пласта представлена на рисунке 8.

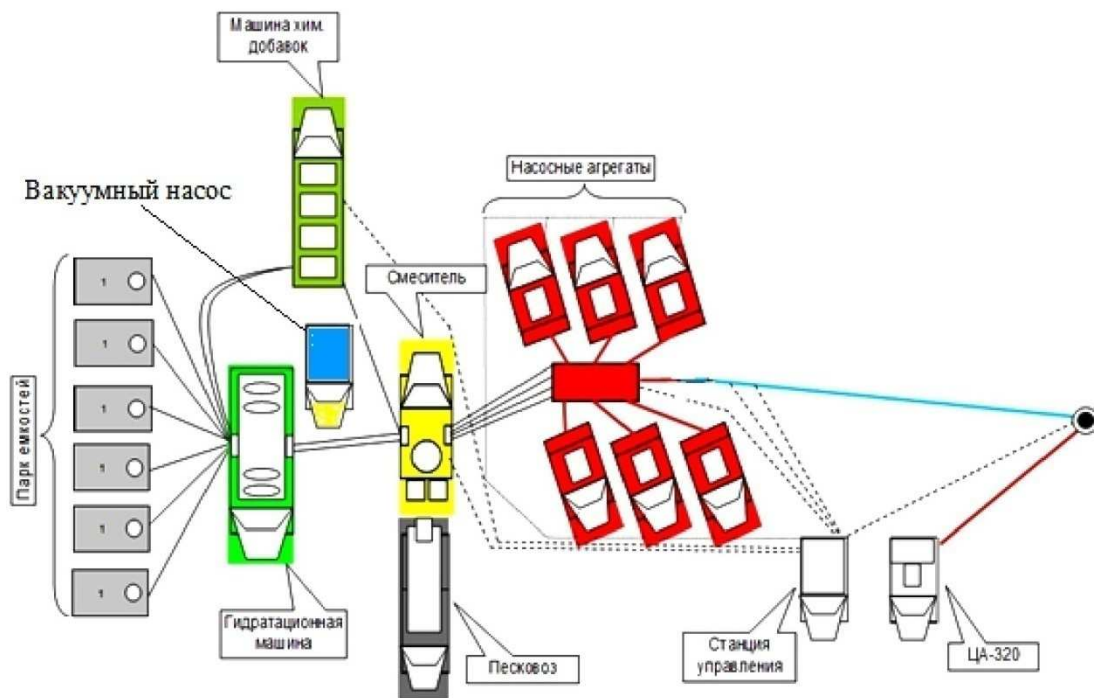


Рисунок 8 – Схема расстановки техники ГРП

Технология многосекционного ГРП

Многосекционный ГРП – это операция ГРП с предварительным спуском в скважину компоновки подземного оборудования, состоящую из фрак-портов, посадочных седел для шаров-активаторов и гидромеханических пакеров. Последовательное непрерывное проведение нескольких этапов ГРП в продуктивном горизонте.

Так, в 2012 году были проведены первые работы по многосекционному ГРП в горизонтальных стволах скважин (рис. 9). Данная технология позволила обеспечивать наиболее полный охват всего горизонтального участка, а именно равномерное и точное распределение проппанта по всей протяженности ствола и, как следствие, увеличение нефтеотдачи.

Технология многосекционного ГРП доказала свою высокую эффективность и необходимость применения её на месторождениях со сложным геологическим строением. С каждым годом количество операций МС ГРП неуклонно растет, на ноябрь 2016 года в ОАО «Сургутнефтегаз» произведено 88 операции МС ГРП, запланировано 117 операций МС ГРП.

МС ГРП применяется как на вновь пробуренных скважинах, так и на скважинах после ЗБС. Конструкция скважин для реализации данного метода, как правило, предусматривает спуск эксплуатационной колонны в кровлю продуктивного пласта и после-

дующее закрепление продуктивного пласта спуском хвостовика. На вновь бурящихся скважинах крепление продуктивного пласта происходит спуском нецементируемого хвостовика с разобщением интервалов ствола гидромеханическими пакерами (рис. 10).

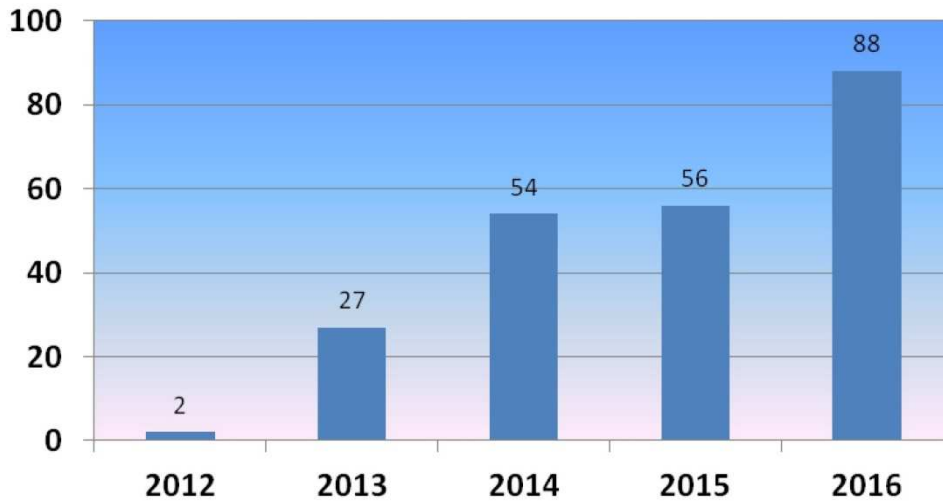


Рисунок 9 – Количество выполненных МС ГРП с 2012 года

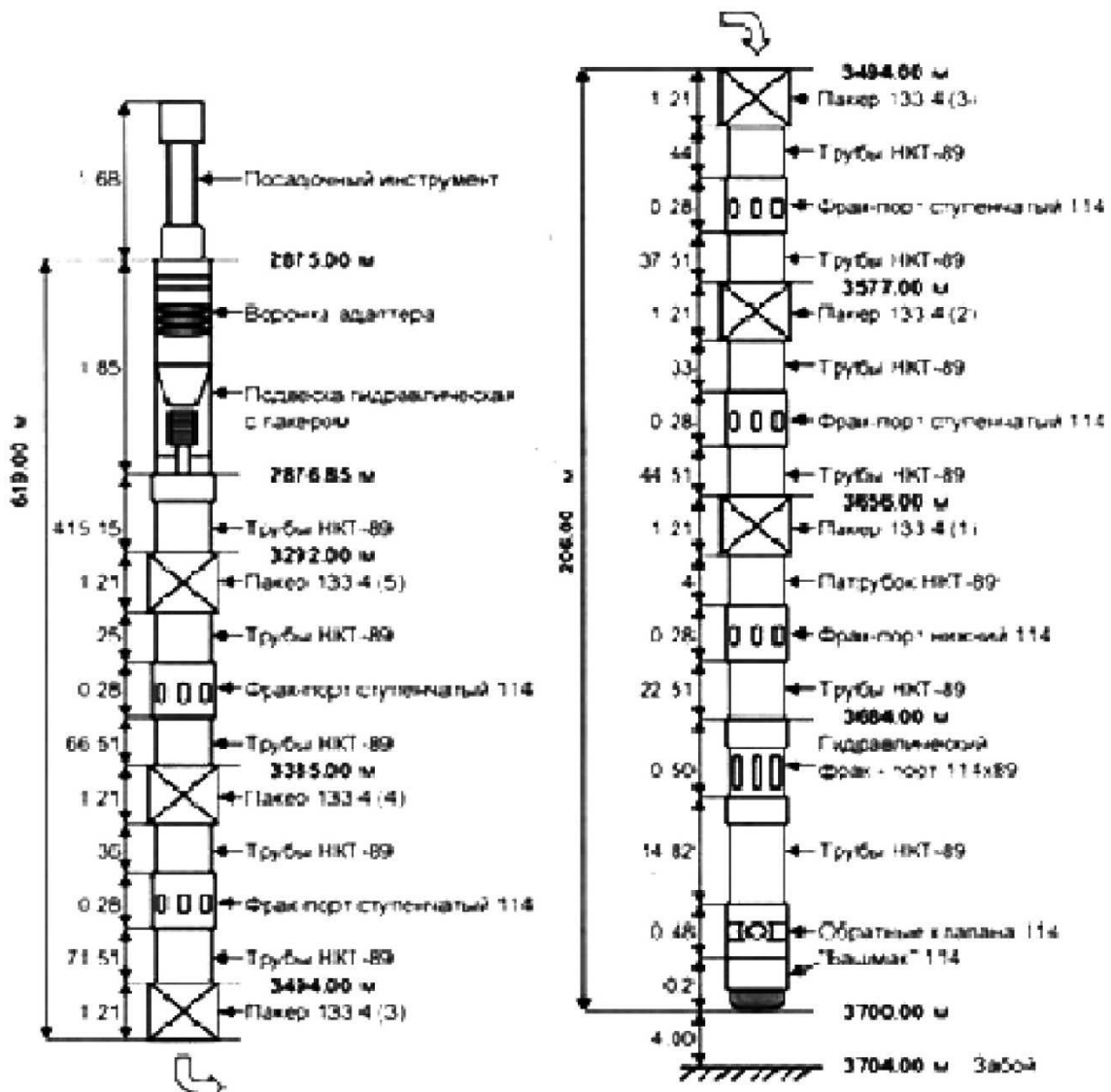


Рисунок 10 – Схема компоновок МС ГРП компании «GeoTrend»

Компоновка хвостовика при этом следующая:

- башмак;
- обратный клапан;
- гидравлический фрак-порт;
- гидромеханические пакера и фрак-порты, открываемые шарами;
- подвеска хвостовика, не цементируемая с пакером;
- воронка адаптера.

На боковых стволах скважин после ЗБС крепление продуктивного пласта происходит спуском цементируемого хвостовика с разобщением интервалов ствола гидромеханическими пакерами (рис. 11).

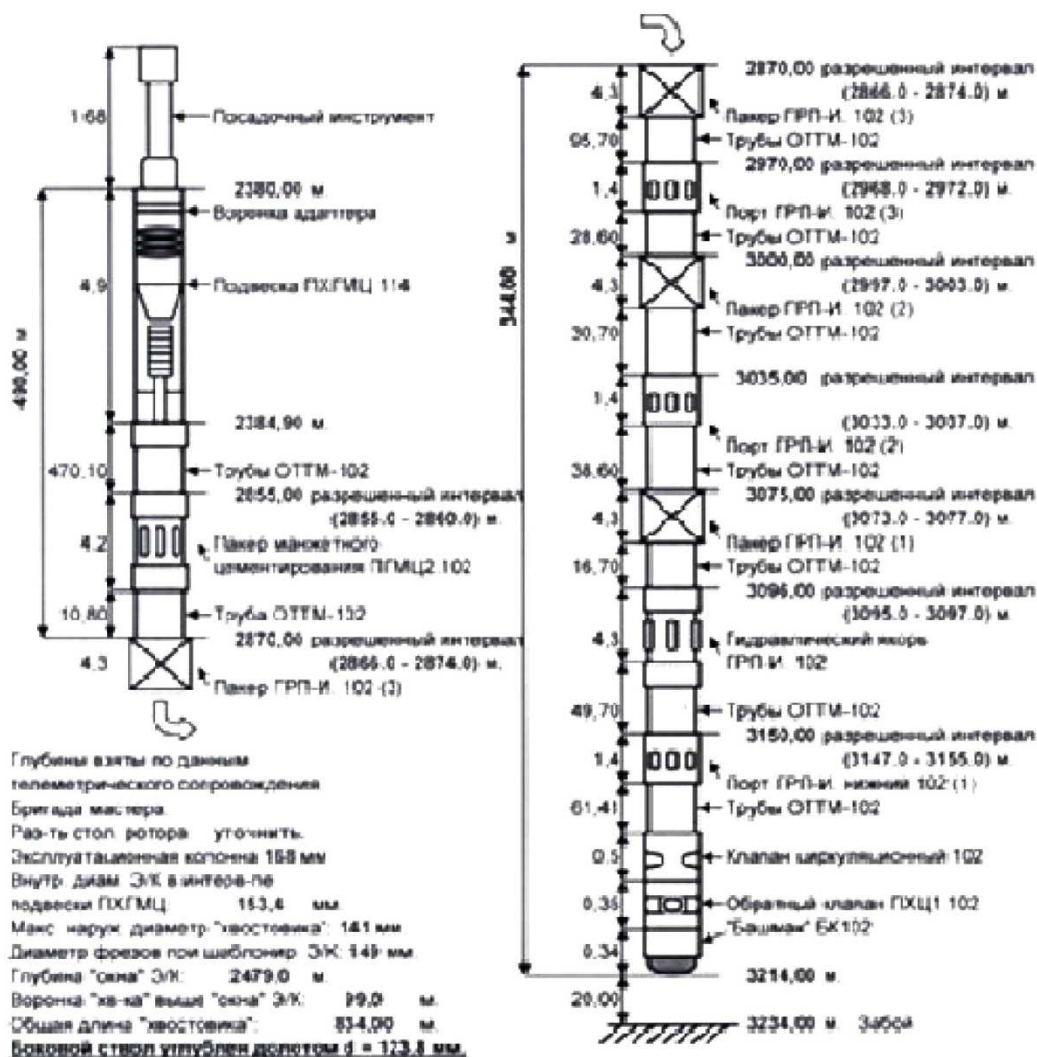


Рисунок 11 – Схема компоновок МС ГРП компании «Тяжпресмаш»

Компоновка хвостовика при этом следующая:

- башмак;
- обратный клапан;
- циркуляционный клапан;
- гидравлически открываемый фрак-порт;
- гидромеханические пакера и фрак-порты, открываемые шарами;
- пакер манжетного цементирования ПГМЦ (предназначен для проведения манжетного цементирования и надёжного разобщения фильтровой и цементируемой частей хвостовиков);
- подвеска хвостовика гидромеханическая цементируемая ПХГМЦ (предназначена для спуска, цементирования, подвески и герметизации хвостовиков);

• УГРХ устройство предназначено для герметизации затрубного пространства в хвостовике;

• воронка адаптера.

Для активации фрак-портов во время МС ГРП на вновь вводимых скважинах используются растворимые шары компании «GeoTrend». Активация происходит посредством сброса шара определённого типоразмера и посадки его в седло соответствующей муфты ГРП. После чего растворяются в соляных растворах, соляной кислоте, либо в скважинной продукции.

• шар обладает высокими прочностными свойствами;

• растворяется за несколько дней при повышении температуры в любом типе жидкости;

• размеры шаров от 41,4 до 69,9 мм;

• растворение шара происходит по окружности без рассыпания на части.

За счёт применения технологии растворимых шаров исключён этап их разбухания, либо установок кислотных ванн, которые ранее требовались при выполнении МС ГРП по обычной технологии с нерастворимыми шарами. Технология применения растворимых шаров сокращает время на освоение скважины после МС ГРП.

Произведен анализ основных параметров МС ГРП:

• количество стадий;

• количество тестовых ГРП;

• количество проппанта;

• отношение количество закаченной воды к проппанту.

Удельные параметры на одну стадию ГРП практически не меняются с 2012 года. Количество стадий МС ГРП на скважинах из бурения удерживается в районе 5–6 стадий, действующего фонда в районе с 2015 года в районе 3,5 стадии на одну операцию МС ГРП.

Удельная масса проппанта на скважинах вновь вводимого и действующего фондов за период 2016 года снизилась на стадию ГРП в целом на 10 тонн.

На рисунке 12 показана принципиальная схема подземного оборудования 4-стадийного ГРП.

С целью увеличения интенсификации добычи нефти предлагается рассмотреть возможность увеличения количества стадий операции МС ГРП.

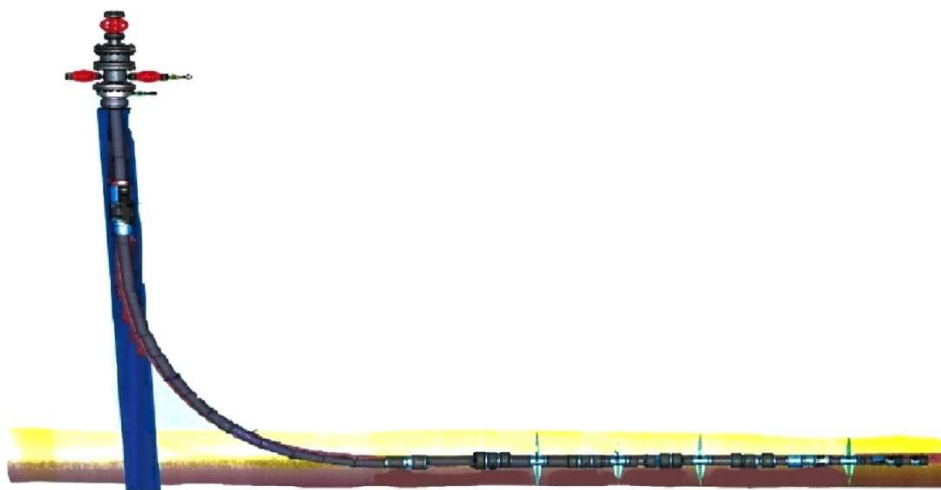


Рисунок 12 – Принципиальная схема подземного оборудования 4-стадийного ГРП

Снижение эффекта от МС ГРП в скважинах действующего фонда связанное с влиянием факторов риска, может быть компенсировано увеличением числа стадий ГРП и проведением исследований, с целью увеличения эффекта от ГРП.

МС ГРП на 5–6 стадий проводятся с 2012 года, но работы на 10–15 стадий не проводились. Одним из перспективных направлений совершенствования МС ГРП – это реализация «бесшаровой» технологии, которая позволит увеличить количество этап, а

значит объём трудноизвлекаемых запасов нефти в горизонтальной скважине. В качестве изолятора возможно использование селективных пакеров с «разрывными муфтами», и проведение МС ГРП с последовательной изоляцией стимулированных зон пакер-пробками. В этом случае количество стадий ГРП ограничивается лишь протяжённостью самой скважины и технико-экономическими расчётами.

Проведение работ по МС ГРП

Разделяют следующие этапы проведения работ по МС ГРП:

Этап планирования

На данном этапе НГДУ совместно с другими предприятиями определяют скважины, потенциально подходящие для использования технологии МС ГРП (с учётом получения максимальной эффективности от их работы и минимальным сроком окупаемости технологии МС ГРП). На основе данного подбора формируется «Программа подготовки скважин для зарезки удлинения и последующего проведения многосекционного ГРП».

Обеспечивается сбор полной и качественной информации: выкопировка из схемы разбуривания участка, структурный план, геологический разрез, текущее состояние разработки района проведения работ. Определяется первоочередное бурение ближайших наклонно-направленных скважин для изучения вскрываемого разреза перед началом бурения скважин под МС ГРП. Согласовывается перечень скважин под МС ГРП на планируемый квартал при формировании графика проведения КРБ на месторождениях Общества на планируемый квартал.

Этап строительства основного ствола скважины

На данном этапе НГДУ выдаёт «Подрядчику УБР» всю необходимую информацию для строительства скважины с определением параметров точек входа в проектный горизонт и других технических характеристик, необходимых для дальнейшего проведения в данных скважинах МС ГРП. «Подрядчик УБР» соблюдает все необходимые технологические параметры строительства скважины с учётом требований для дальнейшего забуривания «удлинения» и спуска оборудования под МС ГРП.

При бурении скважины совместно учитываются технические ограничения по спуску оснастки под проведение МС ГРП, проложение горизонтального участка выбирается приоритетно по направлению, позволяющему произвести забуривание «удлинения» ствола скважины в продуктивной части пласта с падением зенитного угла по проложению профиля. Выполняются инклинометрические измерения при бурении скважин не более 3 метров над забоем в соответствии с «Технологическим регламентом по проведению инклинометрических замеров с применением телеметрических систем». Выполняются расчёты траекторий ствола скважины на дальнейшее бурение и возможность забуривания «удлинения» ствола скважины с учётом фактического отклонения при бурении основного ствола скважины. При некачественном проведении замеров телесистемой произвести окончательный каротаж в открытом стволе, в обсаженном стволе скважины. До начала забуривания «удлинения» под МСГРП в технической колонне необходимо выполнить комплекс геофизических исследований (ГИС) по оценке качества цементирования колонны (АКЦ, РК), при необходимости выполняются дополнительные методы ГИС.

Этап забуривания «удлинения» горизонтального участка ствола скважины

На данном этапе НГДУ выдаёт «Подрядчику УПНП и КРС» необходимую информацию для забуривания «удлинения» ствола скважины.

Осуществляется забуривание «удлинения» в соответствии с выданными НГДУ параметрами. Производится спуск и обсаживание «удлинения» скважины «хвостовиком» в соответствии с согласованными «Заказчиком» планом работ и схемой с указанием интервалов установки элементов оснастки (адаптера, труб, пакеров, обратных клапанов, центраторов, башмака), а также оборудования для проведения МС ГРП. Выполняется спуск и установка уплотнительного узла механического действия (далее по тексту – Стингер), установка и монтаж спецздвижки, опрессовка трубного и затрубного пространства. Минимизируется время простоя ствола скважины после окончания проведения работ по забуриванию «удлинения» до спуска «хвостовика» с оборудованием для проведения МС ГРП.

Подготовка ствола скважины для проведения МС ГРП

После завершения забуривания «удлинения» до проектного забоя перед началом работ по спуску компоновки с оборудованием для МС ГРП производится:

- скреперование интервала установки гидравлической подвески;
- проработка «удлинения» от башмака эксплуатационной колонны до глубины установки башмака компоновки с оборудованием для МС ГРП;
- шаблонировка открытого ствола компоновкой поставщика оборудования в соответствии с планом работ.

Проработка и шаблонировка открытого ствола производится оборудованием (фреза, райберы), диаметры которого превышают диаметры компоновки МС ГРП.

При спуске элементы оборудования для МС ГРП (башмак, гидравлические порты, гидромеханические пакера, подвеска) устанавливаются в интервалах согласно дополнительному плану работ на забуривание «удлинения» горизонтального участка ствола скважины. Трубы должны заполняться раствором через каждые 50–100 м без наворота верхнего привода. Спуск оборудования для МС ГРП производится плавно, без резких рывков и торможений. Спуск «хвостовика» производить только на бурильных трубах БТ-89. Запрещается доливать инструмент с навёрнутым верхним приводом во избежание срабатывания гидравлической подвески. Вращение инструмента при спуске компоновки для МС ГРП запрещается. Запрещается оставлять компоновку «хвостовика» в открытом (необсаженном) стволе без движения более 5 мин. За 20 м до башмака эксплуатационной колонны выполнить долив инструмента до устья. Замерить вес «хвостовика» и инструмента при ходе вверх-вниз. Данную операцию необходимо повторить при допуске компоновки до проектной глубины.

После спуска компоновки до планируемой глубины навернуть привод, включить циркуляцию, не превышая рекомендованного безопасного расхода. Вызвать циркуляцию в полном объёме, затем перевести скважину на солевой раствор. Сбросить шар 31,8 мм для активации забойного циркуляционного клапана. Прокачать шар расчётным объёмом до посадочного седла забойного циркуляционного клапана. Расход жидкости не должен превышать 0,5 м³/мин (давление при циркуляции не должно превышать 55 кгс/см²).

После посадки шара в седло:

- увеличивается дифференциальное давление в инструменте в соответствии с дополнительным планом работ, происходит закрытие забойного циркуляционного клапана;
- давление повышается до активации подвески «хвостовика» в соответствии с гидравлическим расчётом. Разгружается транспортная колонна на вес, указанный в гидравлическом расчёте, для проверки якорения компоновки в эксплуатационной колонне. Давление активации выдерживается в течение 5 мин.

При увеличении давления в трубах до расчётного, указанного в гидравлическом расчёте, происходит посадка пакеров.

Для активации верхнего пакера приподнимается подвесной инструмент на 4,0–4,5 м, для выхода из воронки торцевых упоров и приводится в действие пакер путём разгрузки транспортной колонны на 20–25 тонн, на верхний торец пакера. Опрессовывается верхний пакер по затрубному пространству не превышая максимального Ропр эксплуатационной колонны.

При спуске уплотнительного узла используются НКТ-89 мм с упорной резьбой. Собирается Стингер и производится его спуск на НКТ-89 мм. За 5–10 труб до воронки «хвостовика» фиксируется вес инструмента при ходе вверх-вниз и в неподвижном состоянии. Медленно продолжается спуск до воронки «хвостовика». Разгрузка 10 тонн веса НКТ на пакер зафиксированную резьбу уплотнительного элемента в ответной левой резьбе верхнего пакера. 10 тонн затяжки сверх собственного веса лифта НКТ будет доказательством надлежащей стыковки с пакером. Разгружается инструмент на 5 тонн для срабатывания защёлки. Натяжка инструмента на 2 тонн подтверждает, что защёлка сработала. Выполняется подгонка длины НКТ для последующей установки спецздвижки. Выполняется опрессовка затрубного пространства на допустимое Ропр эксплуатационной колонны в течение 5 мин. и герметичности уплотнительного узла.

Монтируется устьевое оборудование и готовится площадка для спецтехники ГРП.

Этап проведения МС ГРП

Операция по ГРП включает в себя:

- проведение тестового ГРП (при необходимости) и корректировка на его основе расчёта МС ГРП;
- последовательную закачку оторочек композиций химических реагентов и технологической жидкости в объёмах и на режимах, предусмотренных расчётом МС ГРП;
- закачку технологической жидкости ГРП – песконосителя с постепенным увеличением концентрации проппанта в соответствии с утверждённым расчётом проведения разрыва;
- нагнетание оторочки продувочной жидкостью с предварительным вводом шаров активации портов ГРП и изоляции интервалов предыдущих этапов, в объёме, обеспечивающем закачку геля с проппантом в пласт.

Непосредственно процесс перехода к следующей стадии включает в себя следующие действия:

- после остановки шнеков необходимо снизить расход жидкости до 2 м³/мин.;
- произвести запуск шара через манифольд запуска шаров;
- поднять расход до планового и произвести продавку геле-проппантовой смеси в пласт;
- за 3 м³ до плановой посадки шара снизить расход жидкости до 2 м³/мин.;
- получив подтверждение о посадке шара в посадочный узел, о чём свидетельствует интенсивное увеличение давления и последующая нормализация (открытие фрак-порта), повысить расход жидкости до планового и запустить программу следующего этапа МС ГРП.

При проведении МС ГРП производится непрерывная запись параметров режимов работы оборудования всех химических реагентов, применяемых при проведении ГРП, на электронные носители и бланки установленного формата.

По окончании работ с целью калибровки показаний расходомеров фиксируются остатки проппанта и объёма технологической жидкости.

После проведения МС ГРП по окончании закачки жидкости разрыва:

- закрывается устьевая задвижка;
- стравливается давление с линии манифольда;
- скважина оставляется на время, необходимое для распада геля (не менее 24 часов);
- остатки жидкости разрыва утилизируются.

Места и способы утилизации рабочей жидкости должны соответствовать требованиям законодательства в области охраны окружающей среды, проектам обустройства месторождений, имеющим положительное заключение экологической экспертизы, «Типовому регламенту по утилизации технологических жидкостей и растворов химреагентов, применяемых на различных стадиях при зарезке и бурении боковых стволов».

Этап освоения и запуска скважины

Этап освоения и запуска скважины включает в себя:

- отработка скважины с целью отбора технологической жидкости, закачанной при ГРП до получения признаков пластового флюида, подъёма шаров;
- освоение скважины, извлечение (разбуривание) шаров ГРП с привлечением бригады капитального ремонта скважин с установкой «Непрерывная труба» и передвижной газификационной установки;
- подъём Стингера, спуск погружного промыслового оборудования.

После полного распада геля (24 часа) производится отработка скважины через штуцерную камеру диаметром 4–10 мм на технологическую ёмкость. Линия стравливания (отрабочная) оборудуется байпасной линией, предназначенной для улавливания шаров ГРП.

В процессе отработки фиксируется устьевое (буферное) давление, объём и состав скважинной жидкости, количество поднятых на поверхность шаров.

В случае устойчивого фонтанирования скважины при устьевом давлении на 30 % и более превышающем давление в нефтяном коллекторе при обводнённости менее 70 % и отсутствии в жидкости признаков неразрушенного геля ГРП скважина запускается в систему нефтесбора в режиме фонтанирования в независимости от количества поднятых на поверхность шаров ГРП.

При не выходе скважины на режим фонтанирования или его прекращении, и наличии шаров ГРП в секциях хвостовика, освоение скважины производится с привлечением бригад капитального ремонта скважин с установками «Непрерывная труба» и передвижной газификационной установки.

Спуском непрерывной трубы с «пером» диаметром 38–44 мм производится промывка скважины от проппанта азрированной жидкостью до глубины фрак-порта с неизвлечённым шаром ГРП. В промывочную жидкость добавляется понизитель трения металл-металл. При аномальном поглощении скважины, для получения устойчивой циркуляции и обеспечения полного подъёма проппанта и шаров на поверхность могут использоваться вязко-упругие смеси. Скважина промывается до выхода чистой промывочной жидкости. Непрерывная труба поднимается из скважины. При выходе шаров ГРП (за «пером») промывка скважины повторяется до следующего фрак-порта.

При невыходе шаров ГРП (за «пером») при азрированной промывке освоение скважины производится со спуском спецловителя на ГНКТ. Производится 1,2 цикла освоения скважины по ГНКТ газификационной установкой. Производится допуск спецловителя с вызовом притока скважины пенной системой до глубины установки первого фрак-порта. При наличии шаров ГРП в спецловителе спуском непрерывной трубы с «пером» диаметром 38–44 мм производится промывка скважины от проппанта азрированной жидкостью до глубины фрак-порта с не извлечённым шаром ГРП. При условии извлечения всех шаров спускается «перо» диаметром 38–44 мм до глубины установки последнего фрак-порта для окончательной промывки скважины с отбором проб на КВЧ.

Анализ результатов проведения МС ГРП на примере пласта ЮС₂¹ Русскинского месторождения

Результаты проведения МС ГРП пласта ЮС₂¹ в 19 скважинах Русскинского месторождения за период 2013–2016 годов приведены в таблице 2 (номера скважин в таблице условные, так как указание результатов МС ГРП с указанием реальных скважин могут составлять производственную тайну НГДУ «Комсомольскнефть»).

Таблица 2 – Результаты проведения МС ГРП пласта ЮС₂¹ Русскинского месторождения

№ скважины	Этап	Режимы работы скважин									Проппант, тонн
		до ГРП			Параметры на дату запуска			Параметры на текущую дату			
		Q _{жк} , м ³ /сут.	% обв.	Q _{нп} , тонн/сут.	Q _{жк} , м ³ /сут.	% обв.	Q _{нп} , тонн/сут.	Q _{жк} , м ³ /сут.	% обв.	Q _{нп} , тонн/сут.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	5	из бурения			107	54	42,37	38	82	5,90	230,0
2	5	из бурения			57	20	39,16	97	78	18,50	127,0
3	5	из бурения			142	72	34,77	127	88	13,10	125,0
4	5	из бурения			163	46	76,39	56	33	32,90	240,0
5	5	из бурения			110	33	63,64	115	45	55,90	270,0
6	5	из бурения			115	38	60,70	66	27	42,40	150,0
7	5	из бурения			123	45	57,90	62	57	23,50	188,5
8	5	из бурения			108	41	54,90	130	93	7,59	150,0
9	5	из бурения			77	86	8,98	25	44	12,43	143,7
10	5	из бурения			59	40	30,66	28	51	11,95	210,0
11	5	из бурения			82	23	54,26	53	26	34,28	101,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
12	6	из бурения			120	40	63,14	66	42	33,34	210,0
13	5	из бурения			160	18	115,10	65	23	43,66	175,0
14	5	из бурения			102	51	44,30	69	69	54,70	210,0
15	3	27,73	70,93	8,06	79	80	13,38	57	65	17,69	150,0
16	3	16,52	98,65	0,22	68	44	32,98	48	62	16,07	120,0
17	3	26,52	77,81	5,72	66	39	34,60	28	25	18,34	130,0
18	3	11,43	27,33	4,73	68	31	41,10	52	33	30,78	105,0
19	3	17,49	64,81	6,51	103	89	9,90	38	60	13,33	115,0

По данным таблицы, начиная с 2013 года МС ГРП выполнен в 14 скважинах из бурения (новые скважины с удлинением горизонтального ствола) и в 5 скважинах после проводки бокового ствола. Для проведения этих работ в скважину спускали компоновки (стингер), состоящие из 3 фрак-портов (для скважин после проводки бокового ствола) и 5–6 фрак-портов (для новых горизонтальных скважин). Объём закачанного проппанта варьирует от 101,5 до 270 тонн. После проведения МС ГРП у скважин имелся дебит по жидкости от 57 до 163 м³/сут., по нефти от 8,98 до 115,1 тонн/сут. и процент обводнённости от 18 до 89 %. Проанализировав эти результаты и выполнив расчёт основных параметров МС ГРП, будет возможно сделать общий анализ эффективности проведения МС ГРП на примере пласта ЮС₂¹ Русскинского месторождения.

В связи с тем, что нефтенасыщенные пласты юрских отложений представлены алевролитами, заглинизированными песчаниками, глинами с низкими коллекторскими свойствами, и обычными методами обработок призабойных зон пластов (СКО, ГКО, ПАВ, УОС, ТГХВ) освоить и добиться хорошего притока для дальнейшей эксплуатации практически невозможно, поэтому было принято решение о производстве работ по гидроразрыву пластов как наиболее эффективному методу интенсификации добычи нефти.

На начальном этапе освоения наклонно-направленных скважин и горизонтальных боковых стволов применялся и применяется в настоящее время многообъёмный стандартный ГРП. Как правило, после освоения скважины и спуска подземного оборудования начальный дебит по нефти составлял в среднем 9–10 тонн/сут. В процессе дальнейшей эксплуатации производительность скважин снижается, и средний дебит по нефти составляет 2–3 тонн/сут.

В последнее время для освоения трудноизвлекаемых запасов нефти пласта ЮС₂¹ разработали и стали использовать новую технологию многосекционного ГРП. В зависимости от количества портов значительно увеличивается количество трещин в коллекторе и, как следствие, увеличивается объём закачанного проппанта. После освоения скважины эксплуатируются установками ЭЦН.

Работы по МС ГРП выполнены с успешностью 100 %.

Исходя из нефтенасыщенности пласта ЮС₂¹ (см. табл. 1), ожидали получить приток с низким процентом обводнённости. Однако, как видно из режимов работы скважин (см. табл. 2), получен дебит скважин с высоким содержанием воды. В процессе дальнейшей эксплуатации скважин в большинстве случаев процент обводнённости увеличился и, как следствие, уменьшался дебит нефти.

Причиной обводнённости продукции по геофизическим исследованиям в одной скважине выявлен заколонный переток из вышележащего горизонта ЮС₁ из-за некачественного цементирования эксплуатационной колонны. Высокое содержание воды в остальных скважинах также возможно обусловлено поступлением воды из нижележащего горизонта ЮС₂² по причине нарушения глинистой перемычки после проведённого ГРП.

Расчёт основных параметров МС ГРП

Для выполнения расчёта возьмём из таблицы 2 скважину с условным номером 5. Для расчёта используем исходные данные, приведённые в таблице 3.

Таблица 3 – Исходные данные для расчёта основных параметров ГРП

Глубина скважины $L_{скв}$, м	2860
Длина скважины $L'_{скв}$, м	3630
Количество фрак-портов	5
Начальное пластовое давление $P_{пл}$, МПа	28,6
Эффективная нефтенасыщенная толщина h , м	5,8
Средняя плотность вышележащих пород ρ_n , кг/м ³	2600
Темп закачки Q , м ³ /с	0,0486
Плотность жидкости-песконосителя $\rho_{жп}$, кг/м ³	930
Вязкость жидкости-песконосителя μ , Па·с	0,2
Коэффициент Пуассона ν	0,3
Средняя концентрация проппанта в смеси C_n , кг/м ³	600
Плотность проппанта $\rho_{лес}$, кг/м ³	1600
Диаметр НКТ (внешний / внутренний), мм	88,9 / 75,9
Количество закачиваемого проппанта Q_n , тонн	270 – всего, 55 – на один фрак-порт
Объём закачиваемой жидкости $V_{ж}$, м ³	150 – на один фрак-порт
Насосный агрегат	FC 2251

Имея исходные данные, выполним расчёт основных параметров ГРП:

1. Рассчитаем вертикальную составляющую горного давления:

$$P_{зв} = \rho_n \cdot g \cdot L_{скв} \cdot 10^{-6}, \quad (1)$$

где $L_{скв}$ – глубина скважины, м; ρ_n – среднее значение плотности породы, залегающей от поверхности до подошвы пласта, кг/м³; g – ускорение свободного падения, м/с.

$$P_{зв} = 2600 \cdot 9,81 \cdot 2860 \cdot 10^{-6} = 72,9 \text{ МПа.}$$

2. Принимая $\nu = 0,3$, рассчитаем горизонтальную составляющую горного давления:

$$P_{гг} = P_{зв} \cdot \frac{\nu}{1-\nu}, \quad (2)$$

где ν – коэффициент Пуассона горных пород ($\nu = 0,2-0,3$).

$$P_{гг} = 72,9 \cdot \frac{0,3}{1-0,3} = 31,2 \text{ МПа.}$$

3. Зная составляющие горного давления, рассчитаем забойное давление разрыва:

$$\frac{P_{заб}}{P_{гг}} \cdot \left(\frac{P_{заб}}{P_{гг}} - 1 \right)^3 = \frac{5,25 \cdot E^2 \cdot Q \cdot \mu}{(1-\nu^2)^2 \cdot P_{гг} \cdot V_{ж}}, \quad (3)$$

где E – модуль упругости пород ($E = 10^5$ Па); Q – темп закачки жидкости разрыва, м³/с; μ – вязкость жидкости разрыва, Па·с; $V_{ж}$ – объём закачиваемой жидкости, м³.

$$\frac{P_{заб}}{P_{гг}} \cdot \left(\frac{P_{заб}}{P_{гг}} - 1 \right)^3 = \frac{5,25 \cdot 10^{10} \cdot 0,0468 \cdot 0,2}{(1-0,3^2)^2 \cdot 31,2 \cdot 10^6 \cdot 150} = 0,127,$$

отсюда $P_{заб} = 46,9$ МПа.

4. Определим объёмную концентрацию песка в смеси:

$$\beta_H = \frac{\frac{C_n}{\rho_{пес}}}{\frac{C_n}{\rho_{пес}} + 1}, \quad (4)$$

где $\rho_{пес}$ – плотность песка, кг/см³; C_n – средняя концентрация песка в 1 м³ жидкости.

$$\beta_H = \frac{\frac{600}{1600}}{\frac{600}{1600} + 1} = 0,273.$$

5. Рассчитаем плотность жидкости-песконосителя с песком:

$$\rho_{жп} = \rho'_{жп} \cdot (1 - \beta_H) + \rho_{пес} \cdot \beta_H, \quad (5)$$

где $\rho'_{жп}$ – плотность жидкости, используемой в качестве песконосителя, кг/м³.

$$\rho_{жп} = 930 \cdot (1 - 0,273) + 1600 \cdot 0,273 = 1112,9 \text{ кг/м}^3.$$

6. Рассчитаем вязкость жидкости-песконосителя с песком:

$$\mu_{жп} = \mu \cdot \exp(3,18 \cdot \beta_H), \quad (6)$$

где μ – вязкость жидкости, используемой в качестве песконосителя, Па·с.

$$\mu_{жп} = 0,2 \cdot \exp(3,18 \cdot 0,273) = 0,476 \text{ Па·с.}$$

7. Определим число Рейнольдса:

$$Re = \frac{4 \cdot Q \cdot \rho_{жп}}{\pi \cdot d_{вн} \cdot \mu_{жп}}; \quad (7)$$

$$Re = \frac{4 \cdot 0,0486 \cdot 1112,9}{3,14 \cdot 0,0759 \cdot 0,476} = 1907,1.$$

8. Коэффициент гидравлического сопротивления получаем равным:

$$\lambda = \frac{64}{Re}; \quad (8)$$

$$\lambda = \frac{64}{1907,1} = 0,034.$$

9. Рассчитаем потери на трение:

$$P_{тр} = \frac{8 \cdot \lambda \cdot Q^2 \cdot L'_{скв} \cdot \rho_{жп}}{(\pi^2 \cdot d^2)}, \quad (9)$$

где $L'_{скв}$ – длина скважины, м; d – внутренний диаметр НКТ, м; λ – коэффициент гидравлического сопротивления.

$$P_{тр} = \frac{8 \cdot 0,034 \cdot 0,0486^2 \cdot 3630 \cdot 1112,9}{(3,14^2 \cdot 0,0759^2)} = 4,5 \text{ МПа.}$$

10. Учитывая то, что при значении $Re > 200$ значение потерь на трение увеличится в 1,52 раза:

$$P'_{тр} = 1,52 \cdot P_{тр} = 1,52 \cdot 4,5 = 6,8 \text{ МПа.} \quad (10)$$

11. Рассчитаем давление на устье, развиваемое при закачке жидкости-песконосителя:

$$P_y = P_{заб} - \rho_{жл} \cdot g \cdot L_c + P'_{мп}; \quad (11)$$

$$P_y = 46,9 - 1112,9 \cdot 9,81 \cdot 2860 \cdot 10^{-6} + 6,8 = 22,5 \text{ МПа.}$$

12. Насосный агрегат FC-2251 развивает рабочее давление 40 МПа, а рабочий расход 0,017 м³/с, следовательно, необходимое число агрегатов будет равно:

$$N = \frac{P_y \cdot Q}{(P_p \cdot Q_p \cdot K_{мс})} + 2, \quad (12)$$

где P_p – рабочее давление агрегата; Q_p – подача агрегата при данном P_p ; $K_{мс}$ – коэффициент технического состояния агрегата (при закачке в НКТ); при проведении МС ГРП необходимы большие объёмы закачки жидкости, поэтому добавляется 2 запасных агрегата.

$$N = \frac{22,5 \cdot 0,0486}{(40 \cdot 0,017 \cdot 0,8)} + 2 = 2,01 + 2 \approx 5 \text{ шт.}$$

13. Определим объём продавочной жидкости:

$$V_n = 0,785 \cdot d^2 \cdot L'_{скв}; \quad (13)$$

$$V_n = 0,785 \cdot 0,0759^2 \cdot 3630 = 16,4 \text{ м}^3.$$

14. Рассчитаем объём жидкости для осуществления ГРП:

$$V_{жр} = \frac{55000}{600} = 91,7 \text{ м}^3. \quad (14)$$

15. Суммарное время работы одного агрегата:

$$t = \frac{(V_{жр} + V_n)}{Q_p}; \quad (15)$$

$$t = \frac{(91,7 + 16,4)}{0,017} = 6359 \text{ с} = 1 \text{ час } 45 \text{ мин. } 36 \text{ с.}$$

Расчёт размеров трещин

1. Рассчитаем длину вертикальной трещины:

$$L_{мп} = \sqrt{\frac{V_{жр} \cdot 10^5}{5,6 \cdot (1 - \nu^2) \cdot h \cdot (P_{заб} - P_{гг})}}, \quad (16)$$

где h – эффективная нефтенасыщенная толщина.

$$L_{мп} = \sqrt{\frac{91,7 \cdot 10^5}{5,6 \cdot (1 - 0,3^2) \cdot 5,8 \cdot (46,9 - 31,2)}} = 98,7 \text{ м.}$$

2. Определим раскрытость трещины:

$$W_0 = \frac{4 \cdot (1 - \nu^2) \cdot L_{мп} \cdot (P_{заб} - P_{гг})}{10^5}; \quad (17)$$

$$W_0 = \frac{4 \cdot (1 - 0,3^2) \cdot 98,7 \cdot (46,9 - 31,2)}{10^5} = 0,018 \text{ м} \approx 1,8 \text{ см.}$$

На рисунках 13 и 14 изображены графики реальных параметров ГРП по скважине с условным номером 5.

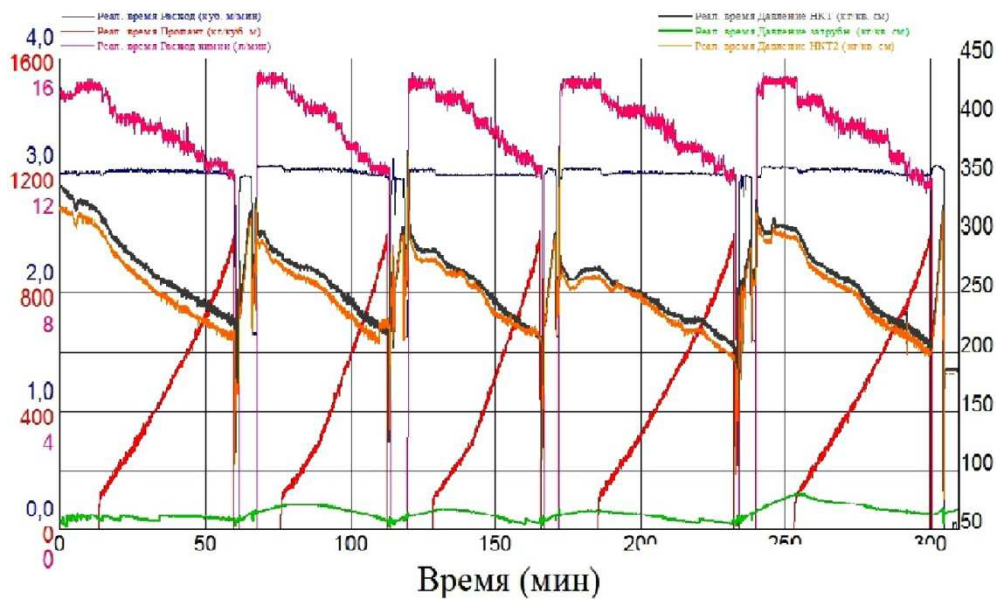


Рисунок 13 – График основных параметров МС ГРП

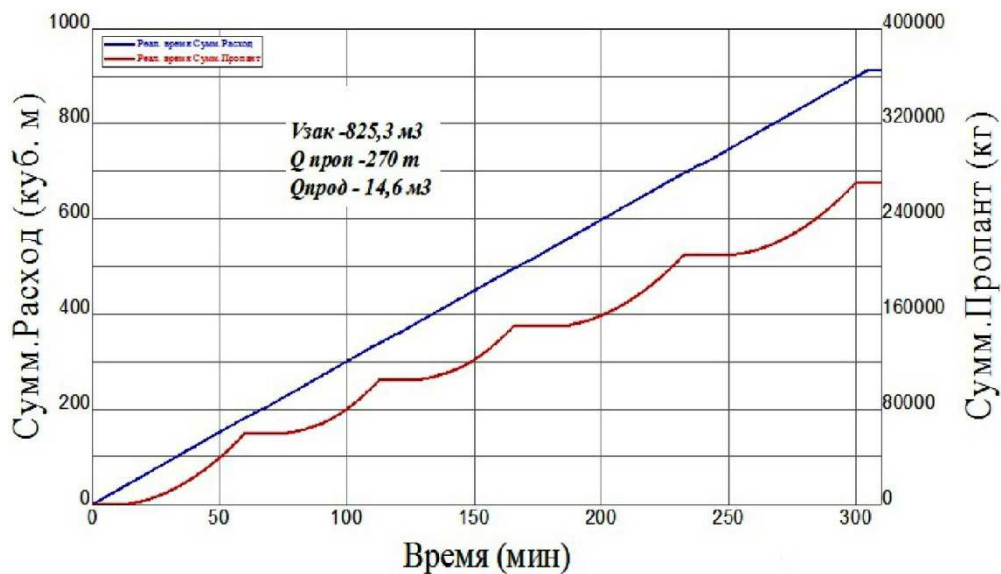


Рисунок 14 – График расхода жидкости-песконосителя и пропанта

В таблице 4 приведены ожидаемые и фактические режимы работы скважины под условным номером 5.

Таблица 4 – Режимы работы скважины

Режим	$Q_{ж}$, м ³ /сут.	Q_n , тонн/сут.	Обводнённость, %
Ожидаемый	50	30,7	30
Фактический на дату запуска	123	57,9	45
Фактический на текущую дату	62	23,5	57

Дополнительная добыча нефти после проведения МС ГРП определяется по формуле:

$$\Delta Q_{доп} = q \cdot t_{эф}, \quad (18)$$

где q – дебит по нефти после воздействия, тонн/сут.; $t_{эф}$ – время технологического эффекта (350 сут.).

$$\Delta Q_{дол} = 57,9 \cdot 350 = 20265 \text{ тонн.}$$

Расчёт экономической эффективности МС ГРП на примере пласта ЮС₂¹ Русскинского месторождения

По принятым и фактическим данным эффект после проведения МС ГРП в рассматриваемой скважине под условным номером 5 будет сохраняться на протяжении 350 сут. и дебит скважины по нефти будет составлять 57,9 тонн/сут. Затраты на проведение МС ГРП примем равными 75 млн руб. – это усреднённое значение в условиях ОАО «Сургутнефтегаз» (стоимость компоновки МС ГРП производства «GeoTrend» около 60 млн руб.). Предоставить точные данные о стоимости работ по МС ГРП в статье невозможно, так как их значения являются коммерческой тайной. В эти значения могут входить стоимость всех используемых агрегатов, оборудования, норма начисления амортизации на них, стоимость применяемых материалов, сведения о заработной плате рабочих и инженеров, и прочие необходимые данные.

По выполненным экономическим расчётам можно сделать вывод, что в результате проведения работ по многосекционному гидроразрыву пласта в течение 350 дней поток денежной наличности компании увеличится на 110,7 млн руб., при этом срок окупаемости составит 72 дня. Таким образом, применение многостадийного гидроразрыва пласта на примере объекта ЮС₂¹ Русскинского месторождения показывает высокую эффективность.

Литература:

1. Дополнение к проекту разработки Русскинского месторождения, выполнен ТО «СургутНИПИнефть» (протокол ТО ЦКР Роснедра по ХМАО-Югре от 16.06.2009 г. № 1172).
2. Технологический регламент по порядку подготовки и проведения работ по гидравлическому разрыву пластов на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз». – Сургут : ОАО «Сургутнефтегаз», 2015. – 88 с.
3. Временный регламент на проведение многосекционного гидравлического разрыва пластов на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз». – Сургут : ОАО «Сургутнефтегаз», 2015. – 19 с.
4. Охране труда при проведении технологического контроля над гидроразрывом пласта : инструкция № ИОТВ-061-07. – Сургут : ОАО «Сургутнефтегаз», 2012. – 64 с.
5. Ахпателов Э.А., Волков В.А., Гончарова В.Н. и др. Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа : Атлас / Научно-аналитический центр рационального недропользования имени В.И. Шпилемана. – Екатеринбург : Издат. Наука Сервис, 2006. – 288 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 : 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 : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
10. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
11. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоения нафтових і газових свердловин. Наука і практика : монографія. – Львів : Сполум, 2018. – 476 с.
12. Каневская Р.Д. Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа с применением гидравлического разрыва пласта. – М. : Издательство Недр, 1999. – 212 с.
13. Усачёв П.М. Гидравлический разрыв пласта. – М. : Издательство Недр, 1986. – 165 с.
14. Арутюнов Т.В., Березовский Д.А., Кусов Г.В. Анализ технологии проведения гидравлического разрыва пласта в условиях объекта Ю₁ Снежного месторождения // Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования. – 2017. – № 02. – URL : <http://vs.n.esrae.ru/pdf/2017/02/9.PDF>

15. Арутюнов Т.В., Березовский Д.А., Кусов Г.В. Анализ эффективности гидроразрыва пласта на Сабанчинском нефтяном месторождении // Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования. – 2017. – № 03. – URL : <http://vsn.esrae.ru/pdf/2017/03/14.PDF>
16. Арутюнов Т.В., Березовский Д.А., Кусов Г.В. Анализ эффективности проведения гидравлического разрыва пласта Когалымского месторождения // Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования. – 2018. – № 01. – URL : vsn.esrae.ru/4-20
17. Афанасьев И.С., Никитин А.Н., Латыпов И.Д., Хайдар А.М., Борисов Г.А. Прогноз геометрии трещины гидроразрыва пласта // Нефтяное хозяйство, 2009. – № 11. – С. 62–66.
18. Балакиров Ю.А., Буркинский И.Б. Совершенствование технологии гидравлического разрыва пластов // Время колтюбинга. – 2016. – № 1. – С. 44–47.
19. Виноградова И.А. Результаты применения технологии ГРП по снижению риска неконтролируемых водопроявлений на месторождениях Западной Сибири // Нефть. Газ. Новации. – 2009. – № 5–6. – С. 29–34.
20. Гнездов А.В. О точности расчётов параметров трещин при гидроразрыве пласта // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2010. – № 3. – С. 95–97.
21. Дашкевич Д.В., Шальская С.В. Арутюнов Т.В. Техника и технология проведения гидравлического разрыва пласта ЮВ₁ Верхне-Колик-Ёганского месторождения // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 4. – С. 250–274.
22. Жданов С.А., Константинов С.В. Проектирование и применение гидроразрыва пласта в системе скважин // Нефтяное хозяйство. – 1995. – № 9. – С. 24–25.
23. Казбулатов И.Г., Рубцова А.В., Волянская В.В. Многостадийный гидроразрыв пласта в горизонтальных скважинах // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 9. – С. 93–95.
24. Малышев А.Г. Анализ технологии проведения ГРП на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» // Нефтяное хозяйство. – 1997. – № 9. – С. 46–52.
25. Савенок О.В., Кусов Г.В. Повышение эффективности газоконденсатоотдачи с помощью гидроразрыва пласта на Ново-Уренгойском газоконденсатном месторождении // ГеоИнжиниринг. – 2006. – № 2. – С. 88–91.
26. Шкандратов В.В., Шаламова В.И., Опыт применения многозонных ГРП в горизонтальных скважинах // Вестник ЦКР Роснедра. – 2012. – № 4. – С. 9–14.
27. 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). – Харьков : научно-информационный центр «Знание», 2017. – Ч. 2. – С. 25–40.
28. 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 : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 1. – С. 128–151.
29. Патент № 2507389. Способ гидравлического разрыва пласта / Е.П. Запорожец, Н.А. Шостак, Д.Г. Антониади, О.В. Савенок. – 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 ВО «КубГТУ»).
30. База данных Гидравлический разрыв пласта / Д.Г. Антониади, Т.В. Арутюнов, О.В. Савенок. – 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.

References:

1. Addition to the project of development of the Russkinsky field, it is executed THAT Surgut-NIPIneft (the TsKR Rosnedra protocol across KhMAO-Yugra from 6/16/2009 No. 1172).
2. Production schedules in the order of preparation and work on a hydraulic rupture of layers on fields of JSC Surgutneftegas. – Surgut : JSC Surgutneftegas, 2015. – 88 p.
3. Temporary regulations on carrying out a multisection hydraulic rupture of layers on fields of JSC Surgutneftegas. – Surgut : JSC Surgutneftegas, 2015. – 19 p.
4. To labor protection when carrying out technological control over layer hydraulic fracturing : instruction No. IOTV-061-07. – Surgut : JSC Surgutneftegas, 2012. – 64 p.

5. Akhpatelov E.A., Volkov V. A., Goncharova V.N., etc. Geology and oil-and-gas content of Khanty-Mansi Autonomous Okrug : Atlas / Scientific analytical center of rational subsurface use of V.I. Szpilman. – Yekaterinburg : To publish. Science Service, 2006. – 288 p.
6. Bulatov A.I., Savenok O.V. Completion of oil and gas wells: theory and practice. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 539 p.
7. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology at construction of oil and gas wells : manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 603 p.
8. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells : in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2012–2015. – T. 1–4.
9. Bulatov A.I., Savenok O.V. Praktikum on discipline «Completion oil and gas wells» : in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2013–2014. – T. 1–4.
10. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2016. – 576 p.
11. Bulatov A.I., Kachmar Yu.D., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Osvoennya naftovy i gazovy sverdlavin. Science i practice : monograph. – Lvov : Spol, 2018. – 476 p.
12. Kanevskaya R.D. Mathematical modeling of development of oil and gas fields with application of hydraulic fracturing. – M. : Publishing house Nedra, 1999. – 212 p.
13. Usachyov P.M. Hydraulic fracturing. – M. : Publishing house Nedra, 1986. – 165 p.
14. Arutyunov T.V., Berezovsky D.A., Kusov G.V. The analysis of technology of carrying out hydraulic fracturing in the conditions of an object Yu₁ of the Snow field // Messenger of student's science of department of information systems and programming. – 2017. – No. 02. – URL : <http://vs.n.esrae.ru/pdf/2017/02/9.PDF>
15. Arutyunov T.V., Berezovsky D.A., Kusov G.V. The analysis of efficiency of hydraulic fracturing of layer on the Sabanchinsky oil field // the Messenger of student's science of department of information systems and programming. – 2017. – No. 03. – URL : <http://vs.n.esrae.ru/pdf/2017/03/14.PDF>
16. Arutyunov T.V., Berezovsky D.A., Kusov G.V. Analysis of efficiency of carrying out hydraulic fracturing of the Kogalym field // Messenger of student's science of department of information systems and programming. – 2018. – No. 01. – URL : vs.n.esrae.ru/4-20
17. Afanasyev I.S., Nikitin A.N., Latypov I.D., Haidar A.M., Borisov G.A. Forecast of geometry of a crack of hydraulic fracturing of layer // Oil economy, 2009. – No. 11. – P. 62–66.
18. Balakirov Yu.A., Burkin'sky I.B. Improvement of technology of a hydraulic rupture of layers // Koltyubing time. – 2016. – No. 1. – P. 44–47.
19. Vinogradova I.A. Results of use of GRP technology for decrease in risk of uncontrollable water manifestations on fields of Western Siberia // Oil. Gas. Innovations. – 2009. – No. 5–6. – P. 29–34.
20. Gnezdov A.B. About the accuracy of calculations of parameters of cracks at layer hydraulic fracturing // the Mountain information and analytical bulletin. – 2010. – No. 3. – P. 95–97.
21. Dashkevich D.V., Shalskaya S.V. Arutyunov T.V. Tekhnik and technology of carrying out hydraulic fracturing of YuV₁ of the field Verkhne-Kolik-Yoganskogo // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – No. 4. – P. 250–274.
22. Zhdanov S.A., Konstantinov S.V. Design and application of hydraulic fracturing of layer in the system of wells // Oil economy. – 1995. – No. 9. – P. 24–25.
23. Kazbulatov I.G., Rubtsova A.V., Volyanskaya V.V. Multistage hydraulic fracturing of layer in horizontal wells // Oil economy. – 2014. – No. 9. – P. 93–95.
24. Malyshev A.G. The analysis of technology of carrying out GRP on fields of JSC Surgutneftegas // Oil economy. – 1997. – No. 9. – P. 46–52.
25. Savenok O.V., Kusov G.V. Increase in efficiency of a gazokondensatootdacha with the help of hydraulic fracturing of layer on the New and Urengoy gas-condensate field // Geoinzhiniring. – 2006. – No. 2. – P. 88–91.
26. Shkandratov V.V., Shalamova V.I., Experience of application of multizonal GRP in horizontal wells // TsKR Rosnedra Bulletin. – 2012. – No. 4. – P. 9–14.
27. Yakovlev A.L., Berezovsky D.A., Kusov G.V. Tekhnik and technology of carrying out acid hydraulic fracturing // Collection of articles of Znaniye scientific information center for materials XXI of the International correspondence scientific and practical conference «Development of Science in the 21st Century» (on January 16, 2017, Kharkiv). – Kharkiv : Znaniye scientific information center, 2017. – P. 2. – P. 25–40.
28. Yakovlev A.L., Kusov G.V., Machado Martinyu Limbin Batishta, Ocheredko T.B. The analysis of efficiency of application of GRP on the Elnikovskiy oil field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – No. 1. – P. 128–151.

29. Patent No. 2507389. Way of hydraulic fracturing / E.P. Zaporozhets, N.A. Shostak, D.G. Antoniadi, O.V. Savenok. – Application No. 2012133791. Invention priority on August 07, 2012. It is registered in the State register of inventions of the Russian Federation on February 20, 2014. Period of validity of the patent expires on August 07, 2032. Patent holder: Federal state-funded educational institution of the highest professional education «Kuban state technological university» (FGBOOU WAUGH «KubGTU»).

30. Antoniadi Hydraulic fracturing / D.G. database, T.V. Arutyunov, O.V. Savenok. – Certificate on the state registration of the database No. 2015620811. Application No. 2015620282. Date of receipt on March 27, 2015 Date of the state registration in the Register of databases on May 25, 2015.